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

Modélisation du système énergétique français à horizon 2035

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

TABLE DES MATIERES

GLOSSAIRE 4

1 INTRODUCTION ET CONTEXTE 5

2 METHODOLOGIE ET HYPOTHESES CENTRALES 7

2.1 PRINCIPES GENERAUX DE MODELISATION 7
2.1 APPROCHE D'IDENTIFICATION DU POTENTIEL DE LA FILIERE METHANATION 8
2.1.1 PERIMETRE DE MODELISATION 8
2.1.2 MODELISATION DU SYSTEME ELECTRIQUE 9
2.1.3 MODELISATION DE L'HYDROGENE ET DU E-METHANE 10
2.1.4 PRESENTATION DES DIFFERENTES CONFIGURATIONS DU SYSTEME COMPAREES 13
2.2 LIMITATIONS ET REMARQUES PRELIMINAIRES 15

3 RESULTATS CLES DE L'ANALYSE 17

3.1 UNE PRODUCTION DE METHANE DE SYNTHESE APPARAIT COMME ECONOMIQUEMENT PERTINENTE 17
3.2 L'INJECTION DU METHANE DE SYNTHESE DANS L'INFRASTRUCTURE GAZIERE PERMET DE FLEXIBILISER LA CONSOMMATION DES ELECTROLYSEURS 20
3.2.1 LES UNITES DE METHANATION SONT OPEREES DE FAÇON FLEXIBLE 20
3.2.2 LA FLEXIBILISATION DES ELECTROLYSEURS PERMET UNE REDUCTION DES COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE 22
3.3 ET DE RELOCALISER LA PRODUCTION D'HYDROGENE A PROXIMITE DU PRODUCTIBLE ENR 24
3.4 CREANT UN BENEFICE NET POUR LE SYSTEME PAR RAPPORT A LA SITUATION CONTREFACTUELLE 26

4 ANALYSES DE SENSIBILITE 29

4.1 CADRAGE DES ANALYSES DE SENSIBILITE 29
4.2 IMPACT DES CONTRAINTES DE SUBSTITUABILITE ENTRE LES MOLECULES 31
4.3 IMPACTS D'UNE PRODUCTION ADDITIONNELLE DE E-METHANE 33
4.3.1 VALORISATION DU E-METHANE A 53 €/MWH 33
4.3.2 VALORISATION DU E-METHANE A 115 €/MWH 35
4.4 PRISE EN COMPTE DE L'INFRASTRUCTURE HYDROGENE 38
4.5 SYNTHESE DES RESULTATS CLES DES DIFFERENTES CONFIGURATIONS 41
4.6 ANALYSE A HORIZON 2050 43
4.6.1 METHODOLOGIE 43

4.6.2 RESULTATS 44

5 CONCLUSIONS 47

6 ANNEXES 49

6.1 MODELISATION DU SYSTEME ELECTRIQUE 49
6.1.1 DEMANDE D'ELECTRICITE 49
6.1.2 CAPACITES DE PRODUCTION RENOUVELABLE 50
6.1.3 CAPACITES DE PRODUCTION THERMIQUE ET NUCLEAIRE 52
6.1.4 COUTS DES COMBUSTIBLES ET DU CO2 52
6.1.5 RESEAU ELECTRIQUE 53
6.1.6 STOCKAGE PAR BATTERIES 55
6.2 SYSTEME HYDROGENE 55
6.2.1 SEGMENTATION DE LA DEMANDE D'HYDROGENE 55
6.2.2 HYPOTHESES RELATIVES AU PROCEDE D'ELECTROLYSE 61
6.2.3 HYPOTHESES RELATIVES AU PROCEDE DE METHANATION 62
6.2.4 INFRASTRUCTURE CONSIDEREE A HORIZON 2035 63
6.3 PRISE EN COMPTE DES PAYS VOISINS 64

Glossaire

Acronyme	Signification / Définition
EnR	Énergies Renouvelables
P2M	Power-to-Methane (conversion de l'électricité en méthane de synthèse)
P2X	Power-to-X (conversion de l'électricité en un autre vecteur énergétique ou produit)
PCI	Pouvoir Calorifique Inférieur
S3REnR	Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables

1 Introduction et contexte

Contexte de l'étude

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 de 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 sur les réseaux de transport et de distribution nécessitant des investissements croissants ;
- 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 dans le réseau gazier existant apparaît alors comme un potentiel levier de flexibilité pour le système électrique.

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. L'étude s'articule autour de trois phases :

- Une première phase d'analyse à la maille territoriale visant à identifier des zones a priori favorables au déploiement de la méthanation en croisant des données relatives aux congestions sur le réseau électrique de transport, aux zones de tension pour le raccordement des capacités renouvelables, ainsi qu'aux gisements de CO2 biogénique
- Une seconde phase, visant à modéliser le système électrique à horizon 2035, afin d'identifier ses besoins en flexibilité et déterminer sous quelles conditions le déploiement de la méthanation pourrait en partie répondre à ces besoins
- Une phase d'étude de cas à une maille locale, visant à analyser les conditions de faisabilité d'un projet dans une zone identifiée à partir des analyses des phases 1 et 2.

Ce document présente le détail des analyses menées dans le cadre de la phase 2 de cette étude et présente la structure suivante :

- La section 2 présente la méthodologie de modélisation ainsi que les principales hypothèses de scénarisation,

- La section 3 présente les résultats clés de l'analyse,
- La section 4 présente les différentes analyses de sensibilité qui ont été menées
- Enfin, des hypothèses plus détailles de modélisation sont données en annexe.

2 Méthodologie et hypothèses centrales

La deuxième phase de cette étude a pour objectif de quantifier l'intérêt du Power-to-Méthane à l'échelle nationale et d'évaluer le potentiel de développement de la filière à l'horizon 2035, notamment en termes de capacités installées et de volumes de production**.** L'analyse vise en particulier à mettre en perspective les bénéfices potentiels de la technologie Power-to-méthane au regard des besoins de flexibilité du système électrique, en étudiant la possibilité d'une substitution d'une production d'hydrogène en base par une production de méthane de synthèse potentiellement flexibilisée[1] .

La modélisation s'appuie sur un **modèle d'équilibre offre-demande régional** permettant d'évaluer les arbitrages technologiques et **investissements optimaux** dans les différentes technologies de flexibilités et la méthanation.

2.1 Principes généraux de modélisation

L'analyse repose sur une modélisation du système énergétique français à l'échelle régionale, réalisée avec le logiciel **Artelys Crystal Super Grid**, permettant d'effectuer simultanément l'optimisation économique des investissements et la simulation horaire du système couplé électricité–hydrogène, à **horizon 2035**.

On rappelle dans un premier temps les principes généraux de cet outil de modélisation.

- Modélisation de l'équilibre offre-demande : le modèle équilibre la production et la consommation, en tenant compte des profils de demande, de production renouvelable et de disponibilité des actifs produisant l'énergie. Cet équilibrage est fait **à la maille régionale**, et **pour les différentes énergies représentées**.
- **Représentation horaire du système** : le temps est discrétisé en pas horaires (8 760 heures par an), l'équilibrage offre-demande est assuré à chaque heure.
- **Minimisation des coûts complets** : le modèle réalise cet équilibrage sur un principe d'optimisation. Le modèle minimise le coût de production global de la production d'énergie (coûts de combustibles, coûts des émissions de CO2 …) en sélectionnant le mix optimal parmi les unités disponibles à chaque pas de temps (nucléaire, gaz, hydraulique, ENR…).
- Représentation des **contraintes du système** : L'équilibre est assuré à la maille de chaque région, en tenant compte des contrainte techniques du système. Par exemple, le modèle respecte les contraintes techniques des actifs de production : rampes de puissance, minima techniques, capacités de stockage…

[1] Une éventuelle substitution au gaz naturel sur des usages déjà existants est étudiée en analyse de sensibilité.

Le modèle permet par ailleurs d'optimiser les investissements. Ainsi, pour une technologie donnée, les capacités peuvent être :

- **Scénarisées**, auquel cas les capacités régionalisées sont fixées en entrée du modèle
- Ou **Optimisées**, auquel cas le modèle a la possibilité de développer les capacités moyennant un coût d'investissement.

L'optimisation de capacité est réalisée moyennant des hypothèses de coûts d'investissement en €/MW ajouté, de taux d'actualisation et de durée de vie propres à chaque technologie prise en compte dans l'optimisation de capacité.

Le critère minimisé par le système représente le coût total du système, décomposé en :

- Un coût d'opération du système, correspondant aux coûts de production (coûts de combustibles utilisés par les actifs thermiques, coûts des émissions de CO2) sur un an.
- Un coût d'investissement, correspondant aux capacités installées par le modèle, multipliées par leurs CAPEX unitaires **annualisés**.

2.1 Approche d'identification du potentiel de la filière méthanation

2.1.1 Périmètre de modélisation

Dans le cadre de cette analyse, la modélisation du système énergétique français est réalisée dans Artelys Crystal Super Grid à la **maille régionale**. Le modèle représente ainsi pour chaque région (soit 12 zones, la Corse n'étant pas représentée) l'équilibre **offre demande pour l'électricité et l'hydrogène**, au pas de temps horaire.

Dans chacune de ces zones sont représentés le parc de production d'électricité agrégé par type de production, les stockages d'électricité, la consommation d'électricité et sa flexibilité, ainsi que la consommation d'hydrogène et les capacités d'électrolyse.

Le réseau de transport interrégional est modélisé explicitement à travers des capacités d'échange fixées entre les différentes régions. Les réseaux de niveaux de tension inférieurs (répartition et distribution) sont pris en compte de façon simplifiée.

La modélisation s'appuie sur une simulation du système **à horizon 2035**, construite sur un cadre d'hypothèses largement aligné avec les travaux de RTE publiés dans le cadre des bilans prévisionnels 2023-2035 et 2025-2035.

En plus de la France, les pays européens sont regroupés en cinq zones géographiques agrégées, chacune étant reliée au système électrique français via des capacités d'interconnexion scénarisées de manière à prendre en compte les projets en cours et prévus pour une mise en service d'ici 2035 :

- Europe centrale et du Nord : Belgique, Allemagne, Luxembourg, Pays-Bas et Pologne ;

- Europe centrale et du Sud : Autriche, République tchèque, Slovaquie, Slovénie et Suisse ;
- Europe du Sud : Italie ;
- Royaume-Uni (UK) : Grande-Bretagne et Irlande du Nord ;
- Péninsule Ibérique : Espagne et Portugal.

Cette représentation agrégée permet de modéliser les échanges transfrontaliers entre la France et les principales zones électriques européennes tout en limitant la complexité du modèle. La modélisation des pays voisins s'appuie sur le scénario « National Trends » du TYNDP 2024 publiés conjointement par l'entso-e et l'entso-g.

2.1.2 Modélisation du système électrique

La modélisation du système électrique intègre la demande finale d'électricité, représentée par des profils de demande horaire exogènes et prenant compte les flexibilités associées à certains usages (par exemple recharge des véhicules électriques, pompes à chaleur …), ainsi que les différentes technologies de production. Les éléments clés de modélisation du système électrique sont alignés avec le bilan prévisionnel 2025-2035 de RTE. Celui-ci, publié en décembre 2025, actualise l'édition 2023-2035, et révise notamment à la baisse les hypothèses de consommation en tenant compte du retard d'électrification, du contexte macroéconomique et des effets de la sobriété.

Sur le volet consommation, la modélisation s'aligne sur la variante **« atteinte des objectifs publics »**. Dans cette configuration, la consommation intérieure d'électricité atteint 580 TWh en 2035, dont 42 TWh pour l'électrolyse. Sur le volet production, les capacités ENR considérées suivent la configuration « R3 » étudiée dans le bilan prévisionnel 2025, soit 65 GW de solaire photovoltaïque, 40 GW d'éolien terrestre ainsi que 13 GW d'éolien en mer. La capacité du parc nucléaire est considérée égale à la capacité actuelle, soit 63 GW. De même, la représentation des filières hydraulique et thermiques est alignée avec les capacités actuelles, à l'exception de la filière charbon dont la sortie est prévue.

En cohérence avec la trajectoire de référence du BP 2025-2035, la modélisation retient un prix du gaz de **25 €/MWh PCI** et un coût des émissions de CO_2 (ETS) de **140 €/tCO_2e**, correspondant à la borne haute de la fourchette de référence considérée dans le bilan prévisionnel (110-140 €/tCO_2e), associée à une trajectoire de décarbonation ambitieuse.

La modélisation prend en compte les **besoins de renforcement des réseaux électriques** en séparant d'une part le réseau de transport interrégional et d'autre part les réseaux de répartition et distribution.

Le **réseau électrique de transport interrégional** est représenté par des capacités d'échange entre régions, chaque région devant satisfaire un équilibre offre-demande local. Les flux entre régions sont donc explicitement représentés. Les capacités a minima du réseau interrégional sont alignées avec les capacités historiques, tandis que le modèle peut investir dans des capacités additionnelles moyennant un coût d'investissement.

Par ailleurs, les **réseaux de distribution et répartition** sont représentés de manière simplifiée, l'objectif étant de prendre en compte dans la modélisation les besoins d'investissements associés au raccordement des capacités ENR prévues à horizon 2035. Ainsi, pour chaque région, on peut quantifier un besoin de capacité de raccordement EnR à créer en vue de raccorder les capacités cibles à horizon 2035. Ce besoin est quantifié en analysant les capacités actuellement disponibles pour des raccordements au titre des S3RENR en cours, que l'on peut comparer aux capacités à ajouter pour atteindre les cibles régionales à horizon 2035. On associe à ces développements un coût d'investissement unitaire en €/MW de capacité ENR à raccorder, calculé en considérant la moyenne des coûts de création de capacité de raccordement au titre des S3RENR en cours, soit environ 92 000€/MW. L'objectif de cette modélisation est de **représenter comment le raccordement de capacités de consommation flexibles localisées à proximité des capacités de production ENR présente un potentiel levier d'optimisation du système au regard des besoins de renforcement des réseaux de répartition et distribution**.

Enfin, la modélisation prend également en compte la possibilité d'investissement dans des capacités de stockage par batterie.

2.1.3 Modélisation de l'hydrogène et du e-méthane

La consommation d'hydrogène par usage est donnée par le bilan prévisionnel de RTE. Dans le bilan prévisionnel 2025-2035, elle est revue à la baisse par rapport au BP 2023 et représente 42 TWh électriques ou 27,3 TWh PCI H2 en 2035, moyennant une hypothèse de rendement d'électrolyse de 65% alignée avec le bilan prévisionnel[2].

Usage	Consommation (TWh PCI/an)
Transport maritime	1,7
Transport aérien	6,0
Transport routier & ferroviaire	2,7
Raffinage de produits pétroliers	5,0
Industrie diffuse et chaleur industrielle	1,2
Méthanol - hors usages carburant	1,5
Ammoniac	2,5
Sidérurgie	6,6
Total	**27,3**

Tableau 2-1 : Hypothèses de consommation d'hydrogène par usage

La consommation d'hydrogène est ensuite régionalisée selon des hypothèses propres à chaque usage, et on lui associe un profil de consommation horaire constant, compte-tenu de la non thermo-sensibilité et de la nature principalement industrielle des usages.

[2] Ce volume de consommation correspond dans la modélisation à un volume d'hydrogène électrolytique à produire en France, on ne considère pas d'imports d'hydrogène ou de dérivés à l'horizon considéré.

En vue d'identifier un potentiel techno-économique pour la méthanation, on raisonne sur les usages de la consommation hydrogène pour **identifier une part maximale de la production d'hydrogène pouvant donner lieu à de la méthanation**. On sépare ainsi la consommation d'hydrogène en une part substituable et une part non substituable par du méthane de synthèse. La modélisation est donc réalisée à périmètre constant en termes de production d'hydrogène électrolytique. L'identification des volumes considérés comme substituables repose sur une analyse usage par usage :

- Pour certains de ces usages, il est légitime de considérer une substituabilité entre les molécules hydrogène et e-méthane, c'est le cas par exemple de l'industrie diffuse/chaleur industrielle, reposant sur des usages combustibles ou encore de certains usages de type carburant pour lesquels du e-GNL pourrait être une alternative (notamment transport maritime et mobilité lourde)
- Pour d'autres usages, notamment transport aérien, raffinage, ammoniac, sidérurgie et méthanol, la molécule hydrogène ne sera a priori pas substituable par du méthane de synthèse. Néanmoins, quand l'incertitude autour du développement de la demande est importante, on peut considérer qu'une partie de la consommation d'hydrogène représentant cette part d'incertitude (c'est-à-dire la croissance de la demande qui pourrait ne pas se matérialiser) pourrait être substituée par de la production de e-méthane.

Cette analyse, dont le détail est donné en annexe 6.2.1 conduit à considérer dans la modélisation un volume de consommation d'hydrogène substituable de l'ordre de 9,4 TWh PCI, dont le détail régionalisé est donné ci-dessous.

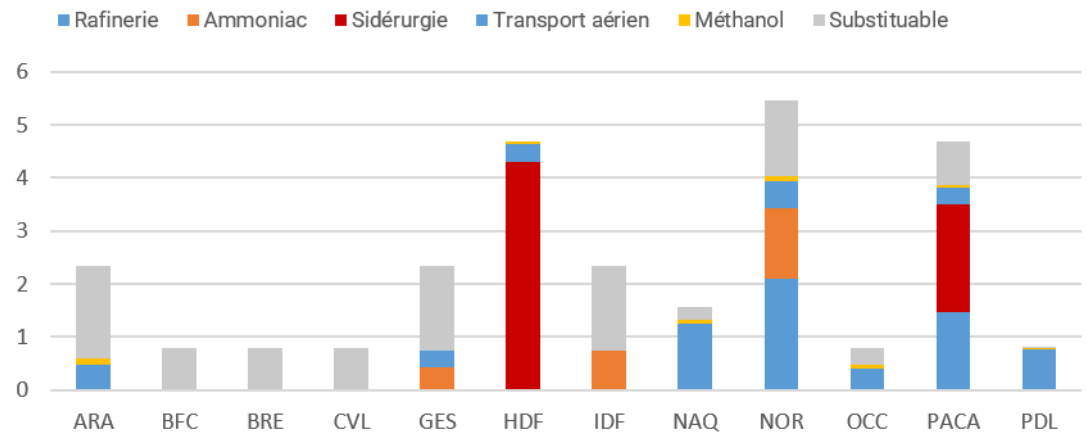


Figure 2-1 : Consommation d'hydrogène par région et répartition entre volumes substituables et non substituables par du e-méthane (TWh PCI)

Pour ces usages, tout ou partie de la demande énergétique peut être satisfaite indifféremment par de l'hydrogène « direct » ou du méthane de synthèse, l'arbitrage étant réalisé par le modèle au regard des éléments suivants :

- La substitution par du méthane de synthèse nécessite des investissements (capacités de méthanation) et coûts additionnels (approvisionnement en CO2 et consommation additionnelle d'électricité du fait du rendement de la transformation de l'hydrogène en méthane) par rapport à un usage hydrogène « direct »
- La molécule de e-méthane produite peut être injectée dans l'infrastructure gazière existante, ce qui constitue un levier de flexibilité pour le système électrique et donc de réduction des coûts de fonctionnement du système.

L'analyse prend en effet en compte la flexibilité apportée par la possibilité d'injecter la molécule e-CH4 dans l'infrastructure gazière existante, qui se traduit dans la modélisation comme une possibilité de stocker la molécule e-méthane et de l'échanger entre régions françaises. Cette flexibilité est considérée non contrainte au regard du dimensionnement actuel de l'infrastructure gazière et de la décroissance anticipée de la consommation de méthane.

Il convient de rappeler que, du fait de la nature du modèle qui représente la consommation d'électricité à l'échelle nationale, il n'est pas nécessaire de faire d'hypothèses en entrée sur les coûts de l'électricité pour le procédé par méthanation, les coûts attenants à la production d'électricité additionnelle étant pris en compte dans le coût système minimisé par la modélisation.

Enfin, la demande d'hydrogène est également séparée en une part « centralisée » et une part « décentralisée » :

- La part centralisée correspond principalement à des usages industriels répartis autour des grands « hubs » autour desquels les projets d'infrastructure hydrogène s'organisent
- La part décentralisée représente des usages plus diffus, dont **on suppose qu'ils n'auront pas d'accès direct à l'infrastructure hydrogène à court-terme** compte-tenu du maillage plus faible du réseau hydrogène prévu par rapport au réseau gazier actuel.

On suppose par ailleurs que des électrolyseurs répondant à une demande décentralisée ont la **capacité de s'implanter à proximité des productibles ENR**, permettant une réduction des coûts de développement réseau pour les raccordements ENR. Inversement, on considère que les électrolyseurs répondant à une demande centralisée, plus **contraints par une nécessité d'implantation à proximité de l'infrastructure hydrogène et/ou des hubs grands consommateurs** ne permettent pas ce levier d'optimisation.

On obtient finalement la répartition finale donnée ci-dessous.

TWh PCI	Substituable	Non substituable	Total
Centralisé	1,2	14,1	15,3
Décentralisé	8,2	3,8	12,0

Total	9,4	17,9	**27,3**

Tableau 2-2 : Résultats de l'analyse de segmentation de la demande d'hydrogène par types d'usages

2.1.4 Présentation des différentes configurations du système comparées

Afin d'identifier le potentiel de la filière power-to-méthane, la méthodologie s'appuie sur la comparaison de deux configurations dans lesquelles le modèle peut ou non investir dans des capacités de méthanation et donc substituer une partie de la consommation d'hydrogène direct par du e-méthane.

