

CONFRONTATIONS EUROPE

Tout comprendre sur NordStream 2, un révélateur des faiblesses européennes ?

Jacques Percebois



AUTEUR

Jacques Percebois, Professeur Emérite à l'Université de Montpellier, revient pour Confrontations Europe, sur les enjeux économiques et géopolitiques de la construction du gazoduc Nordstream 2.

Le gaz naturel satisfait 25% environ de la consommation d'énergie primaire de l'Union européenne (chiffre 2019) et assure 20% de sa production d'électricité.

L'UE dépend des importations pour 58% environ de sa consommation totale d'énergie. Elle importe 60% de sa consommation de gaz et les importations russes représentent près de 40% de ces importations. Rappelons que la Russie est le premier fournisseur de gaz mais aussi de pétrole et de charbon de l'Europe. Certes les chiffres sont variables selon les pays et la dépendance diminue en général au fur et à mesure que l'on s'éloigne de la frontière russe.

Le gaz russe à destination de l'Europe importé par tuyaux transite pour 40% par l'Ukraine et la Slovaquie (chiffres 2019), pour 30% par la Biélorussie et la Pologne, pour 20% via le gazoduc sous-marin Nordstream 1 et pour 10% via le Blue Stream qui traverse la Mer Noire. Le gazoduc Nordstream 1 qui est opérationnel depuis 2012 a une capacité de 55 milliards de mètres cubes et son jumeau Nordstream 2, de même capacité, devait être achevé fin 2019 mais sa construction a été suspendue suite aux sanctions américaines contre la Russie qui

ont incité plusieurs sociétés en charge du projet à se retirer du chantier. Ces sanctions font suite à l'invasion de la Crimée, et elles ont été renforcées après la mise en détention de l'opposant Alexeï Navalny.

Nordstream 2 est un gazoduc sous-marin de 1200 kilomètres dont le coût est estimé à 9,5 milliards d'euros. La société Nordstream 2 AG, qui est basée en Suisse, appartient à 100% à Gazprom et elle gère le projet pour le compte d'un consortium russo-européen. Ce projet, qui est presque terminé, est financé pour 50% par Gazprom et pour le reste, par cinq groupes européens (Wintershall, Uniper, Engie, OMV et Shell). Il reste 150 kilomètres de tuyaux à poser, dont 120 kilomètres du côté du Danemark et 30 en Allemagne.

Les difficultés rencontrées par l'achèvement du projet sont révélatrices de la multiplicité des enjeux qui lui sont associés. **Ce gazoduc est tout à la fois un outil indispensable pour la transition énergétique de l'Allemagne, un obstacle pour l'exportation américaine de gaz de schiste, un facteur de tension politique entre pays membres de l'UE et un vecteur**

potentiel pour l'importation future d'hydrogène « bleu » en provenance de Russie.

I. Un outil indispensable pour la transition énergétique allemande

L'Allemagne, qui a décidé de sortir définitivement du nucléaire en 2022 et de sortir progressivement du charbon d'ici 2038, a besoin de gaz ; ce gaz, très largement importé, sert aujourd'hui pour les trois-quarts au chauffage des locaux et aux usages industriels et pour 20 à 25% seulement pour la production d'électricité. **Les besoins en gaz de l'Allemagne ne sont pas aujourd'hui liés à la production d'électricité mais au chauffage.** La part du gaz dans la production allemande d'électricité est aujourd'hui encore modeste (15% en 2019), face aux renouvelables qui comptent pour 40% et au charbon et lignite qui produisent encore un peu moins de 30% de l'électricité. La part du nucléaire était en 2019 de 12,4 % mais elle va décroître très vite. Notons que l'Allemagne ne produit que 7% du gaz qu'elle consomme. **L'Allemagne ne pourra pas compter sur les seules renouvelables pour remplacer à la fois le nucléaire et le charbon, du moins pour**

longtemps encore (cf Stetter).

