

Thèse sur les systèmes gaziers

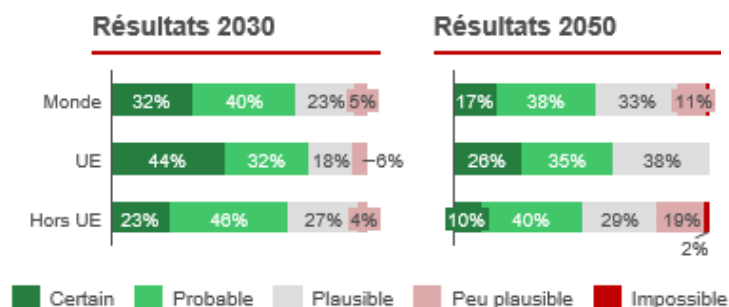
Etude sur les perspectives stratégiques de l'énergie

Mai 2018



I. Rappel de la thèse et résultats du *Sounding Board*

En Europe, les infrastructures gazières continueront à jouer un rôle important sous l'effet de plusieurs facteurs : une substitution vers le gaz « vert », la croissance des usages mobilité, une contribution du gaz qui reste importante pour le passage de la pointe hivernale en complément de l'électricité décarbonée.



- **Le panel exprime un consensus assez fort à 2030, confiant à cette échéance sur le rôle du système gazier** comme « facteur important de flexibilité », « crucial pour la transition vers un système bas carbone ».
- **Des incertitudes émergent en revanche à horizon 2050.** Si les avis sont encore en majorité positifs, cette majorité est plus réduite, à peine plus de 50% au niveau mondial, dénotant des avis partagés notamment sur le potentiel de verdissement du gaz, qualifié de « vrai challenge industriel ». Un des arguments clés avancés par les experts européens répondant positivement à cette thèse est la possibilité d'atteindre un « gaz 100% vert » à horizon 2050, ce qui permettra au gaz de continuer à jouer un rôle important dans le cadre des objectifs de réduction des émissions de CO₂. Le rôle des infrastructures gazières comme « zone de stockage à l'excédent de production renouvelable via les technologies *Power to Gas* » est également souligné. Mais d'autres répondants européens comme américains envisagent un déclin du gaz, dans un contexte où les volumes de biogaz seront « insuffisants pour les infrastructures actuelles », et où cette énergie deviendra incompatible avec le respect des objectifs de réduction des émissions de CO₂.

Extraits des commentaires :

➤ **Verbatim en faveur de la thèse :**

- *“In the near-term, gas will continue to play a vital role for the reasons stated.”*
- *« Les infrastructures gazières permettront, de plus, d'offrir une zone de stockage à l'excédent de production renouvelable via les technologies "power to gaz". »*
- *« Ces infrastructures seront clés pour le stockage saisonnier »*
- *« Dans la mesure où le gaz sera de plus en plus vert, il continuera à jouer un rôle important »*

➤ **Réserves exprimées :**

- *“However, geopolitical instability, energy security concerns and declining prices for renewable energy and energy storage will make fuel substitution more feasible. Ongoing, and by 2050, potentially accelerating concerns about the impacts of climate change will drive the transition away from gas, which produces significant GHG emissions in the production and shipment process.”*
- *« Pour atteindre les cibles d'émissions de GES, il faudra cesser d'utiliser le gaz naturel. Quant au biogaz, sa production sera insuffisante pour les infrastructures actuelles. »*

I. RAPPEL DE LA THESE ET RESULTATS DU SOUNDING BOARD	2
II. ARGUMENTS EN FAVEUR DE LA THESE	4
1) COMPTE-TENU DU ROLE MAJEUR QUE JOUENT AUJOURD’HUI LES INFRASTRUCTURES GAZIERES – <i>EN PARTICULIER POUR L’USAGE CHAUFFAGE ET DONC LE PASSAGE DE LA POINTE HIVERNALE</i> – ET DE L’INERTIE TEMPORELLE DES EVOLUTIONS DU SYSTEME ENERGETIQUE, LES INFRASTRUCTURES GAZIERES CONTINUERONT A JOUER UN ROLE SIGNIFICATIF A HORIZON 2030.	4
2) A PLUS LONG TERME (HORIZON 2050 ET AU-DELA), PLUSIEURS ARGUMENTS PLAIDENT EN FAVEUR DU MAINTIEN D’UN ROLE IMPORTANT DES INFRASTRUCTURES GAZIERES.	6
a) <i>En premier lieu, le vecteur gaz – et en particulier les infrastructures de stockage souterrain qui lui sont associées – est une solution pertinente aux besoins de stockage intersaisonnier inhérents à un système électrique très fortement ENR, difficilement gérables sans un couplage entre les systèmes électriques et gaziers.</i>	6
b) <i>Les gisements d’intrants disponibles pour la production de gaz vert sont aujourd’hui significatifs et rendent techniquement possible un scénario avec un gaz fortement décarboné à long terme</i>	7
c) <i>Bien que le coût du gaz vert soit plus élevé que celui de l’électron vert, les coûts complets d’un système gazier fortement renouvelable sont estimés par certains acteurs comme potentiellement similaires, à long terme, à ceux d’un système électrique fortement décarboné et renouvelable.</i>	8
d) <i>La substitution par l’électricité de la totalité des usages finaux aujourd’hui assurés par le gaz naturel (principalement chaleur) pourrait engendrer des coûts, pour le système énergétique dans son ensemble, supérieurs au maintien et verdissement d’une infrastructure gazière.</i>	9
e) <i>Enfin certains usages aujourd’hui assurés par les produits pétroliers, comme le transport maritime, pourraient ne pas trouver d’alternative dans l’électricité, et le gaz naturel serait alors la meilleure solution y compris à long terme (notamment en cas de non développement de la solution hydrogène)</i>	11
III. ARGUMENTS ALLANT A L’ENCONTRE DE LA THESE.....	12
1) LA CAPACITE DE LA FILIERE A DEVELOPPER DU GAZ RENOUVELABLE DANS DES VOLUMES SIGNIFICATIFS ET A UN COUT RAISONNABLE RESTE INCERTAINE, ET REPRESENTE UN CHALLENGE INDUSTRIEL DONT LA FAISABILITE DEVRA ETRE DEMONTREE	12
2) UN SCENARIO DE DIMINUTION RAPIDE DES CONSOMMATIONS DE GAZ POURRAIT MENER A UNE INFLATION DES COUTS UNITAIRES LIES A L’INFRASTRUCTURE (EN €/MWH) ET AINSI ACCELERER LA PERTE DE COMPETITIVITE DU VECTEUR GAZ NATUREL, AMORÇANT UNE POSSIBLE SPIRALE DEFLATIONNISTE SUR LA DEMANDE EN GAZ	14
3) EN CAS D’ÉCHEC DU VERDISSEMENT A GRANDE ECHELLE DES INFRASTRUCTURES GAZIERES, LEUR ROLE ET CELUI DU GAZ NATUREL DANS LE MIX ENERGETIQUE FINAL, COMME POUR LA PRODUCTION D’ELECTRICITE, NE POURRA ETRE QUE TRES LIMITE, COMPTE TENU DES OBJECTIFS CLIMATIQUES FRANÇAIS ET EUROPEENS	15
4) LES USAGES NON OU DIFFICILEMENT SUBSTITUABLES PAR L’ELECTRICITE (VIA STOCKAGE PAR BATTERIES), COMME LES TRANSPORTS ROUTIERS LONGUE DISTANCE ET MARITIME, POURRAIENT A LONG TERME TROUVER UNE SOLUTION DANS LE VECTEUR HYDROGENE.	16
IV. ANNEXES.....	18
1) GLOSSAIRE.....	18
2) LISTE DES FIGURES.....	18
3) BIBLIOGRAPHIE	19

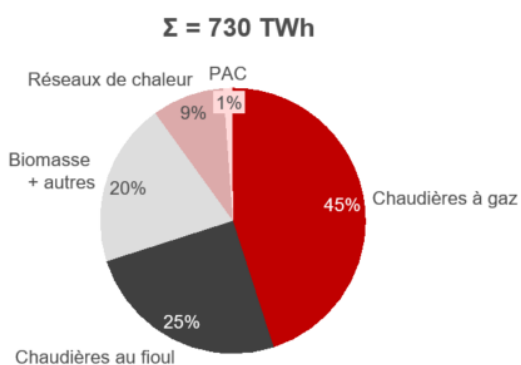
II. Arguments en faveur de la thèse

- 1) Compte-tenu du rôle majeur que jouent aujourd'hui les infrastructures gazières – en particulier pour l'usage chauffage et donc le passage de la pointe hivernale – et de l'inertie temporelle des évolutions du système énergétique, les infrastructures gazières continueront à jouer un rôle significatif à horizon 2030.