Les deux configurations intègrent les évolutions à horizon 2035 de paramètres déterminants tels que l'évolution de la demande (électrification, apparition de nouveaux usages…) ou l'augmentation des capacités EnR non pilotables. Ces évolutions créent des besoins de flexibilité pour le système. Par exemple, pour des régions dans lesquelles les productions EnR augmentent plus vite que la demande, des situations ponctuelles d'excès de production peuvent se produire et il peut être nécessaire d'augmenter les capacités d'exports pour évacuer ces excédents de production, ou installer des capacités de stockage pour lisser la production.

Dans une première configuration contrefactuelle dite « Base », le modèle peut-investir dans les solutions de flexibilité suivantes : renforcements du réseau électrique entre régions, renforcements du réseau électrique pour les raccordements ENR, batteries, électrolyse.

Dans une seconde configuration dite « P2M », le modèle peut également investir dans des capacités de méthanation pour potentiellement substituer une partie de la consommation d'hydrogène. La comparaison de ces deux configurations permet d'identifier le potentiel techno-économique de production de e-méthane.

Le principe général est décrit dans la figure ci-dessous.

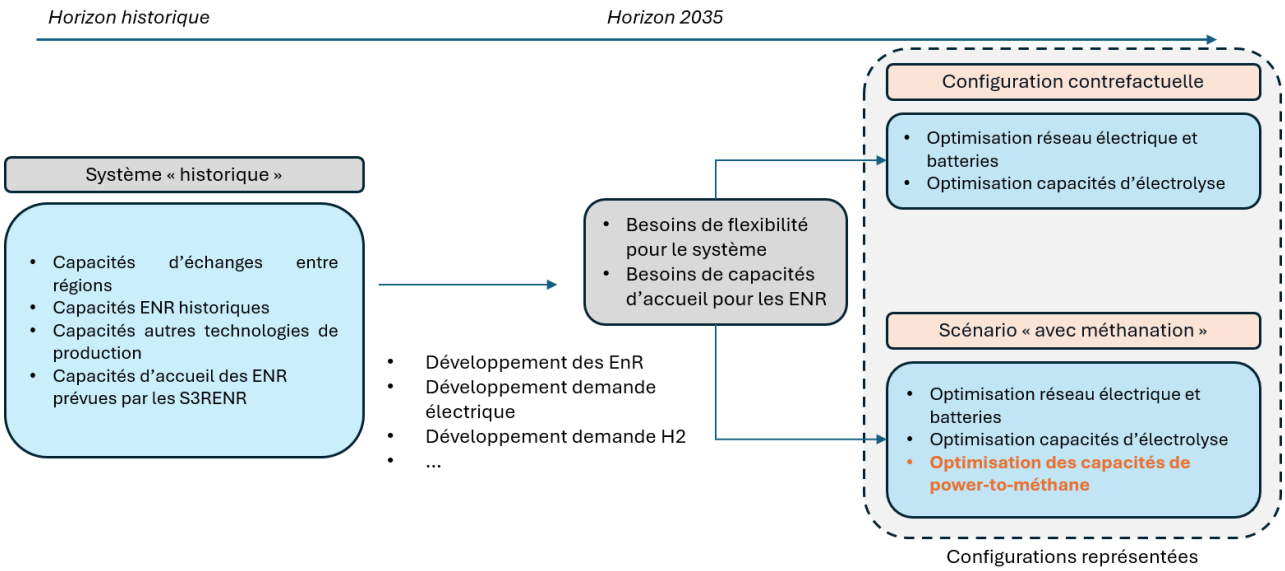


Figure 2-2 : Représentation schématique de la méthodologie d'identification des bénéfices du power-to-méthane

Il est à noter que les capacités d'électrolyse sont optimisées par le modèle dans les deux situations. L'électrolyse peut en effet apporter de la flexibilité au système électrique. Néanmoins, cette flexibilité est conditionnée à l'existence d'infrastructures de stockage/transport d'hydrogène permettant d'assurer l'équilibre offre-demande hydrogène si les électrolyseurs sont opérés de manière flexible et/ou délocalisée.

L'identification des besoins d'infrastructures hydrogène se situe hors du périmètre de cette étude, et une approche par « scénarios d'infrastructure hydrogène » est employée. Dans les deux configurations de référence étudiées, on ne considère pas d'infrastructure hydrogène à horizon 2035. Des configurations alternatives ont également été considérées en analyse de sensibilité (voir chapitre 4).

On rappelle enfin ci-dessous les principales hypothèses techno-économiques entrant en compte dans l'optimisation de capacité et dans la comparaison de ces deux configurations, dont le détail est également donné en annexe.



Figure 2-3 : Synthèse des principales hypothèses techno-économiques pour l'optimisation des capacités

L'hypothèse de coût du CO2 de 10€/t correspond à une hypothèse de valorisation de CO2 disponible sur site (épuration du biogaz), il s'agit d'un coût et non d'un prix de marché.

2.2 Limitations et remarques préliminaires

Les chapitres suivants détaillent les résultats de l'exercice de modélisation en termes de besoins d'investissements, ainsi que les résultats relatifs à l'opération optimale du système. L'approche de modélisation employée présente des limites qu'il convient de rappeler avant d'analyser les résultats obtenus :

- La modélisation ne prend pas en compte a priori de contraintes techniques ou d'éventuels surcoûts liés à l'opération flexible des électrolyseurs. Il est à noter que cette simplification est commune dans ce type de modélisations et que les analyses menées par RTE dans le cadre du bilan prévisionnel[3] suggèrent que les électrolyseurs peuvent être mobilisés comme leviers de flexibilité pour le système électrique, bien que cette flexibilité soit soumise à des contraintes et à des incertitudes. L'impact économique lié à un moindre amortissement des électrolyseurs résultant de facteurs de charge potentiellement faibles est en revanche bien pris en compte, étant donné que la modélisation optimise à la fois les capacités installées et leur utilisation. Les analyses menées par RTE indiquent que ce surdimensionnement est le principal vecteur de surcoût associé à la flexibilité des électrolyseurs en comparaison aux impacts potentiels sur le rendement ou la durée de vie des électrolyseurs.
- La modélisation ne prend pas en compte de contraintes a priori de gisement en CO2 biogénique, qui est donc considéré disponible sans contrainte dans chaque région, ni de potentielle compétition avec d'autres usages carburants de synthèse pour sa disponibilité.

[3] Bilan prévisionnel 2023-2035, chapitre 11.

L'analyse permet en revanche de vérifier a posteriori que les productions de e-méthane identifiées restent compatibles avec les gisements en CO2 attendu, et avec les zones favorables à la méthanation identifiées en phase 1 de l'étude.

- Le potentiel de substituabilité entre hydrogène « direct » et e-méthane est représenté sans considérations économiques sur les adaptations d'équipements côté consommateur. Ces considérations nécessiteraient une analyse économique usage par usage qui sort du cadre de cette étude. Il est à noter que la prise en compte de telles considérations pourrait être de nature à « favoriser » la voie méthanation dans la mesure où elle produit une molécule déjà largement répandue et pouvant être consommée par certains usages sans adaptations d'équipements.
- Aucune contrainte potentielle relative à l'injection du méthane de synthèse dans le réseau n'est prise en compte, le système gaz n'étant pas représenté explicitement.
- La consommation d'hydrogène est représentée comme une consommation en bande non flexible. Si cette hypothèse traduit bien le caractère non thermosensible des usages prévus (principalement industriels), une part de la consommation pourrait potentiellement être au moins partiellement flexible.
- L'approche de modélisation, construite sur le principe de **minimisation des coûts pour la collectivité**, ne représente pas comment les coûts et bénéfices sont redistribués entre acteurs.
- Bien que la modélisation permette de calculer des indicateurs de coûts marginaux de l'électricité dans chaque zone modélisée, ces coûts ne peuvent pas être directement assimilés à des prix de marché SPOT de l'électricité du fait de la nature régionale du modèle, la France n'étant représentée que comme une seule zone de marché dans le marché européen.
- Enfin, une analyse simplifiée en grands ordres de grandeur a été menée pour quantifier le potentiel d'évolution du gisement de méthanation à horizon 2050, on rappelle que cette analyse ne fait pas l'objet d'une modélisation techno-économique aussi détaillée que l'analyse menée à horizon 2035.

Par ailleurs, sauf mention contraire, la convention du Pouvoir Calorifique Inférieur (PCI) est utilisée pour décrire les quantités d'hydrogène et méthane en termes d'énergie.

3 Résultats clés de l'analyse

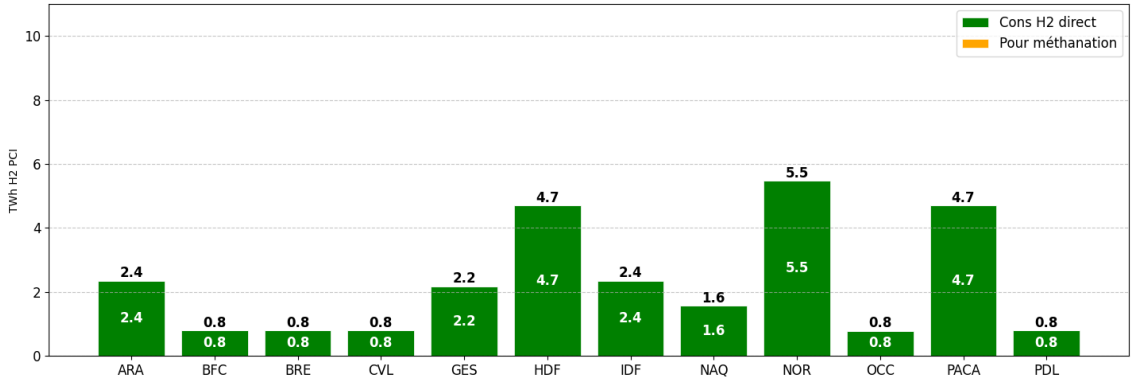
3.1 Une production de méthane de synthèse apparaît comme économiquement pertinente

Pour rappel, l'analyse s'appuie sur la comparaison de deux configurations du système : une configuration contrefactuelle dans laquelle le développement de la méthanation n'est pas envisagé, et une configuration dans laquelle la consommation d'hydrogène peut être partiellement substituée par du méthane de synthèse.

Le graphique suivant présente la production des électrolyseurs en TWh H2 PCI par région, pour les deux configurations sans méthanation (*Base*) et avec méthanation (*P2M*). L'information de la destination de la production hydrogène y est affichée, afin de visualiser si cet hydrogène est produit pour répondre à la demande hydrogène « directe » du système, ou pour produire du e-méthane.

En l'absence d'infrastructure hydrogène, la situation contrefactuelle (graphique du haut) se traduit par une production d'hydrogène alignée avec la répartition de la consommation par région, ce qui s'illustre notamment par une production importante dans les régions présentant des « hubs » industriels (notamment PACA, Normandie, Hauts-de-France)

Inversement, lorsque le déploiement de la méthanation est considéré en option d'investissement, les résultats de simulation montrent que **certains des usages hydrogène sont substitués par du e-méthane** (graphique du bas).



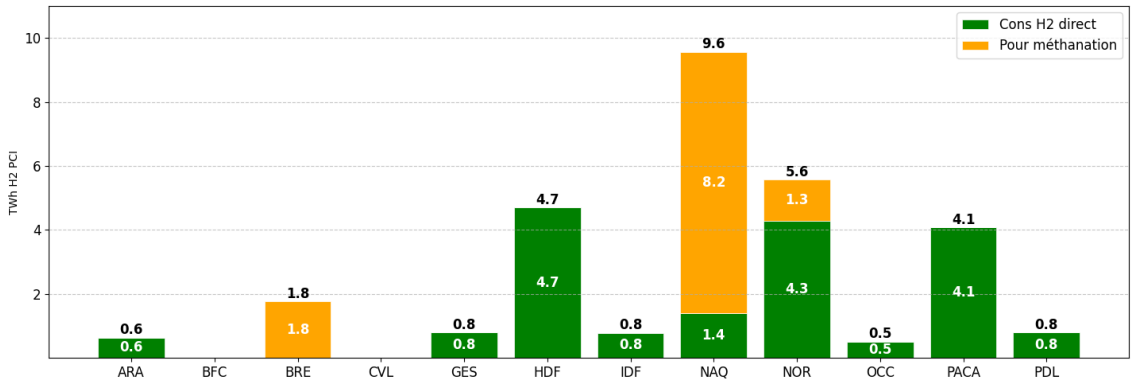


Figure 3-1: Production des électrolyseurs par région – TWh H2 PCI (*haut : configuration « base », bas : configuration « P2M »*)

Note : les chiffres sont affichés en équivalents hydrogène, la production d'e-méthane s'obtient en multipliant la consommation d'hydrogène pour la méthanation par le rendement de 83%.

Le système produit effectivement de l'hydrogène à destination de la méthanation (en jaune), et ce dans trois régions, la Bretagne, la Nouvelle-Aquitaine et la Normandie. Inversement, la production d'hydrogène est réduite dans d'autres régions. Cette relocalisation de la production d'hydrogène traduit le fait que le méthane de synthèse peut être transporté en étant injecté dans le réseau de gaz existant, une région peut donc réduire sa production d'hydrogène locale et importer du méthane de synthèse. La production d'électrolyse est notamment relocalisée dans ces régions en conséquence de leur surplus EnR important. Dans les autres régions, on observe que le modèle a réduit voir supprimé la production d'hydrogène, la consommation de ces régions étant supposée substituable par du e-méthane. **La production totale de e-CH4 est de 9.3 TWh CH4 PCI**.

Le graphique suivant présente les capacités installées d'électrolyse et de méthanation par région, pour les deux configurations. La capacité d'électrolyse est séparée entre la capacité destinée à la consommation hydrogène « directe », et la capacité destinée à la méthanation. La capacité des électrolyseurs destinés à la méthanation est donc la même que la capacité de méthanation dans la région lorsque les capacités sont exprimées en GW électriques.

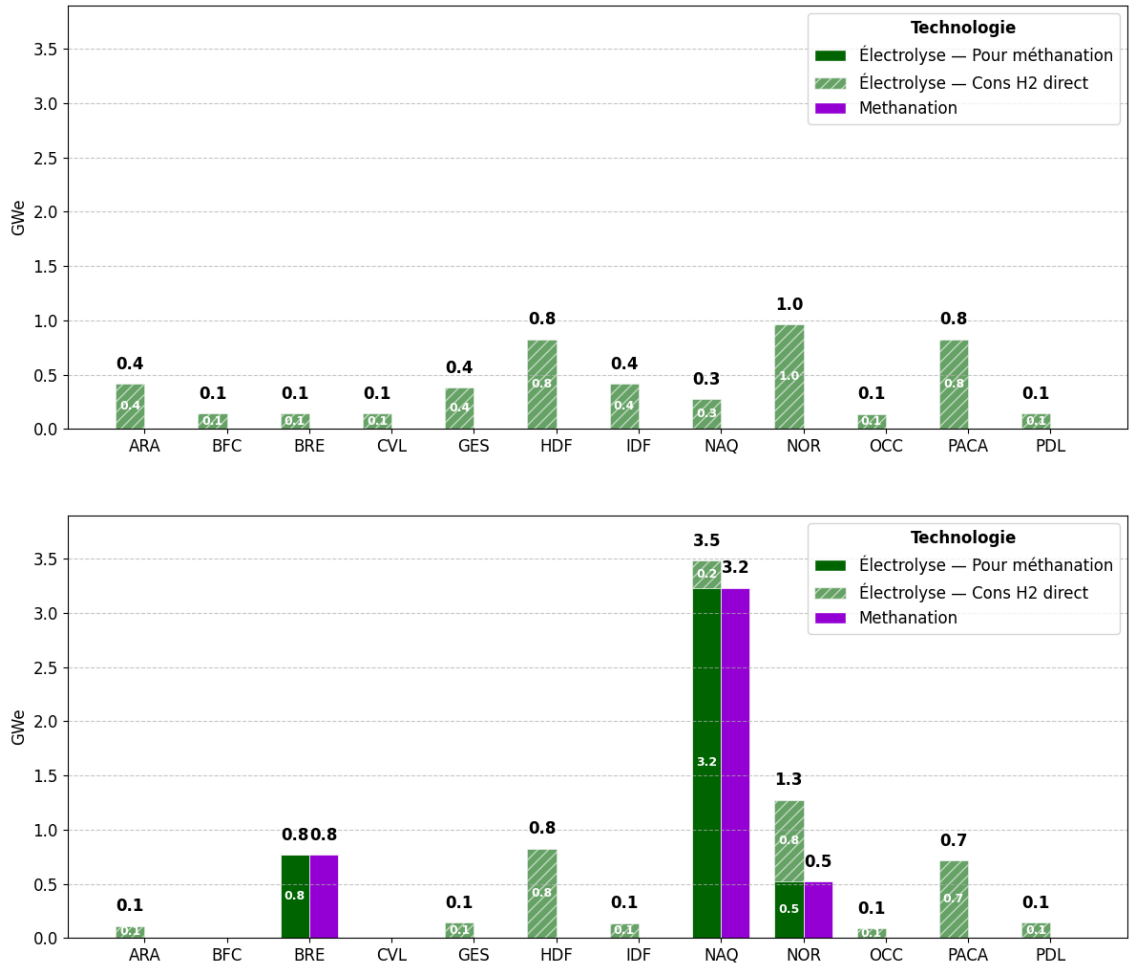


Figure 3-2 : Capacité installé d'électrolyse et de méthanation par région - en GWe - (*haut : configuration « base », bas : configuration « P2M »*)

Note : la figure affiche les valeurs de capacités installées en équivalents GWe afin de pouvoir comparer les technologies d'électrolyse et de méthanation entre elles. La conversion se fait selon les formules suivantes : GW élec = GW H2 PCI / efficacité électrolyse (0.65), GW élec = GW CH4 PCI / efficacité électrolyse (0.83) / efficacité méthanation (0.65).

Dans le modèle de base, aucune capacité de méthanation ne peut être installée : la totalité des capacités d'électrolyse est donc destinée à la consommation d'hydrogène. Par ailleurs, en l'absence d'infrastructure de stockage, la demande d'hydrogène est fournie par des électrolyseurs fonctionnant en base. Les capacités d'électrolyse par région sont donc directement proportionnelles aux productions d'hydrogène par région (figure précédente). Dans le modèle avec méthanation, une partie de cette capacité reste dédiée à la consommation directe d'hydrogène, tandis que le reste, complété par de nouvelles capacités, est désormais destiné à la méthanation. Le total de la capacité d'électrolyse installée y atteint ainsi 7,7 GWe, contre seulement 4,8 GWe dans la configuration « base » sans méthanation. Cette augmentation de capacité montre que la part de la capacité installée pour la méthanation est flexible et ne fonctionne pas en bande, contrairement à celle destinée à la consommation directe. La capacité installée de méthanation totale représente 4,5 GWe ou 2,44 GW CH4.

Cette flexibilité des électrolyseurs adossés à des capacités de méthanation est permise grâce au stockage de la molécule méthane de synthèse dans l'infrastructure existante.

3.2 L'injection du méthane de synthèse dans l'infrastructure gazière permet de flexibiliser la consommation des électrolyseurs

3.2.1 Les unités de méthanation sont opérées de façon flexible

Comme vu précédemment, la capacité d'électrolyseurs augmente par rapport à la situation contrefactuelle, traduisant une opération flexible. Cela peut être visualisé sur la carte ci-dessous représentant les facteurs de charge des unités de méthanation dans chaque région.

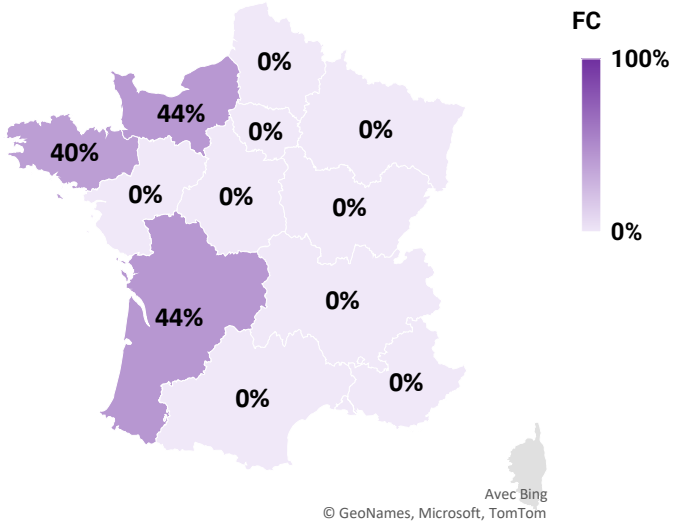


Figure 3-3 : Facteur de charge des unités de méthanation par région (configuration « P2M »)

Note : Une valeur de 0% traduit les régions dans lesquelles aucune capacité de méthanation n'est déployée.

Dans les 3 régions où des unités de méthanation sont installées, on observe qu'elles fonctionnent avec un facteur de charge de l'ordre de 40-44%. Les unités de méthanation sont donc opérées de façon flexible, cela est permis par l'injection de la molécule dans l'infrastructure existante de stockage de méthane.

