

Le paquet gaz européen au regard des enjeux post-invasion de l'Ukraine

Ines Bouacida (Iddri)

L'année 2022 est charnière pour les politiques du gaz dans l'Union européenne, avec l'adoption de trois législations essentielles pour la transition du secteur vers la neutralité climat. Le « paquet gaz » proposé par la Commission européenne en décembre 2021 a pour objectif de « *faciliter la progression des gaz d'origine renouvelable et bas-carbone dans le système énergétique, en permettant à ces nouveaux gaz de se substituer au gaz naturel et de jouer le rôle qui leur revient pour parvenir à l'objectif de neutralité climatique de l'UE en 2050* ». Il bénéficie de moins de visibilité politique que les deux autres : le « paquet climat » (Fit for 55), dont la mise en œuvre doit aboutir à une baisse de la consommation de gaz naturel de 30 % d'ici à 2030 ; puis le plan REPowerEU, formulé en mars 2022 à la suite de l'invasion de l'Ukraine, qui prévoit une réduction totale de 60 % d'ici à 2030.

Ce *Document de propositions* analyse les enjeux du paquet gaz européen, en cours de discussion au Parlement européen, et qui est dans l'agenda de travail de la présidence tchèque du Conseil de l'Union européenne au second semestre 2022, dans le double contexte de crise d'approvisionnement et des prix et des stratégies de décarbonation. Au-delà de l'enjeu de diminution de la consommation de gaz naturel, cette réforme doit accompagner les changements dans les usages du gaz et l'émergence d'autres gaz dits « bas-carbone », transformations essentielles pour la transition énergétique. La proposition de la Commission européenne identifie ces enjeux clés, mais doit être renforcée, notamment concernant l'hydrogène, par des dispositions qui garantissent une gouvernance des réseaux adaptée aux objectifs climatiques.

MESSAGES CLÉS

L'enjeu principal du « paquet gaz » reste inchangé après l'invasion de l'Ukraine : il s'agit d'organiser la diminution du gaz naturel dans le système énergétique européen pour atteindre les objectifs climatiques. Dans un système énergétique neutre en émissions, d'autres gaz dits « bas-carbone » peuvent être mobilisés, mais ils occuperaient un rôle différent de celui du gaz naturel aujourd'hui, ce qui nécessite de repenser en profondeur les usages et les infrastructures de gaz actuels.

Pour assurer l'alignement des stratégies de sortie de crise de court terme avec les objectifs climatiques, le paquet gaz doit offrir un cadre de gouvernance des infrastructures qui repose non seulement sur l'expertise technique des gestionnaires de réseau, mais aussi sur la consultation des parties prenantes et sur un organe d'expertise scientifique. Dans une perspective d'optimisation des systèmes pour la transition, la planification des réseaux d'électricité, de gaz naturel et d'hydrogène doit être intégrée.

L'évolution du rôle des gaz dans le système appelle à une réflexion sur l'organisation et le financement du réseau, notamment l'option de la décommission face à un niveau de consommation plus faible, en particulier du côté de la distribution. Au-delà du paquet gaz, cet aspect doit être inclus dans la planification énergie-climat des États membres, par exemple via les plans nationaux énergie-climat, au même titre que les autres transformations possibles du secteur résidentiel.

Si l'hydrogène peut jouer un rôle important pour la décarbonation de certains secteurs de l'industrie et du transport lourd, il ne peut remplacer le gaz naturel dans le système actuel. L'option du mélange d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel (*blending*) a donc un intérêt limité, n'étant pas une étape de transition évidente du gaz naturel vers l'hydrogène et ses bénéfices climatiques étant faibles.

1. POUR LA TRANSITION, DIMINUER LE GAZ NATUREL, DÉVELOPPER LES GAZ BAS-CARBONE

Dans le contexte de transition vers la neutralité climat, le paquet gaz doit répondre à l'impératif de diminution de la consommation de gaz naturel, qui devrait se produire dès avant 2030. La hausse des prix des énergies fossiles depuis l'automne 2021 et l'exacerbation des tensions avec la Russie à la suite de son invasion de l'Ukraine confortent cet objectif, comme le souligne la Commission européenne dans son plan de réponse à la crise REPowerEU.

