

Concurrence gaz/charbon dans le secteur électrique européen¹

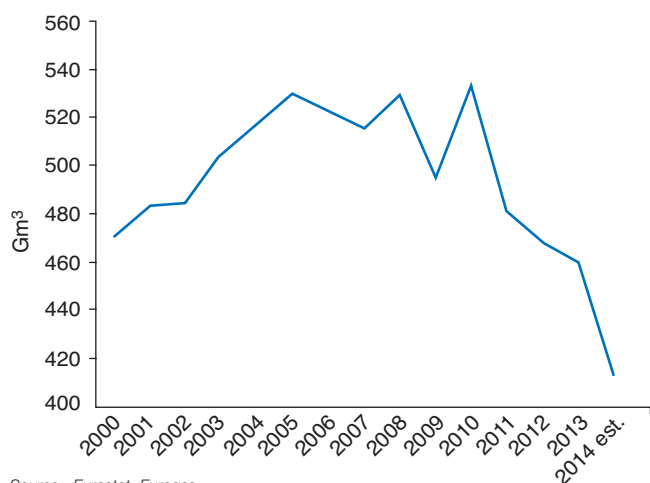
Jamais le secteur électrique conventionnel européen (hors nucléaire)², et le gaz naturel dans ce secteur, n'ont connu une telle crise. L'annonce récente d'E.ON de son désengagement à venir de la production d'électricité conventionnelle illustre les difficultés des producteurs outre-Rhin. Mais c'est l'ensemble du secteur électrique européen qui connaît une crise profonde, dont le gaz naturel est la première victime. Face à la stagnation de la demande européenne d'électricité, au développement rapide des énergies renouvelables et à la concurrence du charbon, le gaz naturel perd des parts de marché et sa consommation chute. En 2013, la consommation totale de gaz de l'Union européenne (EU) a baissé pour la troisième année consécutive. Les prévisions pour 2014 ne sont pas meilleures, la consommation baisserait d'environ 10 % (fig. 1), fortement affectée par la clémence de l'hiver 2013/2014 par rapport à l'hiver précédent particulièrement froid et long. Les températures plus douces impactent les besoins en chauffage, donc la consommation des secteurs résidentiel/tertiaire, mais également la

demande d'électricité. L'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit que la consommation européenne ne retrouvera son niveau de 2010 qu'en 2030³.

Le paradoxe européen : baisse de la consommation gazière et hausse de la consommation de charbon

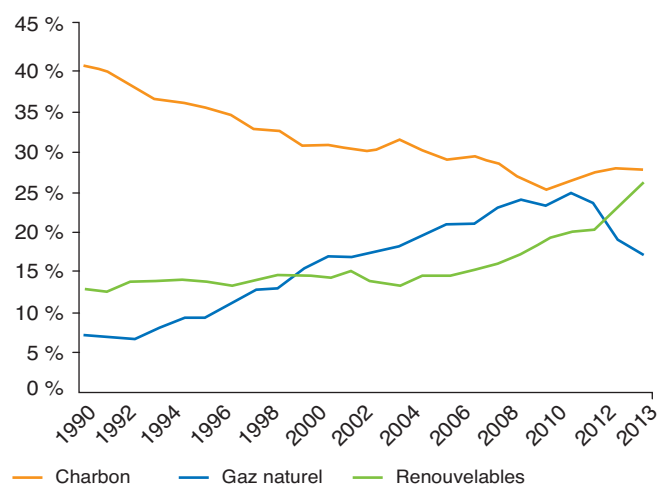
Le gaz naturel offre de nombreux avantages par rapport au charbon. Les centrales à cycle combiné au gaz naturel (CCGT) ont des rendements thermiques plus élevés et émettent deux fois moins de CO₂ que les centrales au charbon. Leur construction est plus rapide, rencontre moins d'opposition locale et leur coût en capital est moins élevé. Les centrales au gaz offrent également plus de flexibilité que les centrales au charbon pour adapter leur niveau de production aux besoins accrus de variabilité du système électrique, liés à l'augmentation des sources intermittentes de production (éolien et photovoltaïque).