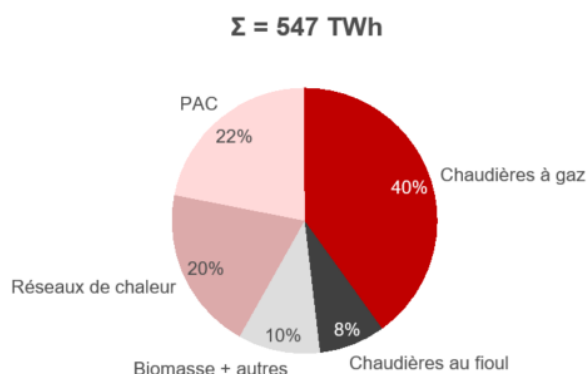
Par sa contribution au secteur de la chaleur, le gaz naturel tient aujourd'hui un rôle essentiel dans le passage de la pointe hivernale, rôle qui restera essentiel dans la plupart des pays européens à horizon 2030. En premier lieu, dans les pays où la chaleur est encore peu électrifiée (contrairement à la France) et où le gaz est la première source de chauffage (comme l'Allemagne, le Royaume-Uni, ou les Pays-Bas), celui-ci devrait conserver un rôle prédominant dans ce secteur à moyen terme. Le fioul domestique – plus émetteur de GES que le gaz – sera le premier visé par l'électrification et le déploiement des PAC. C'est l'argument développé par l'association Agora Energiewende dans son étude sur la transition énergétique du secteur de la chaleur publiée en 2017 : pour atteindre ses objectifs climatiques en 2030, l'Allemagne devra – en plus de ses efforts d'efficacité énergétique – installer au moins ~4 à 5 millions de PAC. Ces PAC remplaceraient en premier lieu les chaudières au fioul, qui couvraient en 2015 encore 25% de l'énergie consommée pour les besoins en chaleur des bâtiments. La part du gaz naturel resterait sensiblement identique, ne baissant que de 5% (la consommation en TWh baisserait plus fortement, en raison des efforts d'efficacité énergétique).

Figure 1 : Evolution du mix de production de chaleur nécessaire en Allemagne pour atteindre les objectifs à moyen terme de réduction des émissions de GES

Mix de production de chaleur (en % de l'énergie consommée) dans le secteur du bâtiment en 2015



Mix « minimal » (en termes de nombres de PAC) de production de chaleur en 2030 requis pour atteindre l'objectif de réduction des émissions de GES à cette échéance (-55% par rapport à 1990)



Source: Agora Energiewende, 2017, Heat Transition 2030

Par ailleurs, en France où le secteur de la chaleur est déjà fortement électrifié, le passage de la pointe hivernale ne pourra pas être intégralement assuré par le système électrique à moyen terme (2030). La pointe de puissance lors d'une période de froid telle que celle survenue en janvier 2017¹ représente aujourd'hui un appel de ~300 GW en France, toutes énergies confondues. Lors de cet épisode, le gaz hors production d'électricité a fourni ~120 GW au moment de la pointe, soit ~40% de la puissance totale, auxquels il faut ajouter 9,4 GW_e de contribution des moyens de production électrique au gaz naturel.

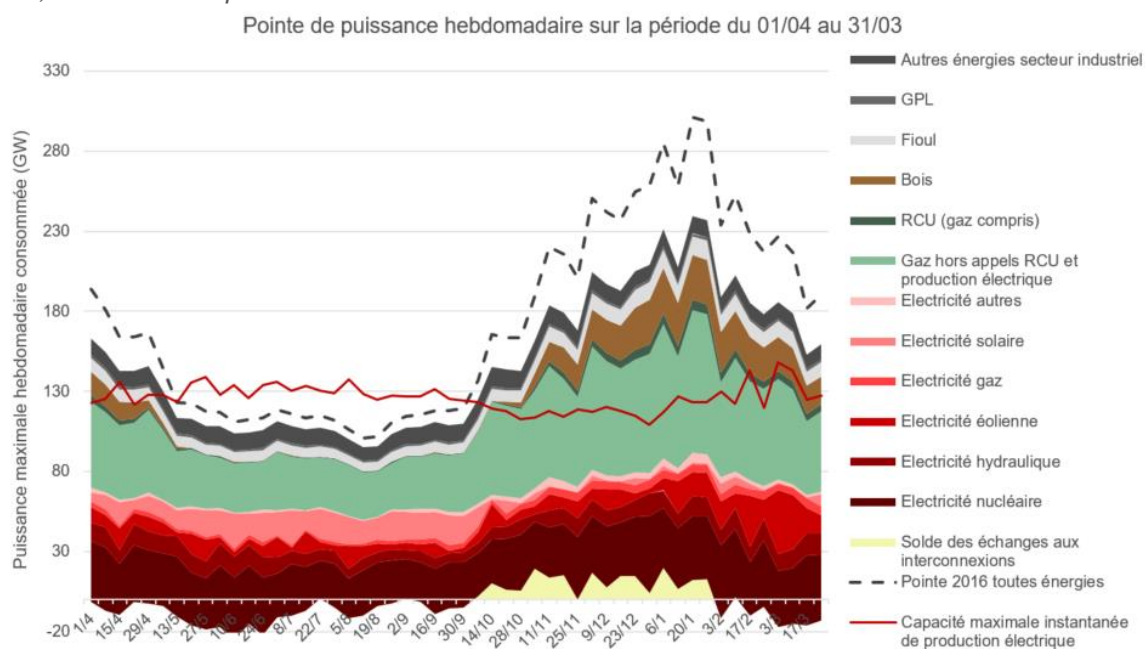
¹ Température moyenne nationale négative lors de la semaine correspondant à la pointe annuelle

En partant de cet état des lieux, le graphe ci-dessous (cf. figure 2) présente une modélisation de la pointe de puissance hebdomadaire appelée en France, toutes énergies et tous secteurs² confondus, à horizon 2030. Cette modélisation s'appuie sur plusieurs hypothèses structurantes, et notamment :

- Un développement du système électrique correspondant au scénario Ampère du BP RTE 2017, avec le maintien d'un parc nucléaire important et un déploiement rapide des ENR électriques.
- Des mesures d'efficacité énergétique compatibles avec les objectifs à 2030 (en particulier en termes de nombre de rénovations par an sur l'ensemble du parc de logements, d'efficacité des constructions neuves, de transferts d'usage vers l'électricité dans le chauffage, etc.).

Cet exercice démontre que, même dans un scénario favorable à l'électricité – avec des capacités installées importantes et un impact fort de l'efficacité énergétique qui réduit la contribution du chauffage à la pointe électrique – le gaz naturel sera encore indispensable au passage de la pointe hivernale à cette échéance³. Sous les hypothèses choisies il fournira encore, hors production d'électricité, ~90 GW à la pointe annuelle, dont ~50 GW supplémentaires par rapport à la capacité maximale électrique théoriquement disponible⁴ imports compris (représentée par la ligne rouge continue sur le graphe).

