

Quel avenir pour le gaz naturel dans le mix énergétique français ?

En 2050, les mesures gouvernementales successives en faveur du climat devraient avoir en grande partie « décarboné » notre mix énergétique. À quoi peut-on s'attendre en ce qui concerne le gaz ? En mai dernier, Cegibat a invité quatre experts à débattre de cette question. Conclusion rassurante : la production d'un gaz 100 % renouvelable est possible, et en quantité suffisante. —

En 2017, la part du gaz naturel dans le bouquet énergétique primaire réel de la France métropolitaine s'est établie à environ* 15,5 % ; l'hiver, pendant les pointes de consommation, le gaz assure même jusqu'à 40 % des besoins, contre moins de 30 % pour l'électricité. Mais qu'en sera-t-il à l'horizon 2050, quand la loi de transition énergétique de 2015 aura conduit à réduire de 75 %** nos émissions de gaz à effet de serre ? Quel rôle le gaz peut-il jouer pour que notre pays atteigne en 2030 l'objectif de 32 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute ? En somme, le gaz est-il pleinement compatible avec nos ambitions environnementales ? C'est à ces questions que Cegibat a souhaité répondre en organisant un débat le 17 mai dernier à Paris. Et la réponse est plutôt encourageante.

PROMOUVOIR UN MIX ÉQUILIBRÉ

— « Pour réussir la transition énergétique, nous devons sortir du fantasme du tout électrique ! martèle Alain Mille, directeur du développement de GRDF. Nous devons nous appuyer sur un mix complémentaire, avec de l'électricité renouvelable en "bandeau" et du gaz renouvelable associé à des réseaux de chaleur renouvelable pour les usages hivernaux ». Dans ce schéma de principe, les vertus spécifiques du gaz sont sa disponibilité et la simplicité de son stockage dans les infrastructures existantes... Au contraire des productions éoliennes et photovoltaïques dont la France se dote massivement pour réduire la part du nucléaire*** et augmenter celle des énergies renouvelables.

« Aujourd'hui, le nucléaire assure la base. Pour que l'électricité renouvelable puisse remplir cette fonction à l'avenir, nous devons la stocker l'été, quand la production est la plus importante, afin de la consommer l'hiver, quand la demande est la plus élevée. Pour cela, l'une des solutions les plus pertinentes est de convertir les excédents électriques en gaz renouvelable injectable dans les réseaux », poursuit Alain Mille. Cette technologie, connue sous le nom de Power-to-Gas, repose sur la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau. L'hydrogène peut être utilisé tel quel ou être converti en méthane de synthèse par réaction chimique entre cet hydrogène et du CO₂ issu de fumées industrielles, opération appelée méthanation. Trois voies sont en réalité disponibles pour couvrir nos futurs besoins en gaz renouvelable : la méthanation, la méthanisation des déchets organiques (qui est la filière la plus mature) et la pyrogazéification. « Ce processus thermo-chimique concerne surtout le bois. Il se trouve actuellement un peu en concurrence avec les réseaux de chaleur pour l'exploitation de la ressource en biomasse », précise Alexandre Bouchet, directeur associé et fondateur du cabinet E-Cube Strategy Consultants.

GAZ 100 % RENOUELABLE : UNE AMBITION ACCESSIBLE

— Pour l'instant, l'État vise le seuil de 10 % de gaz renouvelable dans les réseaux en 2030. Un premier pas, selon toute probabilité. « Les travaux menés dans le cadre de la révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) vont clairement dans le sens d'un relèvement des ambitions, observe Bernard Aulagne, président de l'association Coénove. Les



Vidéo des temps forts sur cegibat.grdf.fr

INTERVENANTS



« À l'horizon 2050, le gaz devra être 100 % renouvelable pour garder sa place en France. La question est de savoir à quel moment la transition se fera compte tenu de l'écart de coût par rapport au gaz naturel. »

Alexandre Bouchet, directeur associé et fondateur du cabinet E-Cube Strategy Consultants.



« Les gisements de gaz renouvelable avoisinent les 450 TWh par an, toutes technologies confondues, alors que les besoins en gaz seront inférieurs à 300 TWh à horizon 2050. »

Alain Mille, directeur du développement de GRDF.



« À terme, le gaz vert pourrait provenir à 40 % de la pyrogazéification, à 30 % de la méthanisation et à 30 % du Power-to-Gas. »

Marie-Christine Prémartin, directrice Executive Ademe.