Fig. 1 – Consommation de gaz naturel de l'Union européenne (2000-2014)



Source : Eurostat, Eurogas

Fig. 2 – Contribution du gaz naturel, du charbon et des énergies renouvelables au bilan électrique européen (1990-2013)



Source : Eurostat, BP, 2013 : chiffres provisoires

(1) Cette note synthétise les principales conclusions du rapport publié par Cedigaz en juin 2014 : Gas and Coal Competition in the EU Power Sector, juin 2014 (www.cedigaz.org/products/coal-gas/coal-gas.aspx)
(2) Dans cette note, le secteur électrique conventionnel ne comprend pas le nucléaire

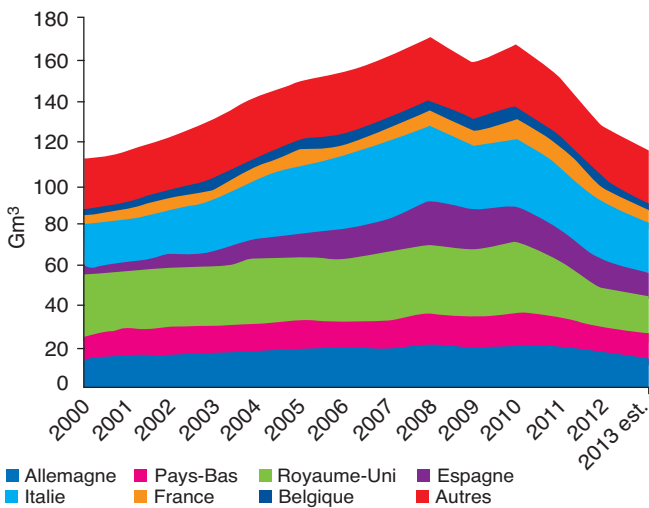
(3) Scénario New Energy Policies, Agence internationale de l'énergie (AIE), World Energy Outlook 2014, AIE/OCDE, Paris, novembre 2014

Concurrence gaz/charbon dans le secteur électrique européen

Pourtant, malgré ces nombreux atouts, la part du gaz dans la production d'électricité européenne se réduit. Après un maximum proche de 25 % en 2010, elle n'était plus que de 19 % en 2012 et a chuté à 17 % en 2013 (fig. 2). La contribution du charbon, qui se réduisait depuis 1990, a au contraire augmenté depuis 2010 et atteignait près de 28 % en 2012. Elle s'est toutefois infléchie en 2013. Face à la montée des énergies renouvelables (26 % en 2013), la part du thermique conventionnel se réduit.

Entre 2010 et 2013, la demande de gaz des producteurs européens d'électricité a diminué de 51 milliards de m³ (Gm³), soit un tiers de son niveau historique (fig. 3). Cela représente une réduction équivalente à l'ensemble du marché gazier français. À l'opposé, la demande de charbon du secteur a augmenté de 10 % entre 2010 et 2012. Elle a toutefois baissé de 5 % en 2013. Ces développements ont mis un terme à la tendance à la baisse des émissions de CO₂ du secteur électrique dans certains pays clés, malgré la hausse rapide des énergies renouvelables. Les résultats sur les six premiers mois de 2014 indiquent une chute drastique des livraisons de gaz aux centrales électriques, avec, par exemple, une baisse de 70 % des livraisons en France.