Le rôle du gaz dans la production d'électricité devrait augmenter dans la mesure où les centrales à gaz, à la différence des centrales utilisant des renouvelables (solaire et éolien), sont des centrales dites « pilotables ». Elles s'adaptent en temps réel à la demande d'électricité, alors que dans le cas des renouvelables intermittentes, c'est la demande qui doit suivre la production. Seules les centrales thermiques (charbon, gaz, pétrole), le nucléaire et l'hydraulique de barrage peuvent être considérées comme « pilotables ». Seuls le nucléaire et l'hydraulique de barrage sont à la fois « pilotables » et décarbonés. **L'Allemagne préférera certes une électricité carbonée à une électricité nucléaire, pendant quelques décennies encore du moins.**

Dans la mesure où l'électricité ne se stocke pas aujourd'hui à grande échelle dans des conditions économiques, et en l'absence d'un potentiel important de stations de pompage, un système électrique ne dispose que de trois solutions pour équilibrer en temps réel l'offre et la demande d'électricité : disposer de centrales dites en *back-up*

(réserves primaire, secondaire et tertiaire), faire appel à un portefeuille de clients effaçables, ou importer des pays limitrophes l'électricité qui fait défaut. **Le potentiel de barrages** (STEPS pour stations de transfert d'énergie par pompage) **est modeste en Allemagne, et du coup ce sont les centrales à gaz, bien que carbonées, qui sont la moins mauvaise solution pour assurer le suivi de charge.** Le gaz émet en effet moins de gaz à effet de serre que le pétrole et surtout que le charbon.

A cela s'ajoute le fait que le gaz conservera une place importante pour les usages hors électricité au fur et à mesure que l'on renoncera à l'utilisation du charbon, ce qui ne se fera d'ailleurs que de façon progressive. **Le gaz est en quelque sorte l'énergie incontournable de transition entre le système actuel, encore fortement carboné, et le système de demain qui sera décarboné mais avec un fort potentiel de stockage de l'électricité** (sous forme de batteries et de power-to-gas). C'est pourquoi le gazoduc Nordstream 2 est pour l'Allemagne une artère vitale,

d'autant que le gaz russe demeure relativement bon marché par rapport à ses concurrents.

II. Un obstacle à l'exportation de gaz de schiste américain

Les Etats-Unis motivent leur opposition au projet Nordstream 2 par le souci de préserver l'Union européenne d'une trop forte dépendance énergétique à l'égard de la Russie. Ils poussent les Européens à privilégier l'achat de « freedom gas ». On connaissait les « freedom chips » qui avaient remplacé les « French chips » lorsque la France avait refusé de participer à la guerre en Irak. C'est maintenant au tour du gaz, qui doit se substituer au gaz russe, de bénéficier de ce label. C'était déjà l'argument invoqué au début des années 1980 lors de la signature de nombreux contrats européens d'approvisionnement avec l'Union soviétique. Depuis, l'Europe n'a jamais eu à souffrir d'une interruption prolongée de ses approvisionnements, même s'il y eut quelques difficultés parfois, ni d'ailleurs d'une telle menace, car la Russie sait bien que cette dépendance est réciproque. **Couper le gaz à l'Europe une fois c'est renoncer pour toujours à plusieurs clients en même temps et la**

Russie ne peut pas se le permettre.

La Russie peut certes envoyer son gaz vers la Chine mais la rentabilité du gazoduc « Force de Sibérie » n'est pas aussi bonne que celle des réseaux vers l'Europe et le pays a besoin des devises procurées par l'Europe. Le pétrole et le gaz pèsent chacun 15% du PIB russe et fournissent ensemble près des deux-tiers des recettes en devises (48% pour le pétrole et 16% pour le gaz) ainsi que la moitié des recettes budgétaires du pays. Au demeurant l'Europe dispose de stockages stratégiques lui permettant de faire face pendant quelques mois à un arrêt des exportations russes et elle a déjà fortement diversifié ses approvisionnements. Plusieurs pays, dont la Pologne récemment, possèdent déjà ou construisent des installations destinées à accueillir du GNL (gaz naturel liquéfié). La Pologne envisage aussi de construire un gazoduc depuis la Norvège (cf. Lastovskaya).

La vraie raison de l'opposition américaine est à chercher dans le souhait d'approvisionner l'Europe en gaz de schiste américain, ce qui a d'ailleurs

déjà commencé. Les Etats-Unis ont annoncé qu'ils voulaient être le premier fournisseur de GNL de l'Europe d'ici 2025. Le problème est que du fait des coûts de liquéfaction et des coûts de transport par méthaniers, le GNL américain rendu dans les ports européens est 20% plus cher que le gaz russe livré à la frontière européenne. Notons à ce propos que la Russie, qui dispose de coûts de production très faibles, pourrait pratiquer une stratégie dite de prix-limite, visant à baisser le prix FOB du gaz (départ champs ou à la frontière russe) afin de renchérir le prix CIF (à la frontière européenne) du gaz américain. La stratégie américaine visant à retarder la réalisation du projet Nordstream 2 est, à l'inverse, une stratégie visant à renchérir le prix CIF du gaz russe puisque tout délai supplémentaire se traduit par un coût supplémentaire de transport pour les investisseurs. Notons aussi que les importations de GNL américain constituent un moyen pour les Européens de peser sur le prix demandé par les Russes. Ce GNL joue en quelque sorte le rôle de gendarme face à l'augmentation du prix que la Russie pourrait être susceptible d'exiger (cf Hansen et Percebois). La seule fois où certains pays de