Figure 2 : Participation estimée des différentes sources d'énergie à la pointe de puissance hebdomadaire toutes énergies et tous secteurs confondus sur la période du 01/04 au 31/03 à horizon 2030, à climat identique à 2016-2017



Sources : Analyses E-CUBE Strategy Consultants

L'inertie temporelle de l'évolution du système énergétique explique en grande partie ces résultats. Le rythme auquel le secteur de la chaleur peut évoluer est limité par les investissements requis dans le parc neuf et existant pour renouveler les moyens de chauffage. A titre d'illustration, il y a actuellement ~9 millions de logements équipés d'un chauffage individuel au gaz naturel. Si l'on suppose un taux de

² Toutes énergies : électricité, gaz naturel, produits pétroliers, biomasse, combustibles industriels, etc. ;

Tous secteurs : résidentiel, tertiaire, industrie, transport, agriculture, etc., tous les usages étant pris en compte

³ On suppose à cette échéance l'absence de capacités importantes de stockage, court terme ou intersaisonnier

⁴ C'est-à-dire évaluée sans prendre en compte les indisponibilités éventuelles des capacités pilotables : il s'agit de la somme du productible des capacités intermittentes à cet instant et des capacités pilotables

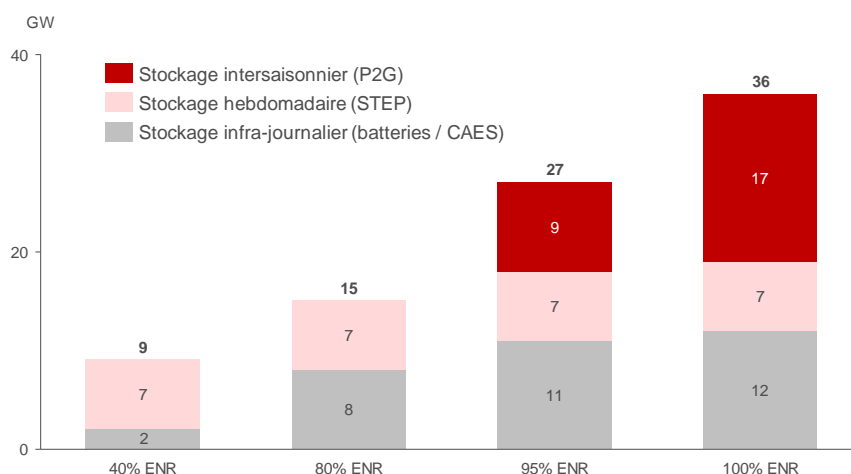
renouvellement moyen des équipements de chauffe de l'ordre de 5%, environ 50% des chaudières individuelles au gaz naturel existantes (soit ~4,5M de chaudières) fonctionneront toujours en 2030.

2) A plus long terme (horizon 2050 et au-delà), plusieurs arguments plaident en faveur du maintien d'un rôle important des infrastructures gazières.

- a) En premier lieu, le vecteur gaz – et en particulier les infrastructures de stockage souterrain qui lui sont associées – est une solution pertinente aux besoins de stockage intersaisonnier inhérents à un système électrique très fortement ENR, difficilement gérables sans un couplage entre les systèmes électriques et gaziers.**

Une majorité des études analysant la faisabilité technico-économique d'un système électrique très fortement décarboné et ENR⁵ convergent sur le fait que le développement d'un système électrique majoritairement renouvelable (>80%), associé à une électrification de la chaleur, nécessite des capacités de stockage significatives en puissance et capacité énergétique, et notamment du stockage intersaisonnier. Le P2G (*Power-to-Gas*) permettrait d'utiliser et valoriser les surplus de production ENR du système électrique en utilisant le vecteur gaz et notamment les capacités de stockage intersaisonnier déjà existantes aujourd'hui au sein du système gazier : 135 TWh en France, soit plus de 1000 fois supérieures au ~80 GWh⁶ existant sur le système électrique français, et 1580 TWh à l'échelle européenne. L'objectif serait (entre autres) le retour à l'électricité en période de moindre production des capacités renouvelables intermittentes. Le P2G est vu aujourd'hui comme une solution de stockage possible pour les besoins intersaisonniers. Sa mise en place nécessitera une utilisation des infrastructures gazières existantes, en particulier des stockages souterrains existants (éventuellement modifiées ou adaptées pour accueillir de l'hydrogène).

Figure 3 : Analyse du besoin en capacités de stockage en fonction du taux d'ENR dans le mix électrique / périmètre France – source : étude ADEME ("un mix électrique 100% ENR : analyses et optimisation")



⁵ ADEME – 2015 – « Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations » ; Agora Energiewende – 2017 – « Renewables versus fossil fuels – comparing the costs of electricity systems »

⁶ Capacité énergétique des STEP françaises existantes : ~4,3 GW de puissance en pompage des stations de transfert d'énergie par pompage, avec des constantes de temps allant de quelques heures (La Coche, Bissorte) à au maximum une quarantaine d'heures (Montézic)

b) Les gisements d'intrants disponibles pour la production de gaz vert sont aujourd'hui significatifs et rendent techniquement possible un scénario avec un gaz fortement décarboné à long terme

A moyen terme, l'enjeu de la décarbonation des systèmes énergétiques en Europe privilégie la substitution du charbon et du fioul par d'autres sources primaires moins carbonées, dont le gaz naturel. A plus long terme cependant, l'Union Européenne s'est fixé des objectifs de baisse des émissions de gaz à effet de serre très ambitieux : une réduction d'au moins 80% à horizon 2050 par rapport au niveau de 1990. Le gaz naturel fossile carboné constituera alors un obstacle à l'atteinte de ces objectifs.

Le maintien d'un rôle important des infrastructures gazières et du vecteur gaz naturel dans le mix énergétique à long terme (c'est-à-dire plusieurs centaines de TWh/an dans chacun des grands pays européens) passera donc nécessairement par le verdissement du gaz, ce qui pose la question du gisement de gaz renouvelable accessible.

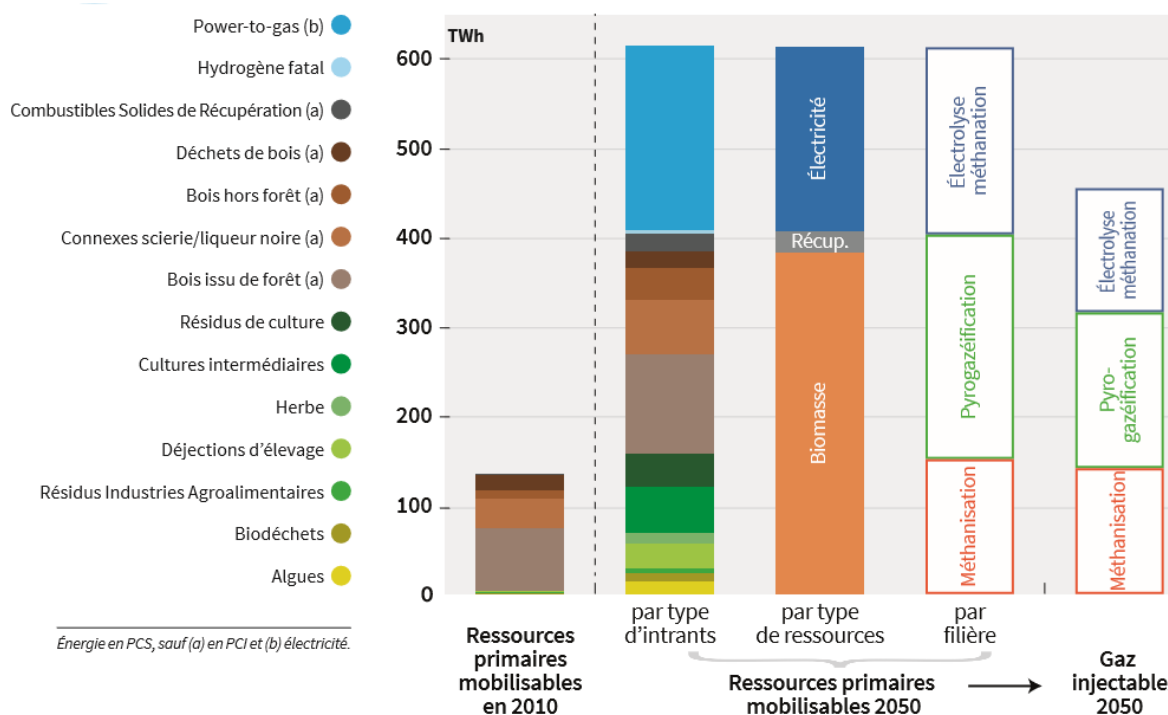
L'Allemagne, leader européen de la production de gaz renouvelable, produit d'ores et déjà des volumes très significatifs de biogaz, dont près de 80 TWh de biogaz pour la production d'électricité et de chaleur en cogénération, et environ 10 TWh de biométhane injecté dans les réseaux [\[cf. monographie sur les infrastructures gazières\]](#). Le niveau de développement de la filière allemande montre qu'il est déjà possible d'atteindre des niveaux de production significatifs, sur la seule base de la filière méthanisation.

