

Neutralité carbone en Europe : défis futurs pour les infrastructures de gaz

Ines Bouacida, Nicolas Berghmans (Iddri)

Amener le système énergétique européen à la neutralité carbone d'ici 2050 nécessite d'y apporter des transformations considérables, notamment en procédant à une forte réduction de la consommation de gaz naturel. Cette évolution pourrait exiger des changements très significatifs des infrastructures gazières actuelles et ainsi de compromettre le rapport coût-efficacité des investissements dans les infrastructures gazières, constituant des actifs échoués. Cette *Étude* vise à identifier les principaux défis liés aux impacts de l'objectif de la neutralité carbone sur le système gazier. Elle examine la manière dont le rôle du gaz est présenté dans les scénarios de décarbonation profonde existants, puis elle identifie les conséquences potentielles sur le réseau de gaz. Elle se concentre sur les cas de la France et de l'Allemagne.

Notre analyse indique que les infrastructures gazières pourraient être considérablement affectées par la neutralité carbone. Les déterminants clés pour les besoins en infrastructures gazières sont le volume de la demande en chaleur, le rôle du gaz dans les transports, l'interaction entre gaz et électricité et le degré de substitution du gaz naturel par du gaz bas-carbone. Il est très probable que des adaptations techniques doivent être apportées au réseau existant pour qu'il permette le transport du biométhane et de l'hydrogène, tandis que la redéfinition de la demande au niveau spatial pourrait nécessiter un rééquilibrage géographique du réseau de distribution. Pour optimiser les coûts du système et garantir l'atteinte de la neutralité carbone, la planification intégrée des infrastructures au niveau multi-énergies à l'échelle nationale et européenne, est primordiale.

MESSAGES CLÉS

Les scénarios de décarbonation profonde suggèrent que le rôle du gaz dans le système énergétique changera drastiquement entre 2030 et 2050. La demande restante en gaz naturel devrait être éliminée et remplacée par du gaz bas-carbone (méthane ou hydrogène). Le volume total des vecteurs gazeux dans le système diminuerait, mais le système gaz pourrait continuer à jouer un rôle clef à des moments de grande demande en énergie ou de faible production d'électricité renouvelable. Par conséquent, le service fourni par les réseaux de gaz évoluera vers une fonction capacitaire pour la sécurité d'approvisionnement dans un système intégré et bas-carbone.

Les trajectoires de décarbonation montrent de profondes différences entre la France et l'Allemagne, en particulier en ce qui concerne les rôles respectifs des vecteurs gazeux et la contribution des importations à l'approvisionnement en gaz. En outre, ces trajectoires ont tendance à laisser de côté le rôle des pays voisins dans leur propre décarbonation. La planification intégrée, à long terme, des infrastructures demande une coopération renforcée entre États membres de l'Europe concernant leur vision du rôle du gaz.

Les stratégies de décarbonation visant la neutralité carbone souffrent invariablement d'un manque d'informations détaillées quant aux usages finaux du gaz dans un système énergétique neutre en carbone, alors que des transformations profondes ont lieu, du développement des usages dans les transports à la réduction ou l'élimination du gaz dans les bâtiments. Il est nécessaire de remédier à ce manque de données pour procéder à la planification adéquate des infrastructures de transport, de distribution et de stockage pour le gaz.

Les scénarios de décarbonation à long terme existants ne prennent pas suffisamment en compte les conséquences économiques de la neutralité carbone sur le système gazier. Pourtant, elles pourraient être importantes et impliquer des coûts supplémentaires pour le système. Mieux les étudier contribuerait à éviter des coûts échoués pour les actifs d'infrastructure et de ralentir la décarbonation de l'approvisionnement en énergie. En particulier, les scénarios à long terme devraient envisager de fortes réductions des importations de méthane et de la demande dans le réseau de distribution dès 2030.

Neutralité carbone en Europe : défis futurs pour les infrastructures de gaz

Ines Bouacida, Nicolas Berghmans (Iddri)

1. INTRODUCTION	5
1.1. Gaz et neutralité carbone	5
1.2. L'avenir des infrastructures gazières	6
1.3. Objectif de l'étude	7
2. LES QUATRE PRINCIPAUX DÉFIS POUR LE RÔLE DU GAZ VERS UN SYSTÈME NEUTRE EN CARBONE	7
2.1. Le gaz pour la demande de chaleur	7
2.2. Le gaz dans le secteur du transport : un nouveau rôle	8
2.3. L'interaction entre gaz et électricité	10
2.4. Remplacement de la demande actuelle de gaz par du gaz bas-carbone	12
3. QUESTIONS OUVERTES POUR LES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES	13
3.1. Gestion financière du système gazier	13
3.2. Intégrer les gaz bas-carbone au réseau	16
3.3. Organisation géographique des réseaux de gaz	17
3.4. Infrastructures pour les échanges internationaux de gaz au sein et en dehors de l'UE	18
4. CONCLUSION	20
5. RÉFÉRENCES	22
6. ANNEXE : MÉTHODE	25
6.1. Recenser les principaux enjeux pour l'approvisionnement et la demande en gaz jusqu'en 2050	25
6.2 Identifier les impacts connexes sur les infrastructures gazières	25

1. INTRODUCTION

1.1. Gaz et neutralité carbone

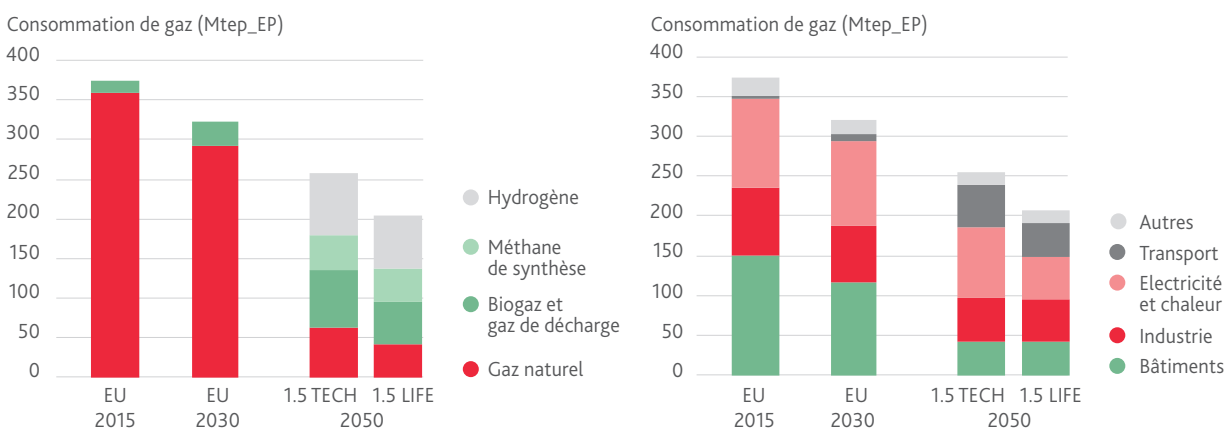
L'Union européenne (UE) a pour objectif d'atteindre la neutralité climatique, soit zéro émission nette de gaz à effet de serre (GES) d'ici 2050. Cette évolution devrait principalement être concrétisée en réduisant la demande d'énergie par le biais d'une efficacité énergétique accrue et du passage à des vecteurs énergétiques décarbonés. En outre, la transition vers un système énergétique zéro carbone nécessite que l'utilisation des carburants fossiles, à savoir le pétrole, le charbon et le gaz naturel, soit réduite à (près de) zéro (European Commission, 2018a).

Le gaz naturel – principalement constitué de méthane (CH₄) – représentait en 2017 près de 25 % de l'approvisionnement total en énergie primaire de l'UE. Il peut être utilisé pour la production d'électricité (flexible), les besoins en chaleur des bâtiments et de l'industrie, comme une matière première industrielle notamment pour la production de produits chimiques ou

comme carburant dans le secteur du transport. La plus grande part de notre consommation est due au secteur du logement, suivi de près par l'industrie (IEA, 2017). Selon les trajectoires de décarbonation de référence de l'UE compatibles avec l'Accord de Paris, 1.5TECH et 1.5LIFE, la demande de gaz est susceptible de diminuer jusqu'en 2050, en raison de la baisse de la demande dans les bâtiments, l'énergie et l'industrie, malgré une hausse de la demande dans le transport (Figure 1, partie droite). De plus, l'approvisionnement en gaz se diversifierait, avec du gaz bas-carbone (biogaz, méthane et hydrogène de synthèse) se développant aux dépens du gaz naturel¹ (Figure 1, partie gauche).

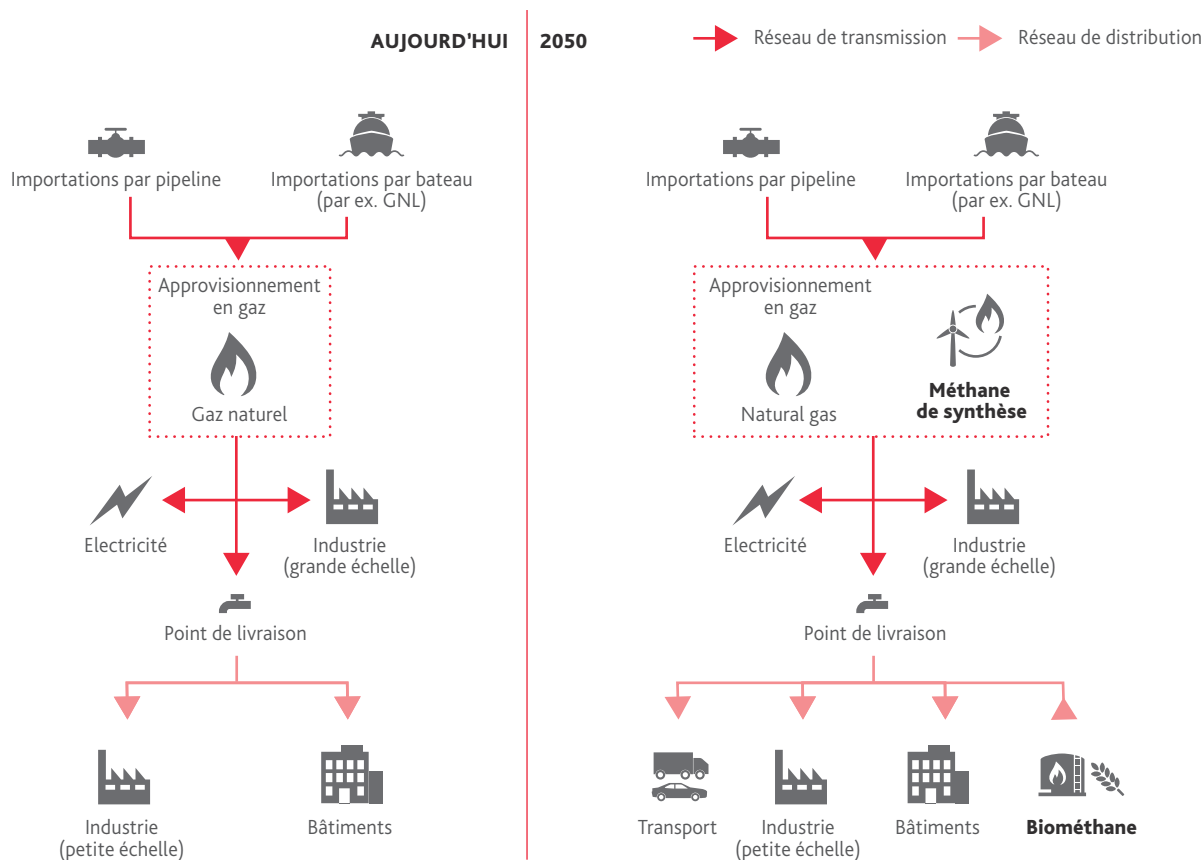
¹ La capture et le transport du dioxyde de carbone (CO₂) pourrait aussi jouer un rôle important dans le passage à un système avec moins de gaz naturel, surtout dans l'industrie pour réduire les émissions liées aux procédés, pour la production d'hydrogène à partir de gaz naturel, pour les procédés power-to-methane ou power-to-liquid et pour la production d'électricité (European Commission, 2018a). Cependant, le CO₂ n'est pas directement lié aux usages du gaz naturel et n'est donc pas discuté dans cette étude.

FIGURE 1. Consommation de gaz (méthane et hydrogène) au sein de l'Union européenne en 2015, 2030 et 2050 par type (gauche) et secteur (droite), selon les scénarios 1.5TECH et 1.5LIFE de l'Union européenne Inklus les usages non énergétiques



Source : European Commission (2018a).

FIGURE 2. Croquis simplifié des infrastructures gazières en Europe à l'heure actuelle et en 2050



1.2. L'avenir des infrastructures gazières

Sur la trajectoire menant à la neutralité carbone, les choix effectués concernant le mix énergétique pourraient grandement affecter les infrastructures gazières. Aujourd'hui, les infrastructures gazières sont principalement dédiées au méthane, même si quelques pipelines d'hydrogène existent au niveau local. La partie du réseau de gaz impliquée dans le transport du gaz est faite d'un réseau de transmission (ou de transport) et d'un réseau de distribution. Le réseau de transmission (RT) transporte le gaz à haute et moyenne pression entre les sites de production, jusqu'aux gros consommateurs directement raccordés au RT et alimente le réseau de distribution (RD), tandis que le circuit de distribution conduit le gaz naturel jusqu'à chaque client à une pression moindre (Speirs *et al.*, 2018). Les centrales électriques au gaz et la plupart des consommateurs industriels sont raccordés au réseau de transmission. Les bâtiments, les consommateurs industriels plus modestes et les stations de ravitaillement en gaz sont raccordés au réseau de distribution (Agence ORE, 2020 ; ENTSOGE, 2019 ; Wachsmuth *et al.*, 2019). Cette configuration est illustrée dans la **Figure 2**.

Le développement du transport de l'hydrogène et du biométhane nécessiterait que des adaptations soient apportées au réseau du méthane, comme l'illustre la **Figure 2**. Par exemple,

l'hydrogène exige une modernisation importante des pipelines et l'adaptation des équipements de consommation finale, tandis que l'injection de biométhane requiert des points de raccordement spécifiques (ADEME, 2018 ; Element Energy, 2018b ; Trinomics *et al.*, 2019).

De plus, la contraction de la demande de méthane pourrait questionner le dimensionnement réseau. Cela dépend en grande part de la demande maximale de pointe plutôt que du volume de demande puisque le réseau doit garantir une fourniture en temps voulu même lorsque la demande est élevée. La capacité de stockage de gaz joue également un rôle puisque les pipelines de gaz sont utilisés pour fournir une capacité supplémentaire de stockage par le biais d'un processus nommé stockage en conduite (Rios-Mercado & Borraz-Sánchez, 2015). Enfin, le nombre de clients du réseau, qui ne sont pas répartis uniformément dans l'espace, est un important déterminant de la longueur du réseau (Dodds & McDowall, 2013). Ces trois paramètres jouent tous un rôle important pour déterminer la taille du réseau dans un futur neutre en carbone.

Une baisse de la demande de méthane pourrait poser des défis économiques pour les infrastructures. Face à la baisse de la demande de gaz, les coûts de transport par unité de gaz pourraient augmenter car ces derniers dépendent de la longueur du réseau plutôt que du volume de gaz transporté (Wachsmuth *et al.*, 2019). Pourtant, les infrastructures gazières sont

principalement financées grâce à des revenus déterminés à partir des volumes de gaz et du nombre de clients (CRE, 2017 ; Grave *et al.*, 2016). Ceci indique que le *business case* des gestionnaires du réseau de gaz pourrait être fortement affecté, surtout au niveau de la distribution (Trinomics *et al.*, 2019). En particulier, certaines sections des réseaux de distribution et de transmission existants pourraient devenir trop coûteuses à entretenir face à une demande de gaz plus faible. Les infrastructures gazières construites au cours de la prochaine décennie pourraient ne pas être utilisées jusqu'à la fin de leur durée de vie – en règle générale, cinquante ans environ – et pourraient constituer des actifs échoués (Artelys, 2020a, 2020b ; Energy Union Choices, 2016). Le coût du méthane pour l'utilisateur final pourrait refléter ces coûts d'infrastructure plus élevés. Cependant, l'augmentation du prix qui en résulterait, ainsi que le coût de production plus élevé des gaz bas-carbone, pourraient redessiner certaines utilisations finales du gaz, par exemple en faveur de l'électrification. Cela montre l'importance d'inclure la perspective de l'utilisateur final pour planifier le rôle du gaz dans la transition et dans la planification des infrastructures.

De façon intéressante, l'angle des infrastructures est généralement exclu des trajectoires de décarbonation. Bien que la contribution des vecteurs gazeux au mix énergétique soit généralement présentée, on sait peu de choses quant à la manière dont les questions liées aux infrastructures sont incluses dans les arbitrages et sur l'impact de la décarbonation sur le réseau de gaz.

1.3. Objectif de l'étude

Cette étude a pour but de signaler les principales difficultés auxquelles sera confronté système gazier face à la neutralité carbone en Europe, notamment les évolutions touchant l'approvisionnement et la demande en gaz et les conséquences qu'elles pourraient entraîner pour les infrastructures gazières. Ce faisant, nous espérons fournir des clés de compréhension quant à la façon dont les questions relatives aux infrastructures gazières pourraient être mieux intégrées dans les trajectoires et les stratégies de décarbonation. Cette étude est conçue comme un outil pour la discussion entre les parties prenantes travaillant à la transition gazière en France et dans l'UE. De plus, elle vise à aider la coopération entre les États Membres (EM) de l'UE dans leur effort pour atteindre de manière efficace la neutralité climatique.

