

Le gaz naturel : des perspectives contrastées selon les zones géographiques

Jacques Percebois

Il y a quelques années encore, on pensait que la segmentation du marché international du gaz naturel en trois zones géographiques (Amérique, Europe, Asie) allait céder la place à un marché unifié, comme c'est le cas avec le pétrole, car ces trois zones allaient toutes devenir largement importatrices de GNL. Le gaz liquéfié devait être le facteur de l'unification donc d'une relative convergence des prix du gaz dans le monde. Ce n'est pas ce que l'on observe aujourd'hui, en raison notamment du développement rapide et à grande échelle du gaz non conventionnel aux États-Unis, qui pourraient devenir rapidement indépendants pour leur approvisionnement en gaz, voire exportateurs de GNL vers le reste du monde.

Il y a peu de temps encore, l'AIE prédisait un « âge d'or » pour le gaz partout dans le monde, essentiellement parce que le gaz naturel est une énergie abondante et peu polluante comparativement à ses substituts que sont le pétrole et le charbon. Ce n'est pas ce que l'on observe, du moins en Europe, car la place du gaz y est contestée, en particulier dans le secteur en expansion de la production d'électricité, par un charbon devenu moins cher et des énergies renouvelables considérées comme prioritaires.

1. Un marché mondial qui demeure géographiquement segmenté

Le gaz est une énergie coûteuse à transporter, que ce soit par gazoducs ou sous forme liquéfiée, et c'est une énergie qui n'a pas d'usages captifs, à la différence du pétrole et de l'électricité. Le gaz doit donc être compétitif avec ses substituts, que ce soit dans l'industrie, le secteur résidentiel ou la production d'électricité. Le gaz présente en revanche l'avantage d'être la moins polluante des énergies fossiles, un atout dans un contexte où la lutte contre le réchauffement climatique est devenue une priorité mondiale. Les réserves de gaz ont été fortement ré-estimées au cours des cinq dernières années avec l'apparition du gaz non conventionnel.

A) L'émergence du gaz non conventionnel rebat les cartes

Ce gaz non conventionnel a fait une apparition massive et brutale aux États-Unis vers 2008, créant une sorte de « bulle gazière ». C'est le prix élevé sur le marché *spot* du gaz qui a rentabilisé la recherche de ce nouveau gaz, mais cela a été facilité par deux facteurs importants : la fracturation hydraulique qui permet de récupérer le gaz dans la roche-mère (ce qui est plus difficile que pour le gaz conventionnel piégé dans une roche réservoir) et le régime du droit minier américain. Aux États-Unis, « propriété du sol entraîne propriété du sous-sol » et il est donc très facile pour des sociétés d'obtenir des permis d'exploration et d'exploitation auprès des propriétaires privés. Ailleurs dans le monde, c'est l'État qui délivre ces permis car les réserves

d'hydrocarbures sont considérées comme des ressources publiques soumises au droit des concessions.

Il existe en pratique plusieurs types de gaz non conventionnels : des *shale gas* ou gaz de schistes, du *coalbed methane* ou gaz grisou et des *tight gas* ou gaz dits compacts. L'avantage de ce gaz non conventionnel américain est qu'il est souvent proche des lieux de consommation, donc n'exige pas de coûts élevés de transport et qu'il bénéficie d'un régime fiscal avantageux puisqu'il est national et non importé. Ce sont, au départ, des petits producteurs qui sont à l'origine de cette exploitation massive, mais « *si les petits acteurs trouvent les gisements, les majors les achètent et les développent* », aiment à dire certains experts. Le montant des réserves prouvées et celui des ressources potentielles sont très controversés, mais un accord se fait pour dire qu'aux États-Unis au moins ces ressources sont considérables et accessibles à bas coûts. On parle de 20 000 milliards de m³, chiffre qu'il faut comparer à celui de la production annuelle totale de gaz américain : 681 milliards de m³ en 2012. En 2008, la production de gaz non conventionnel était de 55 milliards de m³ ; en 2012, elle était passée à 260 milliards de m³, soit 38 % de toute la production américaine de gaz. Et la part de gaz non conventionnel dans la production américaine de gaz devrait, selon l'US Energy Information Administration, s'accroître fortement dans les prochaines années pour atteindre plus de 75 % de la production en 2035. Pour un pays que tout le monde donnait importateur massif de gaz à court terme, cela change la donne et des projets d'exportation d'une partie de ce GNL sont maintenant à l'étude, en direction de l'Europe (Royaume-Uni notamment) et de la Chine. Mais il faut pour cela construire des installations coûteuses de liquéfaction qui, pour l'instant, n'existent pas sur le sol américain. On prévoit donc d'implanter de telles installations sur les sites où existent des installations de regazéification.

