

L'Europe face aux incertitudes du développement des sources d'exportation de GNL

Dominique Finon*

La réduction des approvisionnements gaziers venant de la Russie vers différents pays européens a conduit à une recherche d'approvisionnements à court terme en GNL, sur un marché particulièrement serré du fait de la très faible inélasticité de court terme de l'offre et de la demande de GNL. Ceci s'est répercuté sur le prix des hubs (notamment sur le TTF néerlandais, le hub principal en Europe continentale) où il est passé de 60 €/MWh en décembre 2021 à 320 €/MWh en septembre 2022. Tous les approvisionnements par contrats de long terme ont été affectés, car les prix contractuels sont tous indexés sur le spot depuis les années 2010. La facture gazière de 2022 a été multipliée par trois en comparaison à celle de 2021, et par dix par rapport à 2020. Si le prix est récemment retombé au niveau de 2020, il risque de remonter régulièrement au-delà de 150 €/MWh dans les 5-10 prochaines années, car les livraisons russes continuent de baisser. La chute atteindra probablement 120 milliards de mètres cubes (mmc) fin 2023, alors qu'elle n'a été que de 77 mmc en 2022. Le niveau actuel de prix modérés tend à éclipser cette inadéquation fondamentale de l'offre par rapport à la demande.

À moyen terme, cette inadéquation a toutes les chances de se prolonger, comme le montrent l'étude récente du projet Shift [The Shift Project, 2022] et celle de l'IFRI [Palti-Guzman, Eyl-Mazzega, 2023]. Malgré les incertitudes sur le développement des demandes régionales de gaz, l'effacement progressif de la relation gazière entre la Russie et l'Europe entretiendra la tendance à l'augmentation de la consommation mondiale de GNL, déplaçant la courbe de demande vers la droite d'environ 150 milliards de mètres cubes par an dans une hypothèse moyenne, en tenant compte de la croissance de

la demande des pays asiatiques. Les dirigeants de pays européens ont commencé à faire la tournée des pays producteurs, notamment pour du GNL. À la demande de l'Allemagne, la compagnie Conoco-Philips a ainsi signé avec le Qatar un contrat de 2 Mt/an (2,5 mmc) sur 15 ans en novembre 2022 pour un début de livraison en 2026. En même temps, la capacité des terminaux de regazéification en Europe va augmenter d'un tiers dans toute l'Europe avec des développements en Allemagne, au Benelux, en Italie, aux Pays-Bas, en France, en Pologne, en Estonie-Finlande et en Grèce. L'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) qui a recensé un total de 130 mmc de projets de nouvelles capacités en terminaux flottants dans le monde fait état pour l'Europe de 40 mmc opérationnels à la fin 2023 et 57 mmc d'ici 2027 [AIE, 2023].

1. L'inconnue du développement des nouvelles sources d'export de GNL vers l'Europe

L'augmentation de la demande de GNL de l'Europe devrait déclencher des investissements dans les capacités de liquéfaction mondiales. C'est ce qui semble se passer aux États-Unis, qui prévoient de passer de 91 mmc par an à 169 mmc en 2027, et au Qatar, qui va faire passer sa capacité de liquéfaction de 77 Mt/an à 126 Mt/an d'ici 2027. Mais peut-on pour autant tabler sur un développement des capacités d'export de GNL, sans parler du développement qui doit lui être associé de projets d'extraction et de gazoducs d'acheminement, aussi bien aux États-Unis que dans les autres pays producteurs de gaz naturel, Qatar en tête? C'est là où, pour les exportateurs, se pose la question de la garantie de recouvrement de leurs investissements sur toute la chaîne amont et de leur rentabilité.

* CNRS, CEEM Paris-Dauphine.

Aux États-Unis, les exportations seront contraintes par le manque de capacité de gazoducs pour acheminer le gaz de schiste des gisements vers les usines de liquéfaction du golfe du Mexique. De plus, les producteurs de gaz de schiste américains auront du mal à faire face à l'augmentation conjointe de la demande domestique liée à la production d'électricité et celle de la demande européenne de GNL [Rajendran, Corbeau, 2022].