Fig. 3 – Demande de gaz naturel du secteur électrique européen



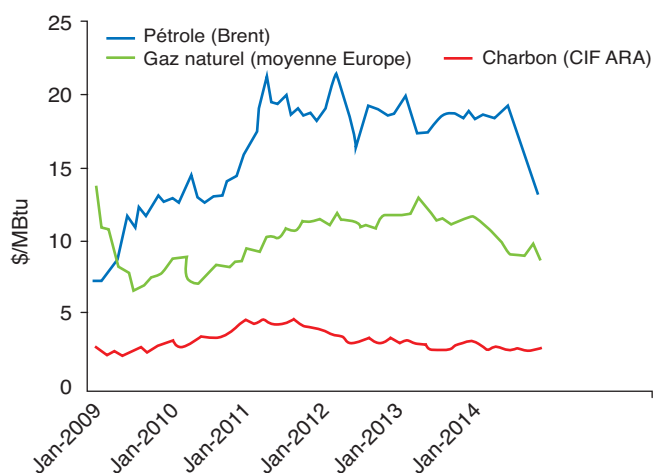
Source : Eurostat, 2013 estimé

Malgré la baisse des prix du gaz naturel, le charbon reste plus compétitif

La relation entre les prix du charbon, du gaz et du CO₂ est un facteur déterminant de la substitution entre le gaz et le charbon dans le secteur électrique. Depuis 2010, l'évolution relative des prix du gaz et du charbon a entraîné une perte de compétitivité du gaz, renforcée par l'effondrement des prix du CO₂.

Les prix du charbon ont en effet fortement baissé. Aux États-Unis, le gaz de schiste concurrence âprement le charbon dans le mix électrique du pays. Entre 2008 et 2013, la part du charbon dans le mix électrique américain a chuté de 48 % à 39 % (malgré une reprise de la demande de charbon en 2013). Face à la contraction du marché intérieur — la demande américaine a baissé de 20 % entre 2008 et 2013 —, les sociétés minières américaines se sont tournées vers les marchés extérieurs, dont l'Europe particulièrement, puisque les principaux ports d'exportation charbonniers sont situés sur la côte est. L'afflux de charbon américain, sur un marché international déjà bien fourni, a créé un excédent d'offre et conduit à une forte baisse des prix. Le prix du charbon importé en Europe a ainsi diminué de 32 % entre août 2011 et décembre 2013. La chute s'est poursuivie en 2014, les prix ont baissé de 11 % depuis le début de l'année et s'établissent à 74 \$/t (équivalent à 2,7 \$/MBtu) fin novembre 2014. Bien que les exportations américaines se réduisent en réaction à la baisse des prix, le marché international reste excédentaire, suite à la réduction des importations de la Chine, premier importateur mondial de charbon. En réaction à la faiblesse des prix, les sociétés minières des principaux pays exportateurs ont commencé à fermer leurs mines aux coûts les plus élevés mais le rééquilibrage du marché n'est pas attendu avant 2016.

Fig. 4 – Prix comparés des énergies en Europe



Source : Banque mondiale

À l'opposé, le prix moyen du gaz importé en Europe, encore largement lié aux prix des produits pétroliers, a augmenté de 42 % entre 2010 et 2013, en ligne avec les prix du pétrole. Cette hausse explique la perte de compétitivité du gaz vis-à-vis du charbon. Les prix européens ont commencé à chuter depuis le début de l'année 2014

Concurrence gaz/charbon dans le secteur électrique européen

suite à une demande faible et un approvisionnement excédentaire. La baisse s'est renforcée récemment avec la chute du prix du pétrole. Le prix moyen du gaz importé en Europe s'établit à moins de 9 \$/MBtu en novembre 2014, un déclin de 23 % depuis le début de l'année. Malgré cette baisse plus prononcée que celle des prix du charbon, ce dernier reste plus compétitif : il est toujours trois fois moins cher que le gaz naturel en équivalence énergétique (fig. 4).