L'émergence de ce gaz non conventionnel bon marché a bouleversé la donne aux États-Unis : cela a favorisé le développement des industries grosses consommatrices d'énergie, dans la chimie en particulier, et cela a même conduit à la relocalisation de certaines entreprises. Ainsi,

l'industrie des plastiques et celle des engrais ont fortement amélioré leur compétitivité internationale et concurrencent désormais leurs homologues européens. La pétrochimie utilise le gaz naturel à la fois comme source d'énergie et comme matière première et la production d'éthylène à partir du gaz de schiste est 3 fois moins coûteuse que celle de l'éthylène produit avec du naphta, un dérivé du pétrole. De nombreuses sociétés européennes délocalisent même leurs installations pétrochimiques en Amérique. Certains experts se demandent si l'intérêt des États-Unis est bien d'exporter une partie de ce gaz : ne vaudrait-il pas mieux faire profiter les seules entreprises américaines de cet avantage-coût au lieu de le partager avec les concurrents européens et asiatiques ? On objectera que, si l'on tient compte du coût de liquéfaction et de transport par méthannier, le prix CIF du GNL américain rendu dans les ports européens et asiatiques sera sensiblement supérieur au prix dont bénéficient les industriels américains. En octobre 2013, le prix du gaz sur le marché *spot* américain (*Henry hub*) était de l'ordre de 3 à 4 \$/MBTU ; à la même date, le gaz s'échangeait à 12 \$ en Europe et à plus de 17 \$ en Asie.

Le potentiel de gaz non conventionnel (souvent qualifié de gaz de schiste) semble également prometteur dans de nombreuses régions du monde, comme le montre le tableau 1, que ce soit en Chine, en Argentine, en Algérie, au Canada et même en Europe. La France, par exemple, disposerait de près de 4 000 milliards de m³ de gaz non conventionnel (soit 80 ans de consommation sur la base des chiffres actuels), mais, l'utilisation de la technique de la fracturation hydraulique y étant interdite depuis une loi de 2011, il est difficile de connaître le montant précis du potentiel exploitable. Nul doute que le coût d'accès au gaz non conventionnel serait plus élevé en Europe qu'aux États-Unis car les conditions technico-économiques et juridiques y sont moins favorables, ne serait-ce qu'au niveau des contraintes environnementales. Mais ce gaz serait moins cher que le gaz importé, qui demeure largement indexé sur le prix du pétrole.

L'incertitude sur le volume du gaz non conventionnel exploitable en Europe et sur la volonté

politique d'y recourir est de nature à fragiliser les relations entre importateurs européens et fournisseurs traditionnels de l'Europe, dans un contexte où les États-Unis pourraient devenir un fournisseur de gaz pour l'Europe. La Russie a d'ores et déjà accepté de revoir les clauses d'indexation, en acceptant plus d'indexation sur le *spot* ; elle sait que l'Asie aura demain besoin de quantités croissantes de gaz, mais elle sait aussi que les États-Unis pourront devenir un concurrent pour l'approvisionnement de la Chine et du Japon. L'Algérie semble disposer de fortes ressources en gaz de schiste et le marché européen demeurera un débouché naturel, compte tenu de ses besoins futurs, mais une plus grande souplesse dans les contrats d'approvisionnement (concernant les clauses d'enlèvement et d'indexation) est aujourd'hui nécessaire, dans une période de crise économique synonyme de stagnation de la demande, avec le risque de voir l'Europe recourir massivement au gaz de schiste demain. Les signaux envoyés par certains pays européens concernant le recours au gaz de schiste constituent une menace crédible avec laquelle les exportateurs de gaz doivent compter. Il suffit de voir comment, en l'espace de quelques années, la situation s'est renversée aux États-Unis : les experts les voyaient gros importateurs à brève échéance ; ils les voient aujourd'hui exportateurs nets prochainement. Certes, la situation américaine n'est pas transposable en Europe, mais la volonté européenne de réduire fortement la consommation primaire d'énergie ne doit pas être sous-estimée car cela

aura des répercussions sur les besoins d'importation d'énergie, le gaz en particulier.

B) Les acteurs du marché international du gaz

Le tableau 2 donne une image de la part des principaux producteurs, exportateurs et importateurs de gaz en 2012. Les États-Unis sont redevus le premier producteur mondial de gaz devant la Russie, loin devant le Qatar, l'Iran, le Canada, la Norvège et la Chine. La Russie demeure le premier exportateur, devant le Qatar et la Norvège, loin devant la Canada et l'Algérie. Le Japon est le premier importateur de gaz, loin devant l'Allemagne, l'Italie et la Corée du Sud.

Le tableau 3 fait apparaître les disparités de situation entre les trois zones géographiques de consommation de gaz dans le monde. Les situations sont différentes, que l'on considère le poids des importations dans la consommation nationale de gaz, le volume de gaz importé ou la façon dont ce gaz est importé (par gazoducs, sous forme de GNL ou des deux façons à la fois). Les besoins d'importation de la Chine et du Japon vont augmenter fortement dans les prochaines années, pour produire de l'électricité notamment. Les besoins de l'Union européenne sont eux aussi orientés à la hausse du fait du déclin de la production européenne de gaz, bien que la part du gaz dans la production d'électricité soit aujourd'hui quelque peu contestée du fait de la priorité donnée au charbon et aux renouvelables.