l'est européen ont subi un arrêt provisoire de leur approvisionnement en gaz russe a été liée au conflit qui a opposé la Russie et l'Ukraine à propos des droits de transit du gaz russe. **La principale motivation pour la construction de Nordstream 2 est d'ailleurs liée, au départ, au souci de contourner l'Ukraine**, d'autant que le coût d'un gazoduc sous-marin n'est guère plus élevé que celui d'un gazoduc terrestre dès lors que l'on tient compte des coûts de transit qui sont souvent très élevés, les pays de transit profitant de leur position de monopole pour faire monter les enchères. Rappelons également que les pressions américaines, relayées par la Commission européenne, ont fait capoter le projet South Stream reliant la Russie à l'Europe via la Mer Noire et qui devait alimenter la Bulgarie, la Serbie et l'Autriche. Il est vrai que les Directives européennes imposent que, sauf dérogation transitoire, les gazoducs qui approvisionnent l'Union doivent respecter l'ATR (accès des tiers aux réseaux), ce qui réduit la rentabilité d'un projet pour l'exportateur. Cela peut conduire l'exportateur à renoncer à son projet s'il doit partager les bénéfices avec d'autres fournisseurs.

III. Un facteur de tension entre pays de l'Union européenne

L'Ukraine, qui n'est pas dans l'U.E., et la Slovaquie, qui en fait partie, sont opposés au projet car cela leur enlève des droits de transit. **Rappelons que l'une des conditions fixées pour valider le projet de gazoduc Nordstream 2 était que l'Allemagne continuerait à faire transiter une partie de son gaz par l'Ukraine.** Ce pays dispose d'une capacité importante de transport (supérieure au volume total des exportations russes vers l'Europe) et compte sur un transit d'au moins 40 milliards de mètres cubes par an sur la période 2021-2024. Les Pays Baltes et la Pologne sont opposés au projet à la fois parce qu'il accroît la dépendance à l'égard de la Russie mais aussi par dépit. Le choix d'une route maritime est pour eux une marque de défiance à l'égard de pays membres de l'Union, alors que ce sont très largement des conditions économiques qui ont justifié ce tracé. Le Danemark fait tout pour gêner le projet, probablement sous la pression américaine. La France, qui est agacée par les prises de position de l'Allemagne contre le nucléaire chez elle mais aussi chez les autres, a une

position dont la prudence frise la réprobation. Il faut dire que l'Allemagne s'oppose, en accord avec la Commission européenne, à ce que le nucléaire fasse partie de la Taxonomie des investissements éligibles aux financements européens. Cette Taxonomie (E.U Taxonomy) est un « label vert », un outil qui fournit aux acteurs financiers la liste des investissements qui peuvent être considérés comme « verts » ou « durables ». S'il n'est pas « vert », le nucléaire, qui n'émet pas de carbone, doit au minimum être considéré comme « durable ». L'Europe est donc loin de pouvoir parler d'une seule voix dans ce dossier.

Il est vrai qu'avec l'élargissement de l'Union européenne à certains pays ex-membres du Pacte de Varsovie, plusieurs de ces pays de l'est ont eu tendance à importer en Europe leurs contentieux anciens avec le voisin russe. Ils sont en particulier très chatouilleux sur la question de l'indépendance. La Russie joue d'ailleurs sur les divergences européennes pour mieux imposer son point de vue. Il faut rappeler aussi que lors des conflits qui avaient opposé l'Ukraine à la Russie en 2005-2006, puis en

2008-2009, suite à des désaccords entre Gazprom et Naftogaz sur le montant des péages de transit dans le premier cas et sur un remboursement de dette dans le second, l'Europe avait déjà montré ses fractures. La Hongrie, la Bulgarie et la Roumanie avaient subi un début de pénurie suite à la réduction du volume de gaz russe transitant par l'Ukraine, et la solidarité des autres pays de l'Union n'avait pas beaucoup joué. Mais la faute en était principalement à l'Ukraine qui gardait pour elle le gaz destiné aux Européens. Certes la réversibilité directionnelle du gaz dans les tuyaux n'est pas toujours aisée mais à l'époque les pays européens avaient plutôt adopté des stratégies non-coopératives.