2. LES QUATRE PRINCIPAUX DÉFIS POUR LE RÔLE DU GAZ VERS UN SYSTÈME NEUTRE EN CARBONE

Au moyen d'une revue de littérature, nous identifions quatre aspects principaux du rôle du gaz dans la transition qui constituent des tournants pour le système gazier sur les trajectoires de décarbonation : la demande de chaleur, l'utilisation du gaz dans les transports, l'interaction gaz-électricité, le remplacement des usages actuels du gaz par des substituts bas-carbone. Ces quatre dimensions joueront un rôle clé dans la définition

des besoins futurs en termes d'infrastructures. Elles se décomposent en facteurs clés, qui sont les principaux facteurs technologiques, socio-économiques et environnementaux déterminant le rôle du gaz. Ces facteurs clés sont ensuite utilisés pour bâtir un cadre afin d'analyser les trajectoires de décarbonation. Quatre trajectoires de décarbonation font l'objet d'une analyse (voir Encadré 1). Pour plus de détails concernant la méthodologie employée, consulter l'annexe (Section 6).

2.1. Le gaz pour la demande de chaleur

En Europe, le gaz naturel est aujourd'hui principalement utilisé pour générer de la chaleur dans les bâtiments et dans l'industrie (IEA, 2017). La maîtrise de la demande s'accompagne d'un certain nombre de bénéfices environnementaux et économiques et jouera un rôle de premier plan dans la décarbonation profonde (European Commission, 2015). La question de la future consommation de méthane dépendra en grande partie de la proportion de demande de chaleur qui peut être réduite à l'aide de mesures visant l'efficacité énergétique.

Bâtiments. Plus de 40 % de la consommation de gaz naturel dans l'UE correspond aux bâtiments (IEA, 2017). La demande de gaz dans les bâtiments concerne principalement le chauffage (44 % du chauffage sont fournis par le gaz naturel) et l'eau chaude, avec une quantité plus faible dédiée à la cuisson (Paardekooper *et al.*, 2018). Un consensus semble exister dans la littérature académique et les trajectoires de décarbonation quant au fait que la consommation de gaz naturel dans les bâtiments décroîtra de manière considérable en raison des améliorations du niveau d'isolation thermique des bâtiments et de la réduction de la demande de chaleur subséquente (Bründlinger *et al.*, 2018; European Commission, 2018a ; MTES, 2020b ; Paardekooper *et al.*, 2018). La rénovation des bâtiments constitue depuis longtemps une priorité politique au niveau de l'UE mais le rythme des rénovations est trop faible (European Commission, 2018a). La mise en œuvre effective des objectifs en matière de rénovation de l'isolation des bâtiments est un défi de taille pour l'atteinte de la neutralité carbone. Cette question interagit fortement avec le niveau d'électrification du chauffage et le niveau de la demande résiduelle en méthane : l'électrification s'opère en priorité dans des bâtiments avec une isolation suffisamment élevée ; ainsi, des niveaux d'isolation du parc plus faibles pourraient être corrélés à une demande résiduelle de méthane plus élevée (Gas for Climate, 2020 ; RTE & ADEME, 2020 ; Union Française de l'Électricité, 2020). Dans une phase de transition, des pompes à chaleur hybrides (utilisant à la fois gaz et électricité) pourraient être utilisées (Union Française de l'Électricité, 2020).

Industrie. Dans l'UE, 32 % de la consommation de gaz naturel est utilisée par l'industrie principalement pour actionner des chaudières à vapeur, des systèmes à vapeur ainsi que des fours et fourneaux (Chan & Kantamaneni, 2015; IEA, 2017). Les mesures en faveur de l'efficacité énergétique comprennent la récupération de chaleur, le remplacement d'équipements existants par des équipements plus efficaces, l'utilisation de

matières premières différentes et l'amélioration de l'efficacité des systèmes motorisés (Napp *et al.*, 2014). Bien que la réduction de la demande de chaleur ne touche pas uniformément tous les vecteurs énergétiques, la demande de chaleur conditionne la taille de la demande de gaz. La demande de chaleur industrielle est également fortement liée au niveau de production et de la demande de biens. Le potentiel de réduction de la demande de chaleur varie beaucoup selon les sous-secteurs et les procédés (Gerres *et al.*, 2019). Les réductions relatives à la demande de chaleur dans l'industrie sont susceptibles d'être moins drastiques que dans les bâtiments dans la mesure où les solutions technologiques sont moins développées, les objectifs politiques ont été moins ambitieux et moins de progrès ont été accomplis (Chan & Kantamaneni, 2015 ; Paardekooper *et al.*, 2018).

Par exemple, les quatre trajectoires analysées envisagent toutes des réductions de la demande d'énergie émanant de l'industrie² mais à des degrés différents : le scénario Négawatt prévoit la plus forte baisse avec -46 % entre 2015 et 2050, tandis que le scénario EL95 projette seulement une baisse de 5 %. Les deux scénarios allemands supposent que les économies d'énergie obtenues grâce à l'efficacité seront compensées par une demande de production accrue et prévoient donc une réduction absolue plus faible de la demande d'énergie. La baisse de la demande d'énergie (méthane y compris) montre de grandes disparités entre les sous-secteurs industriels et d'un scénario à l'autre. Dans le scénario TM95, si le secteur de l'aluminium et du cuivre voit sa consommation d'énergie croître de près de 40 %, le secteur de la sidérurgie réduit sa consommation de 44 %. D'autre part, alors que le scénario SNBC projette une demande d'énergie en baisse dans l'industrie chimique (-39 % entre 2015 et 2050), celle-ci augmente de près de 70 % dans le scénario EL95. Même si ces chiffres ne pourraient être réellement comparables que s'ils faisaient référence à l'intensité énergétique plutôt qu'au volume, l'écart en ordre de grandeur indique que les scénarios envisagent des trajectoires différentes pour ces secteurs.

Pour conclure, il semble probable que la demande de chaleur connaisse une baisse considérable dans les bâtiments et l'industrie d'ici au milieu du siècle, qui entraînerait une réduction de la demande de méthane. Il est probable que cette baisse soit plus importante dans les bâtiments que dans l'industrie. Pour ce qui est de l'industrie, il existe des lacunes dans la plupart des scénarios de décarbonation concernant le niveau futur de demande de chaleur, ce qui limite notre compréhension de la future demande de gaz. De plus, il est peu fait mention de la demande de développement en termes de capacité et en particulier de la demande de pointe, et du développement du nombre de clients. Ces zones d'ombre rendent difficile l'évaluation des conséquences de la réduction de la demande de chaleur pour le réseau.

² Peu de données étaient disponibles concernant la demande de chaleur, la demande d'énergie a donc été utilisée en tant qu'approximation.

ENCADRÉ 1. SÉLECTION DE SCÉNARIOS DE DÉCARBONATION PROFONDE

Quatre scénarios ont été sélectionnés pour la France et l'Allemagne. Ils ont été choisis de manière à ce qu'une diversité de perspectives soient représentées. Tous ces scénarios ont pour objectif la (quasi) neutralité carbone en 2050.

- La Stratégie nationale bas-carbone française (SNBC) (MTES, 2020b). Il s'agit de la feuille de route du gouvernement français pour atteindre la neutralité nette en carbone d'ici 2050.
- Le scénario Négawatt pour la France pour atteindre zéro émission nette (négaWatt, 2017, 2018). Négawatt est une organisation française à but non lucratif qui entend montrer que des futurs énergétiques alternatifs sont possibles.
- Le scénario EL95 de la Dena pour l'Allemagne (Bründlinger *et al.*, 2018). La Dena est l'agence allemande de l'énergie ; ses deux scénarios EL95 et TM95 ont été mis au point en partenariat avec des parties prenantes de l'industrie. L'objectif est d'atteindre une réduction de 95 % des émissions de GES entre 1990 et 2050 grâce à une électrification rapide et étendue des usages finaux.
- Le scénario TM95 de la Dena pour l'Allemagne (Bründlinger *et al.*, 2018). Comme dans le scénario EL95, l'objectif est d'atteindre une réduction de 95 % des émissions de GES entre 1990 et 2050, en ayant recours toutefois à un éventail plus large de technologies et de vecteurs énergétiques d'usage final.

2.2. Le gaz dans le secteur du transport : un nouveau rôle

En dépit de la baisse générale de la demande de gaz, l'utilisation du gaz pourrait augmenter dans le secteur des transports. Le transport, en particulier le transport poids lourds longue distance, est l'un des secteurs les plus difficiles à décarboner (European Commission, 2018a). Le méthane et l'hydrogène bas-carbone sont considérés comme une solution à long terme pour diminuer les émissions pour le transport lourd et de longue distance car le gaz possède une densité énergétique plus élevée que l'électricité stockée en batterie, ce qui leur confère un avantage comparatif, même si leur rôle dans le mix actuel est très faible (Arteconi *et al.*, 2017 ; European Commission, 2018a ; Gas for Climate, 2018). Par conséquent, il est probable que le méthane et l'hydrogène soient développés en tant que vecteurs énergétiques au moins dans une certaine mesure, en particulier dans le transport routier de marchandises. Toutefois, les rôles respectifs du méthane et de l'hydrogène sont encore incertains et dépendront d'un certain nombre de facteurs.

En conséquence, les scénarios de décarbonation montrent des taux de pénétration très différents pour chaque vecteur – électricité, méthane et hydrogène – dans le mix de carburants pour le transport, bien que la logique expliquant ces choix soit

FIGURE 3. Demande d'énergie et bouquet énergétique dans le transport en France et en Allemagne, 2015-2050

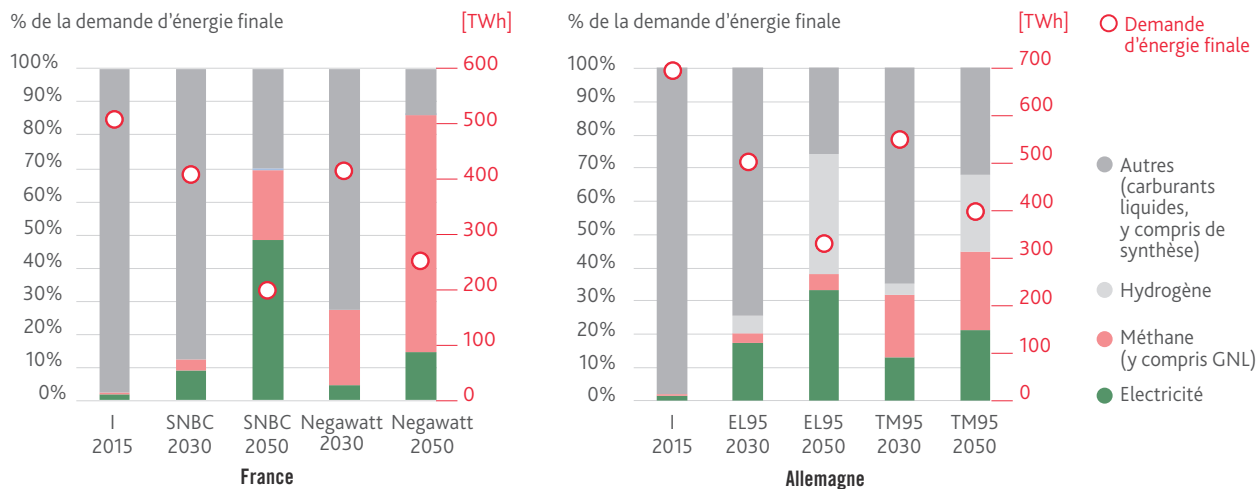
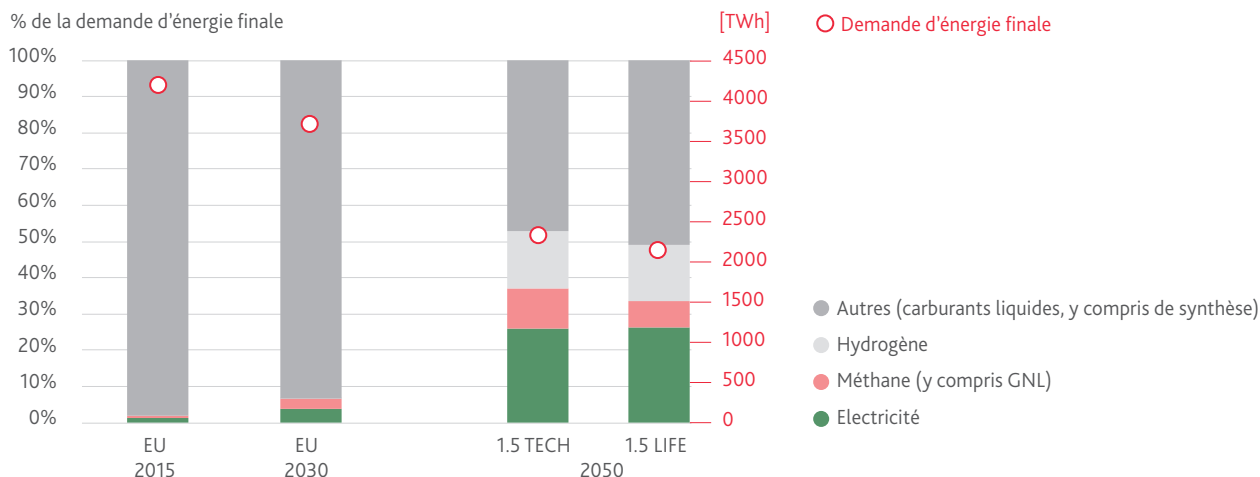


FIGURE 4. Demande d'énergie et bouquet énergétique dans le transport dans l'Union européenne selon les scénarios 1.5TECH et 1.5LIFE, 2015-2050



souvent peu explicite (Figure 3, Figure 4). En particulier, il existe de grandes lacunes concernant les segments du marché dans lesquels chacun de ces vecteurs se développerait, et l'évaluation des besoins d'infrastructure pour le transport et le stockage du gaz associés à leur développement. Les scénarios allemands développent l'hydrogène d'ici 2050 de manière plus importante que leurs équivalents français et européens, en particulier dans le scénario centré sur l'électrification, tandis que les scénarios de l'UE se situent plutôt entre les deux (120 TWh d'ici 2050 correspondant à 36 % de la demande en énergie finale du transport dans le scénario EL95 contre seulement 1 TWh dans chacun des scénarios français). Negawatt prévoit un rôle bien plus important pour le gaz (méthane) que les autres scénarios ; il représente 91 % de la demande en énergie finale en 2050 dans le transport de marchandises et 57 % dans le transport de passagers : étant donné que le scénario prévoit une demande moindre

dans les différents secteurs, il y a relativement plus de biogaz disponible pour le secteur du transport.

Le méthane synthétique et l'hydrogène seront probablement plus chers comme carburants que l'électricité en batterie. Le biométhane est plus proche de la parité de coût avec l'électricité de batteries mais les futures réductions de coût seront probablement limitées, surtout par rapport à celles de l'électricité en batterie (Section 2.4). En outre, le potentiel pour la production de biogaz est fortement contraint par des limites physiques, ce qui suggère qu'il serait alloué en priorité à certains usages. Sur ce plan, le transport serait en concurrence avec les usages industriels.

Cela indiquerait que dans le transport, le gaz bas-carbone pourrait seulement être développé pour des usages dans lesquels les coûts d'infrastructure moindres des solutions gaz et leur plus grande densité énergétique par rapport à l'électrification directe

compenseraient le coût énergétique plus élevé (Moultak *et al.*, 2017). Le temps de ravitaillement plus court pour les véhicules fonctionnant au gaz bas-carbone pourrait constituer un avantage par rapport aux véhicules à batterie (Carbone 4, 2020 ; Moultak *et al.*, 2017). D'autre part, certains auteurs affirment que les camions électriques à batterie sur les longues distances pourraient être une solution réalisable d'un point de vue technique et économique si une infrastructure de recharge dense est mise en place ou en utilisant le chargement rapide ou la charge inductive dynamique (Earl *et al.*, 2018 ; Forrest *et al.*, 2020). De plus, la mise en place de camions entièrement électriques ou hybrides alimentés par des caténaires est étudiée en Suède et en Allemagne. L'une des principales limites de cette solution est la nécessité de déployer des infrastructures lourdes avant qu'elle puisse être mise en œuvre. Plusieurs études concernant le cas allemand affirment que près de 3000 km d'autoroutes pourraient être équipés de manière rentable avec des caténaires d'ici 2030 (Jöhrens *et al.*, 2020 ; Wietschel *et al.*, 2019). Les caténaires devraient se combiner avec d'autres technologies pour les moments où les camions se trouvent hors des autoroutes principales.