Tableau 1

Réserves de pétrole et de gaz de schiste
 (le pétrole de schiste représente 10 % des réserves de pétrole,
 le gaz de schiste représente 30 % des réserves de gaz)
 Source : US Energy Information Administration, 2012

Pétrole de schiste	Milliards de barils	Gaz de schiste	Milliards de m³
Russie	75	Chine	31 500
États-Unis	58	Argentine	22 700
Chine	32	Algérie	20 000
Argentine	27	États-Unis	18 800
Libye	26	Canada	16 200
France	4,7	France	3 877

Tableau 2
Producteurs, exportateurs et importateurs de gaz naturel (chiffres 2012)

 Source : IEA, *Key World Energy Statistics*, 2013

Producteurs	Gm ³	% mondial	Exportateurs nets	Gm ³	Importateurs nets	Gm ³
USA	681	19,8 %	Russie	185	Japon	122
Russie	656	19,1 %	Qatar	120	Allemagne	70
Qatar	160	4,7 %	Norvège	109	Italie	68
Iran	158	4,6 %	Canada	57	Corée	48
Canada	157	4,6 %	Algérie	48	Turquie	45
Norvège	115	3,3 %	Turkmenistan	37	USA	43
Chine	107	3,1 %	Indonésie	37	France	43
Arabie S.	95	2,8 %	Pays-Bas	34	Royaume-Uni	37
Pays-Bas	80	2,3 %	Nigeria	27	Chine	36
Indonésie	77	2,2 %	Malaisie	21	Ukraine	32
Autres	1 149	33,5 %	Autres	154	Autres	283
MONDE	3 435	100 %	TOTAL	829	TOTAL	827

Tableau 3
Disparités entre zones d'importation de gaz

Source : IEA, chiffres 2012

Pays importateur	États-Unis	Union Européenne	Japon	Chine
Part des importations dans la consommation de gaz	10 %	65 %	90 %	25 %
Volume de gaz importé en 2012	43 Gm ³	320 Gm ³	122 Gm ³	36 Gm ³
Modalités d'importation	Gazoducs + GNL	Gazoducs + GNL	GNL	Gazoducs + GNL
Prévisions	Exportateur net probable à court terme	Importations futures en hausse	Importations futures en forte hausse	Importations futures en forte hausse

C) Les prix du gaz sur le marché international

Les mécanismes de formation des prix du gaz sont également très différents d'une zone géographique à l'autre. Aux États-Unis, c'est une logique de concurrence *gas to gas* qui domine, avec un marché très liquide et des prix historiquement très volatils, même si, depuis

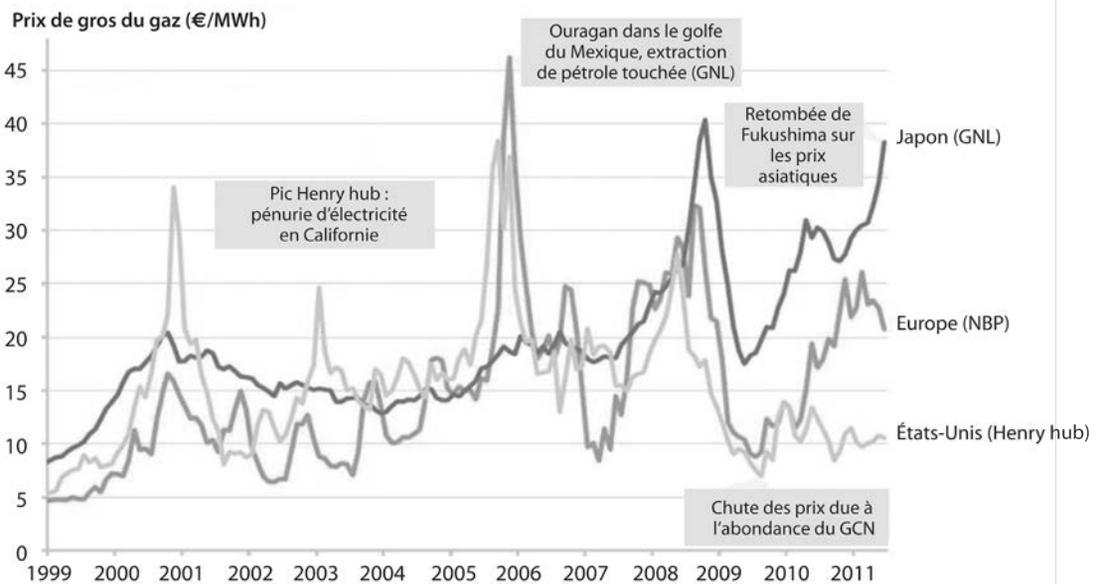
2010, ces prix restent durablement très bas en raison de la « bulle de gaz » induite par l'exploitation du gaz de schiste (aux alentours de 4 \$/MBTU). Dans l'Union européenne, la situation est variable d'un pays à l'autre. Au Royaume-Uni et aux Pays-Bas, le marché est liquide et la concurrence *gas to gas* forte sur le NBP comme sur le TTF. Dans le reste de l'Europe, les contrats d'importation de long terme prévoient toujours

une large indexation sur les prix du pétrole brut et/ou des produits pétroliers (pour plus de 50 %), mais l'indexation se fait de manière croissante par rapport à l'évolution des prix *spot* du gaz ou par référence au prix du charbon-vapeur. Le marché *spot* ne cesse de se développer dans tous les pays importateurs, grâce notamment à la diversification géographique des sources d'importation (en provenance du Qatar, d'Égypte, du Nigeria), à un maillage croissant des réseaux de transport et à une plus grande flexibilité au niveau des clauses d'enlèvement. Les clauses *take or pay* ont perdu de leur importance face à plus de flexibilité contractuelle. En 2012, les prix CIF du gaz s'échelonnaient entre 10 et 12\$/MBTU en Europe.