A l'échelle de la France, l'ADEME estime dans sa dernière étude (« un mix gaz 100% renouvelable en 2050 » ?) le gisement mobilisable de ressource primaire de biomasse et d'énergie de récupération à ~400 TWh. Cela correspond à un potentiel de production de gaz renouvelable injectable dans les réseaux de ~320 TWh hors *Power-to-Gas*, dont 140TWh seraient issus de méthanisation (principalement d'intrants agricoles). Cette estimation se fonde sur plusieurs études de gisements réalisées par filière, et notamment les travaux de SOLAGRO (pour les matières agricoles et les effluents d'industries agro-alimentaires), de l'ADEME (pour les ressources en bois, les biodéchets et les algues), et de l'INRA (pour les ressources en bois)⁷.

⁷ Etudes de gisements par filière :

- SOLAGRO, 2016, « Afterres 2050 »
- ADEME, IGN, FCBA, 2016, « Disponibilités forestières pour l'énergie et les matériaux à l'horizon 2035 »
- INRA et IGN, 2017, « Quel rôle pour les forêts et la filière forêt-bois française dans l'atténuation du changement climatique ? »
- ADEME, SOLAGRO et INDIGGO, 2013, « Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation »
- GRDF et SOLAGRO, 2017, « Etude du potentiel de production de biométhane à partir des effluents des industries agro-alimentaires »
- ENEA, INRIA et ADEME, 2014, « Evaluation du gisement potentiel de ressources algales pour l'énergie et la chimie en France à horizon 2030 »

Figure 4 : Gisement technique de gaz renouvelable en France à 2050 (extrait de ADEME, 2018, « Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 »)



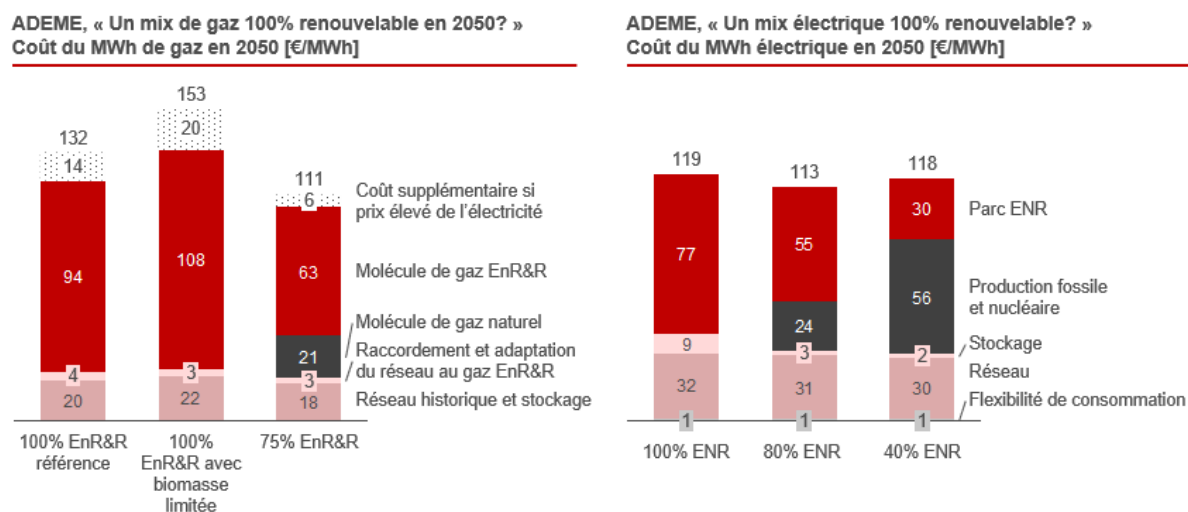
c) Bien que le coût du gaz vert soit plus élevé que celui de l'électron vert, les coûts complets d'un système gazier fortement renouvelable sont estimés par certains acteurs comme potentiellement similaires, à long terme, à ceux d'un système électrique fortement décarboné et renouvelable.

L'étude récente de l'ADEME, « Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? », évalue le coût complet du MWh de gaz renouvelable dans un mix gazier 100% ou 75% renouvelable à horizon 2050, répondant à une demande correspondant à 65% de la demande actuelle. Ce coût complet prend en compte le coût de production de la molécule de gaz, les coûts d'entretien du réseau et des infrastructures de stockage historiques, et les coûts de développement du réseau (raccordement, renforcement, installations de rebours). Pour un scénario 100% EnR&R⁸ fournissant 293 TWh/an, les coûts complets à 2050 sont estimés entre 116 et ~153 €/MWh en fonction des scénarios (et entre 105 et 111 €/MWh pour un scénario 75% ENR&R). Par comparaison, l'ADEME estime entre 113 €/MWh et 119€/MWh le coût complet d'un MWh électrique fortement décarboné selon les scénarios (80% ENR et 15% nucléaire, 95% ENR, 100% ENR, ou 40% ENR et 55% nucléaire).

Les coûts complets estimés d'un système gazier décarboné sont donc proches de ceux d'un système électrique fortement décarboné. Malgré un coût de la molécule plus élevé, les coûts liés aux infrastructures gazières (incluant leur renforcement et la gestion du stockage) sont en effet 1,5 à 2 fois plus faibles que les coûts des infrastructures électriques nécessaires à un système très fortement décarboné (cf. figure 5 ci-dessous).

⁸ Energie Renouvelable et de Récupération

Figure 5 : Coûts complets du MWh de gaz ou d'électricité dans les scénarios développés par l'ADEME pour des mix gazier et électrique 100% renouvelables



Source: ADEME, 2018, Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050?; ADEME, 2015, Un mix électrique 100% renouvelable?

Les résultats concernant le mix électrique 100% ENR, et les limites de l'exercice, sont analysés dans la [thèse sur les systèmes électriques décarbonés](#).

L'étude sur un mix gazier 100% renouvelable repose sur un certain nombre d'hypothèses qui pourraient être jugées optimistes, notamment la décroissance forte des coûts de production des différentes filières (en particulier pour le P2G) et la disponibilité élevée de la ressource en biomasse. Néanmoins cette étude montre que le MWh réseau d'un système gazier fortement décarboné pourrait être produit à un coût comparable au MWh_e sur le réseau d'un système électrique fortement ENR, moyennant des efforts d'efficacité énergétique et des transferts vers l'électricité impliquant une baisse de la demande finale en gaz naturel, comprise entre - 26% (dans le scénario 75% EnR&R) et -44% (dans le scénario 100% EnR&R avec une disponibilité limitée des ressources en biomasse) à horizon 2050.

Toutefois, cela ne suffit pas à établir la compétitivité d'un système gazier renouvelable par rapport à un système électrique renouvelable. Pour aborder cette notion, il faut s'intéresser au coût global du MWh utile dans différents scénarios de décarbonation du système énergétique, c'est-à-dire en prenant en compte les coûts des équipements finaux et de manière générale l'ensemble des investissements nécessaires à la réalisation de ces scénarios (voir paragraphe suivant).

d) La substitution par l'électricité de la totalité des usages finaux aujourd'hui assurés par le gaz naturel (principalement chaleur) pourrait engendrer des coûts, pour le système énergétique dans son ensemble, supérieurs au maintien et verdissement d'une infrastructure gazière.