Du côté du Qatar, le développement des capacités de GNL est étroitement associé à celui du gisement géant NorthField East & South (NFE-S). Mais il cible exclusivement la demande asiatique, car les acteurs de ces pays sont disposés à signer des contrats à 25-30 ans qui garantissent ses débouchés et ses revenus à un prix plus stable que celui des hubs gaziers. C'est aussi le cas général de tous les autres pays actuellement exportateurs du Moyen-Orient et de l'Afrique (Abu Dhabi, Yémen, Oman, Angola, Guinée équatoriale) ainsi que pour les nouveaux (Mozambique, Sénégal, Congo Brazzaville, etc.), qui sont tous potentiellement sur les rangs. Leurs capacités d'export, qui pourraient passer au total de 66 mmc à 91 mmc par an en 2027 [Economist Intelligence Unit, 2022], sont dirigées vers le marché des pays asiatiques de façon bien précise. Dans tous les cas, les exportateurs tiennent à passer des contrats de long terme avec des prix indexés sur ceux du pétrole, ce que ne souhaitent pas les acheteurs européens qui veulent des contrats bien plus courts et, en tout cas, indexés sur le prix spot d'un hub de référence. C'est ce qui pose problème pour le développement de nouvelles sources d'approvisionnement en GNL de l'Europe.

2. Un marché mondial coupé en deux

Le marché mondial du GNL est totalement différent selon qu'il s'agisse des pays européens ou des pays asiatiques importateurs : Chine, Japon, Corée du Sud, Inde, Pakistan, Bangladesh, Thaïlande, etc. Ceux-ci ont bénéficié en 2021-2022 d'un gaz bien moins cher en moyenne que l'Europe. La raison en est que la très grande majorité de leurs approvisionnements se font dans le cadre de contrats de long terme avec des clauses de livraison plus ou moins rigides (clause *Take or Pay*, clause de destination finale) et à des prix qui ne sont pas indexés sur les

prix spot du GNL, mais sur les prix du pétrole (en moyenne lissée), comme c'était le cas avant 2010 dans les contrats d'importation de gaz par gazoducs ou par chaîne GNL en Europe.

Si les prix spot sur le hub de Singapour ont pu atteindre des niveaux comparables au prix du TTF à la mi-2022, les transactions effectuées au prix spot ne représentent qu'un très faible pourcentage des livraisons asiatiques. Ces caractéristiques perdurent dans les nouveaux contrats signés depuis la crise entre les fournisseurs traditionnels (Qatar, Australie, Indonésie, Malaisie, etc.) et ces pays, sans même l'inclusion dans les contrats de la possibilité future d'utiliser la référence d'un prix spot de hub asiatique. Les investisseurs de projets GNL et leurs bailleurs de fonds considèrent que les contrats courts indexés sur les prix spot n'offrent pas suffisamment de certitudes en matière de revenus sur le long terme (20-25 ans) pour garantir le recouvrement des dépenses d'investissement en exploration-production et en infrastructures, étant donné la volatilité et le caractère erratique des marchés spot du GNL.

Un marché européen totalement différent

La différence des contrats asiatiques avec ceux signés par les Européens tient à l'absence de dérégulation des secteurs gaziers dans les pays d'Orient et d'Extrême-Orient. Les fournisseurs de gaz ne se trouvent pas dans la situation qu'ont connue les gaziers européens autour de 2010 après les directives sur le gaz. Ils continuaient à payer leurs approvisionnements à des prix liés au pétrole dans le cadre de contrats à long terme signés dans les années 1990-2000, alors que leurs concurrents — et leurs clients — avaient la possibilité d'acheter à des prix basés sur les prix spot sur les hubs. Cette situation est devenue intenable pour eux quand les prix liés au pétrole sont restés plus élevés que ceux du spot pendant un certain nombre de mois en 2010-2011. Ceci montre que, dans ce type d'organisation des marchés, le problème central n'est pas le niveau des prix, mais leur formation. Les prix du gaz ne se couplent plus avec ceux des produits pétroliers (ce qui était l'hypothèse faite autrefois pour justifier le principe de l'indexation), parce que la dynamique de l'offre et de la demande sur les

deux marchés est fondamentalement différente. Il faut un mécanisme unique de formation des prix qui soit le même pour tous les acheteurs de gaz, qui ne peut être que les prix spot formés sur les hubs.