Au Japon comme en Chine, ce sont les contrats d'importation à long terme avec clauses d'indexation sur les prix des produits pétroliers (et un peu du charbon) qui dominent et, suite à Fukushima, les prix se sont envolés (15 à 17 \$/MBTU en 2012) car l'arrêt des centrales nucléaires japonaises a nécessité d'accroître fortement les importations de GNL pour produire de l'électricité. Ainsi, une partie des achats de GNL initialement prévus pour l'Europe a été déournée vers l'Asie, les prix de vente du gaz y étant plus rémunérateurs. Cela a engendré des

tensions sur certains marchés *spot* européens et empêché les stockages européens de gaz d'être remplis, situation qui peut devenir gênante si l'Europe connaît un hiver durablement froid. Ainsi le prix du gaz sur le « PEG sud » (point d'échange gaz au sud de la Loire) est, en France, nettement supérieur au prix observé sur le « PEG nord » pour deux raisons : l'approvisionnement en GNL au sud de la France (à Fos-sur-Mer) est insuffisant, les méthaniers étant déournés vers le Japon ; la capacité de transport dans les gazoducs entre le nord et le sud de la France est souvent saturée, ce qui empêche les arbitrages. Certaines missions de service public (sécurité des approvisionnements) ne sont ainsi plus assurées par les opérateurs et les pouvoirs publics français s'en émeuvent.

Cette déconnexion entre prix américains, européens et asiatiques du gaz est observable depuis 2009 (figure 1) et elle n'a pas de raison de disparaître à court terme puisque les conditions qui l'ont provoquée sont encore réunies aujourd'hui. Seule une exportation massive de gaz américain vers le reste du monde, associée à une mise en production du gaz de schiste en Europe et en Asie, serait de nature à inverser la tendance et à mettre fin à la segmentation géographique du marché mondial du gaz.



2. Le gaz naturel évincé de la production d'électricité par les énergies renouvelables en Europe

Le gaz naturel satisfait plusieurs types d'usages en Europe : c'est un combustible recherché dans le secteur résidentiel et tertiaire pour le chauffage des bâtiments ; c'est aussi un combustible largement utilisé dans l'industrie et pour la production d'électricité mais, dans tous les cas, les situations varient fortement d'un pays à l'autre. Le gaz naturel est, pour le moment, peu utilisé dans le secteur des transports. À titre d'exemple, en France, le gaz naturel satisfait environ 22 % de la demande finale d'énergie contre 23 % pour l'électricité et 45 % pour les produits pétroliers. Il joue un rôle croissant dans le secteur de la production d'électricité, surtout dans les pays qui ont décidé de réduire la part du nucléaire dans le mix électrique, voire d'en sortir. C'est d'ailleurs le secteur de l'électricité qui devait, selon l'AIE, tirer la demande européenne de gaz dans le futur. Le secteur des industriels « gazo-intensifs » ne représente qu'un faible pourcentage de la demande, comparé aux perspectives prometteuses de la génération électrique.

Les Européens s'approvisionnent tous à des prix CIF proches pour le gaz comme pour le pétrole. Les coûts de production de l'électricité sont en revanche très variables d'un pays à l'autre car ils dépendent de l'importance des ressources locales en hydraulique et en nucléaire. Ainsi, on a coutume de dire que les Américains ont du gaz et de l'électricité pas chers, les Allemands ont du gaz pas cher et de l'électricité chère, les Français ont du gaz un peu plus cher et de l'électricité peu chère. Dans certains pays, le gaz sert à la production de l'électricité en base comme en pointe, via les centrales à cycles combinés à gaz et les turbines à combustion. Dans d'autres pays, il n'intervient que pour la production d'électricité en période de pointe. Dans tous les cas, le gaz sert en général de *back-up* pour les énergies renouvelables intermittentes, l'éolien et le solaire photovoltaïque.

A) L'électricité renouvelable intermittente perturbe le fonctionnement du marché spot de l'électricité

Tous les pays européens ont pris l'engagement de développer les énergies renouvelables et la promotion se fait principalement en recourant au mécanisme des *feed-in tariffs*. Le coût de production de ces énergies étant sensiblement supérieur au coût de production de l'électricité nucléaire ou de l'électricité thermique classique produite avec du charbon, du gaz ou du fioul, cette électricité renouvelable n'est pas compétitive avec ces substituts et elle ne serait jamais appelée sur le réseau si elle n'était pas subventionnée. C'est pourquoi, afin d'en favoriser l'émergence et d'en faire baisser le coût via un effet d'apprentissage, l'opérateur historique (EDF en France) a l'obligation d'acheter à un prix garanti rémunérateur l'énergie éolienne et photovoltaïque injectée sur le réseau. Ce prix est garanti sur une longue période (de l'ordre de 15 ans) et la différence entre le prix garanti et le prix de référence du marché *spot* de l'électricité constitue un surcoût mutualisé sur l'ensemble des consommateurs d'électricité par le biais d'une taxe. En France, ce surcoût est financé via la CSPE, contribution au service public de l'électricité.

Cette électricité renouvelable, payée hors marché, est, de par la loi, prioritaire sur le réseau et elle participe aux enchères sur le marché *spot day ahead*. Dans un contexte où la demande d'électricité est stagnante, voire en baisse du fait de la crise économique, les injections d'électricité renouvelable ont tendance à faire baisser le prix d'équilibre. Ce *switching* de la courbe du *merit order* n'est pas pénalisant pour cette électricité renouvelable puisqu'elle n'est pas rémunérée au prix du marché, ce qui n'est pas le cas pour les autres formes d'électricité.