Le déclin du prix de la tonne de CO₂ depuis juillet 2011 a encore renforcé la compétitivité du charbon. Alors que le système européen d'échange des quotas de CO₂ avait été mis en place pour fournir un signal fort en faveur des investissements dans les technologies à faibles émissions de carbone, le développement rapide des énergies renouvelables et la baisse de la demande d'électricité suite à la crise de 2009 ont créé un excédent massif de quotas de CO₂ et provoqué une chute des prix du carbone à des niveaux tels que le système ne joue pratiquement plus aucun rôle. Le prix de la tonne de CO₂ a chuté d'une moyenne de 14,3 €/t en 2010 à 4,5 €/t en 2013. Avec l'adoption en 2014 de mesures de court terme (*backloading*) et une proposition de réformes structurelles, la Commission européenne espère corriger les défauts actuels du système et promouvoir un marché du carbone efficace, fournissant un signal prix approprié pour les investissements futurs dans le secteur électrique et permettant de réaliser l'objectif d'une réduction de 40 % des émissions de CO₂ à l'horizon 2030. Toutefois, tandis que les prix du CO₂ évoluent dans une fourchette de 5-6 €/t depuis le début de 2014, un niveau de 30 €/t serait nécessaire pour favoriser la substitution du charbon par le gaz aux prix observés en novembre 2014, un niveau qui n'est pas réalisable, ni souhaitable, à court terme. À noter qu'un prix du CO₂ de 50 €/t était nécessaire en janvier 2014 pour déclencher cette substitution.

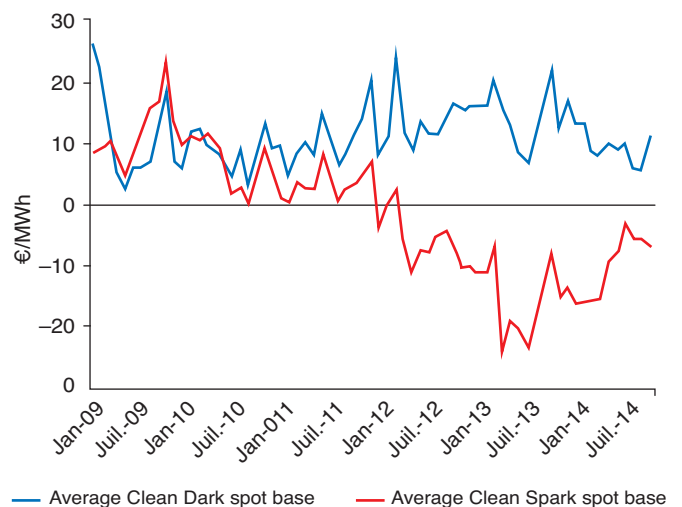
Les énergies renouvelables poussent le gaz naturel en dehors du système électrique

Au-delà de sa perte de compétitivité, le gaz naturel est victime du déploiement rapide des énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque). La production électrique sur le réseau interconnecté se fait par ordre de coûts variables croissants, selon la logique dite du *merit order*. Pour un parc donné, la production électrique est tout d'abord fournie par les centrales dont le coût marginal (coût variable) est le plus faible (centrales hydrauliques au fil de l'eau et centrales nucléaires), puis par les centrales au charbon ou au gaz naturel, et pendant les périodes de pointe par les turbines à combustion qui

ne fonctionnent donc que quelques heures par an et qui, de ce fait, sont coûteuses. Les énergies renouvelables bénéficient, en général, de prix d'achat garantis (*feed-in tariffs*, ou FIT). Par ailleurs, leur production est prioritairement injectée sur le réseau électrique. Ce mécanisme a pour effet de chasser les énergies aux coûts variables les plus élevés, le gaz naturel en particulier, qui donc ne fonctionnent plus que quelques heures par an, n'assurant plus leur rentabilité. En Espagne, par exemple, le taux moyen de fonctionnement des CCGT, historiquement supérieur à 50 %, a plongé à 11 % en 2013. En Allemagne, ce taux a chuté à 21 %. La faible utilisation des centrales au gaz ne permet plus aux opérateurs de rentabiliser leurs actifs. Cette perte de rentabilité est accentuée par la baisse des prix de gros de l'électricité. L'augmentation rapide des énergies renouvelables, qui ont des coûts marginaux faibles ou nuls, signifie que, le plus souvent, le prix de l'électricité est fixé par les sources d'énergie à moindre coût marginal, empêchant les centrales alimentées au gaz de récupérer leurs coûts fixes, et même, dans certains cas, leurs coûts d'exploitation (problème du *missing money*).