Il est aussi possible d'observer cette flexibilisation à différentes échelles de temps, en analysant les courbes moyennes journalière et mensuelle de production des électrolyseurs, dans les modèles sans et avec méthanation. Le premier graphique présente la courbe moyenne journalière de production des électrolyseurs. Le deuxième graphique présente la production moyenne par mois.

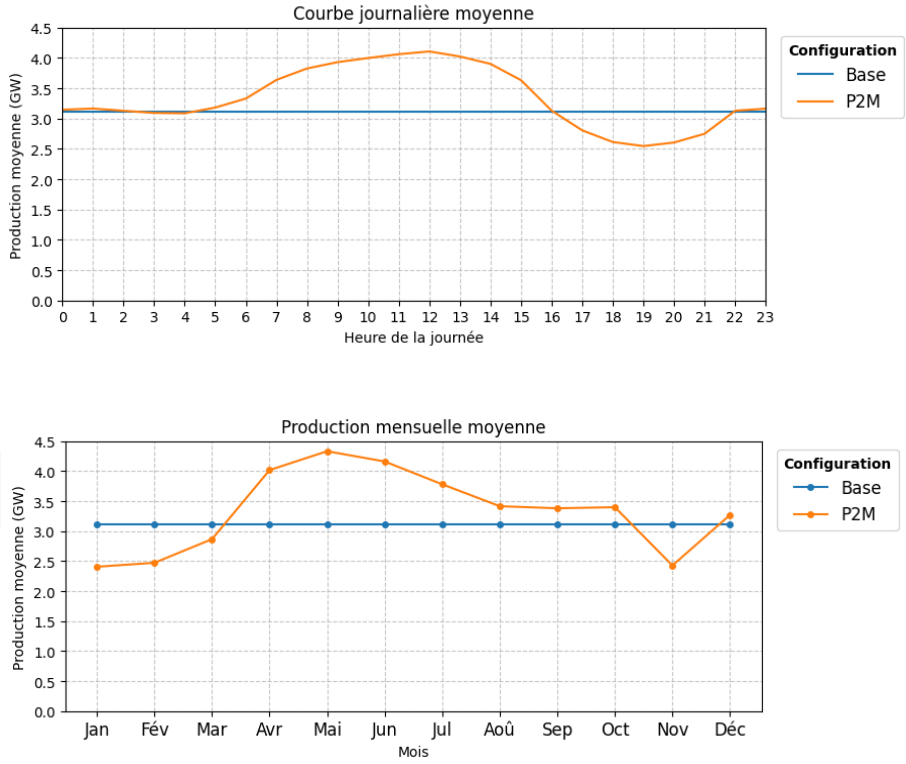


Figure 3-4 Courbes journalière et mensuelle de production des électrolyseurs - GW H2 PCI

Dans la configuration sans méthanation, la production des électrolyseurs est constante, que ce soit à l'échelle journalière ou annuelle, du fait de l'absence d'infrastructure de stockage permettant de lisser la consommation et production d'hydrogène. Dans le modèle avec méthanation, elle est plus importante en journée, lorsque la production solaire est forte, et diminue entre 18h et 21h, lorsque la demande d'électricité est plus élevée. Cette flexibilisation se retrouve aussi à l'échelle annuelle : la production est plus importante l'été, durant les mois où la production solaire est la plus forte, et moindre l'hiver, période où la consommation d'électricité est plus élevée du fait d'usages tels que le chauffage.

On peut enfin analyser comment cette flexibilité se traduit en termes de mode des fonctionnent des électrolyseurs adossés aux capacités de méthanation. La durée moyenne des sessions de fonctionnement de ces électrolyseurs est de l'ordre de 25 heures (et moins de 10% ont une durée inférieure à 5 heures), tandis que la puissance appelée pendant ces sessions en en moyenne de l'ordre de 83% de la puissance installée.

Durée moyenne d'une session	25 heures
Puissance moyenne d'une session	82,7% (de la puissance installée)
Nombre de sessions dans l'année	165

Tableau 3-1: Indicateurs clés relatifs au mode d'opération des électrolyseurs

Ainsi, le fonctionnement flexible de la méthanation permet d'ajuster la consommation électrique en corrélation avec la disponibilité du productible renouvelable et avec la demande électrique et cette flexibilité se manifeste à la fois à l'échelle journalière et saisonnière. Cette flexibilité se traduit donc par un impact sur le mix de production électrique.

3.2.2 La flexibilisation des électrolyseurs permet une réduction des coûts de production d'électricité

L'analyse de l'impact de la flexibilité apportée par la méthanation sur le mix électrique global montre qu'elle apporte un bénéfice global au système.

Le graphique suivant présente la différence de production et de consommation annuelle par technologie entre les configurations avec méthanation et sans déploiement de la méthanation, pour les technologies pour lesquelles les variations sont notables.

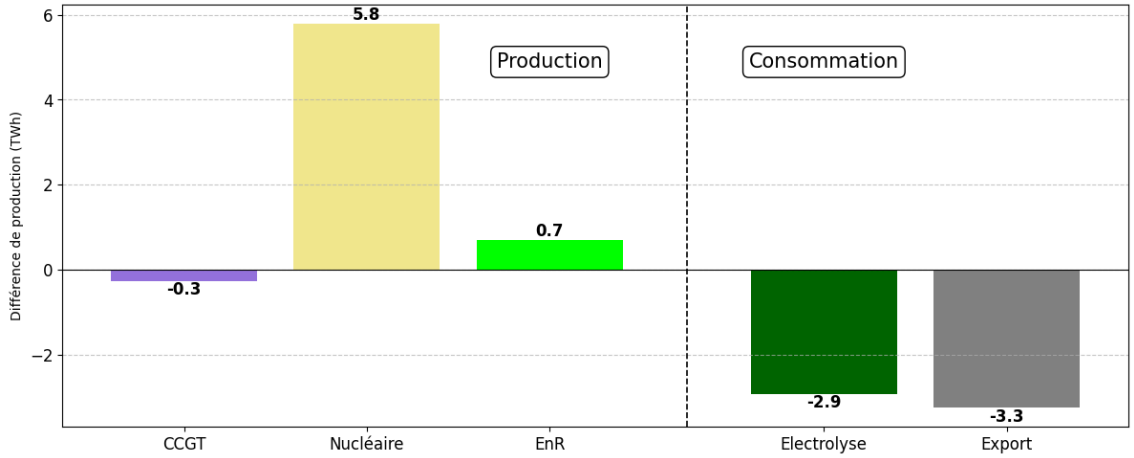


Figure 3-5 : Différence de production et de consommation électrique pour la France (P2M - Base) - TWh

Note : Dans ce graphique, la convention employée est que la production est représentée en valeurs positives tandis que la consommation est représentée en valeurs négatives. On affiche ici la différence entre les deux configurations, une valeur positive côté production traduit donc une augmentation de la production d'une technologie dans la configuration « P2M ». Inversement, une valeur négative côté consommation traduit une augmentation de la consommation.

On observe une baisse de la production thermique au gaz, une forte augmentation de la production nucléaire et une augmentation de la production EnR. L'augmentation de la production EnR (solaire et éolien) traduit une **réduction des situations dans lesquelles la production EnR est écrêtée faute de consommation** dans la configuration « base ». La flexibilité de la méthanation permet donc de mieux valoriser une production EnR qui aurait normalement été écrêtée. Concernant la filière nucléaire, la production supplémentaire provient essentiellement d'une **réduction des situations de modulation à la baisse du parc nucléaire**, qui augmente ainsi sa production annuelle.

Sur le volet consommation, on constate que la consommation électrique des électrolyseurs a augmenté de 2,9 TWh. Cette augmentation de consommation traduit le fait que, pour une même

quantité d'énergie fournie, la substitution par la méthanation a nécessité une augmentation de la production d'hydrogène du fait du rendement du procédé (83%).

Enfin, on constate une **hausse des exports nets de la France** vers les pays voisins (3,3 TWh). Les flux les plus impactés sont les exports depuis le Grand-Est et les Hauts-de-France vers l'Europe centrale, de l'ordre de 2,35 et 0,68 TWh respectivement, et des imports plus importants depuis l'Espagne, de l'ordre de 0,88 TWh. Cette hausse des exports permet notamment de réduire la production des centrales au gaz CCGT dans les pays voisins.

En effet, les électrolyseurs flexibles peuvent effacer leur consommation lors des heures de tension du système où les moyens de production thermiques sont appelés, tandis que le surdimensionnement des électrolyseurs permet d'accroître leur consommation lors des heures où le productible bas carbone est abondant.

Une conséquence directe de cette substitution de production thermique dans les pays voisins par des imports correspondant principalement à de la production nucléaire est une **réduction des émissions de CO2 du système électrique pour le périmètre européen représenté** : la baisse d'émissions est de 1,81 tCO2 entre les configurations sans et avec déploiement de la méthanation, soit environ 1% des émissions du système.

Cette substitution se traduit également par des bénéfices économiques pour le système, **puisqu'une production thermique coûteuse est substituée par une production bas-carbone moins coûteuse**. En effet on substitue une production thermique dont le coût variable est de l'ordre de 100 €/MWh par une production EnR de coût variable nul et nucléaire de coût variable de l'ordre de 5-10 €/MWh. En ordres de grandeur, environ 6 TWh de production bas carbone ont été substitués à de la production thermique, représentant donc une économie de l'ordre de 600 M€/an sur les coûts de production électrique. Cette réduction est cependant partiellement compensée par les coûts attenants au déploiement de la méthanation qui sont analysés en détails dans la section suivante.

Les analyses montrent donc que le déploiement de la méthanation, en apportant un levier de flexibilité au système électrique, apporte un bénéfice du point de vue système, en permettant une meilleure valorisation d'un productible bas-carbone qui se substitue à de la production thermique coûteuse et carbonée, permettant à la fois **une réduction des coûts et des émissions à la maille système**.

En outre, les travaux récents de l'exploitant[4] semblent indiquer qu'une réduction de la modulation à la baisse du parc nucléaire serait en mesure de soulager un certain nombre de contraintes à la fois techniques et organisationnelles liées à une flexibilité croissante du parc nucléaire. Une analyse détaillée du bénéfice économique associé à cette réduction de la modulation du parc nucléaire sort néanmoins du périmètre de cette analyse.

[4] L'étude d'EDF sur la modulation du parc nucléaire publiée en février 2026 (lien) indique notamment un potentiel renchérissement des coûts de maintenance du parc.

On peut également analyser les bénéfices de ce fonctionnement flexible à la maille projet. En effet, la modélisation permet de calculer pour chaque région des prix marginaux de l'électricité, assimilables à un ordre de grandeur des prix de marché de l'électricité[5]. Le graphique suivant présente la moyenne, le percentile 25% et le percentile 75% des prix de l'électricité lorsque les électrolyseurs fonctionnent. La comparaison est faite entre les prix lorsque les électrolyseurs non flexibles fonctionnent, et les prix lorsque seulement les électrolyseurs destinés à la méthanation fonctionnent. Cette comparaison permet d'identifier l'impact d'un fonctionnement sur les prix moyens de l'électricité pour l'électrolyseur.

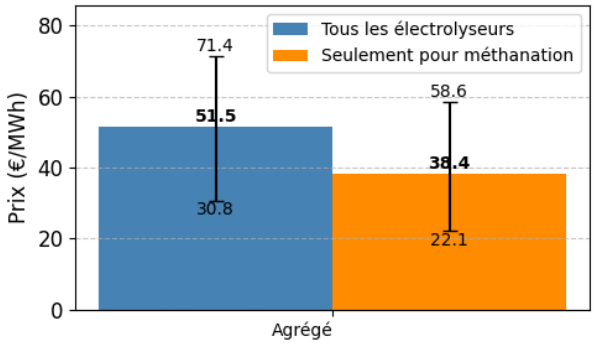


Figure 3-6 : P25, moyenne et P75 des prix de l'électricité lorsque les électrolyseurs fonctionnent

On constate ainsi un écart significatif entre les fourchettes de prix de l'électricité pour un électrolyseur non flexible et pour un électrolyseur flexible. Cela s'explique par la flexibilité apportée par la méthanation et le stockage de la molécule, qui permet un ciblage des heures de prix plus faibles. Les bénéfices de la flexibilisation de la consommation s'analysent donc à deux échelles :

- A l'échelle système, elle permet d'effacer une part de la consommation lors des heures de pointe, et de consommer plus lors des heures où un productible moins coûteux est abondant
- A l'échelle projet, elle permet de s'effacer lors des heures où les prix marginaux de l'électricité sont plus élevés et de consommer lors des heures où ils sont moins élevés et donc d'optimiser les coûts de consommation d'électricité pour le projet. La capacité à mobiliser ce levier d'optimisation dépendra néanmoins de la structure de l'approvisionnement en électricité d'un projet sur les marchés.

3.3 Et de relocaliser la production d'hydrogène à proximité du productible ENR

[5] A noter que la modélisation à la maille régionale identifie des coûts potentiellement variables entre régions, ce qui n'est pas le cas du marché SPOT où la France est une zone de marché unique. Les prix issus du modèle ne sont donc pas en toute rigueur assimilable au prix de marché mais peuvent être considérés comme un ordre de grandeur représentatif.

L'accès au système gazier permet également de relocaliser la production d'hydrogène au niveau des régions les plus pertinentes en termes de productible électrique. Comme observé à la Figure 3-1, c'est notamment en Nouvelle-Aquitaine que la production d'hydrogène et de e-méthane est relocalisée. Cela a un impact sur la consommation nette et les flux d'électricité de cette région, et donc les besoins de renforcement réseau. La carte suivante présente les flux électriques annuels entre régions et le solde exportateur de chaque région, pour la configuration de base avec méthanation

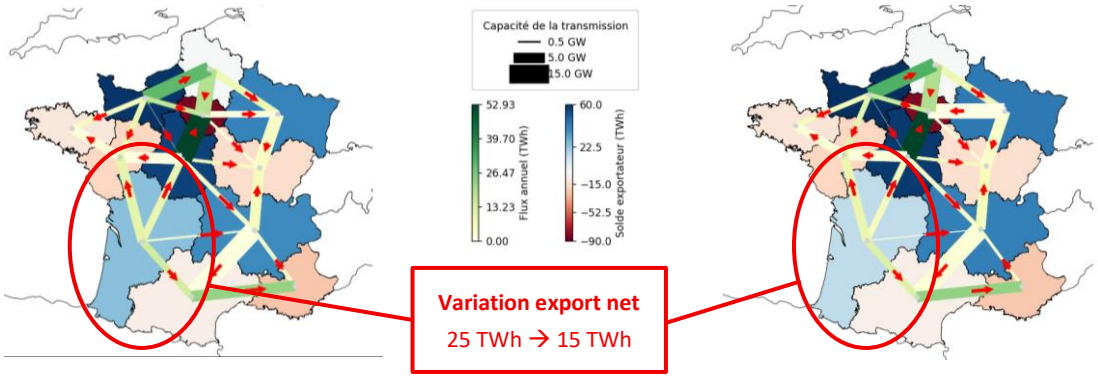


Figure 3-7 : Flux électrique annuels et solde exportateur par région – Configurations « Base » (*gauche*) et « P2M » (*droite*)

Note : La carte ci-dessus présente plusieurs informations. La couleur des régions représente le solde exportateur annuel net :région exportatrice en bleu ou importatrice en rouge. La largeur des liaisons entre région représente la capacité du réseau de transport d'électricité, et sa couleur représente le flux annuel net. Les flèches représentent la direction de ce flux annuel net.

La région dont le solde exportateur évolue le plus est la Nouvelle-Aquitaine, ses exportations nettes passent de 25 TWh à 15 TWh lorsque le modèle peut développer la méthanation. Cette évolution permet d'économiser une part des investissements dans les réseaux de transport et de distribution : les besoins en renforcements du réseau de transport interrégional diminuent du fait de la réduction des exports vers les autres régions, tandis que les besoins en réseau de distribution et répartition diminuent car une part de la production d'hydrogène est directement relocalisée à proximité de la production ENR. Accroître la part de cet hydrogène local permet ainsi de réduire davantage le besoin en réseau de distribution.

Le graphique suivant présente les coûts d'investissement dans le réseau électrique, en coûts overnight (axe de gauche) et en coût annualisés[6] (axe de droite). La distinction entre réseau de transport interrégional et réseau de distribution et répartition est affichée.

[6] Actualisation sur 40 ans à 4%.

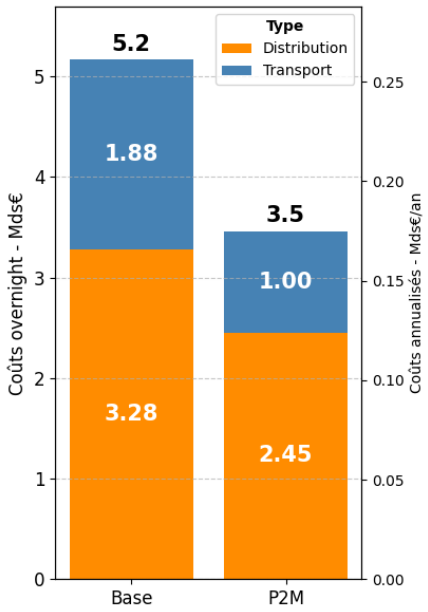


Figure 3-8 : Coûts d'investissement dans le réseau électrique dans les deux configurations

La configuration avec déploiement de la méthanation se traduit ainsi par une réduction des coûts d'investissements dans les réseaux électriques de l'ordre de 880 millions d'euros pour le réseau de transport interrégional (en lien avec la réduction des flux interrégionaux), et 830 millions d'euros pour les réseaux de distribution et répartition (en lien avec le raccordement de capacités de consommation localisées à proximité des productibles EnR) , pour un total de 1.71 milliards d'euros de coûts « overnight », ou une réduction des coûts d'investissements annualisés dans les réseaux de l'ordre de 90 millions d'euros par an.

3.4 Créant un bénéfice net pour le système par rapport à la situation contrefactuelle

La baisse des investissements dans les réseaux électriques, combinée à la réduction des coûts de fonctionnement en lien avec la flexibilisation de la consommation, génère un bénéfice pour le système dans la configuration avec déploiement de la méthanation.

Cette réduction est néanmoins compensée en partie par une hausse des investissements relatifs au déploiement de la méthanation, cette hausse est composée :

- De l'investissement dans les unités de méthanation (2,44 GW CH4 ou 4,5 GWe), représentant de l'ordre de 215 M€/an
- Des coûts additionnels relatifs au surdimensionnement des électrolyseurs par rapport à une configuration où ils fonctionneraient en base (+2,9 GWe), représentant de l'ordre de 247M€/an

Le graphique suivant présente, pour les deux configurations comparées, la différence de coûts d'investissement et de fonctionnement ainsi que le solde annuel total. Une valeur positive signifie une

augmentation des coûts dans la configuration avec déploiement de la méthanation. Les coûts sont exprimés en valeurs annualisées.

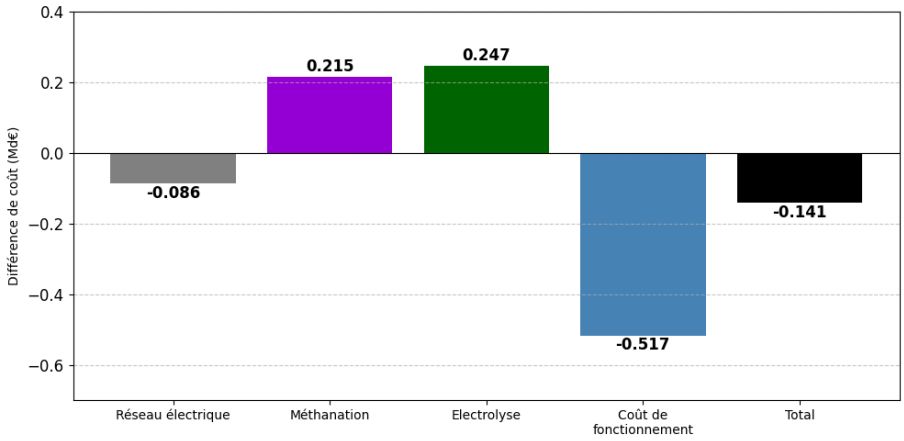


Figure 3-9 : Différence de coût d'investissement et de fonctionnement (P2M – Base)

Comme détaillé dans la section précédente, les investissements dans les réseaux électriques sont réduits de 86 M€/an dans la configuration avec méthanation. Inversement, les coûts d'investissements relatifs au déploiement de la méthanation représentent respectivement 215 M€/an pour les capacités de méthanation, et 247 M€/an pour le surdimensionnement des électrolyseurs. On constate par ailleurs que la configuration avec power-to-méthane ne se traduit par un impact significatif sur les batteries, qui n'apparaissent donc pas dans les différences de coûts d'investissements.

Enfin, on constate une réduction des coûts de fonctionnement du système de 517 M€/an, dont le détail est donné ci-dessous.