Rappelons que la règle dite du *merit order* consiste à appeler sur le réseau les centrales électriques en fonction des coûts marginaux croissants. Lorsque le nucléaire est marginal (aux heures creuses), le prix de vente permet de récupérer le seul coût variable du nucléaire. Lorsque la centrale à charbon est marginale, le kWh nucléaire est vendu sur la base du coût

variable de la centrale à charbon, lequel est supérieur au coût variable de la centrale nucléaire, ce qui permet de récupérer une partie des coûts fixes du kWh nucléaire. Lorsque le même kWh nucléaire est vendu sur la base du coût variable d'une turbine à combustion, qui est alors l'équipement marginal aux heures de pointe, le prix de vente permet de récupérer les coûts variables, mais aussi une large part des coûts fixes du kWh nucléaire. Le phénomène du *switching* est mis en évidence par la figure 2 qui montre qu'après injection d'une électricité renouvelable à coût marginal nul (éolien et solaire) le prix du marché (qui demeure calé sur le coût variable de l'équipement marginal) a tendance à s'effondrer, ce qui pénalise tous les producteurs rémunérés sur la base des prix de marché, mais ne pénalise pas les producteurs des renouvelables rémunérés via les *feed-in tariffs*. Une étude économétrique récente de F. Benhmad et J. Percebois (2013) montre qu'une injection massive d'électricité éolienne entraîne une baisse du prix de l'électricité sur le marché *spot* allemand et accroît en même temps la volatilité des prix sur le *spot*. Avant injection de cette électricité

renouvelable, la centrale à gaz était la centrale marginale et « faisait » le prix du marché. Après injection de cette électricité renouvelable à coût nul sur le marché, c'est la centrale au charbon qui devient l'équipement marginal et qui « fait » le prix du marché. La centrale à gaz est ainsi évincée du marché. Le coût variable de la centrale à gaz naturel est, en effet aujourd'hui, supérieur en Europe au coût variable d'une centrale à charbon.

Comme ces énergies renouvelables (éolien et solaire) sont de plus intermittentes, il faut prévoir des centrales dites « de réserve » ou *back-up* : ce sont, en général, des centrales thermiques au charbon ou à gaz qui servent de réserve. Mais, en Europe, depuis trois ou quatre ans, la compétitivité des centrales à gaz est compromise par le faible coût du charbon américain rendu dans les ports européens. Le gaz de schiste américain très bon marché a tendance à chasser le charbon américain de la production d'électricité aux États-Unis. Ce charbon, qui ne trouve plus de débouché aux USA, vient alors concurrencer le gaz européen relativement plus coûteux puisque le prix du gaz demeure, en Europe, indexé sur le prix du

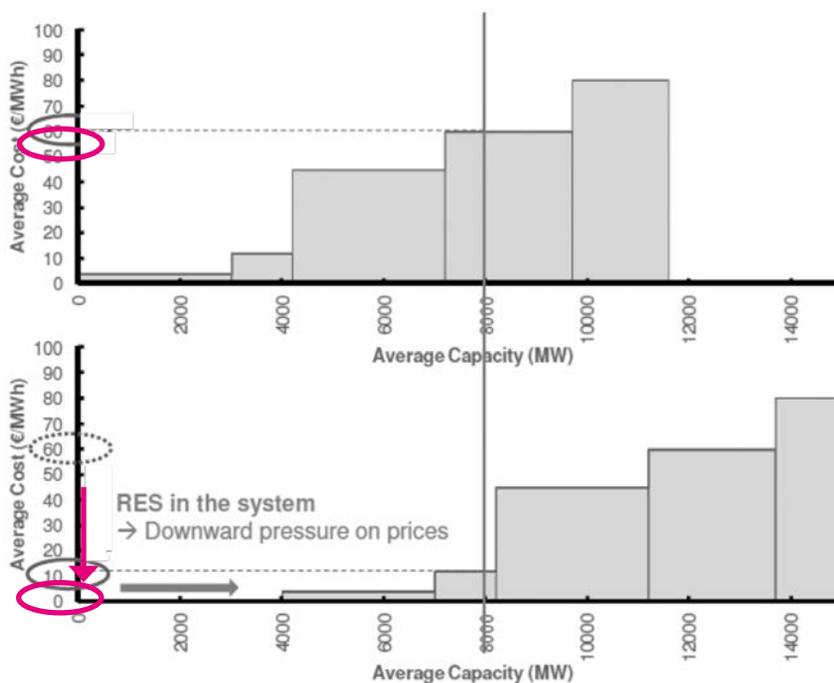


Figure 2. Switching dû aux renouvelables (RES) : translation du merit order

(Source : J.-P. Hansen, conférence CREDEN 2012 ; se reporter aussi aux rapports de Pöyry et E-Cube)

pétrole. Ainsi, le charbon américain chasse le gaz européen de la production d'électricité. Les exportations de charbon américain sont passées de 10 millions de tonnes en 2006 à plus de 100 millions en 2012. Le charbon peut facilement concurrencer le gaz dans un contexte où le prix de la tonne de CO₂ est particulièrement bas (de l'ordre de 3 à 4 €). Selon la logique du *merit order*, les centrales à gaz sont appelées après les centrales à charbon, et non plus avant, puisque leur coût marginal est supérieur à celui des centrales à charbon.