La perte de rentabilité des centrales a été particulièrement marquée pour les opérateurs de centrales au gaz, qui sont également confrontés à la concurrence du charbon. Le *clean spark spread* (la mesure de la rentabilité des centrales au gaz, qui représente le différentiel entre le prix de l'électricité sur le marché et le coût variable de production, CO₂ intégré) est négatif depuis 2012. À l'inverse, grâce à la baisse des prix du charbon et l'effondrement des prix du CO₂, le *clean dark spread* (la mesure de la rentabilité des centrales au charbon) est resté positif (fig. 5).

Fig. 5 – Clean dark spread and clean spark spread en Allemagne (2009-2014)



Source : Tendances Carbone CDC Climat Recherche, Thomson Reuters

Concurrence gaz/charbon dans le secteur électrique européen

Pourtant, comme l'électricité éolienne ou photovoltaïque est intermittente, il faut prévoir des centrales en réserve (*back-up*), qui sont souvent des centrales fonctionnant au gaz naturel. Il faut aussi pouvoir adapter la production des moyens de production à la variabilité de la production des renouvelables. Là encore, ce sont le plus souvent les centrales au gaz flexibles qui permettent cette adaptation. Mais, bien qu'elles soient nécessaires au déploiement rapide des énergies renouvelables, le système actuel ne permet pas leur rentabilité et entraîne des fermetures massives de capacité.

Des fermetures massives de capacité : 115-120 GW de capacité gaz et charbon

Face à cette situation défavorable, les opérateurs de centrales au gaz ont commencé à mettre sous cocon ou fermer leurs centrales déficitaires. À la fin 2013, les centrales au gaz mises sous cocon, fermées ou à risque de fermeture, représentaient une capacité électrique de 24,7 GW, soit 14 % de la capacité gazière installée dans l'UE, principalement au nord-ouest de l'Europe. Les premières fermetures de centrales ont touché les centrales les plus âgées, mais la détérioration des conditions de marché a conduit les opérateurs à mettre sous cocon des centrales neuves présentant pourtant des rendements thermiques très élevés, de l'ordre de 58 à 60 %. Si toutes les centrales au gaz menacées de fermeture le sont vraiment, cela conduira à une baisse de la capacité installée d'environ 50 GW d'ici 2015-2016, soit 28 % de la capacité actuelle, alors que dans le même temps cette capacité est nécessaire pour assurer la sécurité de l'approvisionnement électrique.

Alors que les centrales au charbon ont été relativement épargnées jusqu'à présent grâce au prix bas du charbon et du CO₂, l'expansion des renouvelables commence à grignoter également la part du charbon. La baisse des prix de gros de l'électricité érode également la rentabilité des centrales au charbon. En 2013, la demande européenne de charbon du secteur électrique a diminué d'environ 5 %. La baisse s'est poursuivie au cours des premiers mois de 2014. Cette tendance est renforcée par la réglementation européenne sur la qualité de l'air. L'impact de la directive sur les grandes installations de combustion (LCPD), qui limite les émissions de polluants locaux (émissions de dioxyde de soufre — SO₂, oxydes d'azote — NO_x et particules fines), se fait déjà sentir sur le parc vieillissant des centrales au charbon de l'UE : 15,8 GW de capacité sera fermée d'ici la fin 2015 au plus tard, principalement au Royaume-Uni et en France (où la plupart des centrales sont déjà fermées). La directive sur les émissions industrielles (IED), qui succèdera à la

directive LCPD à partir du 1^{er} janvier 2016, réduit les limites d'émissions de SO₂, NO_x et particules fines. Pour les centrales au charbon les plus âgées (40 % du parc a plus de 40 ans), il n'y a pas d'incitation financière à investir dans des équipements de dépollution et environ 50 à 55 GW des capacités pourraient fermer d'ici à 2020/2023 au plus tard. Au total, la capacité installée des centrales au charbon serait réduite d'environ 65 à 70 GW, en raison de l'effet combiné des deux directives, ce qui représente un tiers de la capacité actuelle.