Le rôle du gaz naturel dans le système énergétique est prépondérant, représentant 22 % de l'énergie primaire consommée au niveau européen et 15 % en France en 2019. Or, pour atteindre la neutralité climat en 2050 et une diminution de 55 % des émissions de gaz à effet de serre (GES) dans l'UE entre 1990 et 2030 comme prévu par le paquet Fit for 55, son rôle dans l'approvisionnement énergétique européen doit diminuer de 26 à 28 % entre 2015 et 2030 selon les scénarios et disparaître presque complètement d'ici à 2050 selon l'analyse d'impact de la Commission européenne. Le plan REPowerEU augmente encore cet objectif à -60 % de réduction de la consommation d'ici à 2030, alors que l'objectif de production de biométhane est fixé à 350 TWh, et celui de l'approvisionnement en hydrogène à 660 TWh, soit respectivement environ 9 % et 17 % de la consommation actuelle de gaz naturel dans l'UE.

Bien qu'une partie du gaz naturel puisse techniquement être substituée par d'autres gaz s'ils sont fabriqués de manière soutenable, notamment le biométhane (issu de matières organiques), le méthane synthétique (produit à partir d'hydrogène et de dioxyde de carbone), et dans une moindre mesure l'hydrogène, ces gaz ne seront pas suffisamment abondants ou trop coûteux pour assurer un remplacement complet du gaz naturel.

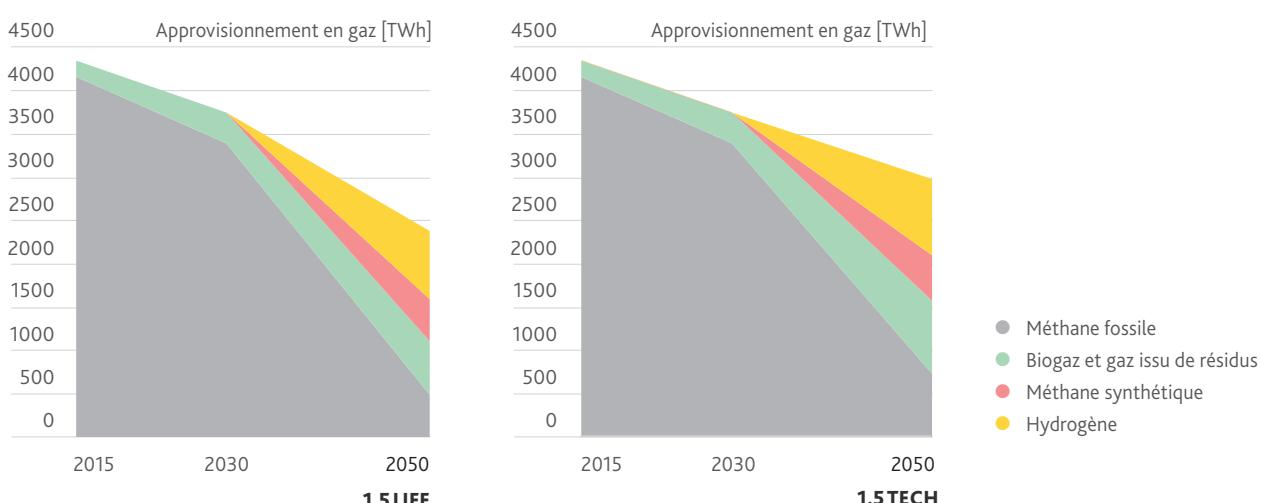
Le potentiel de biogaz est fortement limité par des contraintes biophysiques, par l'impératif de protection de la biodiversité, et par la concurrence sur l'usage des terres, et les évaluations les plus hautes supposent une quantité de biométhane disponible en 2050 correspondant à la moitié de la consommation actuelle de gaz naturel. Pour l'UE, les estimations varient selon les études, de 352 TWh pour ICCT à 1 700 TWh pour Engie à horizon 2050.

- L'hydrogène produit par électrolyse ne représente pas une solution massive de remplacement du gaz naturel parce qu'il est en forte concurrence avec l'utilisation directe de l'électricité sur de nombreux usages, face à laquelle il présente une pénalité énergétique importante puisqu'il nécessite une étape de conversion supplémentaire. Sur certains segments minoritaires (industrie, transport de longue distance), l'hydrogène a vocation à s'imposer dans les usages où il apporte un service spécifique (notamment le stockage d'énergie).
- Le potentiel de méthane synthétique, fabriqué à partir d'hydrogène par électrolyse et de CO₂ issu de biomasse, de l'industrie ou de l'air, est encore plus limité que celui de l'hydrogène puisqu'il exige une étape de transformation supplémentaire.

Compte tenu de ces contraintes, les volumes de gaz bas-carbone disponibles à horizon 2050, à la fois méthane seul et méthane et hydrogène additionnés, sont significativement plus faibles et à un coût supérieur à celui du gaz naturel aujourd'hui, et leurs usages étant différents (comme le montrent une étude Iddri et une publication scientifique), ils n'auront pas nécessairement besoin des mêmes structures de réseau.