B) Le gaz naturel victime d'un « effet de ciseaux »

Ainsi le gaz est, en Europe, victime d'un « effet de ciseaux » entre le charbon américain meilleur marché d'une part et l'électricité éolienne et solaire prioritaire d'autre part. Les cycles combinés à gaz ne fonctionnent pas durant une période de temps suffisante pour en assurer la rentabilité et de nombreuses centrales à gaz ont été fermées ou mises sous cocon en Europe. On estime à plus de 30 000 MWe le parc de centrales à gaz mises sous cocon fin 2012. Arrêter des centrales électriques relativement neuves, c'est détruire de la valeur économique. Dans certaines situations extrêmes, les prix de l'électricité observés sur le marché *spot* ont même été négatifs. Lorsque les injections d'électricité éolienne produite par les centrales éoliennes *offshore* de Baltique sont trop fortes par rapport aux besoins du marché, la logique est d'arrêter des centrales thermiques. En général, ce sont les centrales à gaz, marginales dans cette situation, qui doivent donc être stoppées. Mais arrêter pour quelques heures seulement une centrale thermique qu'il faudra remettre en service ensuite est parfois coûteux et il est alors préférable de payer un consommateur qui accepte de délester le marché de cette électricité excédentaire devenue encombrante. Lorsque la production de certains produits agricoles est excédentaire par rapport aux besoins du marché, on détruit une partie de la récolte pour éviter la chute des cours. À défaut de détruire physiquement cette électricité, on préfère payer un opérateur pour s'en débarrasser. Les opérateurs suisses, qui détiennent un potentiel de STEPS (stations

de pompage), récupèrent cette électricité pour remplir d'eau leurs réservoirs à ces heures creuses et ils feront marcher leurs turbines aux heures de pointe pour produire de l'électricité qui sera alors vendue au prix fort sur le marché. En 2009, le prix de l'électricité a atteint – 500 € par MWh en Allemagne ; des prix négatifs ont été observés plusieurs fois par an depuis 2009, en Allemagne surtout mais pas seulement. Le 16 juin 2013, le prix de l'électricité est tombé à – 40 € par MWh en France durant plusieurs heures, avec un pic à – 200 €. Rappelons que l'électricité est un produit qui ne se stocke pas à grande échelle, dans les conditions économiques et avec la technologie actuelles. Les lois de Kirschhoff imposent que la quantité d'électricité injectée soit strictement égale en temps réel à la quantité soutirée, aux pertes en ligne (par effet Joule) près.

Plusieurs solutions sont disponibles lorsque les injections d'électricité renouvelable sont excessives : on peut demander aux propriétaires de ces centrales de les arrêter, mais ils refusent en général puisqu'ils sont rémunérés hors marché à un prix élevé. On peut payer ces opérateurs en leur demandant de ne pas injecter leur électricité sur le réseau. On paie ainsi pour une électricité qui n'est pas produite. On peut payer les acheteurs pour qu'ils prennent cette électricité, d'où l'apparition de prix négatifs. Le marché n'envoie donc plus les bons signaux de prix, ce qui pénalise les investissements de production d'électricité. Cela peut conduire demain le système à être en sous-capacité durant les heures de pointe, ce qui provoquerait un risque de *black-out*. Ainsi, les autorités de régulation sont amenées à mettre en place un marché dit « de capacité » visant à rémunérer la puissance installée (kW), et pas seulement l'énergie (kWh), afin d'inciter les opérateurs à installer des capacités de production suffisantes pour faire face à la pointe électrique.

Notons que le consommateur final ne profite pas de ces prix négatifs, au contraire. Plus le prix d'équilibre sur le marché *spot* baisse et plus le surcoût entre le prix garanti des renouvelables (*feed-in tariffs*) et le prix du marché *spot* s'accroît. Cela augmente le montant de la CSPE et accroît mécaniquement le prix TTC payé par le consommateur final. À cela, s'ajoute

le fait qu'il est parfois difficile d'évacuer sur le réseau de transport et de distribution l'électricité éolienne ou solaire excédentaire. La capacité des réseaux de transport entre le nord et le sud de l'Allemagne ne permet pas toujours d'évacuer l'électricité injectée en mer Baltique par les éoliennes *offshore* et une partie de cette électricité transite alors par la Pologne et la république Tchèque pour rejoindre les lieux de consommation en Bavière, ce qui engendre des contraintes pour les réseaux des pays limitrophes de l'Allemagne. Ainsi, certains pays, comme la Pologne, envisagent de mettre en place des transformateurs-déphaseurs, ce qui reviendrait à s'isoler momentanément du reste du réseau européen synchrone. La figure 3 met en évidence ces effets pervers.

D'autres mesures sont aujourd'hui envisagées pour éviter ces effets pervers liés à une injection excessive d'électricité renouvelable intermittente. On peut obliger les producteurs d'électricité renouvelable à consommer leur électricité au lieu de la vendre à un prix garanti. On peut leur demander de la vendre au prix du marché et non plus à un prix garanti, quitte à y ajouter une prime pour rémunérer le

caractère non polluant de cette électricité verte. Enfin, on peut remplacer le système des prix garantis (souvent trop rémunérateurs, surtout pour le photovoltaïque) par le système alternatif des appels d'offre. La puissance publique fixe un volume d'électricité verte qu'il convient d'injecter sur le réseau et demande aux producteurs potentiels de proposer, sous plis scellés, les volumes qu'ils sont prêts à produire et les prix auxquels ils souhaitent être payés. Lors de l'ouverture des plis, le régulateur classe les offres par prix croissants et choisit les offres les plus avantageuses jusqu'à concurrence du volume d'électricité souhaité par la puissance publique. On peut choisir un système d'appels d'offre à prix-limite (enchères dites « à la française »), ce qui conduit à verser à tous les producteurs retenus le même niveau de prix (on parle alors d'un système *paid at the marginal price*). On peut opter pour un système de prix discriminatoires (enchères dites « à la hollandaise »), ce qui conduit à verser à chaque producteur retenu le niveau de prix qu'il a demandé (on parle alors d'un système *paid as bid*). C'est le système récemment mis en place en France pour la promotion de l'éolien *offshore*. Avec les