L'étude de l'ADEME présentée dans le paragraphe précédent consiste à évaluer le coût d'un système gazier vert susceptible de répondre à une demande annuelle qui est une donnée d'entrée du modèle, issue du scénario 2035-2050 de l'ADEME, et permettant de s'approcher des objectifs nationaux à 2050. Au-delà de cet exercice, on peut également comparer le coût d'un système dans lequel le gaz répond à une partie des usages finaux à celui d'un système dans lequel le gaz a disparu des usages finaux, en analysant les investissements à réaliser pour parvenir à de tels systèmes. C'est ce que fait une étude

récente commanditée par l'association des GRT allemands FNB Gas⁹, qui développe dans le contexte allemand deux scénarios permettant d'atteindre une baisse de 95% sur les émissions de GES en 2050 par rapport à 1990 :

- Le scénario « Electricité et P2T2P¹⁰ », dans lequel le gaz disparaît des usages finaux ; le réseau de distribution de gaz est démantelé, les infrastructures de stockage sont conservées.
- Le scénario « Electricité et gaz vert » suppose au contraire que le gaz 100% vert, produit en Allemagne par P2G et distribué par les réseaux adaptés, fournit 33% de la demande finale.

L'étude conclut que le scénario « Electricité et gaz vert » permettrait des économies de l'ordre de 12 Mds€/an à l'échéance 2050 par rapport au scénario « Electricité et P2G2P ». Les principales raisons technico-économiques mises en avant pour expliquer ce résultat sont les suivantes :

- Les coûts évités de mise en place des équipements nécessaires à l'électrification complète des usages résidentiels et tertiaires (en particulier les PAC) sont significatifs (~10 Mds€/an) et seraient les principaux responsables de ces économies.
- Le maintien du vecteur gaz pour une partie importante des usages finaux permet également de réaliser des économies conséquentes (estimées à ~6,3 Mds€/an) sur les réseaux électriques, dont ~1,9 Mds€/an sur les réseaux de transport¹¹ et ~4,4 Mds€/an sur les réseaux de distribution. Dans le scénario « Electricité et gaz vert », la colocalisation des capacités P2G¹² avec les centres de production ENR permet d'éviter 17 800 km d'extension du réseau THT. Par ailleurs la pointe de consommation électrique est maintenue à 82 GW, contre 191 GW dans le scénario « Electricité et P2G2P », ce qui – combiné à l'utilisation des capacités P2G pour limiter les pointes de production ENR – permet d'éviter 33 800 km d'extension du réseau HT, et 476 000 km d'extension du réseau MT/BT.
- Les coûts évités de démantèlement des infrastructures gazières compensent presque intégralement les coûts liés à l'adaptation du réseau de gaz naturel (notamment pour accueillir plus de production décentralisée) et à sa maintenance.

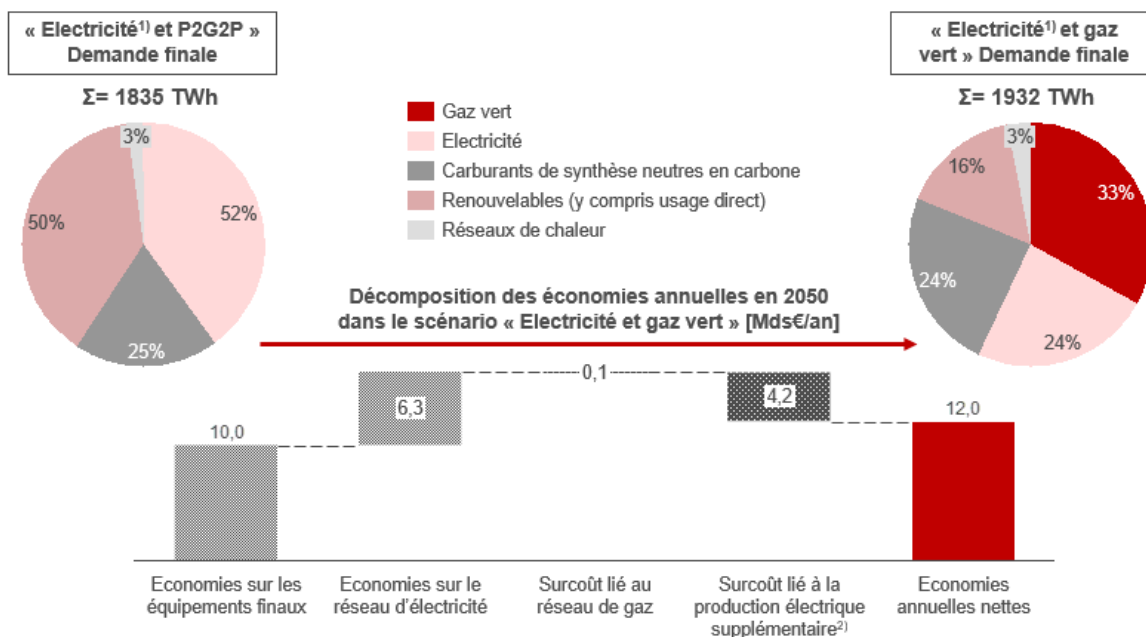
⁹ Frontier Economics, IAEW, 4Management, EMCEL, 2018, *The importance of the gas infrastructure for Germany's Energy Transition*

¹⁰ Power-to-Gas-to-Power

¹¹ Les réseaux de transport allemands sont constitués uniquement des lignes THT ; les réseaux de distribution comprennent des lignes HT, MT et BT

¹² Les capacités P2G sont ~2 fois plus importantes dans le scénario « Electricité et gaz vert » que dans le scénario « Electricité et P2G2P », pour assurer la production de gaz vert nécessaire

Figure 6 : Analyse des scénarios de l'étude commanditée par FNB Gas sur l'importance des infrastructures de gaz en Allemagne



- 1) L'électricité est supposée 100% renouvelable
- 2) La production électrique supplémentaire dans le scénario « Electricité et gaz vert » par rapport au scénario « Electricité et P2G2P » résulte de volumes d'électricité supplémentaires appelés pour le P2G supérieurs aux volumes évités pour la demande finale

Source: Frontier Economics, IAEW, 4Management, EMCEL, 2018, "The importance of the gas infrastructure for Germany's energy transition"

Les résultats de cette étude sont à considérer avec précaution. Le scénario de demande étudié ne respecte notamment pas les objectifs d'efficacité énergétique allemands : une demande finale de l'ordre de 1900 TWh en 2050 (~2400 TWh à l'heure actuelle) signifie une réduction d'environ 20% entre aujourd'hui et 2050. Or l'Allemagne s'est engagée à réduire de 50% sa demande en énergie *primaire*, aujourd'hui de l'ordre de 3800 TWh. Par ailleurs de nombreuses hypothèses de coûts à 2050 sont utilisées, qui ajoutent à l'incertitude du résultat : coûts d'extension des réseaux d'électricité, coûts de démantèlement du réseau de gaz (ces coûts sont sujets à de fortes incertitudes et peuvent varier en fonction des études¹³), coûts à long terme des équipements et notamment des PAC, etc.

Néanmoins cette étude permet de mettre en perspective le déploiement généralisé de l'électricité pour les usages finaux, et notamment le chauffage, par rapport au verdissement du gaz distribué par les réseaux. Les investissements que cela impliquerait dans les équipements de chauffage et dans l'extension des réseaux électriques pourraient résulter en un coût global du système énergétique – et donc du MWh utile – nettement plus élevé que celui obtenu en maintenant et verdissant les réseaux de gaz en parallèle d'un système électrique décarboné.

e) Enfin certains usages aujourd'hui assurés par les produits pétroliers, comme le transport maritime, pourraient ne pas trouver d'alternative dans l'électricité, et le gaz naturel serait alors la meilleure solution y compris à long terme (notamment en cas de non développement de la solution hydrogène)

Le développement de la mobilité gaz naturel en Europe et en France commence aujourd'hui à se concrétiser [cf. [monographie sur les infrastructures gazières](#)]. Certains segments du secteur des

¹³ Au Royaume-Uni par exemple, l'estimation du coût de démantèlement du réseau de distribution de gaz peut varier, en fonction des sources d'un facteur 5 : de -4 à -20 Mds£.