Pour le transport routier de marchandises, l'adoption de gaz bas-carbone dépendra en grande partie des possibilités techno-économiques en matière d'électrification directe. Le biométhane pourrait aussi être utilisé comme carburant au niveau local (par exemple pour du transport public) dès lors qu'il n'est pas économique de l'acheminer ailleurs. De plus, les constructeurs automobiles devraient produire une gamme suffisante de véhicules fonctionnant au gaz ou à l'hydrogène et une infrastructure d'avitaillement appropriée devrait être planifiée et établie (voir partie ci-dessous) pour assurer l'adoption par les consommateurs. Sur ce plan, il est probable que la dépendance au sentier (*path dependency*) soit importante : par exemple, il n'est guère probable que des infrastructures de ravitaillement soient construites à la fois pour l'hydrogène et le biogaz partout à travers l'Europe. Ce facteur est à mettre en perspective avec le fait que les contraintes sur le potentiel de biogaz pourraient compromettre son usage à grande échelle pour le transport.

Les gaz bas-carbone et les carburants de synthèse pourraient aussi jouer un rôle pour le transport maritime et l'aviation (Halim *et al.*, 2018 ; Nistor *et al.*, 2018), où ils sont en compétition moins forte avec l'électrification directe puisqu'elle n'est pas techniquement possible pour la plus grande part de la consommation de ces secteurs. Le développement des carburants de synthèse dans ces secteurs dépendra en grande partie de la disponibilité de CO₂ (Drünert *et al.*, 2020 ; Halim *et al.*, 2018).

2.3. L'interaction entre gaz et électricité

Le système gazier est de plus en plus interdépendant du reste du système énergétique et cette tendance se poursuivra sur la trajectoire vers la neutralité carbone. L'électrification des usages finaux (du gaz naturel) encouragée par la décarbonation suscite des inquiétudes autour de la sécurité de l'approvisionnement puisque la demande d'électricité de pointe pourrait augmenter. Cette dimension influencera fortement le rôle du gaz dans la

production d'électricité dans la mesure où le gaz fournit souvent un approvisionnement de pointe au réseau électrique en période de demande élevée.

2.3.1. Électrification des usages actuels du gaz

Une part conséquente des usages finaux actuels du gaz naturel dans les bâtiments et dans l'industrie peut être électrifiée, en particulier la chaleur à basse température. Toutefois l'électrification n'est pas technologiquement réalisable pour tous les usages, et il existe des incertitudes quant au taux d'électrification souhaitable. La question de l'électrification des usages finaux est en lien direct avec la taille de la demande de méthane résiduelle.

Bâtiments. Dans un système énergétique neutre en carbone, le chauffage des bâtiments sera probablement en grande partie électrifié. Dans les quatre scénarios analysés ici, les bâtiments font l'objet d'un processus d'électrification jusqu'en 2050, en particulier dans le résidentiel, qui a recours aux pompes à chaleur entièrement électriques. Il en résulte que la part de l'électricité dans les bâtiments augmente significativement et qu'elle devient le vecteur énergétique le plus important. Toutefois, le rythme faible des rénovations jusqu'à présent et les incertitudes qui entourent l'ampleur de la demande d'électricité de pointe avec une plus forte pénétration des pompes à chaleur donne lieu à des estimations variées concernant l'ampleur de l'électrification pour ce qui est du chauffage des bâtiments. Dans les quatre scénarios, plus d'électrification a lieu lorsque l'effort de rénovation est plus étendu. En outre, des études récentes indiquent des bénéfices pour le système à installer des pompes à chaleur hybrides (utilisant gaz et électricité) ; il est possible que cette technologie soit plus développée dans les futurs scénarios de décarbonation (Gas for Climate, 2020 ; RTE & ADEME, 2020 ; Union Française de l'Électricité, 2020). L'électrification du chauffage des bâtiments entre également en concurrence avec le chauffage urbain dans les zones avec une forte densité de demande, typiquement les zones densément peuplées.

Industrie. Il existe toujours une incertitude technologique et des disparités dans la mise en œuvre des stratégies de décarbonation dans l'industrie, en particulier pour l'industrie à haute intensité énergétique, même s'il est admis que des innovations de grande ampleur sont nécessaires (Agora Energiewende & Wuppertal Institut, 2019 ; Gerres *et al.*, 2019). Il est également convenu que certains processus industriels sont très difficiles à électrifier, en particulier la chaleur haute température (Bataille *et al.*, 2018 ; Chan *et al.*, 2019), même si les récents progrès concernant les pompes à chaleur haute température sont encourageants (Fourmigué, 2020). Cela signifie qu'il existe d'importantes différences entre les sous-secteurs en ce qui concerne les potentiels d'électrification. Cela pourrait générer de grandes différences en matière de potentiel d'électrification entre les pays européens en raison des variations concernant les sous-secteurs.

Les quatre scénarios étudiés voient tous une augmentation de la part de l'électricité dans l'industrie, supplantant en

partie la demande de méthane. Cela est particulièrement visible dans les scénarios SNBC et EL95, qui prévoient que l'électricité représentera deux tiers de la demande d'énergie dans l'industrie d'ici 2050 alors qu'elle était d'à peine plus d'un tiers en 2015. Dans les trajectoires de décarbonation de la Dena, certains secteurs disposent d'un faible potentiel en matière d'électrification (sidérurgie, minerais non métalliques) tandis que d'autres connaissent une vaste électrification (papier, entreprises/commerces/services). Dans l'ensemble, les trajectoires de décarbonation rendent difficile l'identification des combustibles qui sont supplantés par l'électricité dans la mesure où les changements de procédés sont souvent non explicites.

2.3.2. Production d'électricité

Aujourd'hui, le gaz naturel est un vecteur énergétique majeur pour le secteur européen de l'électricité, et représente 20% de la production électrique dans l'UE (IEA, 2017). Les centrales au méthane fournissent de l'électricité de base ou de pointe (Gas for Climate, 2018 ; Gaventa *et al.*, 2019). Le rôle du gaz diffère dans les pays selon la structure de leur mix ; à titre d'exemple, la France a peu recours au gaz naturel puisque les centrales nucléaires fournissent l'essentiel de l'électricité de base et peu d'électricité renouvelable variable est utilisée, tandis que l'Allemagne développe de plus en plus le gaz pour la flexibilité dans un contexte où la part des énergies variables croît et où l'abandon progressif du charbon et du nucléaire est déjà planifié.

Dans un système neutre en carbone, la production d'électricité issue du gaz naturel serait quasiment éliminée³ mais le gaz de synthèse bas-carbone ou le biogaz pourraient encore jouer un rôle important de deux manières :

- Avec l'électrification de nombreux usages finaux, il est probable que la demande d'électricité augmente d'ici à 2050. Une partie de cette nouvelle demande (par exemple pour le chauffage et le refroidissement des bâtiments ou l'électro-mobilité) présente d'importantes variations temporelles (quotidiennes, hebdomadaires ou saisonnières) qui changeraient les profils de la demande d'électricité et pourraient augmenter la pointe. Le développement de la demande de pointe dépendra de l'amélioration de l'isolation dans les bâtiments et du déploiement du chargement flexible pour les véhicules électriques (RTE & ADEME, 2020).
- Le système énergétique connaîtra probablement une pénétration de plus en plus importante des sources d'énergie renouvelables variables qui requerront de développer la flexibilité dans le réseau électrique.

Le méthane peut fournir de la flexibilité et avoir une fonction de stockage à long terme au système énergétique en utilisant les turbines existantes ou nouvelles, les réseaux de transmission

et le stockage. La flexibilité peut aussi être fournie par d'autres technologies, telles que les interconnexions énergétiques, les batteries, l'accumulation par pompage ou les services de véhicule-réseau. L'avantage des centrales électriques au méthane par rapport à d'autres technologies est qu'elles peuvent jouer à la fois sur les cadres temporels quotidien, hebdomadaire ou saisonnier, qu'elles ont une vitesse élevée de montée en tension et un potentiel conséquent (Bossmann *et al.*, 2018 ; European Commission, 2017b). En particulier, avec l'électrification de la chaleur, le rôle du méthane dans le stockage saisonnier sera crucial dans le futur système énergétique ; l'hydrogène pourrait aussi jouer un rôle important (Child *et al.*, 2019). Toutefois leur utilisation sera limitée par le coût du CO₂ pour le méthane fossile et le coût de production pour le power-to-X (PtX) (Bossmann *et al.*, 2018).

Les scénarios de décarbonation à long terme examinés dans cette étude ne dévoilent pas toujours intégralement les choix effectués pour le mix de flexibilité pour le secteur de l'électricité. Seules les trajectoires de la Dena fournissent des données pour l'électricité de pointe en Allemagne et indiquent que la future courbe de charge montrerait de plus grandes variations au cours de l'année. Dans les différents scénarios, la part du méthane dans le mix est stable, même si, dans certains cas, un volume bien plus important est utilisé pour la production d'électricité. Néanmoins, les capacités de production d'électricité par source et la contribution d'autres solutions de flexibilité sont uniquement exposées en détail dans le scénario Négawatt. L'un des scénarios, le scénario SNBC, ne se fonde pas sur une modélisation heure par heure du système énergétique, ce qui rend difficile la compréhension de la façon dont s'équilibre le réseau électrique. Afin de prévoir de manière adéquate les besoins d'infrastructures de transmission et de stockage pour le méthane, ces zones d'ombre devraient être éclairées.

Par ailleurs, la production d'hydrogène par électrolyse peut aider à éviter d'écarter de la production électrique lorsque la production d'électricité est supérieure à la consommation (Bossmann *et al.*, 2018 ; European Commission, 2017b ; Gaventa *et al.*, 2019). Toutefois, le surplus d'électricité ne sera probablement pas suffisant pour couvrir les besoins de production pour l'hydrogène et plus de capacité de production serait nécessaire (Agora Verkehrswende *et al.*, 2018). La future relation entre hydrogène et production d'électricité est encore très incertaine et dépendra du développement des besoins de flexibilité du système énergétique et de la demande d'hydrogène. Pour la France, une étude menée par le gestionnaire du système de transmission d'électricité indique qu'il n'existe pas de besoin évident d'hydrogène pour la flexibilité du système électrique jusqu'à au moins 2035 (RTE, 2020). La production d'hydrogène est un moteur important pour la demande d'électricité dans les différents scénarios des deux trajectoires avec une importante consommation d'hydrogène (Négawatt et TM95), représentant respectivement 36 % et 23 % de la demande d'électricité d'ici 2050. Comme pour le rôle du méthane, les données des scénarios concernant la relation entre hydrogène et production d'électricité sont parcellaires et le rôle de l'hydrogène est difficile à identifier.

³ Des volumes plus conséquents de gaz naturel pourraient toujours être utilisés pour la production électrique couplée à de la CSC. Néanmoins, les trajectoires de décarbonation compatibles avec l'Accord de Paris proposées par la Commission suggèrent que cette technologie ne serait pas utilisée significativement grâce au faible coût des renouvelables (European Commission, 2018a).

2.4. Remplacement de la demande actuelle de gaz par du gaz bas-carbone

A l'heure actuelle, le gaz bas-carbone est peu utilisé dans les systèmes énergétiques européens. Il est susceptible de se développer d'ici à 2050 mais la quantité de gaz qui serait consommée (hydrogène, biométhane, méthane de synthèse) et pour quels usages finaux demeurent encore des questions ouvertes.

Au niveau de l'offre, le développement du gaz bas-carbone est limité par deux facteurs principaux :

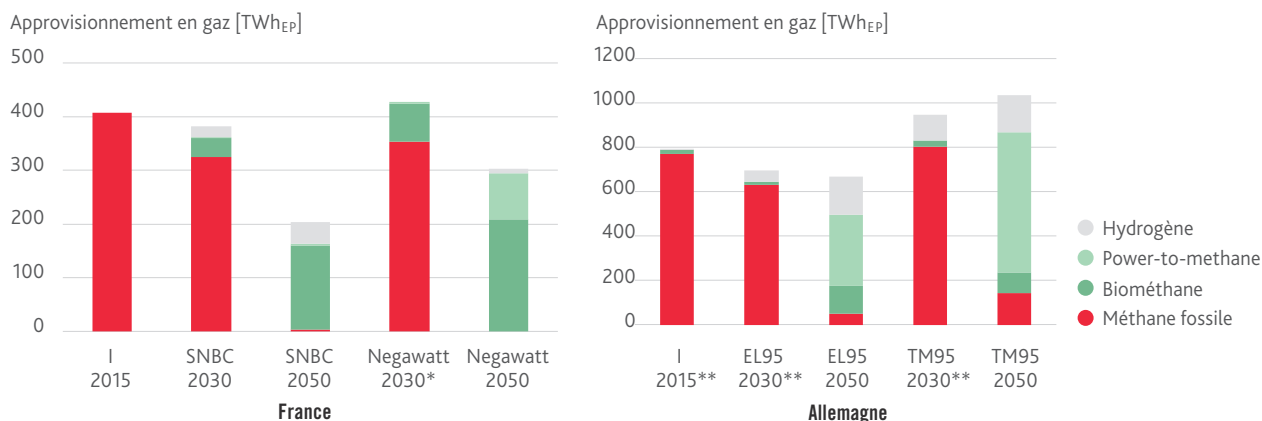
Coût : Les gaz bas-carbone sont encore actuellement plus coûteux que les gaz fossiles (Agora Verkehrswende *et al.*, 2018 ; Trinomics *et al.*, 2019). En France, les aides publiques à la production de biométhane sont conditionnées à une baisse du coût de production, qui devrait passer de 95 €/MWh aujourd'hui à 60 €/MWh d'ici 2028 (MTES, 2020a). Une rupture technologique diminuant drastiquement les coûts est peu probable et les futures réductions de coût dépendent plutôt d'économies d'échelle – bien que leur potentiel soit limité – ou de l'utilisation de substrats alternatifs. Certains producteurs de gaz plaident en faveur d'une tarification de la production de biométhane qui prenne pleinement en compte les externalités positives, telles que la gestion des déchets (Enea, 2018). Dans tous les cas, les incertitudes sont grandes quant à la faisabilité d'une réduction substantielle du coût de production de biométhane. La production d'hydrogène par électrolyse et de gaz de synthèse est encore au stade pré-commercial. Quelques études prévoient que sous des conditions très favorables (taxe carbone, faible coût de l'électricité, poursuite des investissements dans l'hydrogène et les technologies de conversion), que les auteurs estiment peu probables, les gaz de synthèse pourraient devenir compétitifs avec leurs équivalents conventionnels d'ici le milieu de siècle, bien que le potentiel serait concerné par ces coûts n'est pas clair (Agora Verkehrswende *et al.*, 2018). Cela signifie qu'au moins pour le moment nombre d'usages finaux du gaz naturel peuvent disposer d'alternatives moins coûteuses que le gaz bas-carbone (par exemple l'électricité pour le chauffage des locaux dans les bâtiments). Cela veut également dire que beaucoup d'usages finaux du gaz bas-carbone nécessitent un soutien financier public.

Disponibilité des ressources. La production de biométhane est restreinte d'un point de vue physique par le potentiel de biomasse et elle est en compétition avec d'autres usages des terres (European Commission, 2018a), tandis que la production de méthane de synthèse et d'hydrogène requiert des quantités importantes d'électricité bas-carbone, qui est également nécessaire pour décarboner l'approvisionnement en électricité. Pour surmonter les contraintes qui pèsent sur cette dernière, certaines études et stratégies de décarbonation envisagent d'importer du PtX depuis des pays en ou hors Europe disposant d'un potentiel important en matière d'électricité renouvelable (Agora Verkehrswende *et al.*, 2018 ; BMWi, 2020 ; Bründlinger *et al.*, 2018). Les risques connexes comprennent le coût élevé des infrastructures d'importation et la potentielle concurrence avec la décarbonation du secteur de l'électricité de ces pays.

Par conséquent, la substitution du gaz naturel par du gaz bas-carbone est limitée dans les quatre scénarios analysés. La substitution par du méthane bas-carbone a seulement lieu quand c'est possible technologiquement et économiquement. Cela correspond aux usages sans alternatives d'électrification, le chauffage des bâtiments supposément dès lors que c'est plus compétitif que le chauffage urbain ou à l'électricité (par exemple les bâtiments avec une faible performance énergétique), et l'énergie de pointe flexible. Malgré une consommation plus faible, le rôle du méthane dans le système énergétique reste clef pour assurer la sécurité de l'approvisionnement en énergie via la production d'électricité et le stockage. L'hydrogène remplace le gaz naturel pour certains usages industriels tels que la réduction directe du minerai de fer pour la sidérurgie en Allemagne. Plus de substitution par l'hydrogène a lieu dans les deux scénarios allemands, notamment parce que l'industrie allemande est plus large et est structurée différemment et parce que le développement de l'hydrogène est une priorité politique.