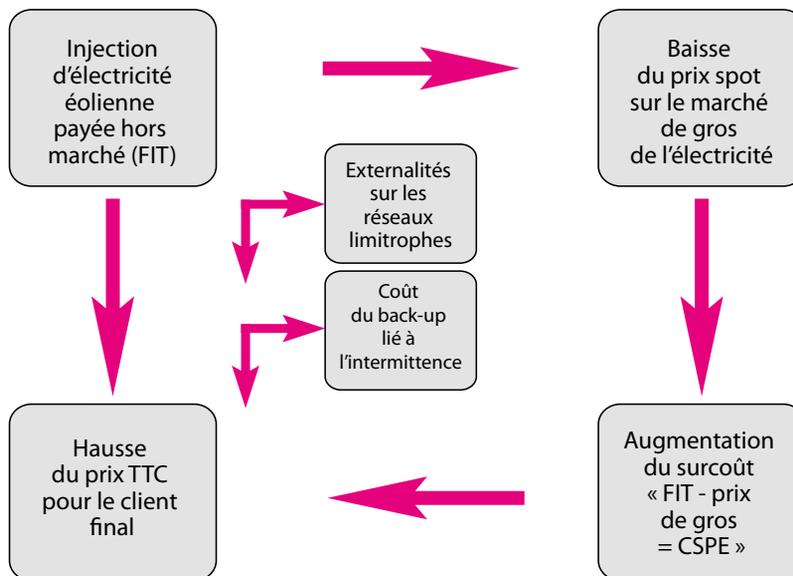


Figure 3. Les effets pervers des énergies renouvelables : baisse du prix spot sur le marché de gros et hausse du prix TTC payé par le consommateur final.

Le producteur d'électricité éolienne n'est pas sensible au signal-prix du marché

(source : J. Percebois, CREDEN)

appels d'offre, l'État maîtrise la quantité d'électricité verte injectée sur le réseau, mais il ne maîtrise pas le prix auquel cette électricité sera achetée. Avec les *feed-in tariffs*, l'État maîtrise le prix d'achat, mais il ne maîtrise pas la quantité d'électricité renouvelable qui sera injectée.

C) Le gaz au secours de l'électricité intermittente ?

Une autre solution serait d'inciter les producteurs d'électricité renouvelable à la stocker quand la production dépasse les besoins du marché. Dans l'état actuel de la technologie, seules les STEPS sont susceptibles d'être rentables sous certaines conditions. La difficulté est de trouver des sites et de les aménager sans se heurter à une opposition de principe des populations locales. Encore faut-il que le *spread* de prix entre la pointe et la base soit suffisant pour rentabiliser l'installation. Ce n'est pas le cas aujourd'hui sur le marché *spot* européen, l'écart de prix du kWh entre les périodes de pointe et les périodes creuses n'étant pas suffisant pour rentabiliser l'investissement, en partie car le potentiel de demande effaçable aux heures de pointe s'est sensiblement accru.

D'autres solutions sont envisageables. On peut par exemple procéder à l'électrolyse de l'eau avec cette électricité renouvelable excédentaire, afin de produire de l'hydrogène et utiliser ce gaz pour des usages divers (dans les véhicules ou combiné en faible proportion à du gaz naturel dans les réseaux de transport et de distribution). On peut aussi produire du méthane (CH₄) en associant à cet hydrogène du dioxyde de carbone (CO₂) qui serait récupéré à la sortie de diverses installations industrielles. C'est le principe de la « méthanation ». Mais cette solution se heurte encore à diverses difficultés : le bilan énergétique de l'opération est discutable et le coût est aujourd'hui trop élevé. C'est notamment le coût des électrolyseurs intermittents qui pose encore problème. Avec de telles solutions, le gaz viendrait en quelque sorte au secours de l'électricité intermittente.

La priorité donnée à l'électricité renouvelable intermittente en Europe a conduit à pénaliser le gaz naturel dans un contexte où la demande d'électricité est atone du fait de la crise économique. Le bas prix du charbon américain

sur le marché européen et le niveau trop bas du prix de la tonne de CO₂ ont accentué ce phénomène et conduit à donner la priorité aux centrales à charbon polluantes en lieu et place des centrales à gaz naturel, nettement moins émettrices de CO₂. Ainsi, les émissions de CO₂ *per capita* ont baissé aux États-Unis puisque le gaz de schiste a remplacé des centrales à charbon. Elles ont tendance à augmenter en Europe puisque les centrales à charbon ont, de façon concomitante avec les centrales éoliennes et solaires, évincé les centrales à gaz moins polluantes.