Ces transformations étaient déjà illustrées par les deux scénarios de la stratégie de long terme de la Commission européenne publiée en 2018 (voir Figure 1). Entre 2015 et 2050, la consommation de gaz naturel baisse de 82 à 88 %, tandis qu'au cours de la même période, la consommation totale de méthane (gaz naturel, biométhane et méthane synthétique) baisse entre

FIGURE 1. Consommation en vecteurs gazeux d'ici à 2050 selon les scénarios 1.5 LIFE et 1.5 TECH de la Commission européenne



Source : Commission européenne (2018).
https://knowledge4policy.ec.europa.eu/publication/depth-analysis-support-com2018-773-clean-planet-all-european-strategic-long-term-vision_en

50 et 60 %. Cette baisse est différente selon les secteurs : la baisse la plus forte (environ -70 % entre 2015 et 2050) concerne les bâtiments, suivis par le secteur électrique (-53 %) et l'industrie (-37 %). Les contraintes fortes sur l'approvisionnement en gaz naturel depuis fin 2021 rendent ces évolutions encore plus nécessaires.

La transition du système de gaz vers la neutralité climat ne consiste donc pas à progressivement « verdir » le mix de gaz naturel en incorporant des gaz plus vertueux. Il s'agit de transformer les usages actuels du gaz pour diminuer le gaz naturel en appliquant des stratégies de sobriété et d'efficacité énergétique, et en alimentant la demande résiduelle par d'autres vecteurs dont l'électricité, tandis que les gaz bas-carbone se développeront sur des marchés spécifiques, parfois en substitution à du gaz naturel (industrie), mais souvent en substitution aux dérivés pétroliers. Cela pose des questions structurantes pour le réseau de gaz naturel, notamment celle de son dimensionnement et de son financement, comme l'exposent une étude Iddri et une publication scientifique.

2. UNE GOUVERNANCE DU RÉSEAU D'HYDROGÈNE ADAPTÉE À LA DÉCARBONATION

L'évolution du rôle du gaz dans le système énergétique vers la neutralité climat interroge la gouvernance des réseaux de transport de gaz, conçue au début des années 2000 dans un contexte où la priorité était à la formation d'un marché unique fluide en Europe. En particulier, la prise de décision quant aux investissements dans de nouvelles infrastructures d'hydrogène doit être compatible avec les trajectoires de décarbonation.

Les règles pour le développement et l'exploitation de l'infrastructure hydrogène proposées par la Commission dans le paquet gaz sont similaires aux règles existantes pour les infrastructures de transport de gaz naturel et d'électricité, selon lesquelles les plans de développement du réseau sont essentiellement fondés sur l'expertise des gestionnaires de réseau de transport.

La refonte du règlement TEN-E a consolidé le processus existant en impliquant un organe d'expertise scientifique indépendant, le Conseil consultatif scientifique européen pour le changement climatique (CCSECC), et en renforçant le rôle de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), mais la planification des investissements dans le réseau de transport transfrontalier de gaz et d'électricité repose encore largement sur l'expertise des gestionnaires de réseau. Selon la proposition de la Commission, l'implication plus forte de l'ACER et du CCSECC introduite par la révision du TEN-E n'est pas appliquée aux réseaux d'hydrogène.

Comme pour l'électricité et le gaz naturel, appliquer ce processus de décision aux infrastructures d'hydrogène soulève la question de la prise en compte de toutes les évolutions possibles du réseau (voir note Iddri de 2021). Garantir la sécurité d'approvisionnement ne tient pas uniquement à des investissements supplémentaires dans les réseaux, mais également à des stratégies d'efficacité énergétique et de flexibilité. Ainsi, l'ACER refuse dans un récent avis d'approuver l'une des évaluations du

gestionnaire de réseau d'électricité ENTSO-E, celle-ci sous-estimant les potentiels de flexibilité. Les technologies hydrogène sont clés dans ce contexte en ce qu'elles permettent d'assurer l'adéquation entre la courbe de la demande et une offre électrique moins pilotable, en assurant notamment un stockage intersaisonnier, et peuvent ainsi procurer de la flexibilité au système énergétique. Pour assurer que les décisions en matière d'infrastructure soient alignées avec les objectifs de décarbonation, il est indispensable que le cadre de gouvernance soit complété par rapport au cadre existant pour l'électricité et le gaz. *A minima*, le cadre de gouvernance pour l'hydrogène doit être aligné avec le TEN-E révisé et comporter l'exigence de consultation large des acteurs, d'échanges avec des experts scientifiques indépendants tels que le CCSECC et d'approbation par la Commission européenne pour les développements du réseau.