La répartition entre méthane de synthèse et biométhane diffère entre les deux pays, comme le montre la **Figure 5** :

- La France accorde au biométhane un rôle plus central que l'Allemagne, en termes de pourcentage. Il représente 77 % de l'approvisionnement en gaz (157 TWh) dans le scénario SNBC d'ici 2050 et 69 % (209 TWh) dans le scénario Négawatt, tandis que dans les scénarios EL95 et TM95 il représente respectivement 26% (127 TWh) et 11 % (96 TWh) de l'approvisionnement en gaz. Le potentiel français concernant le biogaz utilisé dans les deux scénarios se fonde sur une étude fondatrice (Solagro & Inddigo, 2013) mais d'autres études trouvent des valeurs très différentes (MTES, 2018 ; Searle *et al.*, 2018). Il existe des incertitudes sur la faisabilité de mobiliser de telles quantités de bioénergie ; si les hypothèses de potentiel n'étaient pas réalisées, cela pourrait compromettre l'approvisionnement en gaz français tel que prévu par les deux scénarios.
- Le méthane de synthèse joue un rôle bien plus important en Allemagne qu'en France, avec seulement 3 TWh dans la SNBC d'ici 2050 et 86 TWh dans le scénario de Négawatt, comparés à 630 TWh dans le scénario TM95 et la moitié de cette valeur dans EL95. La différence entre les deux scénarios français pourrait découler d'une différence de narratifs autour PtX dans la mesure où le scénario SNBC entend s'appuyer aussi peu que possible sur des ruptures technologiques (MTES, 2020b). Dans les scénarios allemands, le power-to-methane est beaucoup plus développé. Cette différence s'explique d'abord par le fait que les deux scénarios français prennent pour objectif de réaliser une autonomie énergétique et ne peuvent donc compter que sur le méthane synthétique domestique, qui est particulièrement cher. Nous voyons quatre autres facteurs : (1) l'Allemagne affiche une demande de méthane bien plus importante pour la production d'électricité et dans une moindre mesure dans l'industrie ; (2) le potentiel allemand de biogaz est de manière proportionnelle et absolue plus faible qu'en France ; (3) en Allemagne, le narratif autour du PtX est moins réticent comme l'illustre le fait que la plupart des scénarios

FIGURE 5. Approvisionnement en gaz dans les différents scénarios en France (gauche) et en Allemagne (droite), y compris utilisations non énergétiques

* dans négawatt, aucune donnée n'était disponible pour la consommation d'hydrogène en 2030, par conséquent la valeur n'est pas affichée.

** ces valeurs comprennent uniquement le biométhane injecté.

allemands (y compris hors du périmètre de cette étude) intègrent une certaine part de PtX (Schnuelle *et al.*, 2019) restrictions in public perception as well as limited transformation progress in other sectors beside electricity cause major drawbacks in greenhouse gas mitigation. Power-to-X (PtX ; (4) les scénarios de la Dena ont été élaborés avec des acteurs de l'industrie tandis que ceux de la France ont été mis au point respectivement par les pouvoirs publics et une organisation environnementale à but non lucratif.

Tous les scénarios prévoient une certaine utilisation de l'hydrogène jusqu'en 2050, avec une hausse en particulier durant la période 2030-2050 (Figure 5). Dans les deux pays, l'hydrogène est principalement produit sur le territoire national. Les volumes d'hydrogène développés en Allemagne sont bien plus importants, 169 TWh d'ici 2050 dans les deux scénarios, alors qu'il ne représente que 40 TWh dans le scénario SNBC et 8 TWh dans le Négawatt. On note par ailleurs que dans sa stratégie hydrogène pour 2030 publiée récemment, le gouvernement français vise l'installation de 6.5 GW d'électrolyseurs d'ici à 2030 – ce qui correspond à environ 25 TWh d'hydrogène –, ce qui suggère que la consommation d'hydrogène en 2050 dépasserait les 40 TWh. Parmi les raisons expliquant cette différence figurent un potentiel relatif de biomasse moins important, une demande plus élevée pour du gaz décarboné en Allemagne, et des programmes d'action différents en ce qui concerne l'hydrogène.

Les trajectoires de décarbonation à long terme montrent encore d'importantes disparités concernant les usages du gaz bas-carbone, par exemple en ce qui concerne la répartition concernant le rôle du gaz entre la chaleur basse température et la chaleur haute température ou les contributions respectives du gaz en volume dans le transport de marchandises et celui de passagers. Elles n'indiquent pas non plus la localisation de la demande, qui est un paramètre crucial pour la planification des infrastructures. Ce manque de données rend difficile la planification des besoins en infrastructure, notamment pour le réseau de

ravitaillement du méthane et de l'hydrogène, le besoin potentiel de développer une infrastructure de transport de l'hydrogène, et la capacité maximum nécessaire sur le réseau du méthane.

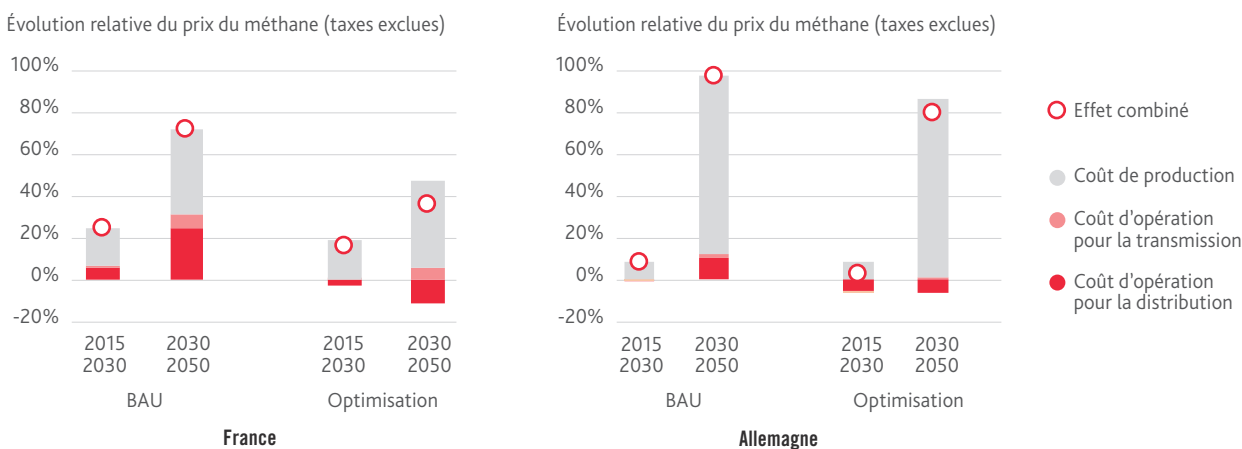
3. QUESTIONS OUVERTES POUR LES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES

Les changements du rôle du gaz dans le système énergétique engendrés par la neutralité carbone soulèvent des questions existentielles pour les infrastructures gazières. Pourtant la façon dont la décarbonation profonde pourrait affecter les réseaux de gaz est systématiquement sous-étudiée dans les trajectoires de décarbonation. Dans cette section, nous identifions quatre questions principales auxquelles se trouvent confrontées les infrastructures gazières et nous présentons les manques de connaissances devant être palliés pour une planification de long terme des infrastructures efficace.

3.1. Gestion financière du système gazier

La diminution de la demande de gaz et l'intégration de gaz bas-carbone telles que décrites dans les trajectoires de décarbonation affecteraient la gestion financière des réseaux de gaz. Dans la mesure où la majeure partie des coûts d'infrastructure opérationnels ne varie pas avec la quantité de gaz transporté (Wachsmuth *et al.*, 2019), les coûts opérationnels par unité de gaz pourraient augmenter. Ceci est susceptible de provoquer à son tour une augmentation du prix du méthane si les mécanismes de fixation des prix sont tels qu'ils existent actuellement, ce qui pourrait réduire encore davantage la demande de gaz. Pour surmonter ce problème, les gestionnaires du réseau de gaz pourraient décider de fermer une partie du réseau, en particulier du côté de la distribution où la diminution de la demande est susceptible d'être très substantielle. Fermer le réseau dans

FIGURE 6-7. Évolution du prix du méthane au consommateur dans le temps causée par des variations dans le coût de production, le coût d'opération de transmission et de distribution, en France et en Allemagne en 2015-2030 et 2030-2050 pour deux scénarios : *business-as-usual* et optimisation des infrastructures



certaines zones requiert le développement concerté de solutions de chauffage alternatives bas-carbone pour le bâtiment, pourrait prendre du temps et amener à des coûts échoués. Cela peut s'effectuer progressivement avec, par exemple, l'interdiction de nouveaux raccordements au gaz naturel dans certaines zones comme s'y sont engagés les Pays-Bas et le Royaume-Uni et le raccordement obligatoire à un réseau de chaleur. D'autre part, si la hausse du prix du méthane n'avait pas d'impact sur l'analyse de rentabilisation du méthane dans ses utilisations finales – par rapport au chauffage urbain et à l'électricité –, le réseau pourrait alors être gardé à sa taille actuelle mais des coûts plus importants pourraient apparaître. Afin d'analyser cette question, nous examinons deux trajectoires pour le réseau de distribution : *business-as-usual* et optimisation (voir Encadré 2). Plus de détails sur les trajectoires sont fournis dans l'annexe (Section 6.2.2).

Notre analyse de coûts conclut que l'accroissement des coûts de production et des coûts opérationnels par unité de gaz pourrait faire augmenter le prix du méthane au consommateur final (Figure 6, Figure 7). En France comme en Allemagne, la majeure partie de cette augmentation aurait lieu au cours de la période 2030-2050 plutôt que durant la période 2015-2030, ce qui suit les changements dans le temps du mix gazier (l'approvisionnement en gaz repose encore principalement sur le gaz fossile d'ici 2030).

- Le prix du méthane au consommateur croît jusqu'à 72 % en France et 98 % en Allemagne entre 2030 et 2050 dans le scénario « business-as-usual » tandis que dans le scénario « optimisation » l'augmentation du prix est moindre (respectivement 36 % et 81 % pour le même intervalle de temps).
- La hausse du prix est principalement due à une augmentation du coût de production en raison du passage du gaz naturel au méthane bas-carbone. Le coût de production connaît une augmentation plus élevée en Allemagne dans notre analyse car nous supposons une plus grande utilisation du méthane de synthèse, qui est plus coûteux à produire.

- Les coûts opérationnels pourraient également faire grimper le prix du méthane. Dans notre trajectoire d'infrastructure « business-as-usual », les coûts spécifiques⁴ augmentent considérablement à la fois dans la distribution et la transmission entre 2015 et 2050 : +173 % en France entre 2015 et 2050, +39 % en Allemagne. D'autre part, si le réseau de distribution est partiellement mis hors service (respectivement 83 % et 64 % de la longueur du réseau en France et en Allemagne), les coûts opérationnels spécifiques demeurent stables ou même décroissent car les coûts opérationnels de distribution diminuent de manière significative. Dès lors, le prix du méthane est tiré vers le haut par les coûts opérationnels dans la trajectoire « business-as-usual » mais il est entraîné vers le bas dans la trajectoire « optimisation ».

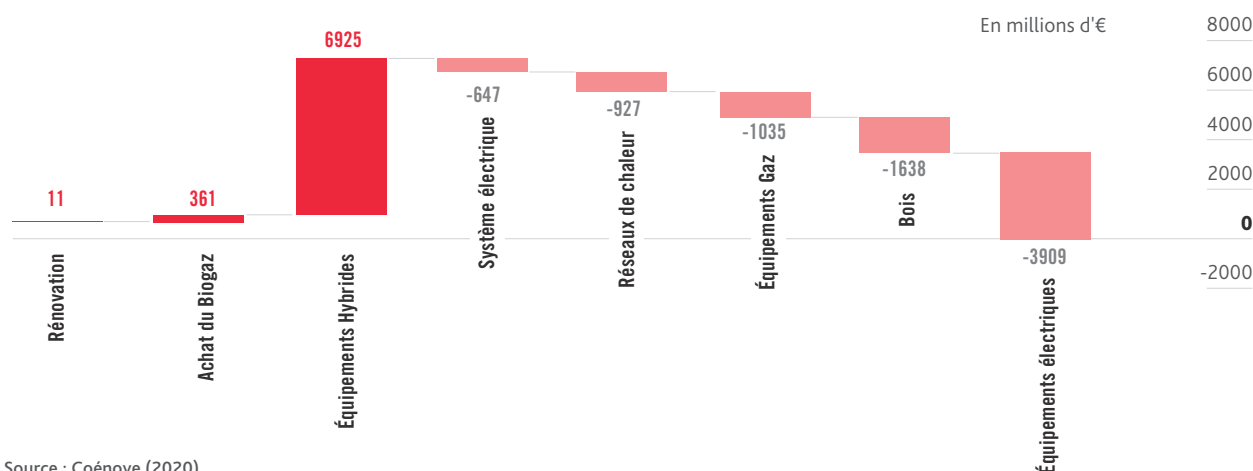
L'impact relatif des coûts opérationnels sur le prix est influencé par le mix de méthane. Si le méthane est plus cher à produire, le fait qu'une partie du réseau soit ou ne soit pas mise hors service n'aura pas grande importance dans la mesure où l'augmentation de prix causée par des coûts de production sera bien plus significative. Dans notre analyse, ceci est illustré par la différence entre les cas de la France et de l'Allemagne : dans le scénario « optimisation », l'augmentation du prix du méthane en France est fortement atténuée par le démantèlement d'une partie du réseau tandis qu'en Allemagne l'augmentation du coût de production représente une part beaucoup plus importante de la variation de prix⁵.

Même s'il est souvent fait état du coût de production plus élevé du méthane bas-carbone, la potentielle hausse de prix

⁴ Les coûts spécifiques sont les coûts totaux moyens par unité de gaz, donnés par exemple en €/MWh.

⁵ Dans le scénario « optimisation », entre 2030 et 2050, la baisse des coûts opérationnels représente 6 % de la baisse des coûts de production en Allemagne alors qu'elle équivaut à 11 % en France.

FIGURE 8. Différence dans les coûts du système énergétique pour les bâtiments entre le scénario SNBC et un scénario alternatif utilisant des pompes à chaleur hybrides



Source : Coénove (2020)

du méthane du réseau est largement ignorée dans les scénarios de décarbonation. Cette hausse de prix ne signifie pas nécessairement que les usages finaux du gaz seraient progressivement abandonnés : cela dépendra du coût des alternatives. Toutefois elle pourrait redéfinir la demande concernant le gaz dans certains usages. Par exemple, les trajectoires de décarbonation projettent souvent une certaine demande résiduelle de méthane dans les bâtiments (8% de la demande d'énergie finale des bâtiments dans le scénario SNBC de la France, 27 % dans le scénario TM95 de l'Allemagne), utilisé en grande partie pour le chauffage. Il est possible qu'en prenant pleinement en compte les coûts de maintien des infrastructures gazières, il serait plus rentable d'électrifier toute la demande de chauffage. D'autre part, il est possible qu'une large électrification augmente la pointe de demande d'électricité (RTE & ADEME, 2020), ce qui pourrait exiger des investissements bien plus importants dans les infrastructures de production et de transport d'électricité. Pour la France, l'opérateur du réseau de transmission d'électricité affirme que 33 milliards d'€ seraient nécessaires d'ici à 2035 pour adapter son réseau à la transition vers la neutralité carbone (RTE, 2019). Cette dynamique pourrait atteindre un point où les coûts du système sont plus élevés lorsque toute la demande de chauffage est électrifiée, comme remarqué par certaines études (Coénove, 2020 ; E-CUBE Strategy Consultants & EWI, 2020), voir **Figure 8**. Plusieurs études sur le cas de la France trouvent que dans l'hypothèse où les objectifs de rénovation sont atteints pour les bâtiments, il est peu probable que la pointe de demande électrique augmente à cause de l'électrification du chauffage (Beeker & Hauet, 2019 ; Carbone 4, 2019 ; RTE & ADEME, 2020) ; cependant, cela pourrait se produire si les objectifs d'isolation ne sont pas atteints (RTE & ADEME, 2020).

Des facteurs analogues sont à l'œuvre pour l'évaluation des potentiels bénéfiques à installer des pompes à chaleur hybrides gaz-électricité. Bien qu'elles nécessitent l'entretien d'un réseau de distribution de méthane et qu'elles pourraient produire des émissions de carbone plus élevées que leurs homologues

ENCADRÉ 2. DEUX TRAJECTOIRES POUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

Trajectoire 1 : *business-as-usual* (BAU)

Les infrastructures sont gardées à leur taille actuelle car le nombre de clients restants est suffisant malgré des volumes de demande en baisse. Les infrastructures sont moins utilisées qu'aujourd'hui.

Cela pourrait correspondre à une situation dans laquelle certains bâtiments utilisent des pompes à chaleur hybrides à gaz. Cela pourrait également se produire si la transition concernant la chaleur n'est pas correctement anticipée et que les bâtiments se déconnectent des raccordements de gaz naturel de manière non coordonnée.

Trajectoire 2 : *optimisation*

La demande de méthane résiduelle dans les bâtiments est concentrée d'un point de vue spatial. La taille du réseau de distribution est « optimisée » : le réseau est fermé proportionnellement à la diminution du volume de la demande dans les bâtiments.

Cela pourrait correspondre à des situations telles que celle du Royaume Uni, qui interdira les nouveaux raccordements domestiques au gaz à partir de 2025, ou des Pays-Bas.

entièrement électriques, elles pourraient contribuer à écrier la pointe de consommation d'électricité en fournissant la demande de chaleur de pointe dans les bâtiments par du gaz et à réduire le besoin d'investissement et l'énergie consommée pour fournir la pointe de la demande en chaleur (Coénove, 2020 ; Element Energy, 2018a). L'opérateur de réseau de transmission électrique français donne un potentiel technique d'une réduction de la pointe de la demande électrique de 1,4 GW par million de pompes à chaleur hybrides comparé à des

équivalentes complètement électriques (RTE & ADEME, 2020), tandis que Coénove estime qu'installer sept millions de pompes à chaleur hybrides permettrait de réduire économiquement 5 GW de pointe par rapport au scénario SNBC (Coénove, 2020). Dans les bâtiments mal isolés, les pompes à chaleur hybrides pourraient être intéressantes dans une phase transitoire vers des systèmes sans gaz (Union Française de l'Électricité, 2020). Ces services au réseau pourraient plaider en faveur de maintenir des connexions au réseau de gaz pour certains bâtiments. Le potentiel techno-économique des pompes à chaleur hybride est mal connu et devrait être étudié en prenant en compte : (1) les coûts d'extension du réseau électrique pour supporter l'électrification des usages ; (2) les coûts de maintenir le réseau de distribution du gaz ; (3) les services au système que les pompes à chaleur électriques peuvent fournir ; (4) l'incertitude de la réalisation effective des objectifs de rénovation.