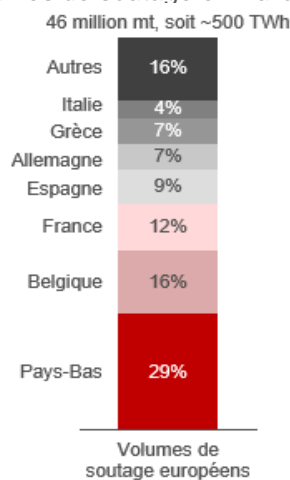
transports, qui font face à des normes environnementales de plus en plus strictes, nécessitent en effet une densité énergétique élevée, besoin auquel les batteries électrochimiques ne sont pas à ce jour en mesure de répondre. C'est notamment le cas du segment des poids lourds nécessitant une autonomie importante dans le transport routier, et surtout du transport maritime. Les performances technico-économiques des batteries sont loin d'être garanties sur ces segments, y compris à long terme, et en particulier dans le cas du transport maritime.

Vu d'aujourd'hui, la principale alternative décarbonée crédible sur ces segments semble être la mobilité hydrogène, mais le déploiement à grande échelle de cette solution reste très incertain et lointain [cf. [thèse sur le développement d'une économie de l'hydrogène](#)]. Le gaz naturel, non décarboné mais moins émetteur que le diesel, pourrait donc rester la solution alternative la plus pertinente à long terme pour les poids lourds sur le transport de marchandises et pour le transport maritime.

Ces segments représentent par ailleurs des volumes importants : les camions poids lourds consomment actuellement plus de 700 TWh/an¹⁴ en produits pétroliers à l'échelle européenne, et les volumes de soutage actuels en Europe représentent une consommation de l'ordre de 500 TWh, fournis essentiellement par du fioul lourd (à ~78%) et du gasoil (à ~22%).

A l'échelle européenne, les scénarios développés conjointement par l'ENTSO-E et l'ENTSO-G envisagent une demande en gaz naturel pour la mobilité d'au moins 190 TWh à horizon 2040, et jusqu'à 290 TWh.

Figure 7 : Estimation de la répartition par pays (en % des ventes) des volumes de soutage en Europe



Sources : European Commission; AIE; Fuels Europe, analyses E-CUBE Strategy Consultants

III. Arguments allant à l'encontre de la thèse

- 1) La capacité de la filière à développer du gaz renouvelable dans des volumes significatifs et à un coût raisonnable reste incertaine, et représente un challenge industriel dont la faisabilité devra être démontrée

Bien que le gisement de ressources mobilisables pour la production de gaz renouvelable soit important, le niveau de développement de la filière est encore faible, voire très faible en Europe, comparé aux filières ENR électriques notamment. Les volumes de production de biogaz sont estimés en Europe et en France à respectivement ~155 TWh/an (dont ~15 TWh/an en injection réseau - principalement en Allemagne) et ~6 TWh/an (dont ~0,5 TWh/an en injection réseau), pour un coût moyen stable ces dernières années, proche de 95 €/MWh pour le biogaz injecté dans le réseau en France. Comparativement, les ENR électriques hors hydroélectricité représentent déjà ~600 TWh/an en Europe¹⁵ et ~40 TWh/an en France¹⁶, avec de nouvelles capacités installées de 20 à 30 GW/an entre

¹⁴ Sources: European Environment Agency, Eurostat

¹⁵ ENTSO-E, 2017, Electricity in Europe 2016

¹⁶ RTE, 2018, Panorama de l'électricité renouvelable en 2017

2012 et 2016 à l'échelle européenne, et une décroissance des coûts significative dans les derniers appels d'offres solaire et éolien [cf. [monographie sur la compétitivité des moyens de production électrique](#)]. Cette comparaison illustre l'écart de maturité des filières ENR gaz et ENR électrique.

La grande majorité des volumes produits au niveau européen sont concentrés en Allemagne, où le développement historique de la filière s'est fondé sur le développement des cultures énergétiques. Or ce schéma est aujourd'hui remis en cause, pour des raisons d'acceptabilité sociale liées à l'utilisation des terres agricoles (compétition entre l'élevage et les cultures énergétiques¹⁷ notamment), ainsi que pour des raisons environnementales liées à la monoculture du maïs (appauvrissement des sols, moindre qualité de l'eau, perte de biodiversité, etc...). De nombreux freins existent encore par ailleurs au développement du biogaz par méthanisation, et notamment :

- une complexité importante de la filière, due à la fois à l'hétérogénéité des intrants, à la difficulté éventuelle à s'approvisionner, et à la diversité des acteurs impliqués,
- des montages de projets souvent longs et coûteux, impliquant des démarches administratives complexes et de fréquentes difficultés de financement auprès des banques et fonds d'investissement,
- des difficultés à mobiliser le gisement agricole en zone rurale, en raison de l'éloignement de ce gisement par rapport au réseau de gaz naturel, ou de la saturation des mailles les plus proches, ce qui requiert des installations de rebours.

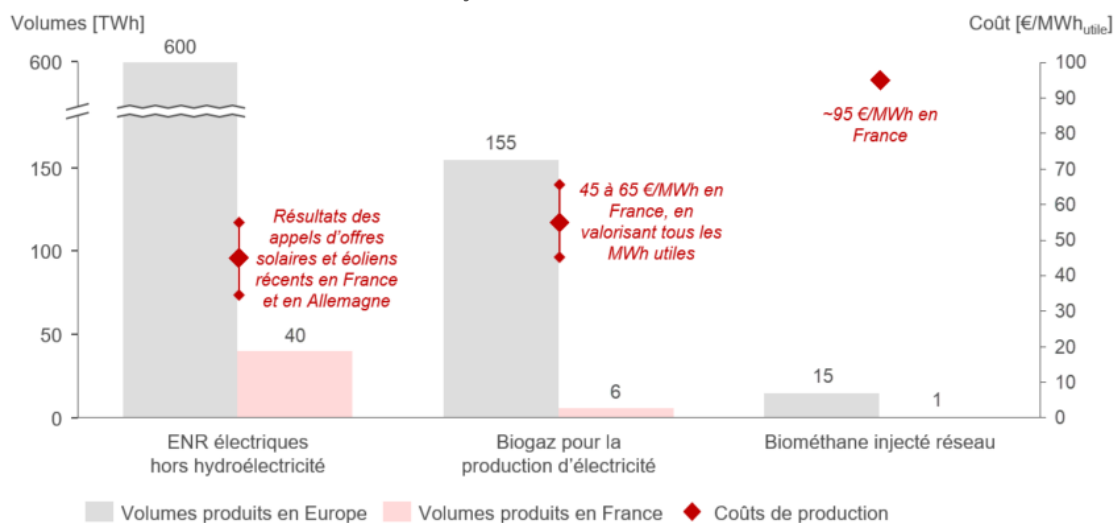
Si les perspectives de développement à court terme sont bonnes (plusieurs TWh/an de capacité de production en projet en France), la filière méthanisation doit encore démontrer sa capacité à accélérer sa croissance tout en réduisant ses coûts.

La pyrogazéification, qui représente plus du tiers du gaz injectable dans l'étude ADEME, est à un stade encore moins mature de développement : seuls quelques pilotes industriels récents existent à l'échelle européenne (dont le pilote Gaya développé par Engie en France et inauguré récemment). Son développement à plus grande échelle pose notamment la question de l'accessibilité de la biomasse à grande échelle, et de la concurrence potentielle avec d'autres utilisations (chaufferie biomasse, réseaux de chaleur, ...).

Ainsi, contrairement aux filières renouvelables électriques solaire PV et éolienne dont le développement à grande échelle est déjà une réalité, le développement de la filière biogaz à une échelle industrielle, avec des volumes significatifs et à un coût raisonnable, reste incertain aujourd'hui. Ce développement relève d'un challenge industriel dont la faisabilité devra être démontrée par les acteurs de la production de gaz renouvelable.