C'est pour cela que les contrats de long terme par gazoducs (comme ceux par chaînes GNL) avec la Russie, la Norvège, l'Algérie et d'autres (Libye, Nigeria, Égypte) ont dû être renégociés après 2010, une fois que les échanges concurrentiels ont décollé en Europe. Ils sont devenus depuis lors exclusivement indexés sur les prix spot. La nécessité de transformer les contrats sous cette pression économique a entraîné des modifications très importantes et la résiliation d'un certain nombre, remplacés par des contrats plus courts, beaucoup plus flexibles que leurs prédécesseurs et avec une indexation spot. Cette nécessité a été un facteur beaucoup plus important de ces changements que la pression de Bruxelles pour abandonner les clauses de destination finale, contraires au principe d'intégration des marchés.

Opérant sur un marché concurrentiel complètement ouvert en aval, les opérateurs européens ne peuvent donc plus s'engager dans des contrats à long terme pour du GNL — ou du gaz livré par gazoduc d'ailleurs — et si le prix n'est pas indexé sur le spot européen. La Commission européenne, d'ailleurs, n'est pas non plus favorable à des contrats longs, pour éviter d'entraver la concurrence toujours supposée bénéfique pour les consommateurs. Les contrats signés récemment qui sont des contrats courts ne l'ont été qu'avec des opérateurs américains. Ceux-ci sont toujours partants pour des contrats indexés sur le spot et portant de petites quantités (2 à 4 Mt/an) avec des clauses flexibles, car ils impliquent pour eux des dépenses d'investissement moindres par unité de volume contracté. Ces contrats d'exportation n'ont en effet à couvrir que les dépenses en nouveaux trains de liquéfaction.

Le poids de la politique climatique de l'UE

À l'argument en faveur de la signature de nouveaux contrats de GNL à long terme pour répondre aux besoins accrus de l'Europe de manière plus fiable et à des conditions de prix prévisibles, on

oppose aussi l'exigence de décarboner très rapidement le mix énergétique de l'UE, quelles que soient les vertus du gaz naturel pour accompagner la transition. Les opérateurs européens font donc face à une tension supplémentaire dans la gestion de leurs risques à moyen-long terme. Un engagement indirect dans l'investissement et le financement d'actifs de production de gaz et de liquéfaction en GNL via un contrat de long terme, comme l'engagement direct dans une installation de regazéification, comporte le risque que ces actifs soient «échoués» sous l'effet d'une politique de décarbonation très volontariste d'ici 2040. Elle devrait conduire à réduire significativement les débouchés du gaz naturel en Europe au cours des vingt prochaines années, sans parler de la possibilité de décisions européennes d'interdictions progressives d'importations de gaz fossiles.

Si les opérateurs ne signent que des contrats courts à prix indexés sur le spot, ils limitent ce risque d'actifs échoués. Au bout du compte, dans les 10-15 prochaines années, cette contrainte risque de se traduire par un déficit de sources directes d'approvisionnement en GNL de l'Europe avec une perspective de volatilité extrême du prix spot, comme l'épisode de 2021-2022, avec toutes les conséquences que l'on peut anticiper pour les consommateurs de gaz et d'électricité. Certes, le fait de ne pas signer de contrats de GNL de type asiatique ne signifie pas que l'Europe risque par moments de manquer de gaz. Les prix spot européens, en augmentant fortement, peuvent attirer les quantités de gaz nécessaires en permettant aux opérateurs tournés vers l'Asie de jouer des clauses de flexibilité de leurs contrats pour dégager des cargaisons. C'est ce qui s'est produit en 2021-2022. Mais, à moyen terme, il n'y aura pas de nouvelles sources de GNL directement orientées vers le marché européen.