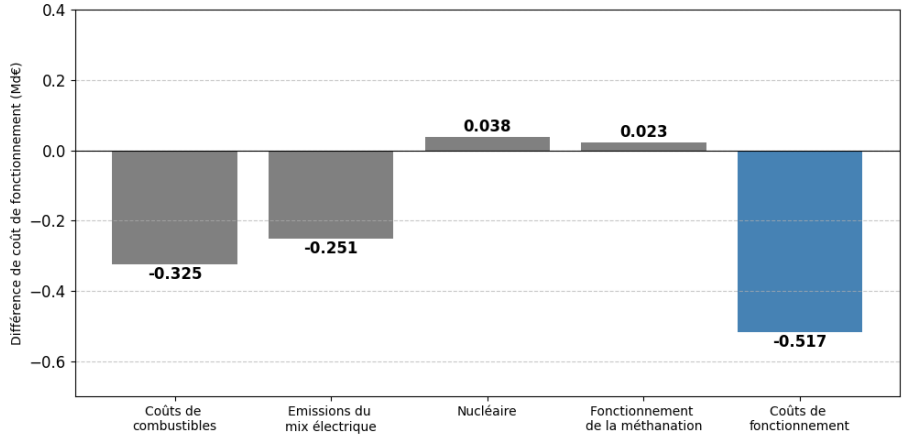


Figure 3-10 : Détail de la différence des coûts de fonctionnement (P2M – Base)

Comme détaillé en section 3.2.2, cette variation correspond à une réduction de la production thermique en Europe, pour environ 575 M€/an, dont environ 250 M€/an correspondent aux émissions. Elle est partiellement compensée par la hausse des coûts de production nucléaire et les coûts de fonctionnement de la méthanation (coûts de l'approvisionnement en CO2 et de l'électricité pour les auxiliaires).

La prise en compte de l'ensemble de ces variations des différents postes de coûts résulte ainsi en un **bénéfice net de l'ordre de 141 millions d'euros par an dans la configuration avec déploiement de la méthanation.**

4 Analyses de sensibilité

4.1 Cadrage des analyses de sensibilité

Les résultats présentés précédemment s'appuient sur la comparaison de deux configurations du système à horizon 2035 :

- Une configuration contrefactuelle (« Base ») dans laquelle le déploiement de la méthanation n'est pas envisagé. Cette situation contrefactuelle suppose par ailleurs l'absence d'infrastructure hydrogène, les électrolyseurs fonctionnent alors en bande et sont localisés au niveau de la demande d'hydrogène.
- Une situation alternative dans laquelle une partie de la demande d'hydrogène peut être substituée par du méthane de synthèse (« P2M »), moyennant l'investissement dans des capacités de méthanation.

Afin de compléter et tester la robustesse de ces analyses, différentes configurations ont été modélisées en analyse de sensibilité.

Les premières analyses portent sur le potentiel de développement du e-méthane considéré **du point de vue des usages**. En effet, dans la configuration « P2M » présentée précédemment, le déploiement potentiel de la méthanation est considéré au regard d'une part de la demande hydrogène considérée comme pouvant être substituée par du e-méthane. Cette part substituable dépend des usages et reste limitée, cette réalité est représentée dans le modèle comme une contrainte imposant une consommation minimale d'hydrogène « direct » qui ne peut être converti en e-méthane.

On étudie dans un premier temps une configuration théorique dans laquelle **la substituabilité entre les deux molécules n'est pas limitée**. Cette configuration est motivée par le fait que, dans la configuration initiale, la limite imposée a priori sur la substituabilité entre les deux molécules apparaît comme contraignante.

Dans ces configurations, on a raisonné sur une « enveloppe de consommation d'énergie » fixée par la consommation d'hydrogène du scénario du bilan prévisionnel 2025, et éventuellement le degré de substituabilité sur les usages considéré entre les deux molécules. L'objectif est, dans un second temps, de considérer une possibilité de production de e-méthane qui ne serait pas en substitution directe avec les usages hydrogène déjà représentés. Le raisonnement derrière cette configuration est que **le e-méthane pourrait être injecté dans le réseau gazier et se substituer à du gaz naturel sur des usages déjà existants de la molécule méthane**. Il est possible dans la modélisation de prendre en compte une option de production additionnelle de e-méthane, valorisée à un prix fixé en entrée de la

modélisation[7]. Dans cette analyse, deux niveaux de prix sont considérés pour la valorisation du méthane de synthèse.

- Valorisation du e-méthane à 53 €/MWh PCI, correspondant aux hypothèses suivantes :
    - On considère le prix du gaz naturel dans la simulation de référence, soit 25 €/MWh PCI
    - Pour prendre en compte le bénéfice de e-méthane produit à partir de CO2 biogénique par rapport à du gaz fossile, on prend également en compte le coût des émissions évitées par rapport au gaz naturel. Compte-tenu de l'hypothèse de prix de la tonne de CO2 émise à 139 €/t et du coefficient d'émission de la molécule méthane (~0,2 t/MWh), cela conduirait à valoriser le e-méthane à environ 53 €MWh
- Valorisation haute du e-méthane à 115 €/MWh PCI. Cette hypothèse est construite sur la base d'une valorisation à la hauteur de la pénalité pour le mécanisme de Certificats de Production Biogaz (100€/MWh PCS) réduite d'une marge producteur, à laquelle est ajouté le prix de la molécule de 25€/MWh pour arriver à un ordre de grandeur de 115 €/MWh PCI.

Il s'agit bien d'un **débouché additionnel** dans la modélisation, le débouché d'une production de e-méthane pouvant être d'une part une substitution à de la demande d'hydrogène, et d'autre part une valorisation au prix fixé.

Enfin, une dernière analyse de sensibilité vise à prendre en compte l'impact de l'infrastructure hydrogène. Cette analyse est motivée par le fait que, dans la configuration « P2M », un bénéfice clé de la méthanation identifié est le fait de permettre une flexibilisation et une relocalisation de la consommation des électrolyseurs. L'infrastructure de stockage et transport d'hydrogène permettant des bénéfices similaires, sa prise en compte pourrait impacter le gisement économique de déploiement de la méthanation. Cette analyse vise donc à prendre en compte les projets d'infrastructure hydrogène prévus à horizon 2035.

Le diagramme ci-dessous synthétise les liens et variations entre les différentes configurations du modèle représentées.

[7] Auquel cas, le modèle pourra faire ressortir une production additionnelle de e-méthane si le bénéfice associé à la valorisation du e-méthane au prix fixé est supérieur aux coûts engendrés par la production additionnelle de e-méthane. Le critère d'optimisation minimisé par le modèle correspond alors aux coûts système totaux auxquels on soustrait le « revenu » système associé à la valorisation du e-méthane au prix d'entrée.

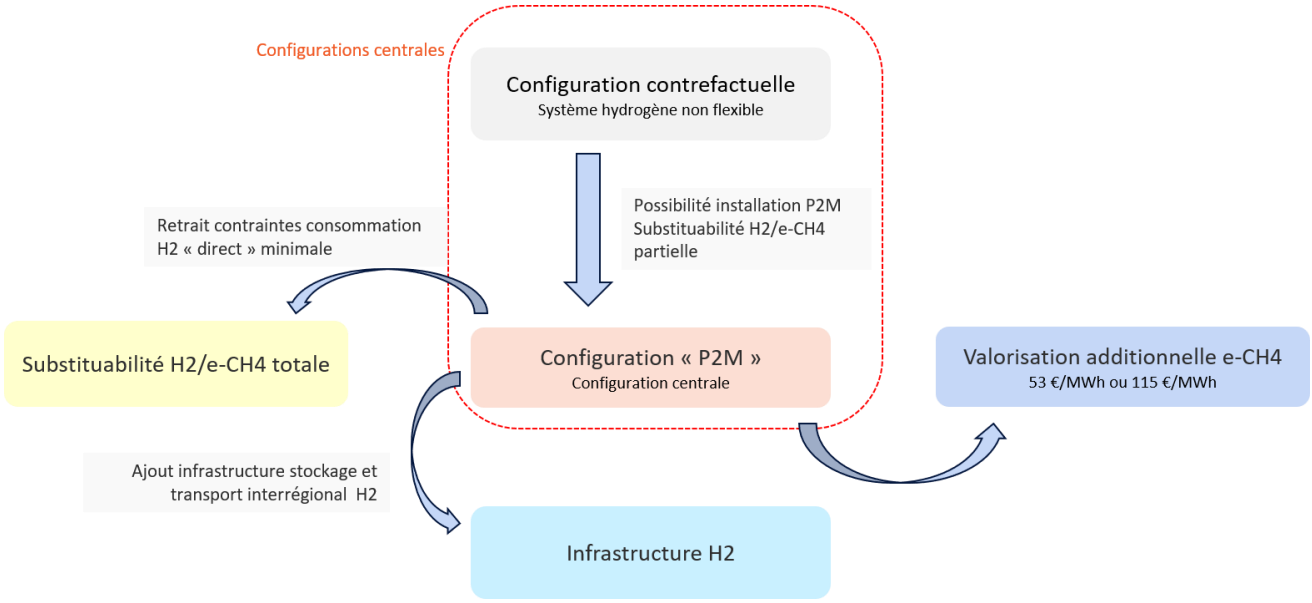


Figure 4-1: Synthèse des liens entre les différentes configurations du système modélisées

	Base	P2M	Substituabilité +	e-CH4 53	e-CH4 115	Infra H2 P2M
Demande H2 centralisée vs. décentralisée	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Substituabilité conso. H2/e-CH4	Nulle	Partielle	Totale	Partielle	Partielle	Partielle
Prod e-CH4 additionnelle possible (usages méthane)	Non	Non	Non	Oui(valorisation 53€/MWh)	Oui (valorisation 115€/MWh)	Non
Infrastructure H2	Non	Non	Non	Non	Non	Oui

Tableau 4-1: Synthèse des caractéristiques des variantes étudiées

4.2 Impact des contraintes de substituabilité entre les molécules

Dans la configuration sans limite de substituabilité entre les molécules hydrogène et e-méthane, l'ensemble de la consommation d'hydrogène est substituable. Le modèle dispose donc d'une marge de manœuvre plus importante pour relocaliser la production d'hydrogène. Le graphique suivant présente, par région, la production des électrolyseurs en TWh H2 PCI pour les configurations avec méthanation, avec et sans limite de substituabilité, en distinguant l'hydrogène destiné à la consommation directe de celui destiné à la méthanation.

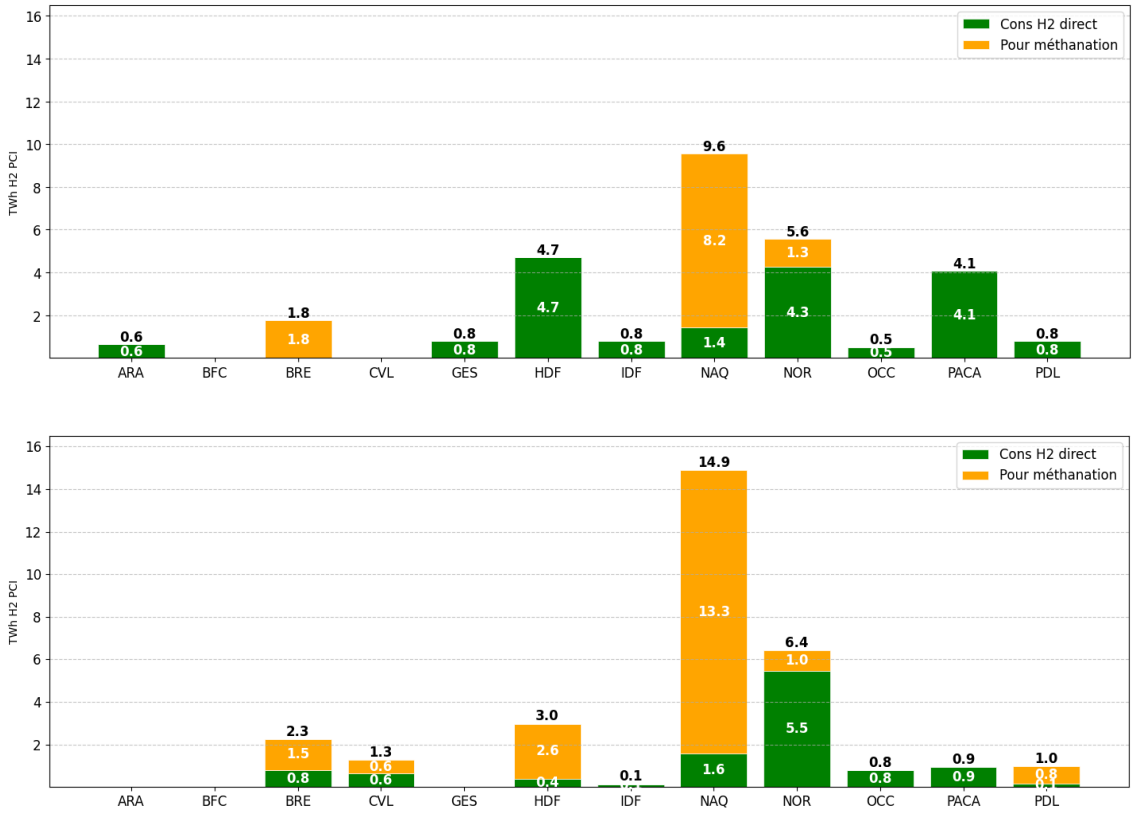


Figure 4-2: Production des électrolyseurs par région – TWh H2 PCI (*haut : P2M, bas : Sans limitation substituabilité*)

On observe sur le graphique que plusieurs régions supplémentaires produisent du méthane de synthèse, le Centre Val de Loire, les Hauts-de-France ainsi que Pays de la Loire. Dans les régions produisant déjà, la Bretagne et la Normandie diminuent leur production, et la Nouvelle Aquitaine augmente fortement passant de 9,6 à 14,9 TWh H2 PCI. La production totale de méthane de synthèse augmente ainsi, passant de 9,3 à 16 ,4 TWh CH4 PCI. Inversement, on constate que la production d'hydrogène direct (en vert) a été réduite, traduisant une augmentation de la substitution e-méthane/hydrogène.

En termes d'impacts sur la production électrique, les impacts sont très similaires, mais augmentent en proportion : la production nucléaire augmente encore (la variation par rapport à la configuration « base » passant de 5,8 à 10 TWh), et les exports de la France augmentent de 2 TWh supplémentaires. La réduction additionnelle de la sollicitation des centrales thermiques fossiles (substituées par une production nucléaire additionnelle importée) réduit les coûts de fonctionnement d'environ 350 millions d'euros par an additionnels par rapport à la configuration « P2M ». Le coût global du système s'en trouve réduit, malgré des investissements plus importants pour les capacités de méthanation et

les électrolyseurs. Le graphique suivant présente la différence des coûts d'investissement et de fonctionnement entre les configurations « P2M » et « Substituabilité + »[8].

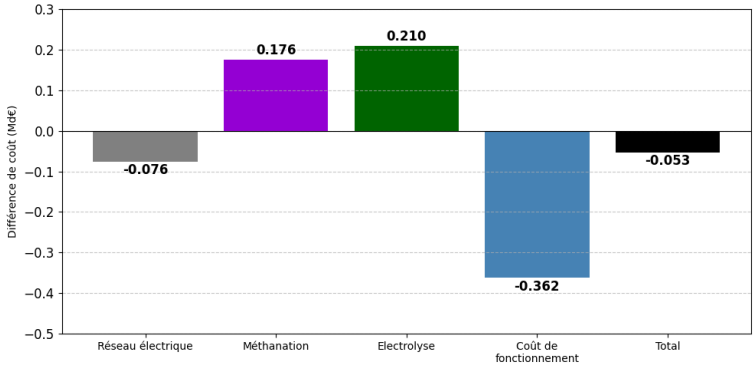


Figure 4-3 : Différences de coûts de d'investissement et de fonctionnement (« Substituabilité + » - « P2M »)

Ces effets sont similaires à ceux déjà observés entre les configurations « base » et « P2M ». Autrement dit, la suppression de la contrainte de substituabilité entre hydrogène et méthane de synthèse se traduit par une augmentation de la substitution hydrogène/e-méthane, qui accentue les bénéfices observés du déploiement de la méthanation dans la configuration centrale.

4.3 Impacts d'une production additionnelle de e-méthane

4.3.1 Valorisation du e-méthane à 53 €/MWh

Dans un premier temps, on considère une configuration dans laquelle le e-méthane peut être produit soit en substitution à de la demande d'hydrogène, soit pour être valorisé à un coût de 53 €/MWh, correspondant à l'hypothèse de prix du gaz après intégration du coût de l'ETS. La figure ci-dessous présente l'évolution de la production d'hydrogène dans cette configuration par rapport à la configuration « P2M » où le e-méthane peut uniquement être substitué à de l'hydrogène.

[8] Il convient donc de rappeler que ce qui est représenté ici ne correspond donc pas à l'impact de la méthanation, mais bien à celui de la suppression de la contrainte de limite de substituabilité.

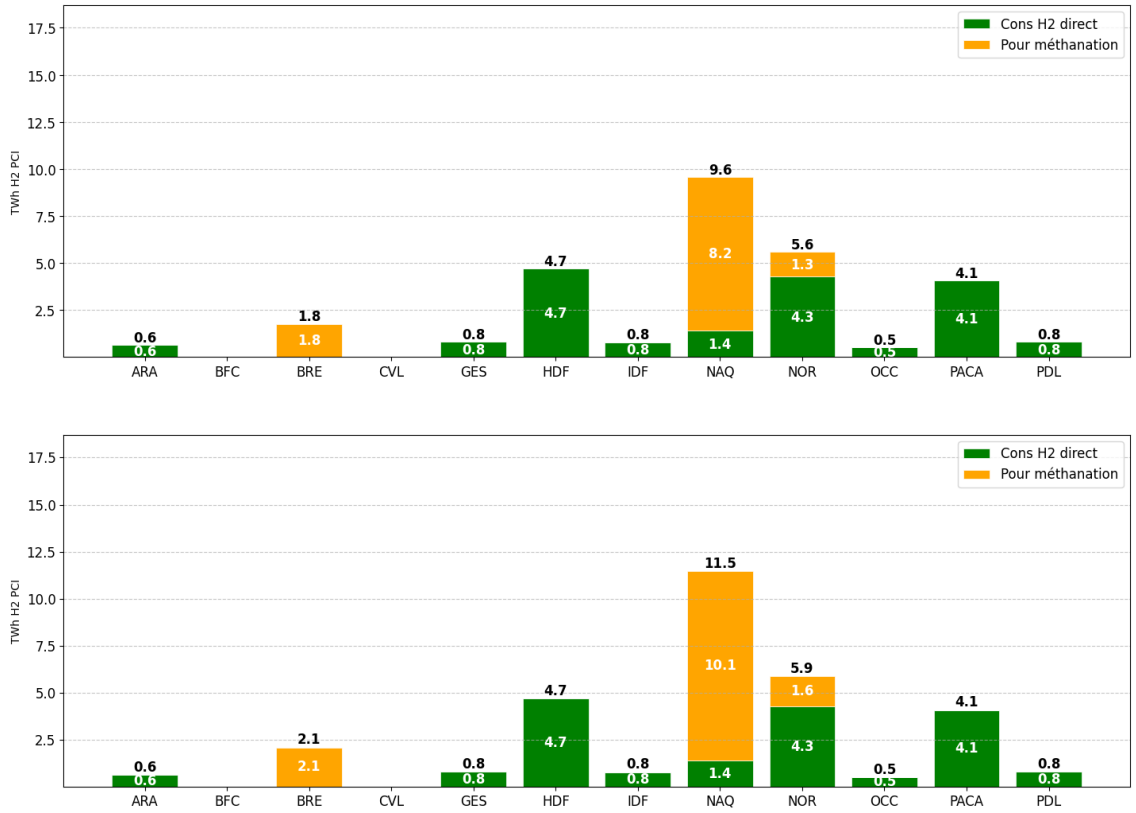


Figure 4-4 : Production des électrolyseurs par région – TWh H2 PCI (haut : « P2M », bas : « e-CH4 53 »)

On constate une augmentation de la production d'hydrogène pour produire du méthane de synthèse dans les 3 régions productrices, la répartition entre région restant relativement stable. La production d'hydrogène direct n'est en revanche pas impactée. La production totale de méthane de synthèse augmente ainsi pour atteindre 11,4 TWh CH4 PCI, soit une augmentation de de 2,1 TWh PCI par rapport à la configuration « P2M ». Les capacités de méthanation augmentent également légèrement, passant de 2,44 à 2,64 GW CH4 PCI.

Cette augmentation de capacité est en proportion moindre que l'augmentation de production annuelle, ce qui traduit une **augmentation du facteur de charge des unités de méthanation** dans cette configuration. Le facteur de charge moyen des unités passe ainsi de 43,6% à 49,5%.

La figure ci-dessous présente les variations de l'équilibre offre-demande électrique dans la configuration avec valorisation à 53 €/MWh par rapport à la configuration « P2M ». On constate une augmentation de la consommation des électrolyseurs de 3,9 TWh (correspondant à la production d'hydrogène pour produire les 2,1 TWh de méthane de synthèse additionnels), compensée par une baisse additionnelle de la modulation à la baisse du parc nucléaire.