Notre analyse de prix est freinée par des contraintes liées aux données, ce qui limite la portée des résultats. Elle utilise la longueur du réseau comme indicateur pour sa taille. Le nombre de clients aurait été un meilleur indicateur mais il est difficile à estimer compte tenu des données disponibles dans les scénarios de décarbonation. En outre, nos résultats ne donnent des chiffres en €/MWh, ce qui ne reflète pas exactement les choix économiques par les opérateurs de gaz ou les consommateurs. Pour les consommateurs finaux, la facture énergétique – y compris les coûts de la rénovation et de nouveaux équipements – est une donnée importante. Les revenus des opérateurs de réseau sont régulés et il est donc difficile d'estimer leur modèle de rentabilité à 2050 sur la base du cadre réglementaire actuel. Par conséquent, à échéance 2050, une estimation basée sur les coûts totaux du système seraient un meilleur indicateur sur lequel baser des décisions économiques.

L'augmentation de prix que montre l'analyse de coûts n'est ni une projection ni une recommandation de fermer respectivement 83 % et 64 % du réseau de distribution de gaz en France et en Allemagne. C'est une estimation approximative de l'ordre de grandeur de la potentielle augmentation de prix. Surtout, notre analyse révèle certains des mécanismes qui sous-tendent les équilibres économiques de la planification des infrastructures énergétiques. Elle met en évidence l'importance de la question de la fermeture du réseau pour optimiser les coûts d'infrastructure. Enfin, elle fait ressortir le besoin de recherche complémentaire sur les conditions économiques pour l'infrastructure de gaz dans un système neutre en carbone, surtout par rapport aux autres vecteurs énergétiques.

Les réponses à ces questions doivent se fonder sur des analyses prenant en compte le système multi-énergies, y compris l'électricité et le gaz, ainsi que le point de vue du consommateur. Pourtant, les développements et l'investissement pour les systèmes gazier et électrique continuent d'être planifiés séparément, même si des progrès ont été accomplis (Gaventa *et al.*, 2016). Cela signifie que la gestion financière dans le domaine des réseaux d'énergie suit souvent l'optimisation des coûts au niveau du réseau seul, malgré le fait que le gaz, la chaleur et l'électricité doivent être intégrés de manière croissante dans le système énergétique (European Commission, 2017a).

3.2. Intégrer les gaz bas-carbone au réseau

Selon les trajectoires de décarbonation, il est probable que le mix gazier évolue vers moins de gaz naturel, plus de biométhane, de méthane de synthèse et d'hydrogène. Pour ce qui concerne le méthane, les lieux de production du méthane de synthèse sont encore très incertains, mais il est probable que les voies d'importation de gaz naturel existantes soient réutilisées, et par conséquent seules des adaptations très limitées du réseau seraient nécessaires. Cependant, le biométhane et l'hydrogène pourraient appeler à des changements plus profonds du réseau.

Biométhane. Une grande partie de la production de biométhane en France et, à un moindre degré, en Allemagne est et sera directement injectée dans le réseau du méthane (Müller-Lohse, 2019). Contrairement au gaz naturel, les unités de production de biométhane injectent le gaz dans le réseau de distribution plutôt que dans le réseau de transmission (ADEME, 2018). De plus, l'approvisionnement en biométhane est localisé dans des zones rurales, alors qu'aujourd'hui l'apport de gaz naturel dans le réseau est injecté au niveau d'installations de gaz naturel liquéfié et de raccordements transfrontaliers.

Pour tenir compte du nouvel approvisionnement en méthane, des points de raccordement devront être créés. Le montant des coûts additionnels associés au scénario SNBC est difficile à estimer puisque aucune indication n'est donnée quant à la localisation de l'approvisionnement et de la demande. L'ADEME (2018) estime que connecter le biométhane et le power-to-methane d'origine biogénique au réseau de méthane générerait des coûts de 2,9-3,7 €/MWh, alors qu'il est attendu du biométhane qu'il coûte autour de 60 €/MWh d'ici 2028 en France (MTES, 2020a).

De plus, au-delà d'un certain volume d'injection de biométhane, le gaz ne peut être uniquement consommé localement et il doit être transporté plus loin dans le réseau ; l'installation d'un rebours est nécessaire (ADEME, 2018). Le coût d'installation pour les rebours est relativement faible comparé au coût du biométhane : il se situerait entre 0,11 et 0,18 €/MWh en fonction de la localisation (ADEME, 2018). L'intégration du biométhane au réseau est une question d'optimisation de la structure du réseau et de mise en œuvre. Il est probable que le coût ne constituera pas un facteur limitant important.

Hydrogène. L'émergence de la demande d'hydrogène pourrait nécessiter des infrastructures dédiées pour acheminer l'hydrogène sous forme gazeuse⁶ des sites de production aux lieux de stockage puis aux consommateurs.

La construction d'un réseau d'hydrogène adéquat est encore incertaine d'un point de vue technique dans la mesure où seuls quelques pipelines à hydrogène existent. L'hydrogène ne peut

⁶ L'hydrogène peut être transporté sous forme gazeuse (dans des pipelines), sous forme liquide, ou chimiquement lié à d'autres molécules appelées transporteurs d'hydrogène organique liquide (LOHC). La liquéfaction est pour le moment assez onéreuse et les LOHC ne sont pas encore prêts à être commercialisés.

pas être transporté dans les pipelines de gaz naturel au-delà d'une certaine proportion du mélange de gaz (moins de 10 %) car il fragilise la structure du pipeline (fragilisation par hydrogène) (Gerhardt *et al.*, 2020). Les auteurs semblent s'accorder sur le fait que la manière la moins coûteuse de construire des réseaux d'hydrogène consisterait à améliorer les pipelines de gaz naturel plutôt qu'à créer de nouvelles lignes (Bründlinger *et al.*, 2018 ; Cerniauskas *et al.*, 2020 ; Enagás *et al.*, 2020). Procéder à l'adaptation d'un pipeline de gaz naturel pour transporter de l'hydrogène pur nécessite l'ajout d'autres molécules (par exemple, dioxygène) au gaz ou d'une couche de protection à l'intérieur du pipeline. Il pourrait être nécessaire de remplacer complètement les pipelines en acier, majoritaires dans le réseau de transmission (Element Energy, 2018b; GRTGaz, 2019). Peu de réseaux de distribution, voire aucun, ne seront nécessaires dans la mesure où la demande d'hydrogène dans les bâtiments est très faible. Il existe encore d'importantes incertitudes quant aux conditions techniques de la mise à niveau des pipelines de gaz naturel et le coût pourrait être significatifs. En France, les gestionnaires du réseau de transmission affirment que les coûts pour adapter suffisamment de pipelines afin de se conformer à la SNBC (40 TWh d'ici 2050) s'élèveraient entre 1 et 8 €/MWh d'ici 2050 (GRTGaz, 2019). Une étude d'Artelys situe le coût des conduites d'hydrogène d'interconnexion entre 5 et 16 €/MWh pour de nouvelles conduites et 4-8 €/MWh pour celles issues de conduites de gaz naturel⁷ (Artelys, 2020b). L'estimation réalisée par la « Gas Roadmap » de Fraunhofer ISI pour l'Allemagne est plus élevée, allant de 10 à 19 €/MWh d'ici 2050 (Wachsmuth *et al.*, 2019).

Les trajectoires de décarbonation prévoient des niveaux de consommation d'hydrogène relativement faibles d'ici à 2030 au moins, ce qui laisse entendre que jusqu'à cette date, l'utilisation de l'hydrogène serait restreinte à de petits clusters où des économies d'échelle peuvent avoir lieu et où des infrastructures d'échelle réduite peuvent d'abord être déployées (GRTGaz, 2019). Lever certaines des incertitudes concernant les coûts des infrastructures d'hydrogène aidera à définir les usages pour lesquels il serait employé. C'est un préalable pour décider des clusters au sein desquels l'hydrogène sera déployé en premier lieu.

Au-delà d'un certain niveau de consommation, le stockage de l'hydrogène sera probablement nécessaire pour garantir la sécurité de l'approvisionnement. Le stockage centralisé de l'hydrogène est principalement assuré par les cavités salines et sous forme liquide, par exemple au niveau des terminaux d'importation ; le stockage distribué fournit un stockage intra journalier et il est situé près des lieux de forte demande, il est assuré par du stockage en conduite ou du stockage en surface (Element Energy, 2018b). En Allemagne il existe un potentiel pour le stockage de l'hydrogène à long terme dans le Nord (près des sites de production d'électricité), qui nécessiterait un réseau de transport depuis le Nord jusqu'aux zones de consommation de

l'hydrogène (Cerniauskas *et al.*, 2019; Wachsmuth *et al.*, 2019). En France, on ignore encore si les cavités salines et les réservoirs aquifères existants seraient adaptés pour stocker l'hydrogène; des expérimentations sont en cours (GRTGaz, 2019; Le Duigou *et al.*, 2017; Tlili *et al.*, 2020). Les besoins en stockage dans les cavités salines et les coûts potentiels associés sont très incertains et dépendront des sources d'électricité utilisées après 2035 et de conditions techno-économiques (RTE, 2020). Les sites de stockage devront être raccordés aux sites de production et de consommation.

L'intégration de l'hydrogène est plus complexe d'un point de vue technique que celle du biométhane et les coûts sont toujours insuffisamment étudiés. L'intégration de l'hydrogène comme celle du biométhane doivent être prises en considération au moment de planifier la taille et les coûts des infrastructures.

3.3. Organisation géographique des réseaux de gaz

3.3.1. Le réseau de méthane

Les évolutions de la demande de méthane qui interviendront d'ici 2050 pourraient nécessiter de procéder à des adaptations quant à l'organisation spatiale du réseau. Même si dans l'ensemble du système la demande de gaz est susceptible de décroître ou de demeurer stable jusqu'en 2050, des disparités sectorielles et géographiques pourraient nécessiter des évolutions de la configuration du réseau dans l'espace.

Les évolutions de la demande suggèrent qu'il est possible que la consommation de gaz sur le réseau de distribution soit concentrée dans certaines zones, par exemple autour des zones industrielles ou des sites d'injection de biométhane, et que le besoin en infrastructure soit plus faible dans d'autres zones.

- A l'heure actuelle, le réseau de distribution alimente principalement les bâtiments (résidentiel et services) et les petits sites industriels. La demande dans ces secteurs est susceptible d'évoluer en grande partie vers l'électricité, même si un certain niveau de demande en méthane subsisterait et pourrait conduire à la décommission d'une partie du réseau de distribution (Section 3.1).
- Les stations d'avitaillement pour le transport pourraient être alimentées par le réseau de distribution, même si d'un point de vue technique elles pourraient aussi être alimentées par le réseau de transmission ou par camion (Robinius *et al.*, 2018 ; Uusitalo *et al.*, 2015)(Robinius *et al.*, 2018; Uusitalo *et al.*, 2015. Certaines sources s'intéressent au potentiel technique de l'usage du gaz bas-carbone pour le transport aérien et maritime et le transport routier lourd (Drünert *et al.*, 2020 ; Nistor *et al.*, 2018 ; Pääkkönen *et al.*, 2019), mais on sait peu de choses sur la configuration des infrastructures requise pour de tels usages. Par conséquent, il existe une grande incertitude quant au maillage requis pour les infrastructures de ravitaillement. Si le gaz bas-carbone est uniquement utilisé par les transports aérien, fluvial et maritime, ou par des flottes captives dans les villes, les infrastructures de ravitaillement pourraient être de taille assez modeste et concentrées d'un point de vue géographique, autour des

⁷ En prenant l'hypothèse que les conduits d'hydrogène opèrent à 1000 heures à pleine charge.

villes, des ports et des principales voies navigables. Cependant si le gaz est uniquement utilisé par des voitures particulières ou des poids lourds (seulement en dehors des routes principales si des caténaires sont utilisées sur ces dernières), les stations seraient nécessaires de manière disséminée, bien qu'avec une plus faible densité que ce qui est actuellement déployé pour les bâtiments résidentiels (Tlili *et al.*, 2020). Pour ce dernier cas, une optimisation transeuropéenne de la localisation des stations de ravitaillement serait stratégique (Kuby *et al.*, 2017).

- Le réseau de distribution est destiné à raccorder les unités de production de biogaz au réseau, au moins en France (Section 3.2). Toutefois, même dans les scénarios français (qui prévoient une plus grande production de biométhane) le volume de production ne compenserait pas en volume la diminution de la demande émanant des bâtiments. Ceci soulève la question de la viabilité du réseau utilisé pour la collecte du biogaz. Même si la densité du réseau requise pour collecter le biométhane aux points d'injection serait probablement bien plus faible que celle nécessaire pour fournir du méthane aux bâtiments résidentiels, il est possible que le réseau restant soit difficile à entretenir en termes de coûts.

Le fait que de grands consommateurs, tels que les sites industriels et les centrales électriques, conservent probablement une consommation importante et qu'ils sont répartis sur le réseau indique que l'organisation géographique du réseau de transmission n'aurait pas à subir beaucoup de modifications, tandis que le réseau de distribution pourrait faire l'objet de transformations plus profondes. Il est néanmoins important de noter qu'une plus grande pénétration des renouvelables pourrait nécessiter une plus grande capacité de CCGT utilisant du méthane même si les volumes de méthane consommés restent stables, ce qui pourrait demander des extensions locales du réseau de transmission de gaz.

3.3.2. Le réseau d'hydrogène

Des questions similaires se posent pour le réseau d'hydrogène, avec pour différence significative que les infrastructures de méthane sont déjà à maturité dans nombre de pays européens – y compris la France et l'Allemagne – et que par conséquent les besoins en investissements sont plus faibles (Speirs *et al.*, 2017).

L'organisation géographique du réseau d'hydrogène dépendra fortement des utilisations pour lesquelles il sera mis au point. Nous pouvons identifier deux configurations principales :

(1) Développement limité de l'hydrogène autour des sites de production. Seuls quelques consommateurs industriels ainsi que le transport ferroviaire, maritime et aérien l'utilisent. Les consommateurs industriels utilisent des électrolyseurs présents sur leurs sites, ce qui signifie que peu, voire aucun, pipeline d'hydrogène ne serait nécessaire. Les sites de production d'hydrogène sont situés près de la demande, formant des clusters d'hydrogène (vallées) dans lesquels quelques pipelines sont construits. Dans le secteur du transport, un nombre limité de stations de ravitaillement est nécessaire. Il est probable que cela soit la configuration initiale pour l'hydrogène – au moins

jusqu'en 2030 (Enagás *et al.*, 2020 ; GRTGaz, 2019) – et elle pourrait perdurer.

(2) Une utilisation plus large de l'hydrogène et une production d'hydrogène relativement centralisée. L'hydrogène est utilisé essentiellement pour le transport longue distance par camion, réclamant un substantiel réseau de ravitaillement à travers l'espace géographique. En supposant qu'à cette étape, des économies d'échelle pourraient être réalisées en centralisant quelque peu la production d'hydrogène ou que les importations d'hydrogène seraient considérables, un réseau d'hydrogène élargi pourrait être nécessaire, comme le propose l'étude European Hydrogen Backbone (Enagás *et al.*, 2020). Développer l'hydrogène pour de tels usages nécessiterait un réseau d'hydrogène élargi. Dans cette configuration, l'hydrogène serait en compétition avec le méthane pour certaines usages finaux : les usages supplémentaires de l'hydrogène (par ex. carburant pour véhicules légers, voitures particulières, Hydrogen-to-power) pourraient devenir rentables. Le réseau hydrogène pourrait devenir le principal réseau de gaz tandis que le méthane occuperait un rôle moins important.

Pour le développement d'une infrastructure hydrogène efficace, adéquat et en temps utile, les usages de l'hydrogène doivent être anticipées de façon plus fine que ce que les trajectoires de décarbonation décrivent généralement. En outre, des choix doivent être faits au regard des rôles respectifs des réseaux pour le méthane et l'hydrogène car ces rôles sont souvent associés à des trajectoires radicalement différentes d'un point de vue technologique, économique et organisationnel.