3. Une re-régulation, réponse possible pour sécuriser les approvisionnements de GNL de l'UE

Pour avoir des sources d'approvisionnement suffisantes et sûres en GNL en dehors des États-Unis, il faudrait que le développement de nouvelles sources soit stimulé par la signature d'engagements

contractuels longs de type asiatique. Ces engagements auraient pour autre vertu de limiter l'exposition des consommateurs européens aux épisodes de prix très élevés du GNL, ce qui serait un co-bénéfice très attrayant de cette option. Pour ce faire, il faudrait que l'Union européenne choisisse une stratégie de rupture courageuse en réformant les règles de marché en aval pour recréer de vastes ensembles de clients captifs desservis par des fournisseurs en monopole réglementé, comme l'étaient auparavant les compagnies gazières régionales et nationales. Comme leurs clients n'auront plus d'incitations à s'évader, ces entités réglementées pourront garantir le recouvrement des investissements engagés dans les infrastructures d'approvisionnement à forte intensité de capital, via le contrat de long terme, ce que souhaitent les exportateurs pour le développement de leurs capacités, et à prix indexé sur le pétrole. Cette réorganisation des marchés aval n'est pas une utopie au regard de l'enjeu de stabiliser les conditions économiques d'approvisionnements en gaz naturel de l'UE à moyen et long terme. Hélas, vu la force des croyances dans le marché, il est permis de douter que les institutions européennes renoncent à leur doctrine et mettent en œuvre une réforme aussi profonde. Mais alors, il faut s'attendre à ce que personne ne développe de nouvelles capacités de production et d'unités de liquéfaction dirigées directement vers le marché européen de GNL.

Ce n'est pas la mise en place en 2022 d'une plateforme d'achats communs de court terme sous l'égide de la Commission européenne qui résoudra le problème [Commission européenne, 2022]. Pour la centaine de participants à la plateforme, c'est juste un moyen d'amortir les effets de la tension offre-demande pour obtenir de meilleurs prix avec les fournisseurs internationaux en situation tendue, comme celles qui se répèteront dans les 10 ou 15 prochaines années. Cette initiative marque sans doute une rupture dans la doctrine du marché à Bruxelles. Mais on ne peut pas dire qu'elle soit d'un grand secours pour assurer une relative stabilité des prix dans la durée, comme celle qu'ont pu connaître les pays asiatiques ces deux dernières années.

4. Existe-t-il une solution pragmatique?

Pour envisager le développement de nouvelles sources d'approvisionnements en GNL qui soient dédiées au marché de l'UE, pourrait-on s'en remettre aux nouveaux acteurs de l'intermédiation qui ont émergé depuis 2000-2010, ceux qu'on appelle les « gros portefeuilles » (TotalEnergies, ENI, Gas Natural (Naturgy), BP, Shell en Europe) et les *Trading Houses* (Glencore, Gunvor, Trafigura et Vitol) qui peuvent contracter en amont et en aval et gèrent leurs risques sur une base mondiale? Ces acteurs du marché détiennent à la fois des contrats d'achat (dits *Merchant LNG*) et des contrats de vente à des utilisateurs finaux à court et moyen terme. Ils achètent aussi du GNL à d'autres vendeurs dans plusieurs régions. Les premiers détiennent également des participations dans des gisements (*Equity LNG*) et des installations de GNL, ce qui leur permet de commercialiser indépendamment une part de capacité de liquéfaction auprès des utilisateurs finaux¹. Ils assurent la profondeur du marché mondial et de marchés régionaux interdépendants, particulièrement utiles en période de tension où ils peuvent arbitrer entre les régions. De plus, ils ont une telle surface qu'ils peuvent offrir des contrats à deux ans à prix plafonnés, contre rémunération, ce qui peut assurer une certaine stabilité des dépenses des acheteurs. Mais ces avantages ne sont pas suffisants pour garantir à moyen-long terme des approvisionnements à prix relativement stables des consommateurs européens, faute d'investissements en amont plus ou moins dédiés directement à notre marché régional.

Au fil des ans, comme le montre la note très récente du Center on Global Energy Policy de l'Université Columbia sur la contractualisation du GNL à destination de l'Europe [Losz et al., 2023], ces entités ont accumulé des positions contractuelles substantielles en tant qu'acheteurs primaires de GNL, dépassant de loin leurs engagements de vente aux utilisateurs finaux et autres acheteurs secondaires. Ces positions contractuelles (appelées *LNG Homeless*) leur ont permis de tirer parti d'opportunités d'arbitrage avec des volumes disponibles pour les vendre sur le marché spot lors de la flambée des prix en 2021-2022. Ils peuvent également signer

L'Europe face aux incertitudes du développement des sources d'exportation de GNL

des ventes en options avec tel ou tel pays comme TotalEnergies l'a fait avec la Grèce en septembre 2022, avec un contrat qui portait sur la vente en option de deux cargaisons par mois sur 5 mois, en cas de prix TTF supérieur à un prix limite.