La structure des mix énergétiques est très variable d'un pays européen à l'autre, pour des raisons qui tiennent à la fois à la géographie et à l'histoire. Il existe des orientations communes de politique énergétique, validées par la Commission européenne, et les réseaux de gaz comme ceux d'électricité sont un facteur objectif de solidarité et de mutualisation des risques entre pays. Mais le caractère stratégique de l'énergie dans une région qui dépend à plus de 50%

de pays hors Union européenne pour son approvisionnement fait que les Etats membres optent tantôt pour une stratégie coopérative tantôt pour une stratégie non-coopérative. Le principe est simple : on coopère lorsque l'action commune apporte un bénéfice supérieur à celui que l'on obtiendrait si on se comportait en passager clandestin (*free rider*). On ne coopère pas dans le cas inverse. C'est le problème bien connu de la cohérence de toute coalition. **Ce projet de gazoduc apparaît donc aujourd'hui plutôt comme un facteur de dissension que comme un facteur de coopération entre pays de l'Union et il ne permet pas d'adopter un comportement uni face aux Etats-Unis.** On peut le déplorer mais c'est une réalité. L'Europe va-t-elle se réconcilier sur l'hydrogène ?

IV. Un vecteur potentiel pour l'importation d'hydrogène « bleu » de Russie

Plusieurs scénarios sont aujourd'hui possibles concernant le devenir de Nordstream 2. On peut concevoir que le projet soit purement et simplement abandonné ce qui engendrerait des coûts échoués (*stranded*

costs) importants pour l'exportateur russe comme pour les importateurs européens de gaz. On peut concevoir aussi que le projet soit achevé mais non utilisé, ou qu'il le soit partiellement, du moins pendant quelques années. Cela renchérirait le coût d'importation de ce gaz mais permettrait de satisfaire certaines exigences politiques. On peut enfin terminer le projet avec l'engagement que ce tuyau ne transporte pas du gaz aujourd'hui mais avec l'ambition ou l'espoir qu'il permette demain d'acheminer de l'hydrogène « bleu » en provenance de Russie. **L'Allemagne joue à fond la carte de l'hydrogène comme vecteur du futur, notamment dans le domaine de la mobilité.**

Pour les gaziers européens le dilemme est aujourd'hui le suivant : soit continuer à produire du méthane mais avec le risque élevé d'être progressivement évincés du marché de l'énergie, comme les pétroliers et les charbonniers, en raison des émissions de gaz à effet de serre, soit se lancer dans la production de bio-méthane et d'hydrogène « bleu ». **Rappelons que l'hydrogène n'est pas une énergie mais un vecteur au même titre que l'électricité.**

On ne le trouve quasiment pas à l'état naturel. Il faut le produire et il existe aujourd'hui trois façons de le faire.

L'hydrogène est aujourd'hui produit dans le monde à 96% à partir des hydrocarbures via les processus de vaporeformage (du gaz principalement), d'oxydation ou de gazéification de charbon ou de biomasse. On parle alors d'hydrogène « gris » en raison des quantités élevées de CO₂ émises lors de sa production. Si l'on capture ce CO₂ pour le stocker (CCS pour *Carbon Capture and Storage*), ce qui peut réduire les émissions de CO₂ de 90%, on parle alors d'hydrogène « bleu ». On peut aussi fabriquer de l'hydrogène en pratiquant l'électrolyse de l'eau et c'est un moyen par exemple d'utiliser voire de stocker l'électricité renouvelable excédentaire. On parle alors d'hydrogène « vert ». L'hydrogène obtenu par électrolyse de l'eau en utilisant de l'électricité solaire ou éolienne peut trouver un usage direct (4% de la production mondiale d'hydrogène). Il peut aussi être associé à du CO₂ et fournir du méthane avec lequel on peut produire à nouveau de l'électricité. C'est la *méthanation* mais qui, avec les technologies

actuelles, n'est pas rentable compte tenu de la faiblesse des rendements tout au long de la chaîne de transformation. Les pertes dans la conversion électricité-hydrogène-électricité (*power-to-gas*) sont encore très élevées (cf IEA).