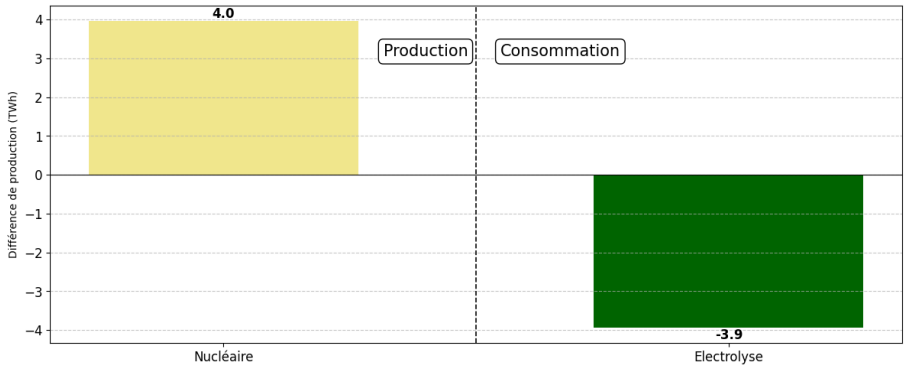


Figure 4-5 : Différence de production et de consommation d'électricité entre les configurations « e-CH4 53 » et « P2M »

On peut enfin analyser les évolutions des coûts système. On constate d'abord une augmentation des coûts d'investissement dans les capacités d'électrolyse et méthanation, tandis que les coûts réseau sont impactés de façon marginale. L'augmentation des coûts de fonctionnement de l'ordre de 2 M€/an représente les coûts variables de la production nucléaire additionnelle, qui est compensée par le bénéfice associé à la valorisation du méthane de synthèse produit additionnellement et valorisé à 53 €/MWh (environ 113 M€/an).

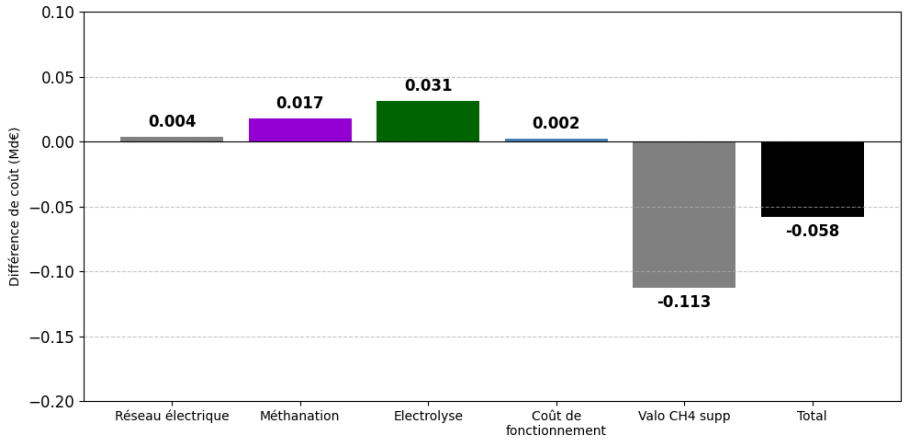


Figure 4-6 : Différences des coûts système annuels entre les configurations « e-CH4 53 » et « P2M »

Ainsi, la valorisation d'une production de e-méthane additionnelle à 53 €/MWh se traduit par une réduction additionnelle des coûts système annuels de 58 M€/an par rapport à la configuration « P2M » ou le débouché pour le e-méthane est restreint à la substitution de consommation d'hydrogène.

4.3.2 Valorisation du e-méthane à 115 €/MWh

Dans un second temps, on considère une configuration dans laquelle le e-méthane peut être produit soit en substitution à de la demande d'hydrogène, soit pour être valorisé à un coût de 115 €/MWh. La Figure 4-7 présente l'évolution de la production d'hydrogène par région par rapport à la configuration centrale.

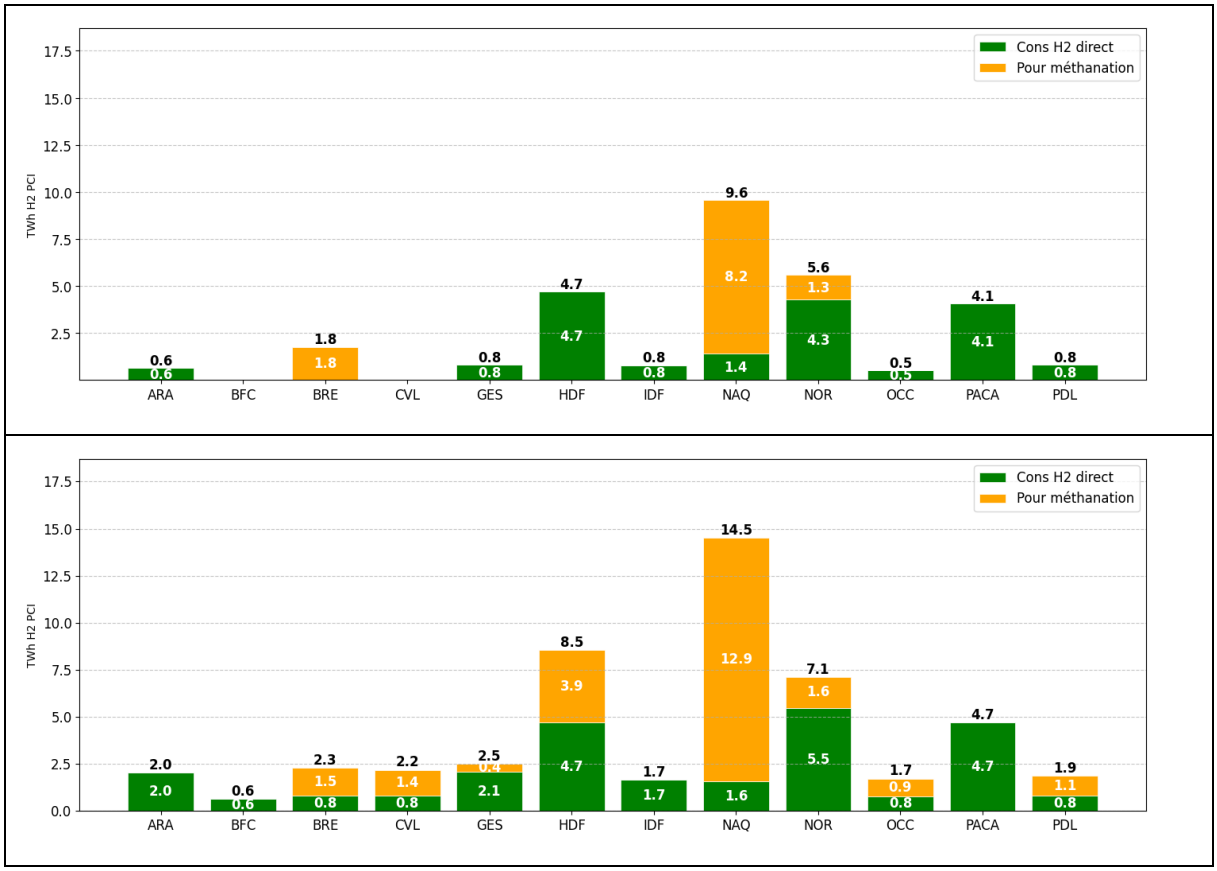


Figure 4-7 : Production des électrolyseurs par région – TWh H2 PCI (haut : « P2M », bas : « e-CH4 115 »)

On constate dans cette configuration une augmentation de la production d'hydrogène pour la méthanation, une production de méthane de synthèse se développe dans des régions qui n'apparaissaient pas dans les configurations précédentes. On constate par ailleurs une augmentation de la production d'hydrogène « direct » par rapport à la configuration « P2M », traduisant **une réduction de la substitution de l'hydrogène par du méthane de synthèse**. Au total, la production de méthane de synthèse atteint 19,7 TWh PCI, dont seulement 1,3 TWh en substitution à de la production d'hydrogène.

La figure ci-dessous présente l'impact sur l'équilibre offre-demande en électricité. Sur le volet consommation, on observe une forte augmentation de la consommation des électrolyseurs et une baisse des exports de la France vers les pays voisins de 10,4 TWh, compensées par une augmentation de la production nucléaire.

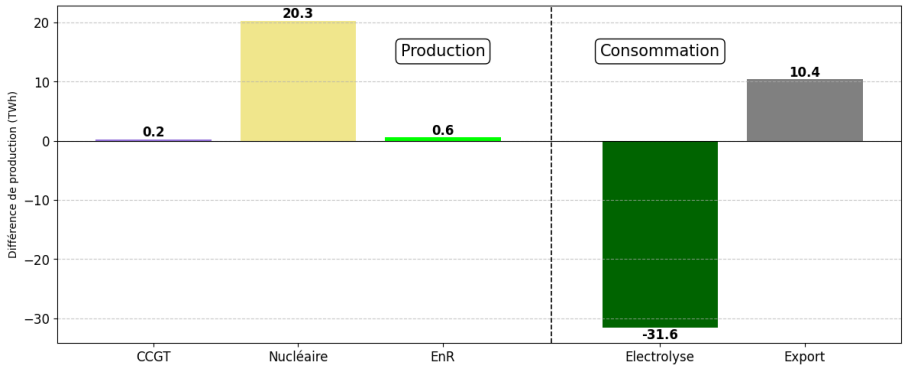


Figure 4-8 : Différence de production et de consommation entre les configurations « P2M » et « e-CH4 115 »

Ces résultats indiquent une situation dans laquelle **la valorisation du e-méthane à 115 €/MWh apporte un bénéfice plus important que la substitution de la consommation d'hydrogène**, ce qui se traduit donc par une perte de certains des bénéfices associés à la substitution de la demande d'hydrogène analysés précédemment (notamment substitution de production thermique en Europe par de la production nucléaire). En termes d'évolution des coûts système, on observe principalement une hausse des coûts d'investissement dans les capacités de méthanation et électrolyse ainsi qu'une forte hausse des coûts de fonctionnement du système. Cette hausse des coûts du fonctionnement du système correspond à une réduction des bénéfices associés à la substitution de la demande d'hydrogène analysée précédemment, ainsi qu'une hausse des coûts en approvisionnement en CO2 pour la méthanation. La valorisation de la production de e-méthane à 115 €/MWh représente quant à elle un bénéfice de l'ordre de 2,1 Md€/an, résultant finalement dans une réduction des coûts systémiques annuels de 532 M€/an par rapport à la configuration « P2M », soit 673M€/an par rapport à la configuration "base" sans P2M

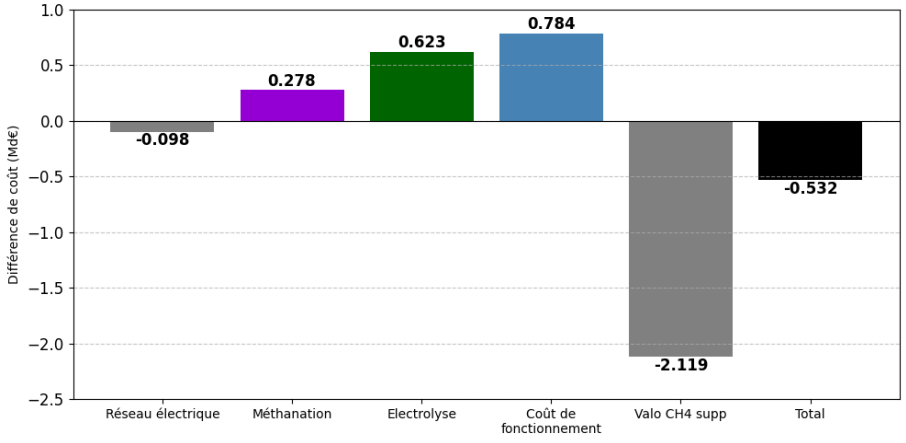


Figure 4-9 : Différences de coûts de d'investissement et de fonctionnement entre les configurations « e-CH4 115 » et « P2M »

Finalement, cette configuration se traduit par une réduction additionnelle de la modulation à la baisse du parc nucléaire par rapport aux autres configurations représentées. La production annuelle du parc

atteint en effet de l'ordre de 380 TWh/an dans cette configuration, volume qui se situe dans la moyenne haute des hypothèses retenues par RTE dans le Bilan prévisionnel 2025-2035[9].

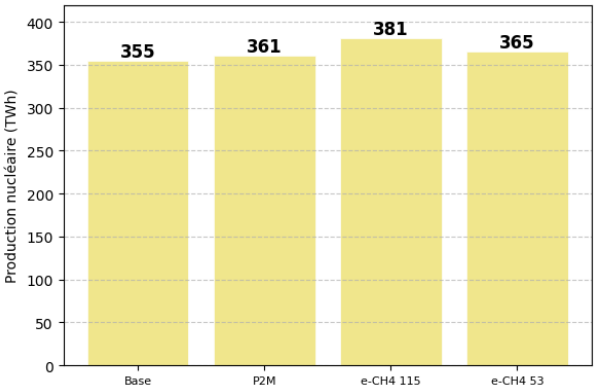


Figure 4-10: Production annuelle du parc nucléaire français moyenne dans les différentes configurations

Si un tel niveau de productible apparaît possible d'après le bilan prévisionnel, il convient de noter que dans une configuration où la disponibilité du parc serait réduite, la compétitivité de cette production de méthane de synthèse valorisée à 115 €/MWh serait a priori réduite.

4.4 Prise en compte de l'infrastructure hydrogène

L'objectif de cette analyse est de prendre en compte une modélisation des capacités de stockage et transport apportées par l'infrastructure hydrogène prévue à horizon 2035. Cela correspond à une vision du système hydrogène alignée sur les projets représentés ci-dessous. Ces projets sont ensuite traduits en termes de capacités de stockage et d'échanges à la maille régionale[10] intégrés dans le modèle.

[9] Dans le bilan prévisionnel, différentes configurations sont retenues concernant le taux de disponibilité du parc, résultant dans une configuration centrale correspondant à un productible de l'ordre de 365 TWh/an et une configuration haute avec un productible moyen de l'ordre de 380 TWh. Dans la modélisation réalisée dans le cadre de cette étude, on considère une disponibilité du parc nucléaire variant au cours de l'année dans une fourchette de 42-55GW.

[10] Cf. détails en annexe.



Figure 4-11: Représentation de l'infrastructure hydrogène considérée à horizon 2035

Source : NaTran, Teréga

L'infrastructure hydrogène représentée est donc scénarisée selon les projections des gestionnaires de réseaux gaz, et ne fait pas l'objet d'une optimisation de capacités dans le modèle. Les résultats de l'analyse sont donc à considérer valides sous réserve de considération de ces scénarios.

On rappelle également que, dans la modélisation, il est fait une distinction entre une consommation d'hydrogène « centralisée » ayant accès aux infrastructures hydrogène (correspondant principalement aux usages industriels des « hubs » autour desquels l'infrastructure hydrogène se planifie) et une demande « décentralisée » n'ayant pas accès à l'infrastructure (correspondant à des usages plus diffus). On rappelle ci-dessous cette segmentation de la demande d'hydrogène.

TWh PCI	Substituable	Non substituable	Total
Centralisé	1,2	14,1	15,3
Décentralisé	8,2	3,8	12,0
Total	9,4	17,9	**27,3**

Tableau 4-2 : Résultats de l'analyse de segmentation de la demande d'hydrogène par types d'usages

Le graphique suivant présente la production d'hydrogène en TWH H2 PCI entre les régions, pour les configurations « P2M » et « Infra H2 ». La destination de la molécule est représentée, en distinguant l'hydrogène destiné à la consommation directe de celui destiné à la méthanation. On distingue également la production centralisée de la production décentralisée d'hydrogène.

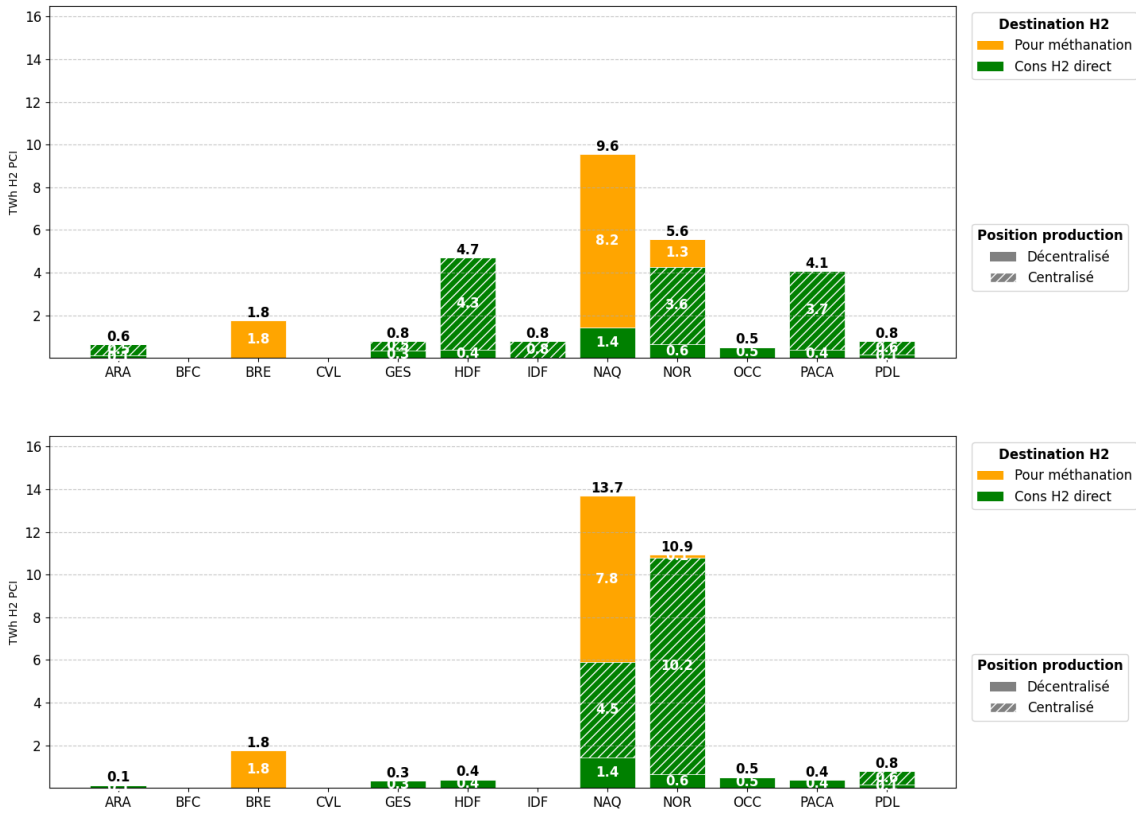


Figure 4-12 : Production des électrolyseurs par région – TWh H2 PCI (haut : configuration « P2M », bas : configuration « Infra h2)

On constate que la prise en compte d'infrastructures hydrogène restructure significativement la production des électrolyseurs entre les régions. Ainsi, la production d'hydrogène « centralisée » pouvant transiter par l'infrastructure de transport d'hydrogène est largement relocalisée vers les régions Nouvelle Aquitaine et Normandie. On constate une production centralisée résiduelle en régions Pays de la Loire, liée au fait que cette région n'est pas connectée au réseau de transport hydrogène en 2035. Inversement, une petite part de la consommation d'hydrogène direct reste dans certaines régions, correspondant à une consommation d'hydrogène considérée à la fois non substituable et décentralisée.

Ainsi, hormis la part de consommation d'hydrogène décentralisée et non substituable, la majorité de la production destinée à la consommation directe se relocalise en Nouvelle-Aquitaine et en Normandie, régions plus favorables. La consommation décentralisée mais substituable est majoritairement substituée par du méthane de synthèse produit en Nouvelle Aquitaine et en Bretagne.

La production totale de e-méthane est de 8,1 TWh CH4 PCI pour une capacité de 2,2 GW CH4 installés, soit un facteur de charge de l'ordre de 45%. Cette production est inférieure aux 9,3 TWh CH4 PCI de la configuration P2M.

Ainsi, la production de e-méthane diminue légèrement mais reste significative. En considérant les infrastructures hydrogène prévues d'ici 2035 dans les scénarios de Natran et Teréga, on observe ainsi

une complémentarité entre les effets de l'infrastructure hydrogène et de la substitution par du méthane de synthèse, permettant tous-deux de relocaliser la consommation des électrolyseurs dans des régions plus favorables. Le déploiement de la méthanation reste donc bénéfique en relocalisant la consommation d'hydrogène n'ayant pas accès à l'infrastructure hydrogène mais substituable.

4.5 Synthèse des résultats clés des différentes configurations

Les figures ci-dessous présentent finalement une synthèse des résultats clés obtenus pour les différentes configurations représentées.

Le graphique suivant présente la production totale de e-méthane par configuration, en distinguant le CH4 destiné à la substitution d'usages hydrogène de celui destiné à la consommation gaz directe. Ce dernier étant valorisé au prix défini, dans les configurations où cette valorisation est possible, e-CH4 53 et e-CH4 115.