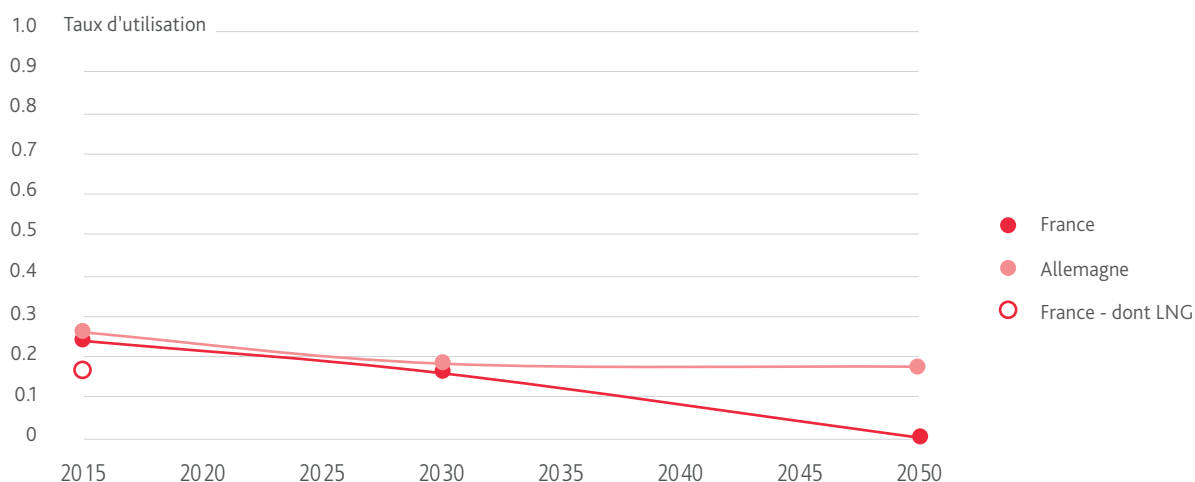
3.4. Infrastructures pour les échanges internationaux de gaz au sein et en dehors de l'UE

Les transformations du système énergétique pour atteindre la neutralité carbone et l'évolution vers de nouvelles sources d'énergie pourraient perturber les rôles respectifs de l'énergie domestique et de l'énergie importée, à la fois pour l'électricité et pour le gaz. Dans les scénarios analysés, aucune évolution majeure n'est observée pour l'approvisionnement en électricité ; par conséquent l'accent est placé sur le gaz.

A l'heure actuelle, l'Union européenne importe quasiment la totalité de son approvisionnement en méthane, principalement par pipelines et bateau sous la forme de gaz naturel liquéfié (Eurostat, 2020). Elle finance de grandes infrastructures d'importation de gaz pour garantir la sécurité de l'approvisionnement (European Commission, 2018b). Par exemple, la liste des Projets d'intérêt commun (PIC) de 2019 comprend plusieurs projets gaziers, qui sont donc par définition éligibles à des financements de l'UE (European Commission, 2019). Les trajectoires de décarbonation analysées dans cette étude montrent presque toutes des importations de méthane en baisse jusqu'en 2050, ce qui affecterait les besoins pour les infrastructures gazières. Les infrastructures existantes sont déjà sous-utilisées et il est probable que cette situation perdure (Figure 9). Les scénarios analysés pour la France et l'Allemagne sont deux cas extrêmes quant au rôle des importations de gaz : la France s'appuie presque

FIGURE 9. Taux d'utilisation des infrastructures d'importation existantes et prévues en France et Allemagne

2015-2050



complètement sur le biogaz produit nationalement, tandis que l'Allemagne satisfait sa demande en gaz avec des importations qui représentent près de 75 % de la consommation de PtX d'ici 2050 dans le scénario EL95 et plus de 80 % dans le scénario TM95 (Section 2.4). Etant donné que l'approvisionnement en gaz évolue en direction d'une moindre dépendance aux importations et aux pays au cœur de tensions géopolitiques, le risque d'actifs échoués est élevé (Inman, 2020 ; WWF *et al.*, 2017).

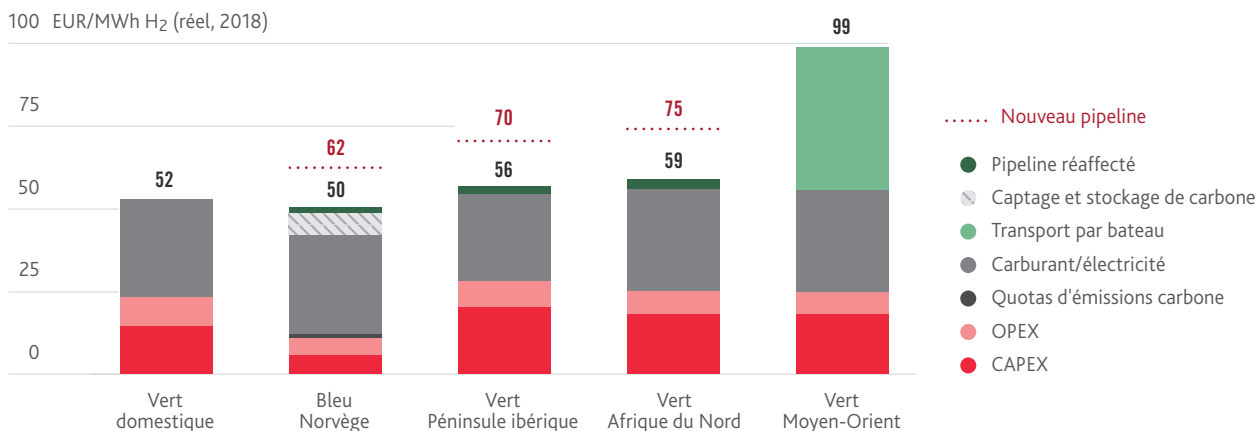
Les différences existant entre les scénarios de décarbonation illustrent les incertitudes entourant le rôle des importations de gaz dans un système énergétique européen neutre en carbone. En dehors du potentiel national de biométhane, les rôles respectifs des importations et de la production intérieure dépendront pour une grande part du coût de production du gaz bas-carbone dans les pays d'importation potentiels et des coûts de transport transfrontalier. Par exemple, dans les scénarios de la Dena pour l'Allemagne la prépondérance du rôle des importations tient en partie aux hypothèses de faible coût du méthane de synthèse importé, qui s'établit à un quart du coût de celui produit au niveau national d'ici 2050. Les hypothèses sous-tendant la différence de coût ne sont pas précisées. La production de telles quantités de PtX nécessiterait d'importantes infrastructures d'électricité renouvelable dans les pays d'importation. De l'incertitude subsiste quant aux lieux depuis lesquels ce méthane de synthèse serait importé et à la faisabilité d'importations si conséquentes.

Pour ce qui est du biométhane, il est probable qu'aucune quantité importante ne serait importée vers l'UE étant donné que peu de pays disposent de ressources en biomasse excédant leur demande intérieure et les projections actuelles de l'UE en matière d'importation de biomasse (European Commission, 2018a). Toutefois, pour ce qui concerne le méthane de synthèse, les importations en provenance de pays disposant de ressources électriques renouvelables bon marché et abondantes pourraient être rentables. Une étude pour le cas allemand soutient que même à long terme, le méthane de synthèse importé serait

meilleur marché que son équivalent produit sur le territoire national. Les principaux facteurs de coûts comprennent le coût de la production d'électricité, les taux d'utilisation des usines de transformation et le coût du CO₂ (Agora Verkehrswende *et al.*, 2018). Les pays d'importation autour de la mer du Nord et de la mer Baltique, en Afrique du Nord et au Moyen-Orient sont souvent envisagés. Bien que des voies d'importation à partir de ces pays existent déjà, à l'heure actuelle la plus grande partie du méthane acheminé vers l'UE provient d'Europe de l'Est. Cela laisse entendre que les infrastructures d'importation pourraient avoir à se réorienter vers la partie Ouest de l'Europe et qu'elles redessinent les voies d'importation de gaz européennes.

Pour ce qui concerne l'hydrogène vert, le coût de la construction de pipelines pour les importations pourrait ne pas contrebalancer le bas coût de l'électricité dans les pays d'importation, comme l'indique une étude récente axée sur l'approvisionnement en hydrogène vers l'Europe du Nord-Ouest, voir **Figure 10** (Aurora Energy Research, 2020). Il est toutefois probable que la production intérieure soit limitée par l'approvisionnement en électricité renouvelable ; par exemple nombre de parties prenantes allemandes soutiennent que le potentiel de production nationale d'hydrogène ne pourrait pas satisfaire la demande du pays en hydrogène et que des importations d'hydrogène seraient nécessaires (BMW, 2020 ; Gerhardt *et al.*, 2020). Prendre en considération ou non l'hydrogène bleu (produit en utilisant du gaz naturel et le captage et stockage de carbone) pourrait changer le tableau puisqu'il serait moins coûteux que l'hydrogène vert au moins au-delà de 2030. Toutefois, la faisabilité technologique du captage et stockage du CO₂ à l'échelle industrielle à ce moment-là est très controversée, tandis que les projets pilote se heurtent à des problèmes d'acceptabilité. En Europe, les sites prometteurs pour le captage du carbone sont essentiellement situés aux Pays-Bas et en Norvège (Aurora Energy Research, 2020 ; Gas for Climate, 2020) ; les voies d'importation d'hydrogène depuis ces deux pays vers le reste de l'Europe pourraient ne pas coïncider avec celles destinées à l'hydrogène vert.

FIGURE 10. Coût moyen actualisé de l'hydrogène (LCOH) en 2040 en Europe du Nord-Est



Source : Aurora Energy Research (2020).

Compte tenu de l'ampleur des changements potentiels à apporter aux voies d'approvisionnement en gaz, les infrastructures d'importation devraient être suffisamment intégrées dans les exercices de planification des infrastructures :

- Au niveau de l'UE comme à celui des États membres, l'évaluation de la viabilité économique des projets d'infrastructures d'importation devrait intégrer la possibilité que les importations de méthane diminuent dans certains pays dès 2030. Cela pourrait signifier que peu, voire aucune, nouvelle capacité ne soit développée ou que certaines installations d'importation soient fermées. Cela est en contradiction avec le dernier plan décennal de développement du réseau de ENTSOG et ENTSO-E, qui suppose des importations en hausse jusqu'en 2030 dans toutes ses trajectoires (ENTSOG & ENTSO-E, 2020).
- Les stratégies nationales en matière de décarbonation devraient tenir compte des stratégies des autres États Membres de l'UE. Pour l'heure, il existe de grandes disparités entre les pays en termes d'approvisionnement en gaz à long terme. Ces différences découlent non seulement de différences de circonstances mais aussi de narratifs. Par exemple, la comparaison que nous avons établie entre les trajectoires de décarbonation suggère que le power-to-X (à la fois hydrogène et méthane) aurait un rôle plus important en Allemagne tandis que le biogaz aurait une place plus centrale en France. Bien que des incertitudes entourent ces deux technologies cet écart apparaît déjà dans les politiques de soutien des deux pays, par exemple avec les tarifs d'achat pour le biométhane en France entérinés dans la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (MTES, 2020a) ou dans la Stratégie hydrogène de l'Allemagne (BMW, 2020). Il est important que les deux pays de dessiner ensemble des trajectoires cohérentes : si l'Allemagne construit des voies d'importation pour le PtX depuis le Maghreb, la France devrait-elle développer les importations de PtX plutôt que la production domestique de biogaz ? Cela pourrait se traduire

par la conception commune de nouvelles voies d'approvisionnement en gaz.

Les objectifs à long terme auront des conséquences sur les politiques actuelles. Par exemple, l'UE et ses États membres sont dans le processus de définition des objectifs et du cadre réglementaire du développement de l'hydrogène. Les usages finaux pour lesquels l'hydrogène est encouragé dès les phases pilote influenceront la dimension de la demande d'hydrogène et le besoin d'infrastructures à long terme. De même, les objectifs en matière d'efficacité énergétique, d'électrification et de déploiement de gaz bas-carbone dans l'industrie détermineront la demande future de méthane et d'hydrogène de synthèse et leurs importations. Étant donné que les infrastructures de gaz naturel d'envergure ont tendance à avoir une longue durée de vie (près de 50 ans), il est primordial que les plans d'investissement actuels soient en phase avec les objectifs climatiques.

4. CONCLUSION

Cette étude découle de la prise de conscience de la nécessité d'une baisse drastique de la consommation de gaz naturel au sein de l'Union européenne d'ici le milieu du siècle, et par conséquent du fait que les trajectoires de décarbonation pour l'Union européenne et ses États membres devraient rendre compte de ce changement. Elle fournit des éléments pour comprendre les répercussions potentielles de la neutralité carbone sur les infrastructures gazières et pour étudier les moyens de mieux inclure les questions liées aux infrastructures dans les stratégies de décarbonation.

L'étude met en lumière le fait que l'atteinte de la neutralité carbone dans l'Union européenne est susceptible d'entraîner des changements importants pour le système gazier impulsés par l'efficacité énergétique, l'électrification, et le développement de gaz bas-carbone. Les enjeux clés pour le gaz qui détermineront

les besoins en termes d'infrastructures sont le volume de la demande en chaleur, le rôle du gaz dans les transports, l'interaction entre gaz et électricité, et le degré de substitution du gaz naturel par des gaz bas-carbone. L'exemple des trajectoires de décarbonation de la France et de l'Allemagne suggère les tendances suivantes pour les systèmes européens :

- la demande de méthane décroît de façon significative, en particulier dans les bâtiments et l'industrie ;
- la baisse dans ces deux secteurs est partiellement compensée par un accroissement de la demande dans le transport et l'énergie ;
- l'hydrogène émerge en tant que vecteur énergétique majeur (pour la production d'électricité et dans l'industrie) et matière première pour l'industrie, même si les usages pour lesquels il est développé varient selon les scénarios, en particulier quand il est question du secteur du transport.

Certaines facettes du rôle du gaz jusqu'en 2050 sont encore entourées de grandes incertitudes et ce rôle varie beaucoup en fonction de la trajectoire de décarbonation, en particulier pour ce qui est des rôles respectifs joués par les gaz bas-carbone (biométhane, méthane et hydrogène de synthèse) dans le mix. Si le rôle du biométhane est fortement déterminé par le potentiel national, la contribution de l'hydrogène et du méthane de synthèse semble être plus largement définie par des orientations et des narratifs politiques.

Ces évolutions sont susceptibles de perturber considérablement la façon dont les infrastructures gazières sont gérées et structurées à l'heure actuelle, et ce de quatre façons :

- la gestion financière du réseau de méthane dans la mesure où la baisse de la demande et l'essor d'un méthane bas-carbone plus coûteux pourrait faire grimper le prix du méthane et conduire à la fermeture d'une partie du réseau ;
- l'intégration de gaz bas-carbone dans le réseau existant nécessite des adaptations techniques qui ne sont probablement pas rédhibitoires au niveau économique mais nécessitent une planification en amont ;
- l'organisation géographique du réseau dans la mesure où la répartition spatiale de la demande de méthane pourrait être plus concentrée et où le développement de l'hydrogène pourrait nécessiter des infrastructures dédiées ;
- le développement d'infrastructures d'importation, dans la mesure où les projets actuels pour augmenter la capacité d'importation pourraient aboutir à des actifs échoués compte tenu de la baisse probable des importations de méthane et de la redéfinition des voies d'approvisionnement pour les gaz bas-carbone.

Malgré l'importance des défis, les trajectoires de décarbonation existantes ont tendance à laisser les aspects relatifs aux infrastructures en dehors des orientations en matière de mix énergétique. En outre, elles ne permettent pas d'informer de manière adéquate la façon dont les infrastructures gazières pourraient être affectées par les changements apportés au mix énergétique. En particulier, le rôle du gaz dans les différents segments du secteur des transports, la contribution du gaz à la production flexible d'électricité, le rôle de la demande résiduelle de méthane dans le chauffage des bâtiments et les conséquences associées sur le réseau de gaz devraient davantage être examinés. Cela souligne la nécessité de mieux intégrer les défis à long terme pour l'infrastructure aux décisions concernant le mix énergétique. Concrètement, les trajectoires de décarbonation devraient prendre en compte une baisse potentielle de la demande de méthane dès 2030 qui est différenciée selon les secteurs et inclure la perspective de prix pour l'utilisateur final. Notre étude souligne également certaines des questions qui nécessitent des recherches supplémentaires pour informer les décisions sur le système énergétique de façon adéquate. Il est primordial que le futur du système de gaz soit étudié en intégrant les perspectives entre les différents vecteurs énergétiques, notamment l'électricité, afin de minimiser les coûts du système et améliorer la résilience du système énergétique. Le niveau européen devrait être étudié de manière plus approfondie dans la mesure où l'intégration transfrontalière permet des synergies et de réduire les coûts totaux, alors que les trajectoires existantes semblent se concentrer uniquement sur le niveau national. Agir de la sorte est un prérequis pour une planification des infrastructures qui évite les coûts échoués et garantit que la décarbonation est réalisée efficacement et à moindre coût.

5. RÉFÉRENCES

ADEME (2018). *Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050? Etude de faisabilité technico-économique*. <https://www.ademe.fr/mix-gaz-100-renouvelable-2050>

Agence ORE (2020). *Consommation annuelle d'électricité et gaz par région et par secteur d'activité*. <https://opendata.agenceore.fr/explore/embed/dataset/conso-elec-gaz-annuelle-par-secteur-dactivite-agrege-region/table/>

Agora Energiewende, & Wuppertal Institut (2019). *Klimaneutrale Industrie Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement*.

Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, & Frontier Economics (2018). *The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels*. 94. www.agora-verkehrswende.de

Arteconi, A., Spitoni, M., Polonara, F., & Spigarelli, F. (2017). The feasibility of liquefied biomethane as alternative fuel: a comparison between European and Chinese markets. *International Journal of Ambient Energy*, 38(5), 481–488. <https://doi.org/10.1080/01430750.2016.1191040>

Artelys (2020a). *An updated analysis on gas supply security in the EU energy transition*.