En outre, si les opérateurs de gaz et d'électricité sont tenus d'élaborer des scénarios intégrés (art. 51 de la directive), le processus tel que proposé par la Commission ne garantit pas que l'évaluation des besoins en infrastructure hydrogène soit cohérente avec celle de l'infrastructure d'électricité et de gaz naturel, ce qui est essentiel pour bien estimer les potentiels de flexibilité, qui peuvent réduire les besoins en infrastructure. Ce processus pourrait être amélioré en intégrant l'hydrogène à la scénarisation du gaz et de l'électricité.

Si le cadre de gouvernance n'est pas renforcé, le risque est que l'UE finance des infrastructures transfrontalières incohérentes avec les trajectoires de décarbonation, qui seraient par conséquent rapidement obsolètes et produiraient des actifs échoués, ou qui encourageraient des usages non prioritaires de l'hydrogène, retardant la décarbonation des secteurs difficiles à décarboner. À titre d'illustration, la viabilité des projets d'infrastructures d'importation de gaz naturel liquéfié proposés par la Commission européenne dans le cadre de REPowerEU interrogent compte tenu de la consommation prévue de gaz naturel dans l'UE.

3. LE DIMENSIONNEMENT DU RÉSEAU, UN ENJEU INCONTOURNABLE

La baisse significative à long terme des volumes de gaz transporté dans le réseau, qui pourrait affecter la densité géographique de la consommation, interroge la viabilité économique d'une partie de ce réseau, comme exploré par l'Iddri dans une étude et dans une publication scientifique récente.

Les coûts d'opération du réseau sont majoritairement fixes, c'est-à-dire qu'ils ne varient pas selon le volume de gaz qui le traverse, mais le réseau est financé proportionnellement au gaz qu'il transporte, ce qui signifie qu'avec des volumes décroissants de gaz transporté, les coûts d'opération totaux changent peu. La baisse de la consommation soulève donc la question du financement de l'infrastructure. Cet enjeu est particulièrement prégnant du côté du réseau de distribution, qui alimente essentiellement les bâtiments, où la consommation en gaz baisserait le plus fortement (voir section 1), et devrait être exploré au même titre que les renforcements du système électrique pour faire face à l'évolution des consommations.

Ces tendances soulignent l'intérêt d'étudier la possibilité de décommissionner¹ certaines parties du réseau, comme l'indiquent plusieurs études récentes². Il est donc impératif que la planification des réseaux de gaz considère non seulement les extensions nécessaires du réseau – dans la perspective des objectifs climatiques, ces investissements sont minimes, voire nuls, côté distribution et limités côté transport même au vu de REPowerEU³ – et la conversion à l'hydrogène, mais aussi les zones qui pourraient être décommissionnées en fonction des projections de demande et d'approvisionnement, et l'impact sur les coûts.

La proposition de paquet gaz prévoit que les opérateurs de réseau fournissent des informations sur les parties du réseau pouvant être décommissionnées ou converties à l'hydrogène. Pour compléter ces éléments techniques, l'équilibre économique des réseaux dans la transition doit être intégré à la planification de la transition du secteur de la chaleur dans les bâtiments au niveau national, qui doit évaluer les coûts de différentes options du point de vue du système entier.

Si elle était jugée pertinente dans certaines zones, la décommission de parties du réseau de gaz nécessiterait une approche progressive s'accompagnant du déploiement d'autres solutions énergétiques pour les consommateurs. La proposition de la Commission pourrait donc être complétée par l'obligation pour les États membres d'inclure dans leur plans nationaux énergie-climat (qui seront actualisés en 2023) des trajectoires de neutralité pour les bâtiments, comprenant une analyse des enjeux y compris économiques pour les réseaux énergétiques (chaleur, électricité, gaz naturel, hydrogène). Les gestionnaires de réseau de distribution pourraient aussi être tenus de préparer

des plans de développement décennaux des réseaux comme c'est le cas pour les gestionnaires de réseau de transport.

4. LE MÉLANGE D'HYDROGÈNE DANS LE RÉSEAU : ÉVITER L'EFFET « ARROSOIR »

Dans une phase précoce de déploiement des technologies hydrogène, certains acteurs plaident pour l'injection de petits volumes d'hydrogène mélangés au gaz naturel dans le réseau, pour créer de la demande en hydrogène et baisser les émissions du gaz de réseau. La Commission européenne permet cette pratique dans sa proposition pour le paquet gaz puisqu'elle propose d'obliger les gestionnaires de réseau de transport de méthane à accepter 5 % d'hydrogène mélangé (en volume) aux points frontaliers.