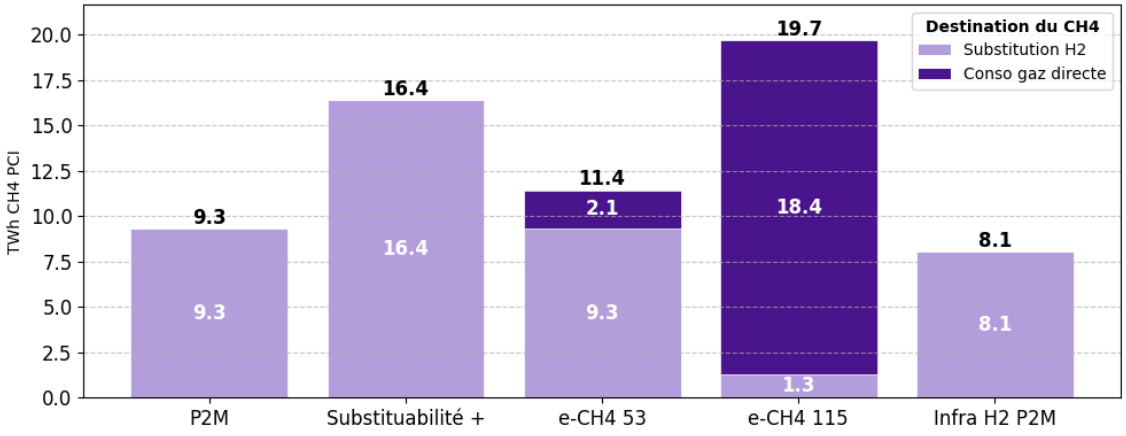


Figure 4-13 : Production de e-méthane par configuration (TWh PCI/an)

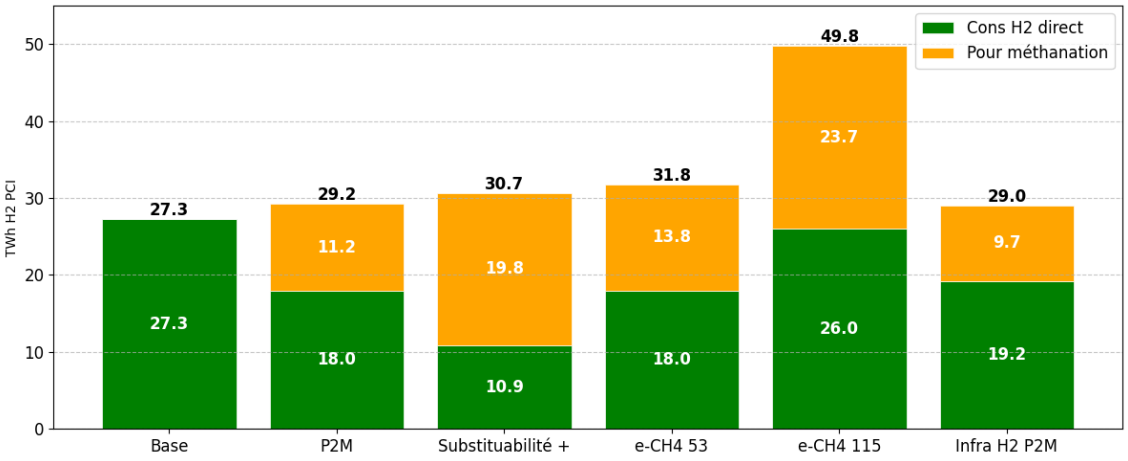


Figure 4-14 : Production d'hydrogène par configuration (TWh PCI/an)

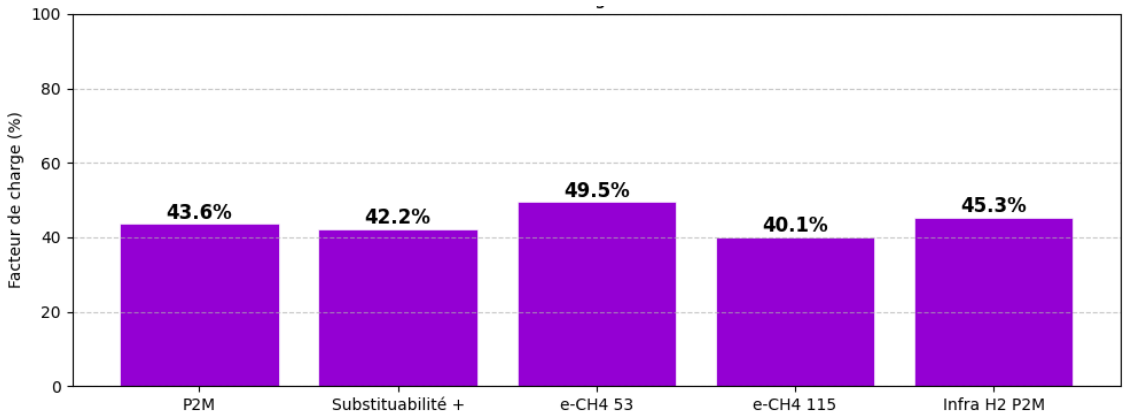


Figure 4-15 : Facteur de charge moyen des unités de méthanation par configuration

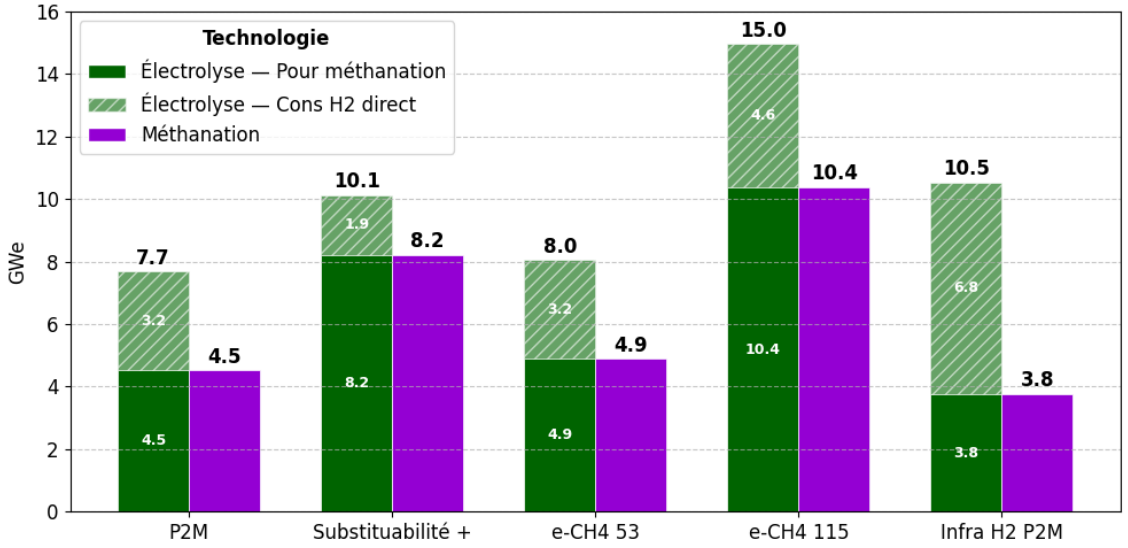


Figure 4-16 : Capacité d'électrolyseurs et de méthanation installées (en équivalents GW électriques)

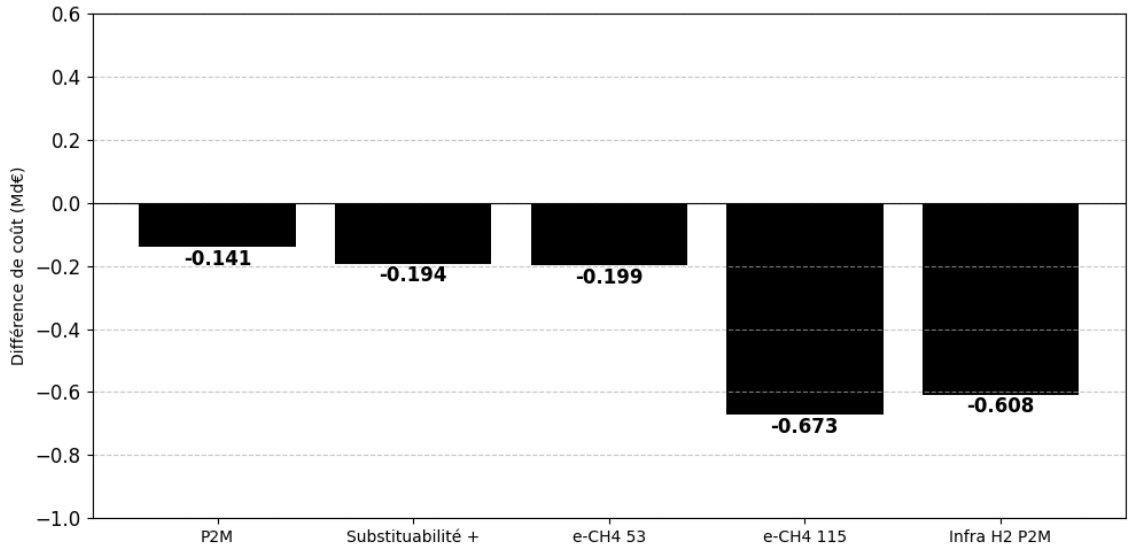


Figure 4-17 Variations des coûts systèmes annuels par rapport à la configuration sans déploiement de la méthanation

Note : Pour la configuration avec infrastructure hydrogène, le coût de développement de l'infrastructure hydrogène n'est pas comptabilisé.

4.6 Analyse à horizon 2050

L'objectif de cette analyse est de fournir via une approche de modélisation simplifiée des grands ordres de grandeur sur le **besoin de flexibilité du système à horizon 2050**, qui représente une opportunité de développement pour le power-to-méthane.

4.6.1 Méthodologie

Pour déterminer le besoin de flexibilité en puissance de chaque région, une **analyse des équilibres offre-demande au pas horaire** sur quatre semaines type communiquées par RTE pour son scénario N2 des Futurs énergétiques est réalisée.

La production en électricité est régionalisée selon les projections d'installation des capacités ENR dans le scénario N2 corrigées pour être en accord avec la modélisation de l'horizon 2035. La demande en électricité (hors hydrogène) est régionalisée à partir de clés de désagrégations similaires à celles utilisées pour l'horizon 2035.

Pour chaque région, **la monotone du surplus ENR** (production ENR horaire à laquelle on soustrait la demande hors hydrogène) est calculée et **le quantile 95% est défini comme un indicateur du besoin en flexibilité en puissance** théorique de la région[11].

A partir de ce besoin théorique, on cherche à prendre en compte le potentiel de soutirage des électrolyseurs lors des pics de production ENR. Pour cela, différentes hypothèses prenant en compte

[11] Pour plus de détails, se référer à la section 2.5.1 et 2.5.2 de la note méthodologique

la demande en hydrogène sont étudiées et **la puissance régionalisée des électrolyseurs dans chaque configuration est retirée au besoin de flexibilité en puissance théorique** pour déterminer le besoin de flexibilité en puissance (les électrolyseurs représentants une consommation potentielle additionnelle lors des heures de surplus ENR).

Trois configurations de dimensionnement et de positionnement des électrolyseurs sont étudiées :

- **Scénario 1 : Consommation d'hydrogène en bande**
  - A partir des consommations d'hydrogène régionalisées présentées dans l'étude **RTE-Natran** (p.17)**,** la puissance d'électrolyse nécessaire par région pour un **fonctionnement en bande** est calculée[12]
- **Scénario 2 : Consommation d'hydrogène avec infrastructure de stockage et électrolyseurs proches de la consommation d'hydrogène** (développement limité des réseaux H2)
  - La répartition régionale de la puissance des électrolyseurs communiquée dans l'étude RTE-Natran dans le cas où **ils se localisent près des centres de consommation d'hydrogène** est considérée. La disponibilité de stockage hydrogène permet de flexibiliser les électrolyseurs et en particulier de les surdimensionner pour augmenter leur consommation lors des heures de surplus ENR.
- **Scénario 3 : Consommation d'hydrogène avec infrastructure et électrolyseurs proches de la production ENR** (développement fort des réseaux H2 en plus des capacités de stockage, permettant de relocaliser la production)
  - La répartition régionale de la puissance des électrolyseurs communiquée dans l'étude RTE-Natran dans le cas où **ils se localisent près de la production renouvelable** est considérée

Une fois ce besoin de flexibilité régional défini pour chaque scénario, il est possible de déduire une production maximale de e-méthane qui correspond au cas où tout le besoin de flexibilité identifié est réalisé par de la méthanation. **Un facteur de charge de la méthanation égal à 44%** est alors considéré. Cette valeur est considérée constante par rapport aux résultats de modélisation horaire à l'horizon 2035, en cohérence avec une recherche bibliographique de différents scénarios prospectifs soulignant que le facteur de charge des électrolyseurs devrait rester dans des ordres de grandeur similaires entre 2035 et 2050[13].

4.6.2 Résultats

A horizon 2050, le besoin de flexibilité régional est fortement dépendant du développement de l'infrastructure hydrogène, impactant la localisation des électrolyseurs à l'échelle de la France, comme le représente la Figure 4-18.

[12] Un rendement de 74% pour les électrolyseurs est considéré en accord avec les hypothèses du TYNDP 2024
[13] Se référer à la note méthodologique section 2.5.3.2

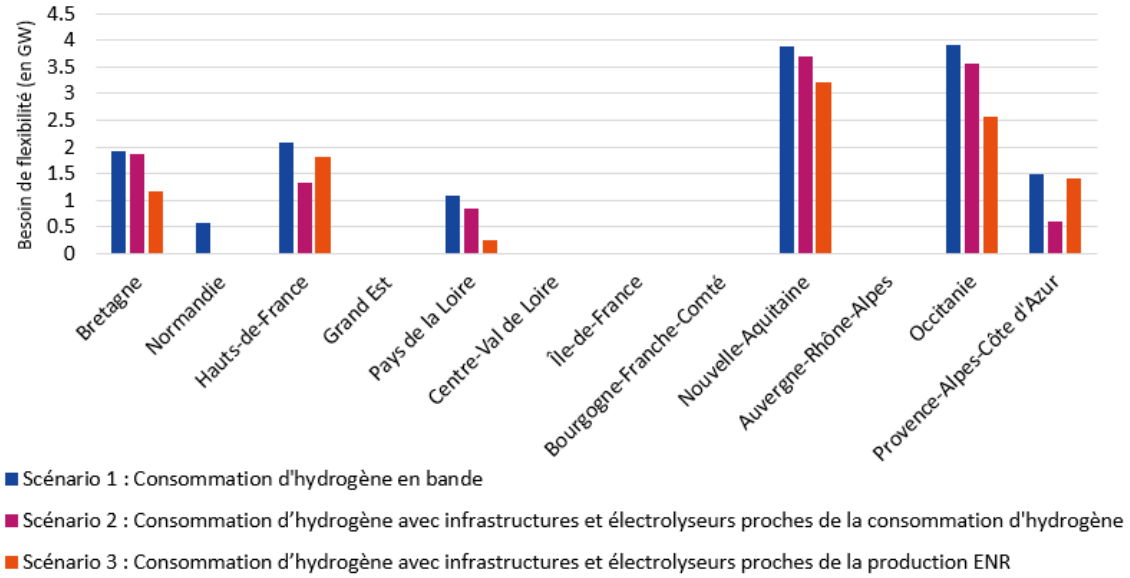


Figure 4-18 : Besoin de flexibilité en puissance par région selon le scénario retenu

Pour la plupart des régions, un plus grand développement des infrastructures hydrogène est associé à une réduction du besoin de flexibilité sauf pour les Hauts-de-France et la Provence-Alpes-Côte d'Azur. Cela peut s'expliquer par le fait que ces deux régions ont deux gros hubs industriels fortement consommateur d'hydrogène (Dunkerque et Fos-sur-Mer) qui ne peuvent être entièrement alimentés par les ENR présentes à l'échelle de la région.

A l'échelle de la France, **le besoin en flexibilité varie entre 10,4 GW et 14,9 GW** en fonction du scénario retenu (Tableau 4-3).

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Besoin de flexibilité agrégé à l'échelle de la France (en GW)	14,9	11,9	10,4

Tableau 4-3 : Besoin en flexibilité agrégé à l'échelle de la France pour les trois scénarios étudiés

Ainsi le potentiel maximal de production de e-méthane à horizon 2050, considérant un facteur de charge de la méthanation à 44%, et des rendements respectifs de 72% et 83% pour l'électrolyse et la méthanation se situe entre **24 TWh_{PCI}/an et 35 TWh_{PCI}/an, avec une valeur moyenne autour de 29 TWh_{PCI}/an.**

Ces chiffres basés sur une analyse du besoin de flexibilité d'un système électrique hydrogène représentent plutôt **une borne supérieure du potentiel de déploiement de la méthanation** (dans le

sens où ils ne résultent pas d'une optimisation techno-économique comme pour la modélisation à horizon 2035)**, hors usages du méthane (non modélisés).**

A l'issue de ces analyses il est possible de comparer les productions de e-méthane à horizon 2035 et 2050 en fonction des différentes configurations retenues.

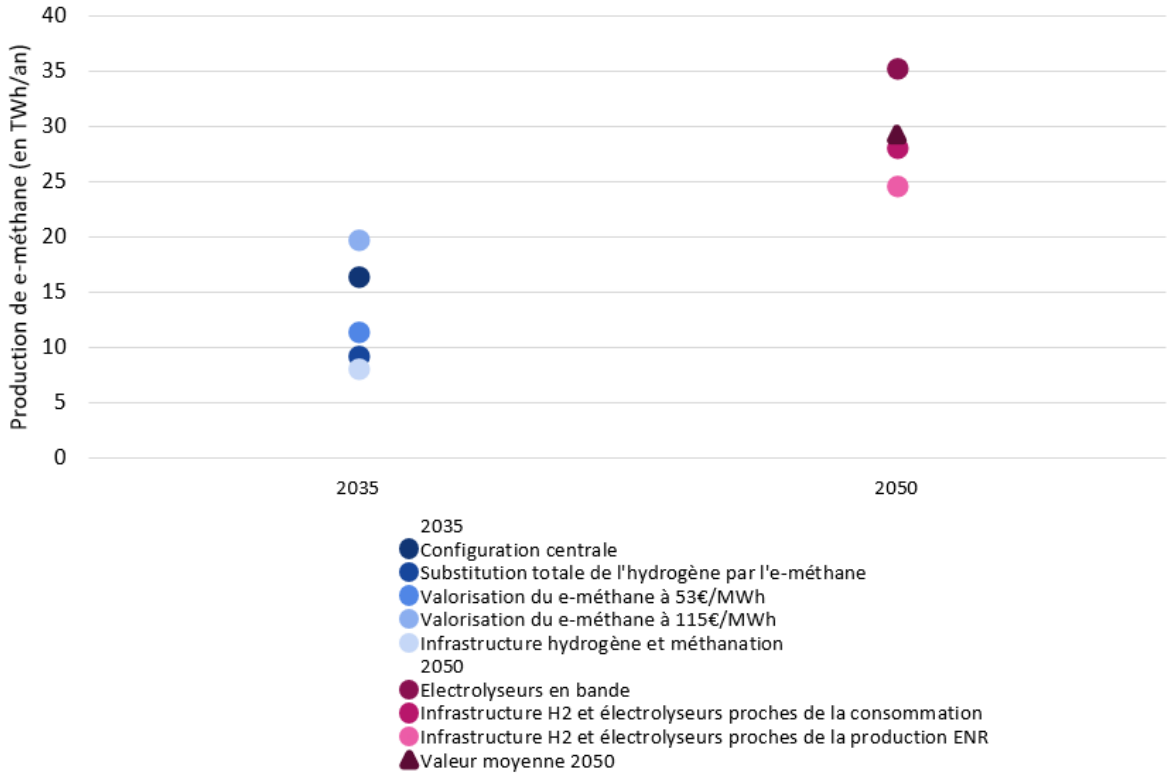


Figure 4-19 : Production de e-méthane en 2035 et 2050 en fonction du scénario retenu

Il peut être souligné que d'une part, à horizon 2050, la production maximale de e-méthane est supérieure à celle observée à l'horizon 2035 même pour la configuration résultant en la production la plus élevée à horizon 2035.

Par ailleurs, en appliquant la méthodologie d'analyse des monotones de surplus EnR aux données de modélisation à l'horizon 2035 sur les régions développant des unités de méthanation, on remarque que le besoin de flexibilité est multiplié par 2 entre 2035 et 2050, ce qui est un ordre de grandeur cohérent avec l'évolution observé entre les horizons 2035 et 2050 sur la figure ci-dessus.

5 Conclusions

Les analyses montrent qu'**une production de méthane de synthèse en substitution à une part de la demande d'hydrogène apparaît comme économiquement pertinente**. Dans les différentes configurations étudiées, la production de méthane de synthèse représente de l'ordre de 8,6 à 19,7 TWh PCI par an à horizon 2035.

Un résultat corolaire est que **l'injection du méthane de synthèse dans le réseau gazier existant permet de relocaliser la consommation des électrolyseurs à proximité du productible ENR**, réduisant les coûts de développements des réseaux électriques. En particulier, le déploiement de la méthanation permet de relocaliser une part de la production d'hydrogène dans des régions disposant de capacités renouvelables importantes relativement à leur consommation locale, notamment la Nouvelle Aquitaine et la Bretagne.

D'autre part, **l'accès aux capacités de stockage de gaz permet de flexibiliser la consommation des électrolyseurs, réduisant ainsi les coûts de la production d'électricité pour la collectivité**. En effet, l'accès aux capacités de stockage gaz permet de flexibiliser les unités de méthanation, avec une **logique d'effacement à la pointe** et de consommation accrue lors des heures où le productible décarboné est abondant. Cela se traduit par une réduction de la production électrique thermique et une **meilleure valorisation des productibles renouvelables et nucléaire**. Cette flexibilité permet notamment une augmentation des exports nets de la France vers l'Europe, résultant en une substitution de production thermique carbonée par des imports d'une production décarbonée. Cette flexibilité permet également une **réduction des épisodes de modulation à la baisse du parc nucléaire**. Les travaux récents de l'exploitant à ce sujet semblent indiquer un bénéfice à la fois technique et organisationnel au regard de la hausse attendue des épisodes de modulation.