D'après cette étude, leur position longue se situe à un niveau total important de 76 mmc en 2023, TotalEnergies détenant de loin la position longue nette la plus importante (environ 28 mmc). Ce volume devrait être ramené à 60 mmc d'ici 2025 (et à 36 mmc d'ici 2030) si aucun nouveau contrat aval n'est signé. Une solution pourrait être de les inciter à signer des contrats à moyen terme avec des acheteurs européens. Mais ceci les obligerait à renoncer de jouer à la hausse pendant les périodes d'étroitesse du marché et abandonner une partie de leurs revenus d'arbitrage.

Une autre solution pourrait être alors de déroger au régime d'aides d'État en permettant aux gouvernements européens de fournir des garanties financières à leurs gros acheteurs importateurs de GNL, qui signent des contrats à moyen terme avec les gros portefeuilles, lors des périodes où ces contrats seraient «*out of money*» (déficitaires). Le risque serait alors transféré aux contribuables du pays concerné. C'est sans doute ce que fait l'Allemagne avec ConocoPhillips pour le contrat de 15 ans passé avec QatarEnergy. Pour que cela ait un effet, il faudrait qu'en parallèle, les grands portefeuilles voient un intérêt à pousser plus avant leur prise de participation dans le développement de gisements et de trains de liquéfaction dans les pays producteurs exportant vers l'Europe, en anticipant des tensions récurrentes sur les prix du marché européen du GNL. C'est bien ce qu'a fait ConocoPhillips au Qatar en prenant des parts de quelques pourcents dans NorthField East and South. Ceci dit, on doit reconnaître que rien ne garantit que ces compagnies pétrogazières adoptent spontanément une telle stratégie, d'autant qu'elles sont sous le feu incessant de la critique des médias et sous la pression de leurs actionnaires activistes vis-à-vis de leurs engagements dans les fossiles.

En conclusion, on ne voit pas bien comment pourront être évitées les situations récurrentes de prix très élevé du gaz importé, qui ne manqueront

pas de pénaliser les consommateurs européens de gaz. C'est aussi ce que constatent pour le moyen terme aussi bien l'étude du Shift Project déjà citée et celle de l'IFRI. On est face à une contradiction insurmontable entre la volonté politique de laisser la concurrence jouer à tous les étages de la filière gazière et le risque d'exposer les consommateurs européens à des épisodes de prix très élevés, dont on se garde évidemment de parler. On ne peut alors que méditer les propos du ministre qatari de l'Énergie lors du Qatar Economic Forum le 23 mai 2023² : «La seule chose qui a sauvé le monde et l'Europe cette année a été un hiver chaud et le ralentissement de l'économie. Si l'économie commence à s'emballer en 2024 et même s'il y a un hiver normal, je pense que le pire reste à venir. S'ils [les Européens] n'en prennent pas conscience, s'ils n'ont pas de plan adéquat, s'ils diabolisent les compagnies pétrolières et gazières et s'ils ne s'assoient pas avec les producteurs, ils devront faire face à une réalité qui s'imposera».

NOTES

1. Pour prendre le seul cas de TotalEnergies, la compagnie a, à côté de ses contrats d'achat et de vente, 10 Mt/an en *equity production*, une participation de 3,5 Mt/an dans NFE-S au Qatar, le projet Papouasie-Nouvelle-Guinée (2,5 Mt), le projet Mozambique Area 1 (3,5 Mt) et des participations dans 15 trains de liquéfaction dans le monde (dont 50 % du terminal Cameron aux États-Unis), sans parler de ses parts dans les terminaux de regazéification en Europe et en Asie pour une capacité agrégée à hauteur de 18 Mt/an. Voir TotalEnergies, A World-Class integrated LNG Portfolio, septembre 2022.