¹⁷ Environ 13% des terres agricoles allemandes étaient utilisées pour des cultures énergétiques en 2015

Figure 8 : Comparaison de la maturité des filières ENR électriques hors hydroélectricité, biogaz pour la production d'électricité, et biométhane injecté réseau

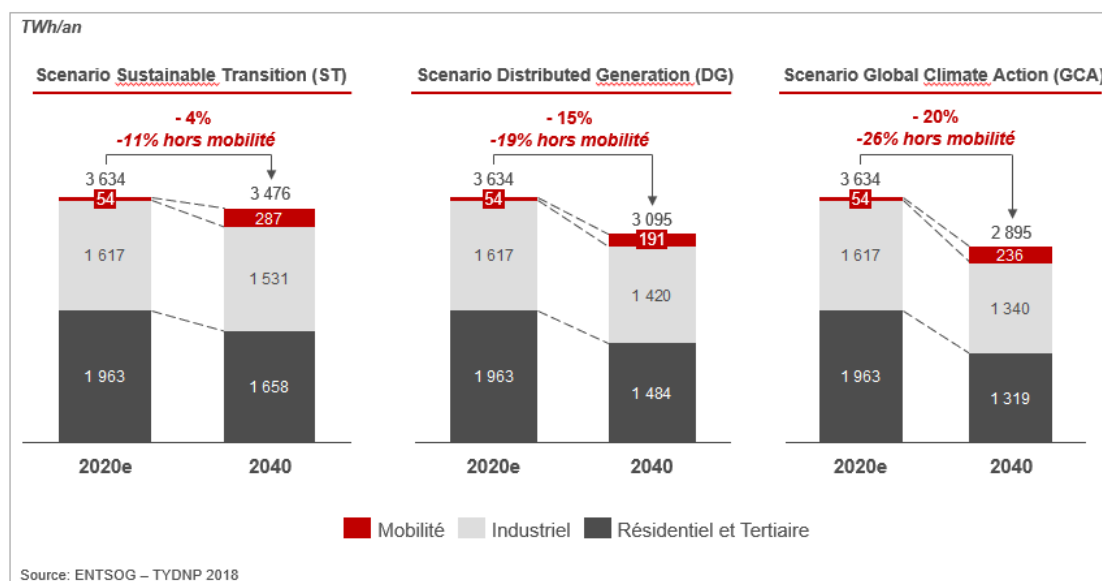


Sources: Commissariat Général au Développement Durable, 2018, Tableau de bord du biogaz; RTE, 2018, Panorama de l'électricité renouvelable en 2017; European Biogas Association; ENTSO-E, 2017, Electricity in Europe 2016; ADEME, 2016, Coût des ENR en France; analyses E-CUBE Strategy Consultant

2) Un scénario de diminution rapide des consommations de gaz pourrait mener à une inflation des coûts unitaires liés à l'infrastructure (en €/MWh) et ainsi accélérer la perte de compétitivité du vecteur gaz naturel, amorçant une possible spirale déflationniste sur la demande en gaz

En Europe et en France, les efforts engagés dans l'efficacité énergétique et dans la sobriété en carbone des bâtiments et de l'industrie induisent déjà une surcapacité dans les infrastructures gazières de transport, de stockage et de terminaux méthaniers [cf. monographie sur les infrastructures gazières]. La poursuite de ces efforts, en lien avec les objectifs politiques en la matière, laisse présager une baisse des consommations finales de gaz naturel en Europe sur les usages traditionnels (bâtiments et industrie), en particulier dans le secteur de la chaleur. L'émergence de nouveaux usages, notamment pour la mobilité, ne devrait que partiellement compenser ces tendances baissières des consommations finales de gaz naturel. C'est ce qui ressort des scénarios du TYNDP 2018 de l'ENTSO-G, qui prévoient une réduction des consommations finales à horizon 2040 en Europe pouvant aller jusqu'à -20%, les secteurs résidentiel et tertiaire accusant la plus forte baisse (jusqu'à -30%).

Figure 9 : Projections de la consommation finale de gaz naturel (entre 2020 et 2040) dans les scénarios de l'ENTSOE (TYNDP 2018) – En TWh/an

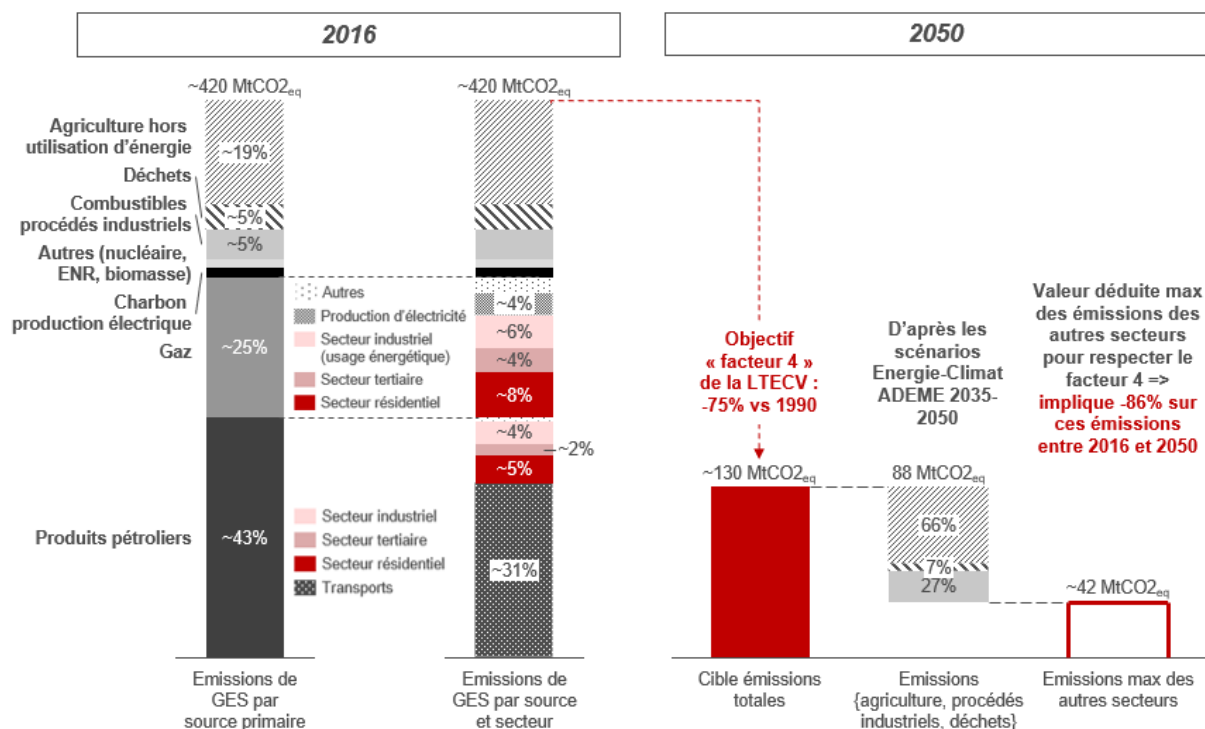


Une baisse de 20 à 30% de la demande finale, non accompagnée par une baisse des investissements dans les réseaux (voire concomitante avec une hausse de ces investissements pour adapter le réseau à une proportion grandissante de gaz vert) serait susceptible d'entraîner une hausse des tarifs unitaires d'utilisation des réseaux de gaz. Cela pourrait engendrer une baisse accélérée de la compétitivité du gaz, et éventuellement amorcer une spirale déflationniste sur la demande en gaz naturel. A titre d'exemple, le gestionnaire de réseau de distribution GRDF a distribué en 2017 286 TWh de gaz, pour un revenu autorisé moyen sur la période 2016/2019 de l'ordre de 3200 M€/an, c'est-à-dire un coût moyen d'utilisation des réseaux de distribution de l'ordre de 11 €/MWh. Si la demande devait baisser de ~30%, à ~200 TWh, pour des charges cumulées (et donc un revenu autorisé) identiques, ce coût d'utilisation atteindrait environ 16 €/MWh, soit une hausse de plus de 40% sans prendre en compte les investissements supplémentaires pour l'adaptation du réseau au gaz vert (raccordement, rebours, etc.). Une telle hausse, reflétée sur les factures des consommateurs (dont la distribution constitue en moyenne ~25%), pourrait accélérer les transferts d'usage vers l'électricité, accentuant encore la baisse de la demande finale et l'augmentation des tarifs de réseaux, et faisant apparaître un risque d'investissements échoués.