Artelys (2020b). *What energy infrastructure to support 1.5°C scenarios?* <https://www.artelys.com/wp-content/uploads/2020/12/Artelys-2050EnergyInfrastructureNeeds.pdf>

Aurora Energy Research (2020). *Hydrogen in the Northwest European energy system (public summary)*. <https://www.auroraer.com/insight/hydrogen-in-the-northwest-european-energy-system/>

Bataille, C., Åhman, M., Neuhoﬀ, K., Nilsson, L. J., Fishedick, M., Lechtenböhrer, S., Solano-Rodriguez, B., Denis-Ryan, A., Stiebert, S., Waisman, H., Sartor, O., & Rahbar, S. (2018). A review of technology and policy deep decarbonization pathway options for making energy-intensive industry production consistent with the Paris Agreement. *Journal of Cleaner Production*, 187, 960–973. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.03.107>

Beeker, E., & Hauet, J.-P. (2019). La Pointe électrique anticiper pour maîtriser. *EdEnMag - Construisons Une Société Énergétique Meilleure*, 1–6. <https://www.equilibredesenergies.org/wp-content/uploads/2019/11/EDENMAG-N8-pointe-electrique-anticiper-pour-maitriser.pdf>

BMW (2020). *The National Hydrogen Strategy*. www.bmw.de

Bossmann, T., Barberi, P., & Fournié, L. (2018). Effect of high shares of renewables on power systems. *METIS Studies*, S11. <http://europa.eu>

Bründlinger, T., Elizalde König, J., Frank, O., Gründig, D., Jugel, C., Kraft, P., Krieger, O., Mischinger, S., Prein, P., Seidl, H., Siegemund, S., Stolte, C., Teichmann, M., Wilke, J., & Wolke, M. (2018). *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende*.

Carbone 4 (2019). *Évolution de la demande électrique à moyen et long terme: quels impacts pour la gestion de la pointe électrique en 2030 et 2050?*

Carbone 4 (2020). *Transport routier: quelles motorisations alternatives pour le climat? Comparaison des émissions en cycle de vie, France et Europe*.

Cerniauskas, S., Grube, T., Praktikno, A., Stolten, D., & Robinius, M. (2019). Future hydrogen markets for transportation and industry: The impact of CO₂ taxes. *Energies*, 12(24), 1–26. <https://doi.org/10.3390/en12244707>

Cerniauskas, S., Jose Chavez Junco, A., Grube, T., Robinius, M., & Stolten, D. (2020). Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(21), 12095–12107. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.02.121>

Chan, Y., & Kantamaneni, R. (2015). *Study on Energy Efficiency and Energy Saving Potential in Industry and on Possible Policy Mechanisms*. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/151201 DG ENER Industrial EE study - final report_clean_stc.pdf

Chan, Y., Petithuguenin, L., Fleiter, T., Herbst, A., Arens, M., & Stevenson, P. (2019). *Industrial Innovation : Pathways to deep decarbonisation of Industry. Part 1 : Technology Analysis*.

Child, M., Kemfert, C., Bogdanov, D., & Breyer, C. (2019). Flexible electricity generation, grid exchange and storage for the transition to a 100% renewable energy system in Europe. *Renewable Energy*, 139, 80–101. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.077>

Coénove (2020). *Neutralité carbone dans le bâtiment en 2050. Un meilleur scénario est possible*.

CRE (2017). *Etat des lieux des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel*.

Dodds, P. E., & McDowall, W. (2013). The future of the UK gas network. *Energy Policy*, 60, 305–316. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.030>

Drünert, S., Neuling, U., Zitscher, T., & Kaltschmitt, M. (2020). Power-to-Liquid fuels for aviation – Processes, resources and supply potential under German conditions. *Applied Energy*, 277, 115578. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115578>

E-CUBE Strategy Consultants, & EWI (2020). *2030 Peak Power Demand in North-West Europe*.

Earl, T., Mathieu, L., Cornelis, S., Kenny, S., Ambel, C. C., & Nix, J. (2018). Analysis of long haul battery electric trucks in EU. *8th Commercial Vehicle Workshop, May*, 17–18. https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/20180725_T%26E_Battery_Electric_Trucks_EU_FINAL.pdf

Element Energy (2018a). *Hybrid Heat Pumps*. BEIS.

Element Energy (2018b). *Hydrogen supply chain evidence base*. <https://www.gov.uk/government/publications/hydrogen-supply-chain-evidence-base>

Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, & Teréga. (2020). *European Hydrogen Backbone*. <https://gasforclimate2050.eu/publications/>

Enea (2018). *Renforcer la compétitivité de la production de la filière biométhane française: de nombreux leviers activables à court et moyen termes*. www.suedwind-institut.de

Energy Union Choices (2016). *A Perspective on Infrastructure and Energy Security In the Transition*.

- ENTSOG (2019). *ENTSOG 2050 Roadmap for gas grids*.
- ENTSOG, & ENTSO-E (2020). *TYNDP 2020 Scenario Report*.
- ENTSOG, & GIE (2019). *System Development Map 2018/2019*. https://www.entsog.eu/sites/default/files/2020-01/ENTSOG_GIE_SYSDEV_2018-2019_1600x1200_FULL_063_clean.pdf
- European Commission (2015). *Energy Union Package - A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy*. COM(2015) 80 final.
- European Commission (2017a). *Communication on strengthening Europe's energy networks*. COM(2017) 718. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/communication_on_infrastructure_17.pdf
- European Commission (2017b). *Energy storage - the role of electricity*. SWD(2017).
- European Commission (2018a). *A Clean Planet for all - In-depth analysis*. COM (2018) 773. https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com_2018_733_analysis_in_support_en_0.pdf
- European Commission (2018b). Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council on the governance of the Energy Union. *Official Journal of the European Union*, L 328.
- European Commission (2019). *Union List of projects of common interest*. C(2019) 7772 Annex. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Eurostat (2020). *Imports of natural gas by partner country NRG_TL_GAS*. <https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/bookmark/deb2730a-2529-4403-af5e-2d5a88623868?lang=en>
- Forrest, K., Mac Kinnon, M., Tarroja, B., & Samuelson, S. (2020). Estimating the technical feasibility of fuel cell and battery electric vehicles for the medium and heavy duty sectors in California. *Applied Energy*, 276(April), 115439. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115439>
- Fourmigué, J.-M. (2020). Les pompes à chaleur haute température pour l'industrie. *REE*, 83–92.
- Gas for Climate (2018). *Gas for Climate: How gas can help to achieve the Paris Agreement target in an affordable way*. https://www.gasforclimate2050.eu/files/files/Ecofys_Gas_for_Climate_Feb2018.pdf
- Gas for Climate (2020). *Gas Decarbonisation Pathways 2020 – 2050*. https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/2020-gas-decarbonisation-pathways-study/
- Gaventa, J., Dufour, M., & Bergamaschi, L. (2016). More Security, Lower Cost. A Smarter Approach To Gas Infrastructure in Europe. *E3G - Energy Union Insight Series*, 1.
- Gaventa, J., Fischer, L., Dutton, J., Gianelli, E., & Bergamaschi, L. (2019). Pro-consumer, pro-climate. A new EU agenda for natural gas. *Towards a Climate-Neutral EU by 2050. An E3G Series*.
- Gerhardt, N., Bard, J., Schmitz, R., Beil, M., Pfennig, M., & Kneiske, T. (2020). Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem: fokus Gebäudewärme. *Fraunhofer IEE*.
- Gerres, T., Chaves Ávila, J. P., Llamas, P. L., & San Román, T. G. (2019). A review of cross-sector decarbonisation potentials in the European energy intensive industry. In *Journal of Cleaner Production* (Vol. 210, pp. 585–601). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.11.036>
- Global Energy Monitor (2019). *Europe Gas Tracker*. <https://globalenergymonitor.org/tracker/>
- Grave, K., Breitschopf, B., Ordonez, J., Jakob Wachsmuth, Sil Boeve, Matthew Smith, Torben Schubert, Nele Friedrichsen, Andrea Herbst, Katharina Eckartz, Martin Pudlik, Marian Bons, Mario Ragwitz, & Joachim Schleich. (2016). *Prices and costs of EU energy*.
- GRTgaz. (2019). *Conditions techniques et économiques d'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel*.
- Halim, R. A., Kirstein, L., Merk, O., & Martinez, L. M. (2018). Decarbonization pathways for international maritime transport: A model-based policy impact assessment. *Sustainability*, 10(7). <https://doi.org/10.3390/su10072243>
- IEA (2017). *IEA energy balances of 2017 for the European Union – 28*. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tables?country=EU28&energy=Balances&year=2017>
- Inman, M. (2020). Gas at a Crossroads. Why the EU should not continue to expand its gas infrastructure. *Global Energy Monitor*.
- Kuby, M., Capar, I., & Kim, J. G. (2017). Efficient and equitable transnational infrastructure planning for natural gas trucking in the European Union. *European Journal of Operational Research*, 257(3), 979–991. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2016.08.017>
- Le Duigou, A., Bader, A. G., Lanoix, J. C., & Nadau, L. (2017). Relevance and costs of large scale underground hydrogen storage in France. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(36), 22987–23003. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.06.239>
- Moultak, M., Lutsey, N., & Hall, D. (2017). Transitioning to zero-emission heavy-duty freight vehicles. White paper. *ICCT*.
- MTES (2018). *Stratégie Nationale de Mobilisation de la Biomasse*.
- MTES (2019). *Synthèse du scénario de référence de la stratégie française pour l'énergie et le climat*.
- MTES (2020a). *Programmation Pluriannuelle de l'Energie 2019-2023, 2024-2028*.
- MTES (2020b). *Stratégie nationale bas-carbone*.
- Müller-Lohse, L. (2019). Regards croisés sur le biogaz en Allemagne et en France. *OFATE/DFBEW*. https://www.bioenergie-promotion.fr/wp-content/uploads/2019/02/ofate_memo_biogaz_allemande_france_1902.pdf
- Napp, T. A., Gambhir, A., Hills, T. P., Florin, N., & Fennell, P. S. (2014). A review of the technologies, economics and policy instruments for decarbonising energy-intensive manufacturing industries. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 30, pp. 616–640). Pergamon. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.036>
- négaWatt (2017). *Scénario négaWatt 2017-2050. Dossier de synthèse*.
- négaWatt (2018). *Scénario négaWatt 2017-2050. Hypothèses et résultats*.
- Nistor, S., Carr, S., & Sooriyabandara, M. (2018). The Island Hydrogen Project: electrolytic generated hydrogen for automotive and maritime applications. *IEEE Electrification Magazine*, 6(1), 55–60.
- Pääkkönen, A., Aro, K., Aalto, P., Konttinen, U., & Kojo, M. (2019). The Potential of Biomethane in Replacing Fossil Fuels in Heavy Transport—A Case Study on Finland. *Sustainability*, 11(17), 4750. <https://doi.org/10.3390/su11174750>

Paardekooper, S., Søgaard Lund, R., Vad Mathiesen, B., Chang, M., Petersen, U. R., Grundahl, L., David, A., Dahlbæk, J., Kapetanakis, I. A., Lund, H., Bertelsen, N., Hansen, K., Drysdale, D. W., & Persson, U. (2018). *Heat Roadmap Europe 4: Quantifying the Impact of Low-carbon Heating and Cooling Roadmaps*.

Ríos-Mercado, R. Z., & Borraz-Sánchez, C. (2015). Optimization problems in natural gas transportation systems: A state-of-the-art review. *Applied Energy*, 147, 536–555. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.03.017>

Robinius, M., Linßen, J., Grube, T., Reuß, M., Stenzel, P., Syranidis, K., Kuckertz, P., & Stolten, D. (2018). Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles. *Forschungszentrum Jülich: Jülich, Germany*, 408. [https://www.ieafuelcell.com/documents/Comparative Analysis of Infrastructures-Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles.pdf](https://www.ieafuelcell.com/documents/Comparative%20Analysis%20of%20Infrastructures-Hydrogen%20Fueling%20and%20Electric%20Charging%20of%20Vehicles.pdf)

RTE (2019). *Schéma décennal de développement du réseau*.

RTE (2020). *La transition vers un hydrogène bas-carbone*.

RTE, & ADEME (2020). *Réduction des émissions de CO₂, impact sur le système électrique: quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035? Synthèse*.

Schnuelle, C., Thoeming, J., Wassermann, T., Thier, P., von Gleich, A., & Goessling-Reisemann, S. (2019). Socio-technical-economic assessment of power-to-X: Potentials and limitations for an integration into the German energy system. *Energy Research and Social Science*, 51(January), 187–197. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.01.017>

Searle, S., Baldino, C., & Pavlenko, N. (2018). Renewable gas potential in France to 2050. *International Council on Clean Transportation*.

Solagro, & Inddigo (2013). *Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation*.

Speirs, J., Balcombe, P., Johnson, E., Martin, J., Brandon, N., & Hawkes, A. (2017). A greener gas grid: What are the options? White paper. *Sustainable Gas Institute White Paper Series*, 3. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.03.069>

Speirs, J., Balcombe, P., Johnson, E., Martin, J., Brandon, N., & Hawkes, A. (2018). A greener gas grid : What are the options. *Energy Policy*, 118(March), 291–297. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.03.069>

Tlili, O., Mansilla, C., Linßen, J., Reuß, M., Grube, T., Robinius, M., André, J., Perez, Y., Le Duigou, A., & Stolten, D. (2020). Geospatial modelling of the hydrogen infrastructure in France in order to identify the most suited supply chains. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(4), 3053–3072. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.11.006>

Trinomics, LBST, & E3-Modelling (2019). *Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure*.

Union Française de l'Électricité (2020). *Le rôle des solutions électriques performantes*.

Uusitalo, V., Havukainen, J., Soukka, R., Väisänen, S., Havukainen, M., & Luoranen, M. (2015). Systematic approach for recognizing limiting factors for growth of biomethane use in transportation sector - A case study in Finland. *Renewable Energy*, 80, 479–488. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.02.037>

Wachsmuth, J., Michaelis, J., Neumann, F., Wietschel, M., Duscha, V., Degünther, C., Köppel, W., & Zubair, A. (2019). *Roadmap Gas für die Energiewende - Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors*.

WWF, CAN Europe, CEE Bankwatch Network, & Counter Balance (2017). EU gas infrastructure and EFSI: time for change. *WWF Briefing Paper*.

6 ANNEXE : MÉTHODE

Pour atteindre l'objectif de recherche, cette étude s'est articulée en deux temps : tout d'abord, les principales questions auxquelles seront confrontés l'approvisionnement et la demande en gaz d'ici 2050 sont identifiées ; ensuite, les potentiels impacts sur les infrastructures gazières sont évalués.

6.1. Recenser les principaux enjeux pour l'approvisionnement et la demande en gaz jusqu'en 2050

Afin de comprendre les principales transformations du système gazier jusqu'en 2050, un cadre d'analyse est bâti en se fondant sur les défis posés par la neutralité carbone à la consommation et à la production de gaz.

Une revue de littérature approfondie est menée afin d'identifier les principaux points charnière pour le gaz dans les stratégies de décarbonation. Ces points sont définis comme étant les enjeux que la neutralité carbone fait émerger pour le système gazier et que les stratégies de décarbonation doivent traiter. Une approche sectorielle a été adoptée, l'accent étant mis sur les cinq secteurs suivants : les bâtiments, l'industrie, la production d'électricité, les transports, l'approvisionnement en gaz. Ces principaux points charnière constituent l'ossature de notre cadre d'analyse.

En faisant usage de ce cadre, les stratégies de décarbonation française et allemande ont été analysées afin d'illustrer différentes manières d'aborder chacun de ces défis. Ces deux études de cas ont été choisies parce que ces pays sont les deux plus grands consommateurs d'énergie de l'Union européenne et qu'ils disposent d'un poids politique considérable en matière de politique européenne. La France et l'Allemagne présentent des systèmes énergétiques fondamentalement différents, ce qui permet une riche comparaison. Quatre scénarios ont été sélectionnés de sorte qu'une diversité de perspectives soient représentées. Tous ces scénarios ont pour objectif la (quasi) neutralité carbone en 2050.

- La Stratégie Nationale Bas-carbone française, également connue sous le nom de SNBC (MTES, 2020b). Il s'agit de la feuille de route du gouvernement français pour atteindre la neutralité nette en carbone d'ici 2050.
- Le scénario Négawatt pour la France pour atteindre zéro émission nette (négaWatt, 2017, 2018). Négawatt est une organisation française à but non lucratif qui entend montrer que des futurs énergétiques alternatifs sont possibles.
- Le scénario EL95 de la Dena pour l'Allemagne (Bründlinger *et al.*, 2018). La Dena est l'agence allemande de l'énergie ; ses deux scénarios EL95 et TM95 ont été mis au point en partenariat avec des parties prenantes de l'industrie. L'objectif est d'atteindre une réduction de 95 % des émissions de GES entre 1990 et 2050 grâce à une électrification rapide et étendue des applications énergétiques d'utilisation finale.
- Le scénario TM95 de la Dena pour l'Allemagne (Bründlinger *et al.*, 2018). Comme dans le scénario EL95, l'objectif est d'atteindre une réduction de 95 % des émissions de GES

entre 1990 et 2050, en ayant recours toutefois à un éventail plus large de technologies et de vecteurs énergétiques d'utilisation finale.