La capacité de stockage disponible permet par ailleurs une flexibilité à différente échelles temporelles, avec **une modulation à la fois journalière** (augmentation de la consommation avec la « cloche » solaire et effacement à la pointe) **et saisonnière** (augmentation de la production en lien avec le plus fort productible solaire en été).

Le déploiement d'unités de méthanation pouvant fonctionner de manière flexible se traduit néanmoins par **des coûts d'investissements additionnels** (unités de méthanation et surdimensionnement des électrolyseurs) par rapport à la situation contrefactuelle où l'hydrogène est consommé directement.

Les bénéfices associés à la substitution de production électrique thermique par de la production décarbonée moins coûteuse **dépassent les coûts d'investissement additionnels** associés au développement de la méthanation flexible, **résultant en un bénéfice net de l'ordre de 141 M€/an du point de vue de la collectivité** dans la configuration centrale modélisée.

Les analyses de sensibilité menées indiquent que le développement d'une infrastructure de transport et stockage d'hydrogène permet de flexibiliser et relocaliser les électrolyseurs. **Néanmoins, pour une part des usages qui n'auraient pas accès à l'infrastructure hydrogène, la substitution de l'hydrogène par du méthane de synthèse apparaît comme un levier économique pertinent permettant de flexibiliser la consommation des électrolyseurs.**

Au-delà d'une substitution aux usages de l'hydrogène considérée dans ces premières analyses, le méthane de synthèse injecté dans le réseau pourrait être également substitué à du gaz naturel pour des usages déjà existants. Les analyses de sensibilité portant sur ces débouchés additionnels montrent que la méthanation apporte un bénéfice de premier ordre, la flexibilisation de la consommation des électrolyseurs, et **qu'une production additionnelle pour satisfaire des usages déjà existants du méthane peut en outre être économiquement viable et renforcer les bénéfices systémiques observés de la flexibilisation des électrolyseurs.**

Cette production additionnelle **dépend des niveaux de valorisation de la molécule envisageables**, et pourrait porter la production de e-méthane économiquement viable à un ordre de grandeur de 20 TWh PCI/an, sous réserve d'un taux de disponibilité optimiste du parc nucléaire permettant un productible au-delà d'un ordre de grandeur de 380 TWh électriques par an.

6 Annexes

6.1 Modélisation du système électrique

6.1.1 Demande d'électricité

Sur le volet consommation, la modélisation s'aligne sur le scénario **« atteinte des objectifs publics »**. Dans ce scénario, la consommation atteint 580 TWh en 2035 (dont 42 TWh pour l'électrolyse), soit un retard de 35 TWh par rapport à la trajectoire de référence du BP 2023.

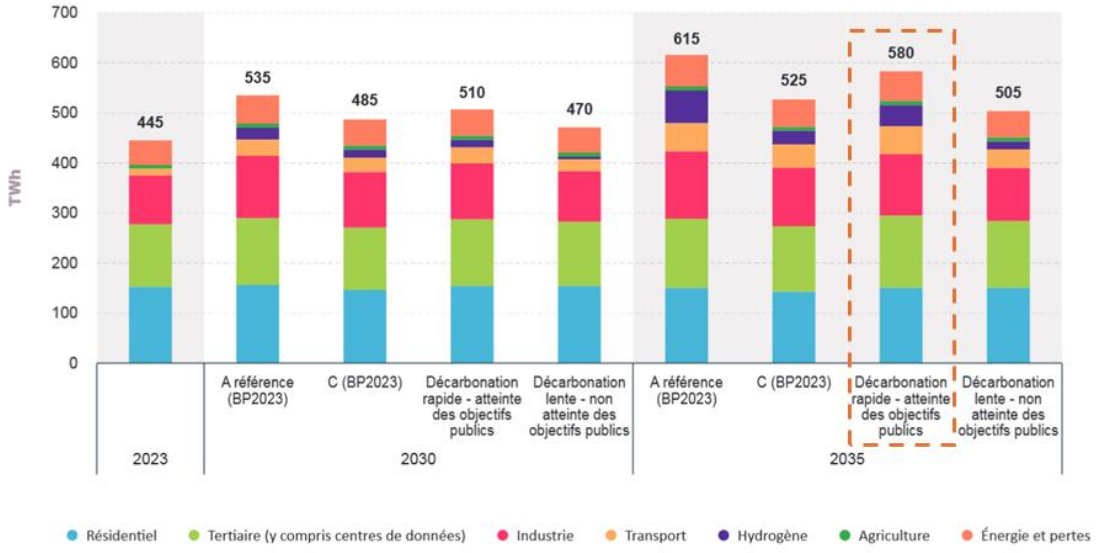


Figure 6-1: Décomposition sectorielle de la consommation intérieure d'électricité de la France (TWh) dans les différentes trajectoires des BP 2023-2035 et BP 2025-2035 de RTE

Source : RTE, BP 2025-2035, figure 2.12 (chapitre 2 « Consommation »)

La consommation électrique est décomposée par secteur selon les données du BP 2025-2035. La consommation est ensuite répartie en usages par secteurs (par exemple chauffage, eau chaude sanitaire, ou produits blancs pour l'industrie …) auxquels sont associés des profils types de consommation au pas de temps horaire. La consommation est enfin désagrégée à la maille régionale selon des clés de répartition définies par usages et région (par exemple ; la consommation annuelle associée à l'usage 'chauffage' est désagrégée en prenant en compte les surfaces habitables et les degrés-jours de chauffage par région).

Cette représentation de la consommation intègre par ailleurs une représentation de la flexibilité de la demande. En effet, pour certains usages, la demande se divise en une part fatale, dont la courbe de charge est imposée et une part flexible dont la courbe est optimisée selon des contraintes propres à l'usage. Par exemple :

- Pour l'ECS et les produits blancs, la part flexible est modélisée par une consommation journalière fixe et une puissance maximale de soutirage représentant le parc d'équipements. Le modèle optimise alors la répartition de cette consommation sur les heures les plus favorables, tout en respectant ces contraintes.
- Pour le chauffage et la climatisation, la flexibilité repose sur l'inertie thermique des bâtiments, modélisée comme un stockage thermique associé aux équipements (chauffage Joule, PAC, climatisation…). Ce stockage est dimensionné pour permettre un effacement maximal d'un quart d'heure. Ainsi, à chaque pas horaire, un quart de la consommation des usages flexibles peut être effacé dans chaque région. Cet effacement correspond à un simple report, sans impact sur la demande annuelle totale, qui doit être rattrapé dans les heures suivantes.
- Les véhicules électriques sont répartis selon leur lieu de recharge (domicile ou travail). Chaque VE doit recharger l'énergie consommée lors du trajet pendant sa période de connexion. Les heures de connexion dépendent du lieu de recharge et la recharge peut éventuellement être réalisée de manière flexible sur l'ensemble de la période de connexion.

Cette méthodologie est alignée avec les travaux réalisés par Artelys pour le compte de l'ADEME (ADEME – Transition(s) 2050).

6.1.2 Capacités de production renouvelable

Filières éolien et solaire

Les capacités pour les filières solaire et éolienne sont alignées avec la variante « R3 » du BP 2025.

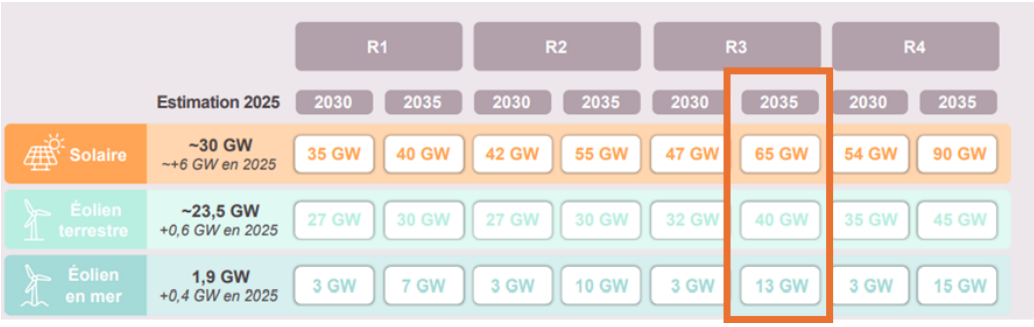


Figure 6-2: Hypothèses de capacités ENR pour dans les différentes trajectoires du BP 2025-2035

Source : RTE, BP 2025-2035

Le choix de ce scénario de capacités de production d'énergies renouvelables repose sur plusieurs éléments. Tout d'abord, il s'agit d'un scénario jugé réaliste par RTE au regard des rythmes de développement observés historiquement. Il demeure également proche du scénario de référence retenu dans l'édition 2023. Par ailleurs, ce scénario ne suppose pas de politique ou de contexte conduisant à un ralentissement marqué du déploiement des énergies renouvelables. Enfin, il présente une bonne cohérence avec les objectifs définis dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE3), dont il constitue l'un des scénarios les plus proches en termes de capacités installées.

Ces chiffres sont ensuite ventilés à la maille régionale selon des clés de désagrégation.

Pour l'éolien terrestre et le PV, la désagrégation à la maille régionale se fait selon les hypothèses données dans le Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR) et rappelées ci-dessous.

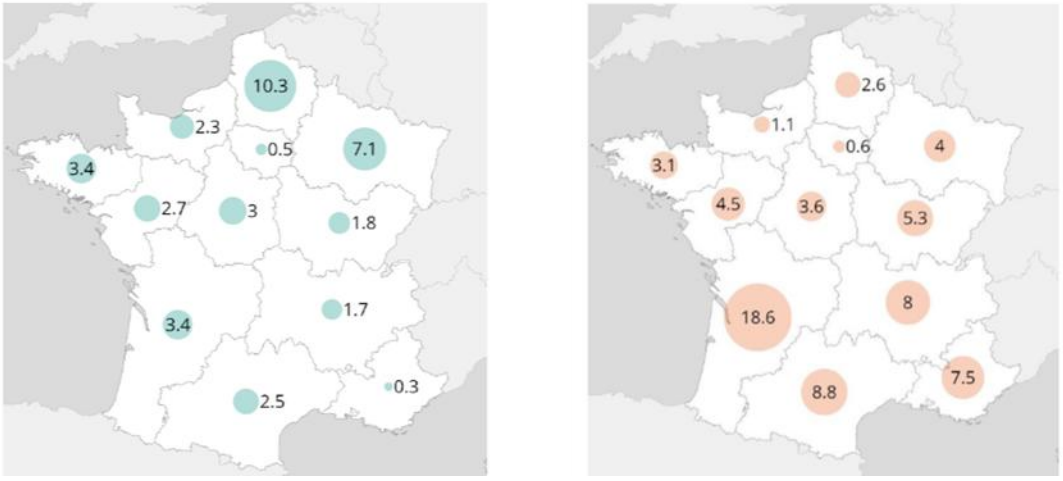


Figure 6-3: Projection de la capacité installée (GW) en éolien Terrestre (gauche) et solaire (droite) à horizon 2035 par région

Source : RTE, SDDR 2024, document B (lien)

Pour l'éolien offshore, la capacité totale du parc est celle du scénario R3 du BP 23-25, soit 13 GW. La répartition régionale s'appuie sur les différents appels d'offres. Elle comprend d'abord les capacités des AO 1 à 9 (hors AO 7 infructueux) pour un total de 9.5 GW. Pour arriver à 13 GW, une sélection de projet de l'AO 10 a été sélectionné de manière à obtenir la capacité cible: Golfe de Gascogne Sud (Nouvelle-Aquitaine) et Fécamp Grand Large (Normandie) pour un total de 3.2 GW.

Les hypothèses de capacités ENR sont traduites dans la modélisation en productible horaire par le biais de profils horaires de production établis par région. Ces profils sont issus de travaux de l'IPSL utilisés dans le cadre des travaux de modélisation réalisés par Artelys pour le compte de l'ADEME[14].

Filière hydraulique

Les centrales hydroélectriques (fil de l'eau, éclusées et réservoirs) sont modélisées dans chaque région. Un recensement des installations (registre national) et une analyse des productions horaires historiques (RTE éco2mix) ont permis de construire un jeu d'hypothèses agrégées à la maille régionale. Dans le modèle, l'hydroélectricité est représentée comme une filière unique soumise aux contraintes suivantes :

- Plages mensuelles de production minimale et maximale, dérivées de l'historique ; le minimum correspond à la production fatale (fil de l'eau et éclusée).

[14] https://librairie.ademe.fr/index.php?controller=attachment&id_attachment=5491&preview=1

- Gradients horaires de production définis par saison (été / hiver), estimés à partir des données observées.
- Niveau minimal d'eau en stock en fin de semaine, basé sur les historiques.
- Volume hebdomadaire de production à respecter, avec possibilité de reporter de l'eau d'une semaine à l'autre.

La production hydraulique (hors STEP) obtenue dans le modèle est de l'ordre de 58 TWh, en cohérence avec la production historique moyenne. La capacité installée des STEP est quant à elle de 5,2 GW en 2035. Cette hypothèse régionalisée issue des scénarios de l'ADEME Transition(s) 2050, est une hypothèse conservative située entre la valeur actuelle (5 GW) et la valeur donnée dans le BP23 de RTE (5,5 GW).

6.1.3 Capacités de production thermique et nucléaire

Pour le nucléaire, conformément au BP 2025, la capacité considérée en 2035 est égale à la capacité actuelle, soit 63 GW (incluant l'EPR de Flamanville). La régionalisation des capacités se fait selon les capacités actuelles par région, disponibles par exemple dans le registre des installations de production et de stockage d'électricité[15].

La modélisation des capacités de production thermiques s'appuie essentiellement sur le parc historique et les hypothèses des scénarios de RTE sur son évolution :

- Les centrales à cycle combinés gaz (CCGT) ont une capacité de 6,6 GW en 2035 soit la même capacité qu'actuellement,
- Les turbines à combustion gaz (OCGT) ont une capacité de 0,6 GW en 2035 soit la même capacité qu'actuellement,
- Il n'y a plus de centrale au charbon en 2035 en France,
- Les turbines à combustion au fioul représentent 1,3 GW en 2035 soit la même capacité qu'actuellement.

La régionalisation est obtenue en croisant les données du BP avec l'inventaire des centrales en activité.

6.1.4 Coûts des combustibles et du CO2

En cohérence avec la trajectoire de référence du BP 2025-2035, le prix du gaz considéré est de 25 €/MWh.

[15] https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/registre-national-installation-production-stockage-electricite-agrege/information/?flg=fr-fr&disjunctive.departement&disjunctive.region&disjunctive.epci&disjunctive.filiere&disjunctive.technologie&disjunctive.combustiblessecondaires&disjunctive.combustible&disjunctive.gestionnaire&disjunctive.regime

Pour le coût des émissions de CO2, RTE indique une fourchette de référence de 110-140 €/t CO2 eq., cette fourchette traduit le fait que le prix du CO2 est supposé plus élevé pour la trajectoire de consommation cohérente avec une atteinte des objectifs publics de réduction des émissions de gaz à effet de serre que dans une trajectoire correspondant à une décarbonation plus lente. En cohérence avec le scénario de consommation choisi, le coût des émissions de CO2 (ETS)[16] considéré dans la modélisation est de 140 €/tCO2eq.

Remarque : dans la modélisation, ces hypothèses interviennent notamment dans la détermination des coûts variables de production d'électricité des filières thermiques.

6.1.5 Réseau électrique

6.1.5.1 Réseau interrégional

Dans la modélisation, les flux d'énergie entre deux régions sont limités par une contrainte de capacité d'échange reflétant les limites physiques du réseau. Le réseau interrégional est optimisé dans la modélisation, l'approche est la suivante :

- Les capacités d'échanges a minima dans le modèle reflètent les capacités historiques du réseau
- Le modèle peut investir dans des capacités additionnelles moyennant un coût d'investissement.

Les capacités d'échange historiques sont tirées des flux historiques mesurés entre régions (disponibles sur éco2mix).

Les hypothèses utilisées pour l'optimisation de capacité correspondent à un coût d'investissement de 2 M€/km pour une ligne aérienne 400kV simple circuit (fourchette haute des hypothèses du SDDR 2025), amortis sur 40 ans.

6.1.5.2 Capacités d'interconnexion

Les capacités d'échanges avec les **pays voisins** sont en revanche fixées et **scénarisées** selon l'approche suivante :

- On part des capacités historiques d'interconnexions entre la France et les pays voisins, tirées des scénarios ADEME transition(s)
- On ajoute les capacités correspondant aux projets en cours de développement et prévus pour une mise en service à horizon 2035, donnés dans le SDDR de RTE.

On obtient ainsi, à l'horizon 2035, une capacité de l'ordre de 26,6 GW à l'import et 31,9 GW à l'export.

[16] A noter que le coût des émissions de CO2 dans la modélisation se distingue du coût du CO2 nécessaire à la méthanation (voir section dédiée).

6.1.5.3 Prise en compte des besoins de développement du réseau de distribution

La modélisation prend en compte les besoins de renforcement des réseaux, notamment de répartition et distribution en lien avec les raccordements renouvelables, et les opportunités de réduire ces coûts en raccordant de la consommation à proximité de la production renouvelable. L'approche est décrite dans la figure ci-dessous.

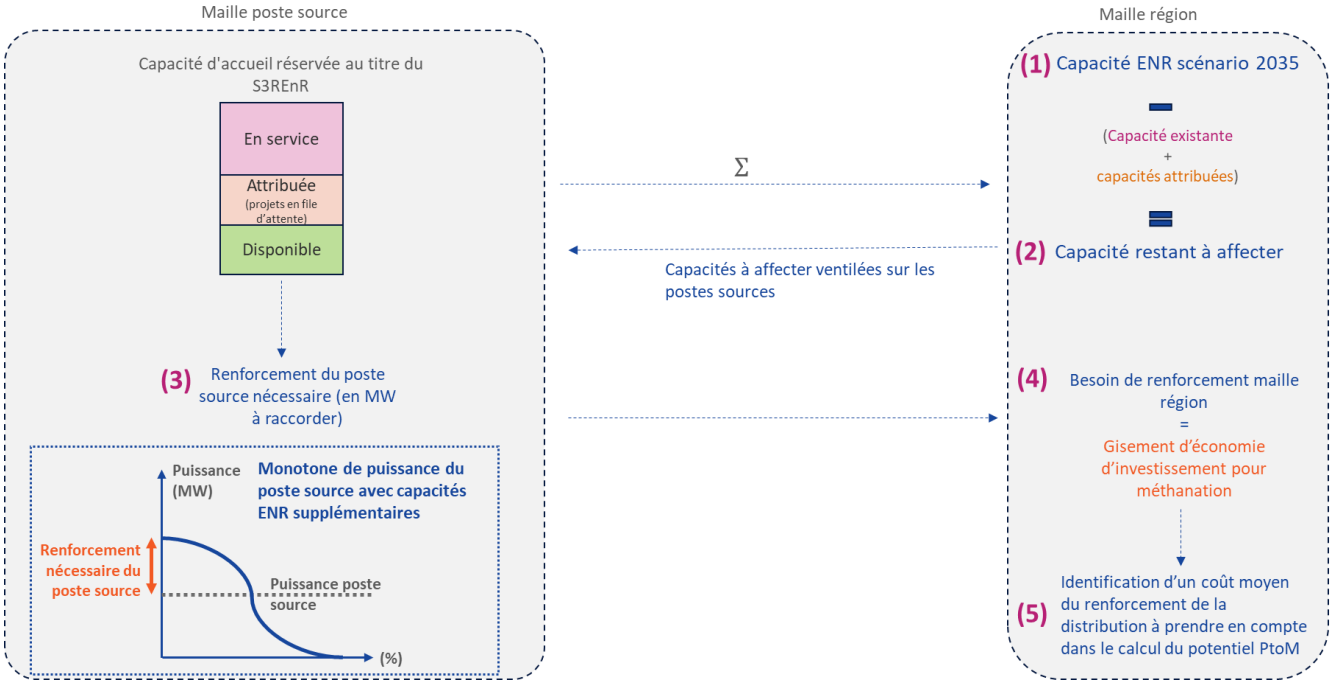


Figure 6-4: Méthodologie d'identification des coûts de renforcement dans la modélisation

- Pour chaque poste source, les données disponibles sur caparéseau permettent d'identifier la capacité réservée au titre du S3RENR en cours, répartie entre capacités raccordées depuis le début du S3RENR, capacité réservée toujours disponible, et file d'attente.
- Pour chaque région, on peut calculer, à partir des cibles de capacités régionales 2035 issues du bilan prévisionnel et des capacités existantes et en file d'attente, une capacité à raccorder d'ici 2035.
- Pour chaque région, ces capacités restant à affecter d'ici 2035 sont ventilées sur les postes. Cette répartition se fait en prenant en compte dans un premier temps au prorata des capacités disponibles restant à affecter sur les postes (on suppose que l'on sature les postes disposant toujours de capacités disponibles), puis en prenant en compte les postes situés à proximité de ZAER.
- Cette étape permet d'identifier pour chaque poste source un besoin de capacité de raccordement à créer d'ici 2035, ensuite réagrégé à la maille régionale.