3) En cas d'échec du verdissement à grande échelle des infrastructures gazières, leur rôle et celui du gaz naturel dans le mix énergétique final, comme pour la production d'électricité, ne pourra être que très limité, compte tenu des objectifs climatiques français et européens

Le gaz naturel est aujourd'hui la seconde source primaire d'émissions de GES en France, après les produits pétroliers. Il représente un quart des émissions de gaz à effet de serre françaises, soit presque autant à lui seul que le plafond d'émissions prévu à horizon 2050 par l'objectif national toutes sources primaires confondues.

Figure 10 : Bilan des émissions de GES françaises en 2016, et exigences sur les émissions hors agriculture, procédés industriels et déchets pour atteindre l'objectif de la LTECV à 2050.



Sources : CEREN; ADEME Base Carbone; ADEME, 2017, actualisation du scénario énergie-climat 2035-2050; analyses E-CUBE Strategy Consultants

Le maintien en l'état du secteur gazier n'est donc pas compatible avec les objectifs climatiques français de long terme, même dans l'hypothèse où les produits pétroliers seraient totalement éliminés à cet horizon. Selon la vision Energie-Climat 2035-2050 de l'ADEME, les procédés industriels, l'agriculture hors utilisation d'énergie et les déchets devraient encore représenter en 2050 ~90 MtCO_{2eq}, malgré des évolutions importantes de ces secteurs (transferts d'usage et efficacité énergétique dans l'industrie, évolution dans l'utilisation des sols, etc.). Les autres sources primaires devront donc atteindre au plus, en cumulé, ~40 MtCO_{2eq} pour que l'objectif 2050 soit respecté, alors que le gaz représente aujourd'hui ~100 MtCO_{2eq}. S'il est aussi carboné qu'aujourd'hui à cette échéance, son utilisation hors secteur des transports devra avoir diminué d'au moins 60% pour que l'objectif de baisse des émissions de GES soit respecté.

Dans le cas particulier de la production d'électricité à partir de gaz naturel à l'échelle européenne, une étude de l'*Oxford Institute for Energy Studies* souligne que, si l'Europe se donne les moyens d'atteindre ses objectifs climatiques et que le système gazier ne se décarbone pas suffisamment, la demande en gaz pour la production d'électricité en Europe pourrait diminuer de 50% à horizon 2040 par rapport au niveau de 2014¹⁸.

- 4) Les usages non ou difficilement substituables par l'électricité (via stockage par batteries), comme les transports routiers longue distance et maritime, pourraient à long terme trouver une solution dans le vecteur hydrogène.

¹⁸ Oxford Institute for Energy Studies, 2017, The Future of Gas in Decarbonising European Energy Markets

Enfin à long terme, si des chaînes de production d'hydrogène décarboné se mettent en place, permettant de fournir de l'hydrogène vert en grandes quantités et à un coût raisonnable, celui-ci pourrait concurrencer le gaz naturel sur les segments de la mobilité sur lesquels les batteries ne sont pas adaptées pour des raisons de densité énergétique, c'est-à-dire le transport lourd longue distance et le transport maritime international.

Les projets de déploiement de la mobilité hydrogène concernent pour l'instant principalement les véhicules légers, et c'est en Allemagne qu'ils sont les plus ambitieux : objectif de 1,8 millions de véhicules à hydrogène et 1000 stations d'avitaillement en 2023 [\[cf. monographie sur la demande d'énergie finale\]](#). Le déploiement de la mobilité hydrogène au-delà de ces projets et sur d'autres segments reposera sur la réalisation des trajectoires de réduction des coûts de production annoncées par les acteurs, ainsi que sur le développement d'une infrastructure d'avitaillement aujourd'hui très limitée. La question du transport et de la distribution de l'hydrogène se posera également, car il apparaît qu'il n'est pas possible d'utiliser en l'état les infrastructures de gaz naturel pour transporter de l'hydrogène seul.

IV. Annexes

1) Glossaire

- **AFG** : Association Française du Gaz
- **BP** : Bilan Prévisionnel
- **CCG** : cycles combinés gaz
- **ENR** : énergies renouvelables
- **EnR&R** : Energies renouvelables et de récupération
- **ENTSO-E/G** : Association des Gestionnaires Européens de Réseaux de Transport d'Electricité / Gaz
- **GES** : Gaz à Effet de Serre
- **GNL** : Gaz Naturel Liquéfié
- **GNV** : Gaz Naturel Véhicule
- **GRT** : Gestionnaire de Réseau de Transport
- **MGO** : *Marine Gas Oil*
- **PAC** : Pompe à Chaleur
- **P2G** : Power-to-Gas
- **P2G2P** : Power-to-Gas-to-Power
- **PPE** : Programmation Pluriannuelle de l'Energie
- **SOX** : Oxydes de Soufre
- **TYNDP** : Ten Year New Development Plan

2) Liste des figures

Figure 1 : Evolution du mix de production de chaleur nécessaire en Allemagne pour atteindre les objectifs à moyen terme de réduction des émissions de GES.....	4
Figure 2 : Participation estimée des différentes sources d'énergie à la pointe de puissance hebdomadaire toutes énergies et tous secteurs confondus sur la période du 01/04 au 31/03 à horizon 2030, à climat identique à 2016-2017	5
Figure 3 : Analyse du besoin en capacités de stockage en fonction du taux d'ENR dans le mix électrique / périmètre France – source : étude ADEME ("un mix électrique 100% ENR : analyses et optimisation")	6
Figure 4 : Gisement technique de gaz renouvelable en France à 2050 (extrait de ADEME, 2018, « Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 »).....	8
Figure 5 : Coûts complets du MWh de gaz ou d'électricité dans les scénarios développés par l'ADEME pour des mix gazier et électrique 100% renouvelables.....	9
Figure 6 : Analyse des scénarios de l'étude commanditée par FNB Gas sur l'importance des infrastructures de gaz en Allemagne.....	11
Figure 7 : Estimation de la répartition par pays (en % des ventes) des volumes de soutage en Europe	12
Figure 8 : Comparaison de la maturité des filières ENR électriques hors hydroélectricité, biogaz pour la production d'électricité, et biométhane injecté réseau	14
Figure 9 : Projections de la consommation finale de gaz naturel (entre 2020 et 2040) dans les scénarios de l'ENTSOG (TYNDP 2018) – En TWh/an.....	15

Figure 10 : Bilan des émissions de GES françaises en 2016, et exigences sur les émissions hors agriculture, procédés industriels et déchets pour atteindre l'objectif de la LTECV à 2050. 16

3) Bibliographie

- Ademe, 2015, « Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations »
- Ademe, 2017, « Actualisation du scénario énergie-climat ADEME 2035-2050 »
- Ademe, 2018, « Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? »
- Ademe, 2016, « Coût des énergies renouvelables en France »
- Ademe, « Base Carbone »
- Agora Energiewende, 2017, « Heat Transition 2030 »
- Bilan Prévisionnel 2017-2035 des gestionnaires de réseau de gaz, « Perspectives Gaz Naturel et Renouvelable »
- CRE, 2016, « Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 mars 2016 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF »
- Commissariat général au Développement durable, 2018, « Tableau de bord : biogaz pour la production d'électricité – Quatrième trimestre 2017 »
- European Biogaz Association, 2016, « Potential biomethane production in Europe »
- Eurostat
- ENTSO-G / -E, 2017, « TYNDP 2018 »
- ENTSO-E, 2017, « Electricity in Europe 2016 »
- Frontier Economics, 2018, « The importance of the gas infrastructure for Germany's Energy Transition »
- KPMG, 2016, « 2050 Energy Scenarios – The UK Gas Networks role in a 2050 whole energy system »
- Oxford Institute for Energy Studies, 2017, « The Future of Gas in Decarbonising European Energy Markets »
- Observatoire du biométhane
- Programmation Pluriannuelle de l'Energie
- RTE, 2018, « Panorama de l'électricité renouvelable en 2017 »