En théorie, le mélange d'hydrogène fournirait une utilisation à tout hydrogène produit même dans une phase où les consommateurs d'hydrogène finaux ne seraient pas aussi développés que les producteurs.

Néanmoins, des clients pour l'hydrogène existent déjà : l'UE consomme aujourd'hui 340 TWh par an d'hydrogène fabriqué essentiellement à partir de gaz naturel et utilisé par les raffineries et l'industrie chimique. Ces clients pourraient consommer directement l'hydrogène produit. De nouveaux consommateurs pourraient aussi se développer ; par exemple la fabrication d'acier qui repose essentiellement sur le charbon aujourd'hui pourrait consommer 45 TWh d'hydrogène par électrolyse dès 2030.

En outre, l'injection d'hydrogène inciterait à ce qu'il soit orienté dans des secteurs non prioritaires (effet « arrosoir »). Or, l'hydrogène est rare et incontournable pour la décarbonation de certains secteurs (raffineries, industrie chimique, acier et transport de longue distance), qui ne correspondent en général pas aux consommateurs actuels de gaz naturel. La réduction des émissions qui en résulterait serait bien plus faible que celle issue de l'usage direct de l'hydrogène : 20 % de mélange d'hydrogène (soit 4 fois le taux proposé par la Commission) correspondent à entre 6 et 7 % de réduction d'émissions de GES. Même s'il peut diminuer les émissions de manière marginale, l'hydrogène mélangé ne diminue pas structurellement les émissions de GES à long terme.

Ainsi, le mélange d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel ne saurait être considéré comme une étape naturelle dans la trajectoire de déploiement de l'hydrogène pour la décarbonation des usages prioritaires. La proposition de la Commission court le risque de disperser des ressources en hydrogène limitées dans des usages pour lesquels il n'est pas indispensable.

¹ Décommissionner une partie du réseau signifie sa mise à l'arrêt, qui peut consister en son démantèlement (les tuyaux sont sortis de terre) ou en sa fermeture par des travaux de scellement. Les modalités de cette mise hors service soulèvent des interrogations techniques et financières et peu de travaux de recherche sont publiés à ce sujet, voir cette publication scientifique.

² Bouacida, I., & Berghmans, N. (2021). Neutralité carbone en Europe : défis futurs pour les infrastructures de gaz. *Étude Iddri*, 1. <https://www.iddri.org/fr/publications-et-evenements/etude/neutralite-carbone-en-europe-defis-futurs-pour-les-infrastructures> – Bouacida, I., Wachsmuth, J., & Eichhammer, W. (2022). Impacts of greenhouse gas neutrality strategies on gas infrastructure and costs : implications from case studies based on French and German GHG-neutral scenarios. *Energy Strategy Reviews*, 44(June 2021), 100908. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100908> – Schwartzkopff, J. (2022). The future role of gas in a climate-neutral Europe. Report based on the discussions of an Expert Group convened by the Heinrich-Böll-Stiftung European Union and Environmental Action Germany (Deutsche Umwelthilfe). <https://eu.boell.org/en/future-role-of-gas> – Wachsmuth, J. et al. (2019). Roadmap Gas für die Energiewende - Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/roadmap-gas-fuer-die-energiewende-nachhaltiger>

³ Artelys. (2022). Does phasing-out Russian gas require new gas infrastructure? Briefing Paper. <https://www.artelys.com/reports/does-phasing-out-of-russian-gas-require-new-gas-infrastructure/> – Brown, S., Vangenechten, D., Claeys, B., & Lovisolo, M. (2022). EU can stop Russian gas imports by 2025. Accelerating clean energy avoids fossil lock-in. Briefing. <https://ember-climate.org/insights/research/eu-can-stop-russian-gas-imports-by-2025/>

Bouacida, I. (2022). Le paquet gaz européen au regard des enjeux post-invasion de l'Ukraine. Iddri, Document de propositions N°07/22.

Ce travail a bénéficié du soutien financier de la Fondation européenne pour le climat (ECF), et d'une aide de l'État gérée par l'ANR au titre du programme « Investissements d'avenir » portant la référence ANR-10-LABX-14-01.

CONTACT
ines.bouacida@iddri.org

Institut du développement durable et des relations internationales
41, rue du Four – 75006 Paris – France
WWW.IDDRI.ORG
[@IDDRI_THINKTANK](http://IDDRI_THINKTANK)