2. "Kaabi warns Europe of gas shortages in switch to renewables", <https://www.zawya.com/en/special-coverage/qatar-economic-forum-2023/kaabi-warns-europe-of-gas-shortages-in-switch-to-renewables-jva4u1fc>.

RÉFÉRENCES

AIE, 2023. "Natural Gas Supply-Demand Balance of the European Union in 2023: How to Prepare for Winter 2023/24," February 2023.

Commission européenne, 2022. Council Regulation (EU) 2022/2576 of 19 December 2022 enhancing solidarity

through better coordination of gas purchases, reliable price benchmarks and exchanges of gas across borders, Document 32022R2576. ST/14065/2022/INIT.

Economist Intelligence Unit (*Financial Times*), 2022. “Can the Middle East and Africa meet Europe’s energy needs?”, 17 May 2022.

Losz, A., Chyong, K., Joseph, I., 2023. “Beyond Spot vs. Long Term: Europe’s LNG Contracting Options for an Uncertain Future”, Center on Global Energy Policy.

Palti-Guzman, L., Eyl-Mazzega, M.-A., 2023. “The Strategic Repositioning of LNG: Implications for Key Trade Routes and Choke Points”, Études de l’IFRI, IFRI, april 2023.

Rajendran, A., Corbeau, A.-S., 2022. “Opportunities and Risks in Expanding US Gas and LNG Capacity”, Center on Global Energy Policy, September 22, 2022.

The Shift Project, 2022. «Gaz naturel : quels risques pour l’approvisionnement de l’Union européenne? 2025, 2030 et au-delà».

BIOGRAPHIE

Directeur de Recherche émérite au CNRS, médaillé de bronze du CNRS, **DOMINIQUE FINON** a été directeur de l’Institut d’Économie et de Politique de l’Énergie (CNRS et Grenoble II) de 1991 à 2002. Il a été président de l’Association des Économistes de l’Énergie. Il a été consultant de la Banque mondiale sur la combinaison des politiques climatiques et énergétiques dans les pays en voie de développement (2016-2018). Il a publié de nombreux articles académiques et des ouvrages codirigés sur la régulation des industries énergétiques libéralisées. Il est actuellement chercheur associé à la chaire European Electricity Markets (Paris Dauphine) dont il a été le coordinateur scientifique entre 2012 et 2018.

DIGEST

- **Natural hydrogen: exploration and production have begun but what are the prospects?**, *Isabelle Moretti*

Hydrogen can be produced from hydrocarbons, coal or water, but it can also be found in its natural state below the earth’s surface. After being discovered by chance while drilling for water or hydrocarbons, this phenomenon is now being further explored. The article provides an overview of what is currently known about why hydrogen is generated underground, how it can be built up, and the geological environments that are favourable to this process. The US and Australia are already actively exploring the phenomenon while France has recently embarked on the process, with French law recognising this natural resource as of 2022.

- **Assessing the costs of emissions reduction in France**, *Patrick Criqui*

Assessing abatement costs is one step in the development of economically efficient strategies for the reduction of emissions. Following on from work carried out to calculate the “Value for Climate Action”, France Stratégie (a government-funded policy analysis body) has undertaken a series of studies focused on (a) the methodology for calculating abatement costs, and (b) the evaluation of these costs for the main sectors of activity. These sectoral studies make it possible to identify the principal technical options for reducing emissions, to calculate their cost, and to identify the time horizons at which they could become cost-effective. They do so in comparison with the “Value for Climate Action”.

- **Adapting power system infrastructures to the effects of climate change**, *Sylvie Parey, Bruno Carlotti, Stéphane Gardey, Anthony Maire, Didier Roustan, Nicolas Vandenberghe, Etienne Brière*

The IPCC’s 6th Report confirms that human activities are contributing to global warming, leading to rapid and widespread changes around the world. Many countries, including France, are committed to achieving carbon neutrality by 2050. Reaching those targets is dependent on the electrification of energy end-uses and the decarbonisation of electricity generation. However, the trajectory of global greenhouse gas emissions is not in line with the objectives of the Paris Agreement, and governments and businesses must prepare to face a +1.5°C world. In addition, the levels of current and future warming are not uniform across the world. Against this backdrop, we provide an overview of the adaptation actions undertaken by the EDF Group in order to anticipate the effects of climate change.