- On associe à ces besoins de renforcement un coût d'investissement en €/MW. Ce coût est calculé à partir du coût moyen des capacités réservées pour les raccordements EnR mises à disposition par les S3RENR en cours, soit environ 92 k€/MW.
- Dans la modélisation, le raccordement de capacités de consommation à proximité des capacités de production ENR, grâce à des batteries, à l'électrolyse et éventuellement la méthanation dont les capacités sont optimisées peut permettre d'éviter de tels renforcements.

6.1.6 Stockage par batteries

La modélisation prend également en compte la possibilité d'installation de batteries stationnaires pour le stockage d'électricité. On considère des batteries stationnaires 4h avec les hypothèses suivantes (tirées du BP 2023-2035 de RTE)[17]:

- CAPEX : 1050 €/kW, amorti sur 15 ans
- OPEX fixe : 32 €/kW/an
- Rendement énergétique global de 90%.

6.2 Système hydrogène

6.2.1 Segmentation de la demande d'hydrogène

La consommation d'hydrogène par usage est donnée par le bilan prévisionnel de RTE. Dans le bilan prévisionnel 2025-2035, elle est revue à la baisse par rapport au BP 2023 et représente 42 TWh électriques/27,3 TWh PCI H2 en 2035. Cela correspond à un retard de l'ordre de 2-3 ans par rapport à la trajectoire prévue dans le BP 2023 (environ 42 TWh H2 en 2035), matérialisé par la droite tracée en bleu ci-dessous.

[17] https://assets.rte-france.com/prod/public/2024-07/BP2023-chapitre9-Economie-systeme-electrique.pdf

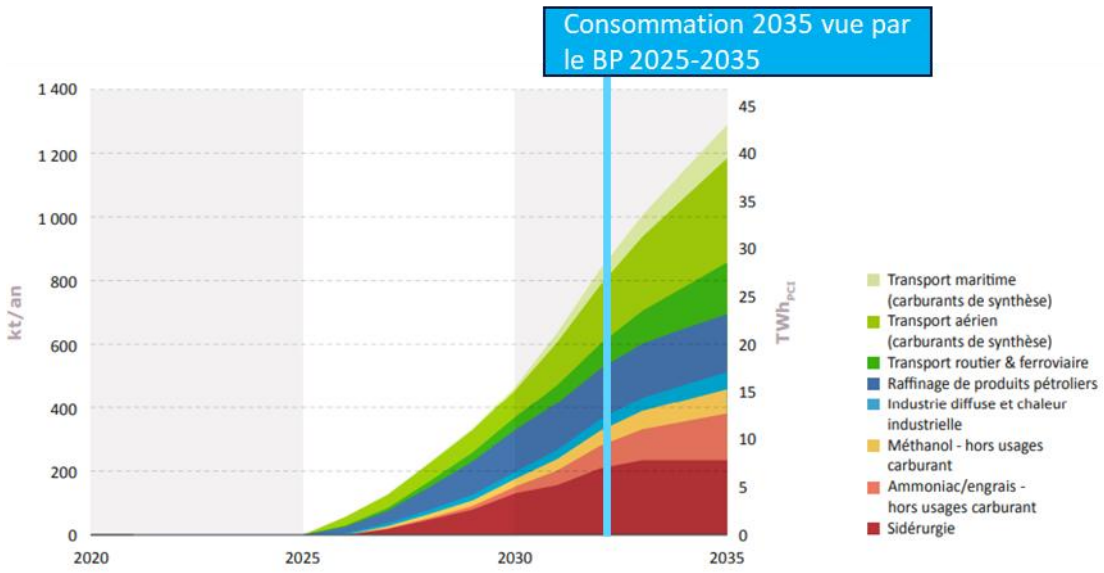


Figure 6-5 : Consommation d'hydrogène électrolytique dans la trajectoire de référence du BP 2023-2035

Source : RTE, bilan prévisionnel 2023-2035

Comme pour la consommation d'électricité, la consommation d'hydrogène est ensuite répartie à la maille régionale et au pas de temps horaire pour être intégrée dans la modélisation. La consommation est régionalisée selon les hypothèses de l'étude RTE-Natran sur le développement des infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène associés au développement de l'électrolyse[18] . On obtient la consommation par région suivante :

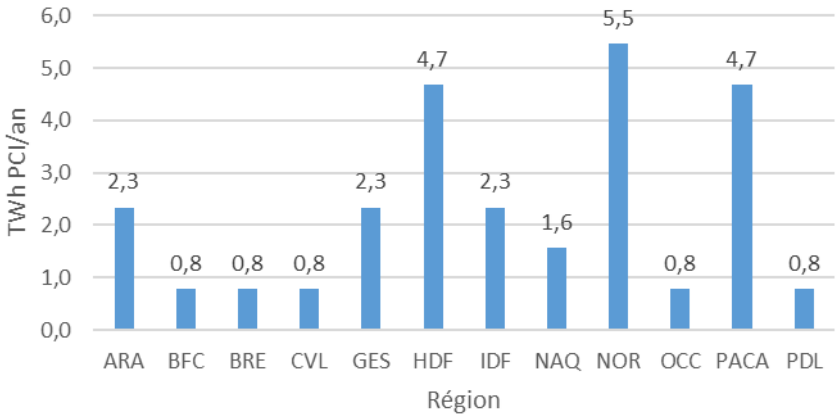


Figure 6-6: Consommation H2 annuelle par région (TWh)

On en extrait de la figure 1 la répartition par usage de la consommation ci-dessous.

Usage	Consommation (TWh/an)

[18] https://www.natrangroupe.com/sites/default/files/2023-08/grtgaz_rte_etudeh2.pdf

Transport maritime	1,7
Transport aérien	6,0
Transport routier & ferroviaire	2,7
Raffinage de produits pétroliers	5,0
Industrie diffuse et chaleur industrielle	1,2
Méthanol - hors usages carburant	1,5
Ammoniac	2,5
Sidérurgie	6,6
Total	**27,3**

Pour certains de ces usages, il est légitime de considérer une substituabilité entre les molécules hydrogène et e-méthane, c'est le cas par exemple de l'industrie diffuse/chaleur industrielle, reposant sur des usages combustibles. Pour les usages Transport aérien, Raffinage, Ammoniac, Sidérurgie et méthanol en revanche, la substitution de la molécule H2 par du e-méthane n'apparaît pas possible.

On cherche à définir pour ces usages, un certain volume de consommation d'hydrogène à considérer comme non substituable, et notamment à prendre en compte **l'incertitude sur le développement de la demande pour ces usages**. En effet, pour certains usages, le développement de la consommation d'hydrogène est incertain. On peut donc ne considérer comme consommation d'hydrogène non-substituable et relativement probable qu'une partie de la consommation prévue pour ces usages dans le scénario de référence, une partie de la consommation pouvant ne pas se matérialiser.

On propose pour cela de raisonner sur les différents scénarios de consommation H2 étudiés dans le BP 2023 de RTE : les différences entre ces scénarios traduisent des degrés d'incertitude variables selon les usages. Cela nous permet **d'imposer pour ces usages un volume minimal considéré comme relativement probable**, tandis que le reste pourrait être substitué.

RTE propose plusieurs scénarios de consommation d'hydrogène, modifiant la consommation de chaque secteur différemment. Le scénario A représente l'atteinte des objectifs a priori, tandis que les scénarios B reposent sur un développement moins rapide de l'électrolyse, dans le cadre de trajectoire globale de retard sur l'atteinte des objectifs climatique. Le scénario B-bas présente un retard sur la bascule vers l'hydrogène produit par électrolyse plus marqué, notamment en ce qui concerne les carburants de synthèse et la sidérurgie.

Le tableau suivant présente les consommations par secteur pour les scénarios A, B-haut et B-bas, pour l'horizon 2035 et la projection 2032-équivalente (pour rappel, la consommation 2035 du BP 2025 correspond environ à la consommation 2032 du PB 2023). Les volumes considéré substituable et non substituable sont ensuite présentés et expliqués pour chacun des usages.

	Scénario 2035			*Scénario 2032*			Volume considéré probable à l'horizon 2035		
Consommation [TWh/an]	**A**	**B- haut**	**B - bas**	**A**	**B- haut**	**B - bas**	**Demande substituable**	**Demande non-substituable**	**Explication**
Raffinage de produits pétroliers	6,0	5,0	4,7	5,0	4,2	3,9	-	5,0	Différences limitées entre les scénarios, la valeur du scénario A est conservée.
Ammoniac et engrais	4,9	4,7	4,1	2,5	2,4	2,1	-	2,5	Différences limitées entre les scénarios, la valeur du scénario A est conservée.
Méthanol	2,7	0,9	0,9	1,5	0,5	0,5	1,0	0,5	Secteur dont la consommation présente une certaine incertitude, la valeur B-haut est prise comme valeur de référence.
Sidérurgie	7,4	6,0	6,0	6,6	5,3	5,3	-	6,6	Différences limitées entre les scénarios, la valeur du scénario A est conservée.
Industrie diffuse et chaleur industrielle	1,8	1,5	1,3	1,2	1,0	0,9	1,2	-	Secteur considéré substituable à 100% par du e-methane.
Transport routier et ferroviaire	5,3	3,3	2,0	2,7	1,7	1,0	2,7	-	Secteur considéré substituable à 100% par du e-methane.
Transport aérien	10,9	7,5	4,5	6,0	4,1	2,5	2,7	3,3	Secteur avec le plus d'incertitude. C'est donc la moyenne entre les scénarios B-haut et B-bas qui est prise.
Transport maritime	3,5	2,2	1,3	1,7	1,1	0,7	1,7	-	Secteur considéré substituable à 100% par du e-methane.
Total	42,6	31,1	24,8	27,3	20,3	16,9	9,4	17,9	

On obtient ainsi un volume de consommation considéré comme potentiellement substituable de l'ordre de 9.4 TWh sur la consommation totale de 27.3 TWh.

Il est ensuite nécessaire de régionaliser les consommations correspondant aux usages non substituables, de manière à définir pour chaque région une consommation minimale d'hydrogène, représentant la consommation ne pouvant pas être remplacée par du méthane de synthèse. Cette répartition se fait selon les clés de répartition suivantes :

Usage	Clé de répartition
Raffinage de produits pétroliers	Capacité annuelle en tonne de pétrole brut par an des principaux sites industriels
Ammoniac	Capacité annuelle en tonne par an d'ammoniac des principaux sites industriels de production
Sidérurgie	Capacité en tonne d'acier par an des usines annoncées utilisant le procédé de réduction directe de l'acier (DRI)
Transport aérien et méthanol hors usage carburant	Consommation H2 annuelle des projets de production de méthanol et carburants de synthèse annoncés dans la base de projets hydrogène de l'AIE[19]

On obtient finalement la répartition ci-dessous.

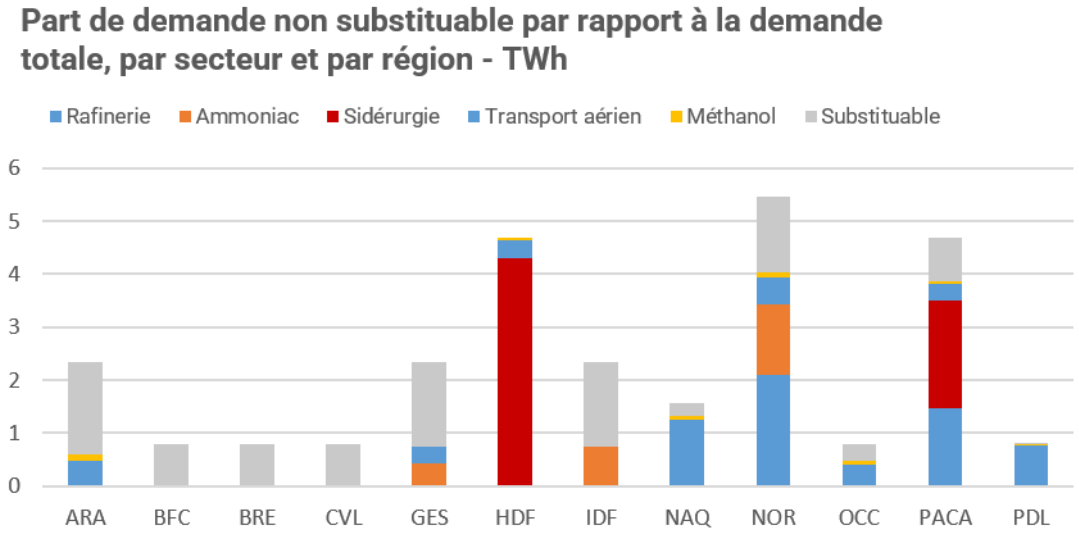


Figure 6-7: Consommation H2 par région et volumes non substituables dans la modélisation (TWh/an)

Les volumes associés à ces usages sont enfin associés dans le modèle à des consommations hydrogène non substituables par du méthane de synthèse. Cela signifie donc que, y-compris dans le scénario avec méthanation, certaines régions doivent fournir ces usages hydrogène par une production locale en

[19] https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database#hydrogen-production-projects

bande (on note cependant que, en cas de présence d'infrastructure hydrogène dans ces régions, cet hydrogène pourrait également être importé et/ou stocké).

Pour rappel, la configuration de référence de l'étude ne considère pas d'infrastructure hydrogène (transport interrégional et/ou stockage géologique) à horizon 2035. Cela revient à considérer que, dans la configuration contrefactuelle sans power-to-méthane, l'intégralité de la production d'hydrogène de chaque région est assurée par des électrolyseurs fonctionnant en base.

Une analyse de sensibilité a donc été menée afin de prendre en compte dans la modélisation les projets d'infrastructure hydrogène prévus pour une mise en service d'ici l'horizon 2035. Cela appelle deux remarques :

- D'une part, l'intégralité des consommateurs n'auront vraisemblablement pas accès facilement à l'infrastructure hydrogène, qui est plutôt pensée pour relier entre eux les principaux centres industriels consommateurs d'hydrogène(Fos, Le Havre, Dunkerque …)
- D'autre part, les électrolyseurs conçus pour injecter directement dans l'infrastructure devront obéir à des contraintes de localisation (il faut rester proche de l'infrastructure), et donc il est légitime de considérer que ces électrolyseurs seront moins en mesure de se localiser à des emplacements qui "soulagent" les besoins de renforcement des réseaux électriques.

Pour prendre cela en compte, il est proposé de séparer dans le modèle la demande H2 en :

- Une demande H2 « centralisée », il s'agit des consommateurs prévus autour desquels l'infrastructure H2 se construit (donc principalement les usages industriels).
- Une demande « décentralisée », qui n'aurait pas accès à cette infrastructure

Il est proposé de raisonner sur les usages de consommation pour faire cette distinction, avec la répartition suivante :

Usage	**TWh**	**Centralisé/décentralisé**	**Justification**
Raffinage de produits pétroliers	4,99	Centralisé	Cette demande est localisée autour des principaux hubs industriels autour de laquelle l'infrastructure H2 est construite.
Ammoniac et engrais	2,52		
Sidérurgie	6,60		

Industrie diffuse et chaleur industrielle	1,19		
Méthanol	1,51	Décentralisé	Il s'agit d'usages plus "diffus" et au développement incertain, les projets méthanol/carburants de synthèse sont typiquement construits autour des gisements CO2 plus que l'infrastructure H2, et prévoient des approvisionnements en H2 indépendants
Transport routier et ferroviaire	2,75		
Transport aérien	6,00		
Transport maritime	1,74		
Total	**27,30**		

Tableau 6-1 : Segmentation de la demande d'hydrogène en usages centralisés et décentralisés

Dans la modélisation, cette distinction a les effets suivants :

- La consommation d'hydrogène décentralisée n'a pas accès à l'infrastructure hydrogène. Les électrolyseurs produisant pour ces usages ne peuvent donc pas être substitués par l'import d'hydrogène produit dans d'autres régions.
- Les électrolyseurs prévus pour répondre à la demande centralisée (que ce soit à proximité directe des consommateurs, ou pour injecter dans le réseau hydrogène) obéiront à des contraintes de localisation qui réduisent les opportunités de réduire les besoins de renforcements des réseaux électriques.

6.2.2 Hypothèses relatives au procédé d'électrolyse

Les hypothèses technico-économiques relatives aux électrolyseurs sont également tirées du BP de RTE :

- CAPEX : 1000 €/kWe, amorti sur 20 ans
- OPEX fixe : 12€/kWe/an

- Efficacité : 0,65 kWh H2 PCI / kWh électrique

Les capacités des électrolyseurs sont optimisées par le modèle.

6.2.3 Hypothèses relatives au procédé de méthanation

Pour les hypothèses relatives à la méthanation, on s'appuie notamment sur l'étude de G. Müller (2025), « The costs of future energy technologies: A comprehensive review of power-to-X processes » (lien) qui fournit un benchmark sur les coûts des différents procédés de power-to-X, dont la méthanation. On retient les hypothèses suivantes :

- CAPEX: 775 €/kW CH4 PCI
- OPEX fixe: 4% CAPEX / an
- CO2 : on prend une hypothèse de coût du CO2 à 10€/t CO2.
- Efficacité énergétique :
  - La consommation d'hydrogène pour produire 1 kWh de e-méthane est de l'ordre de 1,2 kWh[20], cela correspond à un rendement de 0,83 kWh H2/ kWh CH4 (PCI) intégré dans la modélisation)
  - D'autre-part, le procédé de méthanation s'accompagne d'une consommation d'électricité (additionnelle au procédé d'électrolyse) de l'ordre de 0.05 kWh e/kWh CH4 PCI. Cette consommation est représentée comme un coût variable d'électricité (valorisée au prix moyen de 50€/MWh), soit environ 2,5 €/MWh CH4.

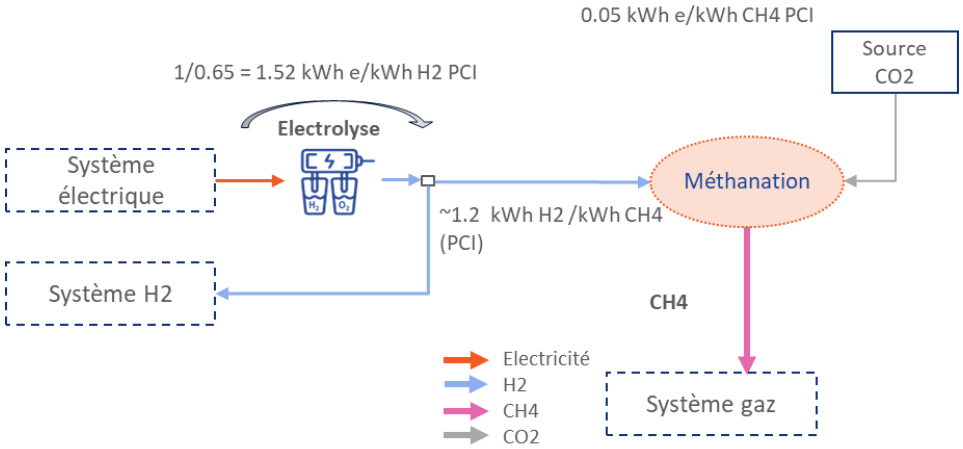


Figure 6-8 : Représentation des flux associés au procédé de méthanation dans la modélisation

[20] En PCI. Calculé à partir du contenu énergétique des molécules CH4 et H2 et l'équation de la réaction de Sabatier.

6.2.4 Infrastructure considérée à horizon 2035

A horizon 2035, les projets pris en compte sont les suivants.



Figure 6-9: Carte des infrastructures H2 considérées à horizon 2035

Les projets de stockage géologique considérés sont listés ci-dessous :

Projet	Porteur	Région	Volume utile (GWh)	Capacité d'injection (GWh/j)
HySoW Storage	Téréga	NAQ	500	9,3
GeoH2	Géomethane	PACA	250	10
HyPSTER (Phases 1-2-3)	Storengy FR	ARA	252	10,2
StorgrHyn (Phases 1-2-3)	Storengy FR	GES	250	13

Et pour les capacités d'échanges entre régions:

Projet	Pays/Régions	Capacité (GWh/j)
H2Med - BarMar	ES - PACA	216
HY-FEN	PACA - ARA - BFC - GES	216
HySoW & MidHY	NAQ - OCC - PACA	67
Franco-Belgian H2 Corridor	IDF - HDF - BE	59
Val de Seine	NOR-IDF	100
HY-FEN vers HDF	GES - IDF - HDF	100

6.3 Prise en compte des pays voisins

La modélisation de la France se fait à l'échelle régionale. Pour les pays voisins une représentation agrégée est utilisée. Les régions suivantes sont représentées :

- Péninsule ibérique (Espagne, Portugal),
- Italie,
- Europe du Sud Est (Suisse, Autriche, République Tchèque, Slovaquie, Slovénie),
- Europe centrale (Belgique, Allemagne, Danemark, Luxembourg, Pays-Bas, Pologne),
- Royaume-Uni et Irlande.

La modélisation des pays voisins vise à représenter l'impact des pays voisins en termes de flux transfrontaliers d'électricité avec la France. Leur représentation agrégée résulte d'un compromis entre représentativité et complexité des calculs. Les principales hypothèses entrant en compte dans la modélisation des pays voisins sont tirées du **scénario NT+ du TYNDP 2024**, pour lequel un point 2035 a été obtenu par interpolation des points 2030 et 2040. Ces hypothèses prennent en compte :

- Les capacités de production,
- Les capacités de transmission entre les zones européennes,
- Les consommations d'électricité par pays (incluant l'électrolyse).