« Les pouvoirs publics envoient des signaux qui montrent que le gaz renouvelable est désormais considéré comme l'une des composantes du futur mix énergétique. »

Bernard Aulagne, président de l'association Coénove.

regards sont aujourd'hui tournés vers la neutralité carbone et non plus vers la réduction d'un facteur 4 des émissions de gaz à effet de serre ». Aucun doute pour Alexandre Bouchet : « À l'horizon 2050, le gaz devra être 100 % renouvelable pour participer pleinement au mix énergétique français. Et nous disposons pour cela d'infrastructures de distribution, de transport et de stockage extrêmement performantes. »

Compte tenu des gisements potentiels, des progrès techniques et de la réduction de la consommation énergétique finale****, cette ambition du gaz 100 % renouvelable apparaît tout à fait accessible pour Marie-Christine Prémartin, de l'Ademe. Elle avance même un scénario de l'Agence selon lequel ce gaz pourrait à terme être issu à 40 % de la pyrogazéification, à 30 % de la méthanisation et à 30 % du Power-to-Gas. « Avec l'Ademe et GRTgaz, nous avons réalisé une étude qui montre que les gisements de gaz renouvelable avoisinent 450 TWh par an, toutes technologies confondues, alors que les besoins en gaz seront inférieurs à 300 TWh à horizon 2050. Le potentiel est bien là ! », complète Alain Mille.

En attendant, selon Alexandre Bouchet, le potentiel de verdissement à 10 % du gaz en 2030 – 30 TWh dans le réseau – repose essentiellement sur la méthanisation. Power-to-Gas et pyrogazéification sont encore des filières en devenir. Bernard Aulagne se réjouit de l'organisation récente d'un groupe de travail sur la méthanisation présidé par Sébastien Lecornu, secrétaire d'État auprès du ministre de la Transition écologique et solidaire : « La notion de gaz renouvelable étant récente, la filière avait besoin de signaux de la part des pouvoirs publics. Les propositions de ce groupe de travail montrent que le gaz renouvelable est désormais considéré comme l'une des composantes du futur mix énergétique. »

RECHERCHE DE COMPÉTITIVITÉ

— Si l'horizon politique s'éclaircit, l'écueil du prix demeure. « Le MWh de gaz produit par méthanisation est actuellement de l'ordre de 90 euros. Nous espérons descendre assez rapidement à 60 euros, ce qui serait compétitif par rapport à l'électricité renouvelable », anticipe Alain Mille. Un niveau tout de même deux à trois fois supérieur à celui du gaz fossile. →



« Raison pour laquelle la taxe carbone doit continuer d'augmenter », insiste Marie-Christine Prémartin. Alexandre Bouchet note quant à lui l'amélioration du modèle économique des installations de méthanisation, même s'il est toujours basé sur des aides : « Dans ce domaine, les investissements offrent des taux de rentabilité interne de l'ordre de 9 à 12 %, alors qu'ils étaient parfois négatifs il y a quelques années. C'est le signe que la filière se professionnalise et maîtrise de mieux en mieux l'ensemble de ses dépenses (équipements, approvisionnements, maintenance, etc.). » Les opérateurs d'infrastructures gazières sont aux premiers rangs pour intégrer dès à présent les volumes croissants de biométhane. Avec notamment la nécessité d'investir dans des solutions de rebours (pour permettre au gaz produit localement – notamment en été – de « remonter » dans les réseaux de gaz alors que les installations ont été conçues pour pousser le gaz des points d'entrée vers les points de

consommation). Et de concevoir des *smart grid* gaziers, permettant un pilotage intelligent des réseaux face à la démultiplication des points d'injection Alain Mille envisage aussi le couplage entre les différents réseaux (gaz, électricité et chaleur) et la mise en place dans les logements d'équipements qui permettront de passer d'une énergie à l'autre en fonction des circonstances. Une vraie complémentarité pour un mix plus responsable. ☒

* Source : Commissariat général au développement durable/ Bilan énergétique de la France métropolitaine en 2017 – Données provisoires (avril 2018).

** Objectif par rapport au niveau de 1990.

*** La part du nucléaire dans la production électrique était de 74,8 % en 2012 : la loi de transition énergétique fixe l'objectif de descendre à 50 % à l'horizon 2025.

**** Objectif de -50 % en 2050 par rapport au niveau de 2012, notamment grâce à la mise en conformité de l'ensemble du parc de logements aux normes « bâtiment basse consommation ».



— À Mortagne-sur-Sèvre, la méthanisation de quelque 24 000 tonnes/an de lisier, fumier et autres déchets d'abattoir, assure l'approvisionnement en gaz vert de plusieurs centaines de foyers. Une fraction de la production sert également à alimenter une station de biocarburant.

L'air est plus pur ces temps-ci du côté de Mortagne-sur-Sèvre (85). Et ce n'est que l'une des nombreuses conséquences positives de l'installation de la société AgriBioMéthane, créée par une dizaine d'agriculteurs. Plutôt que d'épandre leurs effluents d'élevage sur les cultures, avec les désagréments olfactifs que l'on connaît, ils les transforment en biométhane. Mélangés avec des déchets de l'industrie agroalimentaire locale,

La méthanisation des effluents agricoles carbure en Vendée

ils représentent 24 000 tonnes par an de matière première. Après mixage, ces matières organiques sont transférées dans un digesteur, puis un postdigesteur. Au terme d'un processus d'une durée moyenne de 40 jours, les bactéries méthanogènes présentes dans le mélange produisent environ 75 m³ de gaz à 57 % de méthane, à partir de chaque mètre cube de digestat.