6.2 Identifier les impacts connexes sur les infrastructures gazières

Au moyen des résultats tirés de notre cartographie des principaux défis et des développements possibles pour l'approvisionnement et la demande en gaz, les impacts connexes pour les infrastructures gazières sont estimés. Une combinaison de données quantitatives et qualitatives est utilisée pour identifier les principales questions en suspens concernant l'avenir des infrastructures gazières et quantifier l'éventail des changements.

6.2.1. Revue de littérature

Tout d'abord, nous entreprenons une revue de littérature afin d'identifier : (1) les principaux défis que les infrastructures gazières devront affronter ; (2) les changements techniques associés à apporter au réseau de gaz ; (3) les conditions pour que ces transformations aient lieu.

6.2.2. Trajectoires pour l'infrastructure

Une fois les transformations identifiées, une analyse quantitative est menée afin d'estimer l'impact de ces changements. Les incertitudes étant grandes quant à la taille future du réseau, nous étudions deux trajectoires concernant les infrastructures. Ces deux trajectoires sont des scénarios présentant des cas extrêmes qui visent à donner une fourchette plutôt qu'à projeter des évolutions effectives. L'hypothèse est que le réseau de distribution réduit sa longueur, alors que la taille du système de transmission ne varie pas. L'accent est placé sur le réseau de distribution car la revue de littérature a révélé qu'il pourrait considérablement diminuer en taille (Wachsmuth *et al.*, 2019) ; le réseau de transmission réduirait moins.

- (1) Business-as-usual (BAU). Les infrastructures actuelles sont gardées telles quelles, à l'exception de quelques pipelines qui sont convertis pour acheminer l'hydrogène localement. Les infrastructures sont globalement bien moins utilisées qu'aujourd'hui.
- (2) Optimisation. La taille du RD est « optimisée » en fonction du volume de demande dans les bâtiments. La demande de méthane restante dans les bâtiments est localisée afin que le réseau alimentant d'autres bâtiments soit désactivé. Comme dans la trajectoire *business-as-usual*, une partie du réseau de transmission est convertie en pipelines d'hydrogène.

Les principales hypothèses pour les trajectoires sont les suivantes :

- Le volume de gaz transporté dans le réseau de distribution correspond à la demande de méthane dans les bâtiments et le transport et à un tiers de la demande de méthane de l'industrie. La part d'un tiers pour l'industrie découle du fait qu'en 2019 en France, un tiers de la demande industrielle de méthane était acheminée par le réseau de distribution

(Agence ORE, 2020 ; MTES, 2019) ; cette part est supposée rester constante.

- Le volume de gaz transporté dans le réseau de transport correspond à la demande globale de méthane.
- Dans le réseau de transmission, aucun démantèlement n'a lieu et la taille du réseau ne s'accroît pas. Dans le cas français, la demande de méthane chute de manière significative mais la demande sera probablement localisée partout dans le pays et par conséquent la mise hors service sera difficile. Pour le cas allemand, notre hypothèse est cohérente avec la « Gas Roadmap » de Fraunhofer ISI, qui estime que les lignes de transmission ne sont presque pas décommissionnées d'ici 2050 (Wachsmuth *et al.*, 2019). Les auteurs du scénario allemand de la Dena concluent que l'augmentation de la demande de méthane est assurée par le réseau existant (Bründlinger *et al.*, 2018).

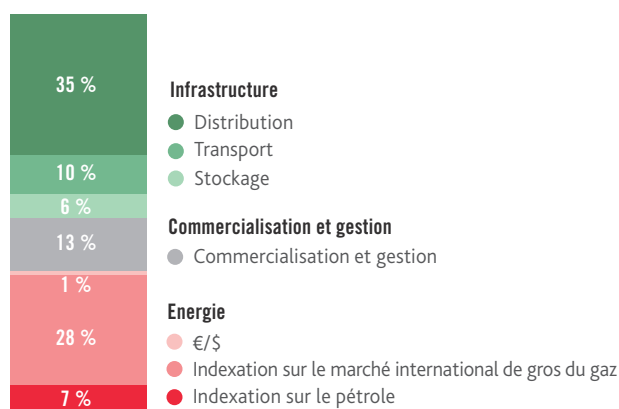
Les hypothèses concernant la longueur du réseau de distribution sont différentes pour chaque trajectoire :

- *Business-as-usual* : la longueur du réseau d'ici 2030 et 2050 est la même qu'en 2015.
- *Optimisation*: la longueur du réseau est proportionnelle à la réduction de la demande de méthane dans les bâtiments. Certaines stations de ravitaillement et certains consommateurs industriels sont également raccordés au réseau de distribution mais leur contribution à la taille du réseau est considérée comme négligeable étant donné que la demande de gaz de pointe est principalement causée par les bâtiments. De plus, une part de la baisse de la demande en méthane des bâtiments est due à l'efficacité énergétique ; toutefois, nous faisons la supposition que les bâtiments raccordés au gaz ont une efficacité énergétique inférieure à celle du parc immobilier moyen et que par conséquent l'impact de l'efficacité énergétique est négligeable quant à la demande de gaz par bâtiment.

Les deux trajectoires sont examinées pour la France et l'Allemagne, en utilisant respectivement les scénarios SNBC et TM95 comme scénarios de référence pour le mix gazier jusqu'en 2050.

L'objectif est d'estimer d'un point de vue quantitatif l'éventail des répercussions sur les infrastructures, en utilisant les paramètres suivants :

FIGURE 11. Composantes du prix (hors taxes) de la facture moyenne de gaz fourni par Engie en France en 2017



Source : CRE (2017), traduction des auteurs.

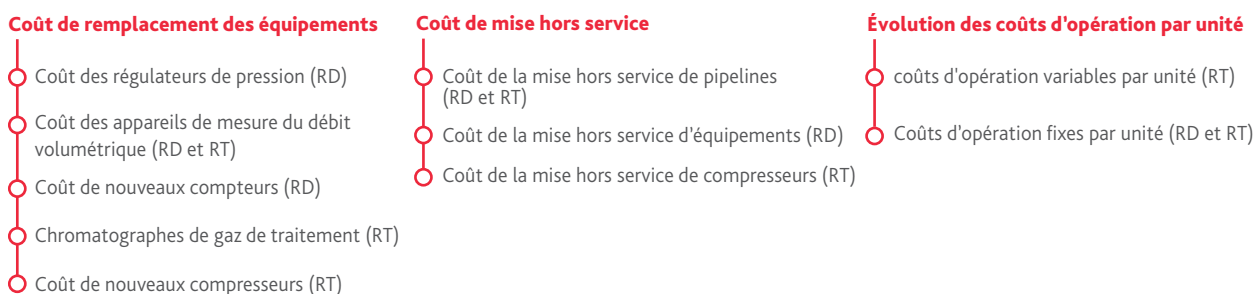
- Le degré actuel et futur d'utilisation des infrastructures existantes selon les deux scénarios d'infrastructure.
- Les variations de prix dues aux changements du coût de production et du coût d'opération et maintenance du réseau de distribution et de transmission du gaz selon les deux scénarios d'infrastructure.

6.2.3. Prix du méthane

Les composantes du prix du méthane issu du réseau sont généralement décrites comme suit : énergie (le coût de l'achat des molécules de gaz sur le marché de gros), commercialisation et gestion (le coût pour que les installations gazières existent en tant qu'entreprises), infrastructures (le transport du gaz entre lieux d'approvisionnement et de demande), et taxes, qui dans l'UE dépendent de l'État membre (CRE, 2017 ; Grave *et al.*, 2016), comme cela est montré dans la **Figure 11**. En particulier, les coûts d'infrastructure comprennent le coût pour la distribution, la transmission et le stockage du gaz (CRE, 2017), voir **Figure 12**.

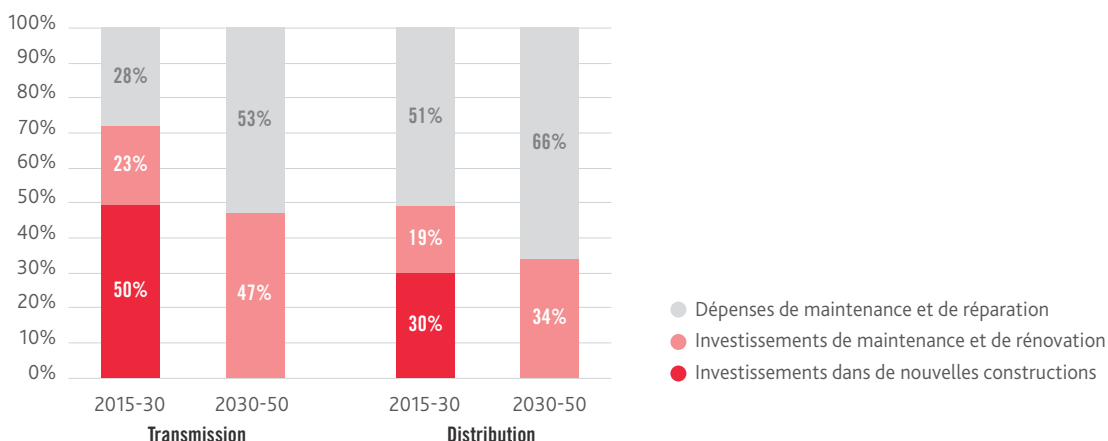
Nos hypothèses pour la répartition entre investissements pour des constructions neuves, investissements pour le maintien d'infrastructures existantes et coûts d'opération pour le coût de distribution et de transmission proviennent de l'étude

FIGURE 12. Coûts d'infrastructure : investissements dans le réseau existant, mise hors service et coûts opérationnels



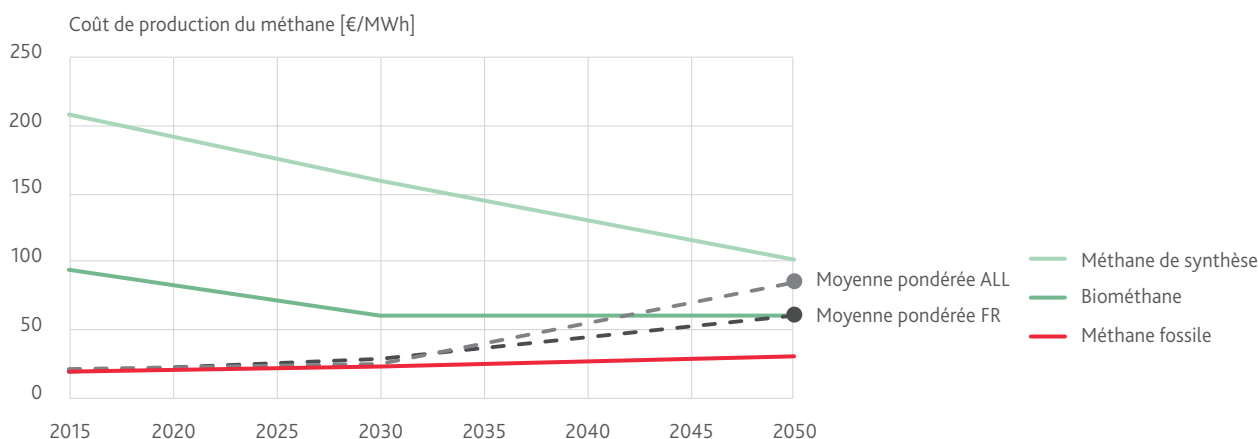
Source : Wachsmuth *et al.* (2019), traduction des auteurs.

FIGURE 13. Structure de coût du coût d'infrastructure en 2015-2030 et 2030-2050



Source : données de Wachsmuth *et al.* (2019) et hypothèses des auteurs.

FIGURE 14. Hypothèses quant au coût de production moyen du méthane pour la France et l'Allemagne et au coût de production des types de méthane entre 2015 et 2050. « Moyenne pondérée FR » représente la moyenne pondérée pour la France, « Moyenne pondérée ALL », celle pour l'Allemagne



de Fraunhofer ISI Feuille de route pour le gaz en Allemagne (Wachsmuth *et al.*, 2019). Puisque à long terme, la demande en gaz devrait diminuer, peu d'investissements dans l'extension du réseau auraient lieu entre 2030 et 2050. Ainsi, on suppose que la répartition de coût entre investissements et coûts d'opération ne change pas entre 2015 et 2030, mais que sur la période 2030-2050, les investissements pour des constructions neuves descendent à zéro (Figure 13).

Cette étude a pour objet d'estimer approximativement l'évolution du prix du méthane d'ici 2050. Elle se concentre sur deux des composantes du coût : le coût de l'énergie et les coûts d'infrastructure opérationnels. Les coûts d'infrastructure et les coûts de production sont les composantes susceptibles de changer le plus fondamentalement avec la mise en œuvre de la neutralité climatique. Les taxes et la commercialisation et gestion dépendent de facteurs essentiellement extérieurs

au système énergétique. Réaliser une estimation des coûts de mise hors service et des coûts d'investissement demanderait une modélisation fine du système gazier et des flux de gaz. Les coûts de stockage sont écartés de l'analyse car ils représentent une faible part du prix du méthane.

Les données concernant la capacité actuelle des infrastructures d'importation sont tirées des données de ENTSOG (ENTSOG & GIE, 2019) et les données pour la capacité prévue du Europe Gas Tracker (Global Energy Monitor, 2019).

Les données pour le coûts opérationnels pour la distribution et la transmission dans les deux pays sont tirées de Wachsmuth *et al.* (2019) sur le cas allemand. Le coût d'opération est exprimé par unité de gaz.

Pour le coût de production, la valeur pour le prix de production moyen du méthane est calculée pour chaque pays comme la moyenne pondérée du prix de production de chaque type de

méthane, fondée sur les données tirées de la littérature. Les hypothèses pour le coût de production du méthane en fonction de son type sont les suivantes et sont illustrées dans la **Figure 14**.

- Méthane fossile : projection à partir du Scénario de développement durable de l'AIE pour l'UE, cité par Bründlinger *et al.* (2018). Ce chiffre correspond au prix de gros, qui est plus élevé que le coût de production ; aucune taxe carbone n'y est appliquée. Le fait qu'il s'agit d'une hypothèse conservatrice n'affecte pas la validité de nos résultats : si le méthane fossile était meilleur marché, le coût moyen de production en 2050 serait encore plus cher comparé à 2015 et 2030 qu'il ne l'est déjà avec nos hypothèses.
- Biométhane : trajectoire de référence pour la réduction de coût figurant dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie de la France, qui fixe des objectifs jusqu'à 2028 (MTES, 2020a). Pour la période 2028-2050, on estime que

le prix de la production de biométhane reste à sa valeur de 2028. Il s'agit d'une hypothèse conservatrice ; ce choix est justifié par l'incertitude concernant les coûts de production du biométhane et le soutien public financier qui lui est apporté.

- Méthane de synthèse : pour l'Allemagne, on considère que tout le méthane de synthèse de l'Allemagne est importé, ce qui est cohérent avec les projections des scénarios de la Dena (Bründlinger *et al.*, 2018). Les données concernant les coûts sont tirées de l'étude de la Dena. Pour la France, le méthane de synthèse est uniquement produit sur le territoire national ; aucune donnée n'est disponible concernant les hypothèses de coût au cours de la période. Le coût est supposé être le même que celui du méthane de synthèse importé en Allemagne, qui est cohérent avec la valeur moyenne donnée par l'étude de l'ADEME pour un mix gazier 100% renouvelable en France (ADEME, 2018).

Neutralité carbone en Europe : défis futurs pour les infrastructures de gaz

Ines Bouacida, Nicolas Berghmans (Iddri)

L'Institut du développement durable et des relations internationales (Iddri) est un *think tank* indépendant qui facilite la transition vers le développement durable. Il a été fondé en 2001. Pour cela, l'Iddri identifie les conditions et propose des outils pour placer le développement durable au cœur des relations internationales et des politiques publiques et privées. Il intervient à différentes échelles, de celle de la coopération internationale à celle des gouvernements nationaux, locaux et des entreprises, chaque échelle informant l'autre. À la fois institut de recherche et plateforme de dialogue, l'Iddri crée les conditions d'un diagnostic et d'une expertise partagés entre parties prenantes. Il les met en relation de manière transparente et collaborative, sur la base de travaux de recherche interdisciplinaire de premier plan. L'Iddri met ensuite ses analyses et propositions à la disposition de tous. Quatre enjeux sont au cœur de l'activité de l'institut : le climat, la biodiversité et les écosystèmes, l'océan et la gouvernance du développement durable.

Pour en savoir plus sur les activités et les publications de l'Iddri, visitez www.iddri.org

Citation: Bouacida, I., Berghmans, N., (2020). Neutralité carbone en Europe : défis futurs pour les infrastructures de gaz. Iddri, *Étude* N°01/21.

ISSN: 2258-7535

Cet article a reçu le soutien financier de l'Agence pour la transition écologique (Ademe), de Porticus, et du gouvernement français au titre du programme « Investissements d'avenir », administré par l'Agence nationale de la recherche (ANR) sous la référence ANR-10-LABX-14-01. En outre, les auteurs remercient Fraunhofer ISI et l'université d'Utrecht pour leur soutien dans les phases initiales de ce projet de recherche.

CONTACT

ines.bouacida@iddri.org
nicolas.berghmans@iddri.org

Institut du développement durable et des relations internationales 41, rue du Four – 75006 Paris – France

www.iddri.org
[@IDDRI_ThinkTank](https://twitter.com/IDDRI_ThinkTank)