Le coût de production de l'hydrogène par électrolyse de l'eau est environ trois fois plus élevé que celui obtenu par reformage du gaz naturel et deux fois plus élevé que celui obtenu avec captage du CO₂. Sa compétitivité devrait s'améliorer avec la mise au point d'électrolyseurs plus performants. On fonde beaucoup d'espoirs sur cette technologie pour résoudre demain le problème de l'intermittence des renouvelables. On peut aussi envisager de recourir au nucléaire pour produire cet hydrogène « vert ».

Le coût de production de l'hydrogène « bleu » est supérieur à celui de l'hydrogène « gris » du fait du coût des technologies de captage et d'enfouissement du CO₂. Ce coût peut être un peu réduit si on trouve un usage au CO₂ puisque sa vente procure un revenu; on parle alors de CCU (*Carbon Capture and Utilisation*). Pour un prix donné du gaz et pour

une technologie donnée de captage du carbone, on comprend que la compétitivité relative entre hydrogène « bleu » et hydrogène « gris » va dépendre du prix du CO2. La tonne de CO2 se négocie en mars 2021 aux alentours de 40 euros sur le marché européen du carbone (*European Trading Scheme*).

Il faudrait que la tonne de CO2 atteigne environ 100 euros pour que l'hydrogène « bleu » devienne compétitif par rapport à l'hydrogène « gris » (cf World Bank). Mais la forte augmentation du prix du carbone va dans le même temps améliorer la compétitivité de l'hydrogène « vert ». La compétitivité relative de l'hydrogène « bleu » et de l'hydrogène « vert » dépendra des prix relatifs de l'électricité et du gaz ainsi que du coût relatif des technologies d'électrolyse et de captage du carbone. **Cette compétitivité de l'hydrogène « bleu » devrait toutefois s'accroître avec l'amélioration des techniques de captage et de stockage du CO2.**

On peut envisager demain que la Russie, qui dispose de réserves importantes de gaz naturel, se lance dans la production à grande échelle d'hydrogène « bleu »

exporté vers l'Europe afin de valoriser une ressource qui ne pourrait plus trouver de débouché directement sous forme de méthane. **Il faudra ensuite transporter cet hydrogène « bleu » et le gazoduc Nordstream pourrait être le moyen de le faire vers l'Union européenne.** L'hydrogène peut se transporter sous forme gazeuse ou sous forme liquide (refroidi à une température de moins 293 degrés Celsius dans ce dernier cas). Mais il ne s'agit là pour l'instant que de spéculations.

Conclusion

Les considérations politiques ont toujours joué un grand rôle dans le marché européen du gaz. La négociation de contrats d'approvisionnement à long terme a été tributaire de la nature des relations entre les Etats exportateurs et importateurs, que ce soit avec la Russie ou avec l'Algérie ou la Libye. Le projet de gazoduc Nordstream 2 n'échappe pas à la règle. Certes le marché international du gaz naturel est aujourd'hui plus ouvert que dans le passé grâce au développement du GNL qui a multiplié les sites d'importation du gaz et fragilisé la rentabilité de certains gazoducs, même si l'importation de GNL est

souvent plus coûteuse que celle du gaz livré par gazoducs. Mais il faut compter avec les enjeux et pressions politiques et cela tient au caractère éminemment stratégique de l'énergie. Les tensions sur les questions énergétiques sont également internes à l'Union européenne, comme le montrent les débats sur l'achèvement de ce gazoduc.

Jacques Percebois est Professeur Emérite à l'Université de Montpellier.

Bibliographie :

- Hansen (Jean-Pierre) et Percebois (Jacques) (avec Alain Janssens) « Energie : économie et politiques » 3ème édition, Editions de Boeck, chapitre 4, 2019
- International Energy Agency (IEA), « The Future of Hydrogen », 2019
- Lastovskaya (Marina), « Les exportations d'hydrocarbures de la Russie vers l'Europe: avantages, possibilités, défis et menaces », Mines Revue des Ingénieurs, septembre-octobre 2018
- Stetter (Ernst) « Nordstream 2 : un enjeu géopolitique et énergétique majeur pour l'Allemagne et l'Europe », Fondation Jean Jaurès, octobre 2020
- World Bank, « Guidance Note on Shadow Price of Carbon in Economic Analysis », 2017

CONFRONTATIONS EUROPE



Confrontations - Paris
29 avenue de Villiers
75017 Paris

Confrontations - Bruxelles
Rue du Luxembourg 19
1000 Bruxelles



communication@confrontations.org



<https://confrontations.org>



[@confrontations](https://twitter.com/confrontations)



[@ConfrontationsEurope](https://www.linkedin.com/company/confrontations-europe)