Une fois épuré, le biométhane peut être injecté dans le réseau de distribution de GRDF et couvrir la consommation en gaz de plusieurs centaines de foyers. Par ailleurs, depuis septembre 2017, une fraction de la production est compressée pour alimenter une station de biocarburant GNV (gaz naturel pour véhicules) accessible aux particuliers comme aux chauffeurs de poids lourds. Les résidus du digestat sont, quant à eux, valorisés en compost pour la partie solide, ou épandus dans les champs environnants – sans odeurs ! – pour la partie liquide. La production énergétique annuelle du site d'AgriBioMéthane atteint 9 GWh. ☒



Étude « Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ? » sur le site de l'Ademe.

Transformer l'électricité en gaz vert pour mieux la stocker



— **L'intermittence de l'électricité renouvelable et la difficulté à la stocker sont des freins technologiques à son développement. En convertissant l'électricité en gaz, le Power-to-Gas apporte une vraie solution de stockage.** Le problème des énergies renouvelables électriques est que l'on n'est jamais certain d'en disposer quand on en a besoin », pointe Bernard Aulagne, président de l'association Coénove, qui souligne également la thermosensibilité des besoins énergétiques français : « Ils varient dans un rapport de 1 à 4 entre l'été et l'hiver ! » Bref, à l'avenir, il faudra savoir stocker cette électricité lorsque la production sera excédentaire, et la restituer lorsqu'elle sera insuffisante. Le Power-to-Gas apparaît comme l'une des solutions les plus prometteuses dans ce domaine.

POWER-TO-GAS, COMMENT ÇA MARCHE ?

— Le Power-to-Gas consiste à transformer de l'électricité en méthane (CH_4). L'énergie d'origine renouvelable peut ainsi être stockée, sur une longue période, et transportée dans les infrastructures gazières existantes. L'électricité est utilisée pour produire de l'hydrogène (H_2) par électrolyse de l'eau. L'hydrogène est ensuite combiné à du dioxyde de carbone (CO_2) pour obtenir du méthane de synthèse par un procédé de méthanation. Cette opération permet de capter et recycler du CO_2 , issu de fumées industrielles par exemple. L'hydrogène et le méthane de synthèse ainsi obtenus peuvent être injectés dans les réseaux de gaz et/ou utilisés pour des usages domestiques, industriels ou de mobilité. Ils sont neutres en carbone. Dans les deux cas, la neutralité carbone est assurée puisque la combustion de l'hydrogène ne produit que de l'eau, tandis que celle du méthane de synthèse n'émet que le carbone recyclé qui a servi à le synthétiser. De plus, si ce méthane est consommé par l'usine dont on récupère les émissions, on peut créer localement une boucle vertueuse en CO_2 .

DES GAZ DIRECTEMENT INJECTABLES SUR LE RÉSEAU

— On estime à 20 % le taux d'hydrogène qui peut être injecté dans les réseaux de gaz sans que cela nécessite

de modification des procédures d'exploitation. L'évaluation est réalisée dans le cadre du démonstrateur GRHYD* installé à proximité de Dunkerque. Il regroupe en fait deux projets : d'une part l'approvisionnement d'une station de bus roulant au GNV en carburant Hythane®, d'autre part l'alimentation d'un nouveau quartier d'environ 100 logements avec un mélange hydrogène-gaz naturel en proportions variables. Aucune limite en revanche avec le gaz de synthèse dont les caractéristiques sont identiques à celles du gaz naturel. À Fos-sur-Mer, GRTgaz explore cette voie avec le démonstrateur Jupiter 1000, en cours de construction. Ce projet met en œuvre un système de captage de CO_2 installé sur les cheminées d'un industriel local, ainsi qu'un réacteur de méthanation développé en partenariat par le CEA-Liten et la société Atmosat. L'idée étant d'injecter dans le réseau de transport de gaz non seulement le méthane issu du réacteur, mais aussi l'hydrogène obtenu et non exploité par le procédé de méthanation. ❖

* Gestion des réseaux par l'injection d'hydrogène pour décarboner les énergies.



Courbe de puissance, mettant en valeur la complémentarité des énergies pour faire face à la demande saisonnière d'énergie en France, en version digitale.

À RETENIR

- Les besoins énergétiques français sont thermosensibles, variant dans un rapport de 1 à 4 entre l'été et l'hiver. En hiver, la part du gaz est supérieure à celle de l'électricité pour couvrir les besoins de chauffage.
- La conversion des excédents d'énergie renouvelables électriques en gaz vert permettra de les stocker dans l'infrastructure gazière existante afin de pallier la variabilité de la production éolienne et photovoltaïque.
- En 2030, au minimum 10 % du gaz injecté dans le réseau devront être d'origine renouvelable. En 2050, les 100 % sont théoriquement accessibles.

✍ Jean-Charles Guezal 📷 Studiovdm – GRDF, Cegibat