3. Quelles perspectives pour le gaz en Europe ?

Plusieurs interrogations demeurent aujourd'hui en Europe, concernant la structure à venir du mix électrique en particulier. On s'interroge sur la place demain du nucléaire ou du charbon puisque, dans certains pays, les centrales nucléaires doivent fermer pour cause de risque d'accident et que, dans le même temps, de nombreuses centrales à charbon doivent fermer du fait de réglementations environnementales futures plus contraignantes. L'introduction annoncée d'une taxe sur le CO₂, dans quelques pays européens, devrait accélérer cette fermeture. Le gaz naturel deviendrait ainsi, en complément des renouvelables ou en compétition avec elles, un combustible privilégié pour la production d'électricité. Mais rien n'est figé aujourd'hui et la place du gaz en Europe est encore incertaine. C'est la raison pour laquelle d'autres débouchés potentiels sont envisagés. Le recours au gaz naturel « véhicule » est une solution possible, mais on se heurte à la concurrence des produits pétroliers qui, du fait des découvertes de pétrole non conventionnel, ont encore de beaux jours devant eux dans le secteur du transport automobile. Les progrès observés dans l'efficacité des véhicules (la perspective de voitures consommant 1 à 2 litres aux 100 km) sont un atout pour le pétrole. Les perspectives de pénétration du gaz dans le secteur industriel sont partiellement compromises, à court terme du moins, par une crise économique durable et un risque de délocalisation des industries « gazo-intensives ».

Seul le secteur résidentiel et tertiaire résiste mais, là encore, les efforts pour réduire fortement la consommation d'énergie dans les bâtiments (la France s'est donnée comme objectif une baisse de 50 % de la consommation finale d'énergie à l'horizon 2050, position proche de celle de l'Allemagne) ne sont pas de nature à relancer massivement la demande de gaz en Europe.

Les perspectives de pénétration du gaz naturel dans l'Union européenne sont dès lors tributaires de trois décisions publiques majeures :

- *L'instauration ou non d'une taxe sur les émissions de CO₂*. Taxer le CO₂ revient à envoyer le signal que l'on souhaite véritablement lutter contre le réchauffement climatique et pénaliser ainsi le recours au charbon polluant. Les défaillances constatées sur le marché européen du carbone nécessitent que les pouvoirs publics européens se saisissent de la question, mais la volonté de l'Allemagne de sortir du nucléaire à tout prix, quitte à favoriser le recours au charbon et au lignite pour produire de l'électricité, montre qu'il sera difficile de parvenir à un accord dans ce domaine.

- *La réforme du mécanisme de soutien aux énergies renouvelables*. L'abandon du système de *feed-in tariffs*, trop rémunérateurs, au profit de solutions alternatives (appels d'offre, certificats verts, prime pour « externalité » positive, aide à la recherche-développement, etc.) est nécessaire si l'on veut que le marché *spot* de l'électricité envoie les bons signaux aux investisseurs. Le prix artificiellement bas de l'électricité (quand il n'est pas négatif) empêche aujourd'hui les *utilities* européennes d'investir. La destruction de valeur liée à la fermeture d'un grand nombre de centrales à gaz engendre des *sunk costs* (coûts irrécupérables) pour les producteurs d'électricité et ceux-ci ne sont pas incités à investir dans la production, que ce soit en base ou en pointe. L'effet boomerang risque d'être un manque de capacité dans les prochaines années, en période de pointe hivernale. La mise en place d'un véritable « marché de capacité » serait de nature à limiter ce risque sans le supprimer totalement.

- *La volonté ou non de développer les ressources européennes de gaz non conventionnel*. Le potentiel de gaz de schiste semble

prometteur en Europe aussi mais, en l'absence d'un minimum d'effort d'exploration, il est difficile de savoir quel est ce potentiel, à quel coût il est accessible et quel serait l'impact d'une exploitation massive sur l'environnement. On peut certes décider de laisser en terre ces réserves de gaz non conventionnel pour les générations futures, mais c'est peut-être se priver d'une opportunité de relancer l'économie grâce à la mise sur le marché d'une énergie moins chère que le gaz importé. Explorer le sous-sol européen peut aussi être interprété par les fournisseurs de gaz traditionnels de l'Union européenne (Russie, Algérie notamment) comme un message pour obtenir plus de flexibilité au niveau des clauses des contrats à long terme, en particulier des clauses d'indexation des prix du gaz sur le prix du pétrole. Le développement accéléré d'un marché *spot* du gaz en Europe permettrait une plus grande déconnexion des prix du gaz d'avec les prix du pétrole ; la baisse des prix du gaz qui en résulterait serait de nature à améliorer la compétitivité de l'industrie européenne aujourd'hui fragilisée. En s'appuyant sur l'exemple français, une étude récente du CAE (mai 2013) a montré que la baisse des prix de l'électricité et du gaz permet d'accroître les exportations de produits industriels. Éviter de fermer prématurément des centrales nucléaires qui fonctionnent et décider conjointement de lancer un programme d'exploration du gaz (et du pétrole) non conventionnel sont des décisions qui relèvent du bon sens, mais qui requièrent un certain courage politique. ■

Bibliographie

- Benhmad F., Percebois J. « Les distorsions induites par les énergies intermittentes sur le marché *spot* de l'électricité », *Revue de l'ISMEA*, série EN, n° 12, février 2013.
- CAE (Conseil d'analyse économique) « Énergie et compétitivité », Les notes du CAE (Bureau D., Fontagné L., Martin P.), n° 6, mai 2013.
- Hansen, J.-P., Percebois J., « Énergie : économie et politiques », Éditions de Boeck, 2010.
- IEA (International Energy Agency) *Key World Energy Statistics*, 2013.
- US Energy Information Administration (site web).