Au total, une capacité de 115 à 120 GW pourrait fermer dans les années à venir, soit un tiers des capacités au gaz et au charbon de l'UE. Ces fermetures posent un sérieux défi pour la sécurité de l'approvisionnement électrique. L'expansion rapide des énergies renouvelables nécessite le renforcement des capacités de production flexibles mais les signaux de marché actuels ne permettent pas l'investissement dans ces moyens. Cette situation pourrait aboutir à une crise structurelle majeure. Bien que les marges de réserve des capacités électriques soient toujours adéquates dans la plupart des pays, lorsque les fermetures anticipées des centrales non rentables ou trop polluantes, ainsi que les retards ou annulations de nouveaux projets, sont pris en compte, la situation devient critique.

Un nouveau design du marché électrique est nécessaire

Comme le marché ne fournit pas le signal nécessaire aux investissements, la définition d'un nouveau design du marché est nécessaire. Pour répondre au problème immédiat de sécurité de l'approvisionnement électrique, plusieurs pays de l'UE mettent en place des marchés de capacité destinés à fournir une incitation financière supplémentaire aux investisseurs et assurer que les capacités nécessaires à la sûreté de l'approvisionnement seront disponibles. La conception de ces mécanismes est cependant très complexe avec la nécessité :

- de déterminer la capacité nécessaire pour assurer la sécurité de l'approvisionnement sans compromettre les possibilités de réponse de la demande à un prix plus élevé,
- d'intégrer les capacités d'interconnexion et le développement du commerce transfrontalier afin de réaliser le marché intérieur européen. L'exemple britannique, dont les premières enchères de capacité sont attendues en décembre 2014, montre que les rémunérations supplémentaires offertes aux opérateurs des centrales au gaz et au charbon permettent d'enrayer les fermetures des centrales actuellement déficitaires et d'envisager de nouveaux investissements.

Concurrence gaz/charbon dans le secteur électrique européen

Ces mécanismes ne répondent qu'à la préoccupation immédiate : assurer la sécurité de l'approvisionnement. Une réforme plus profonde du système électrique sera néanmoins nécessaire, y compris la réforme structurelle du système européen d'échanges des quotas de CO₂, l'intégration des énergies renouvelables dans le marché, et l'achèvement du marché intérieur de l'électricité et du gaz. La poursuite de la libéralisation des marchés gaziers et de la diversification de l'offre devrait permettre aux prix du gaz d'être déterminés uniquement par les fondamentaux du marché, de renforcer la liquidité des marchés, et aux électriciens de se fournir directement sur le marché, conditions nécessaires pour l'utilisation du gaz dans le secteur électrique.

Les incertitudes réglementaires qui pèsent encore sur le secteur électrique européen rendent difficiles les prévisions de consommation du gaz du secteur. Les projections des grandes institutions (AIE, Eurogas, Eurelectric)

montrent qu'une reprise de la demande de gaz dans le mix électrique de l'UE n'est pas prévue au cours de cette décennie. À plus long terme, le rôle du gaz dans le secteur électrique dépend de l'interaction complexe des évolutions du marché énergétique mondial et européen, qui affectent le prix du gaz et du charbon, et des politiques énergétiques et climatiques européennes et nationales, qui influencent fortement le mix électrique et son évolution. L'analyse des politiques énergétiques nationales dans les trois plus grands pays consommateurs de charbon de l'UE – Allemagne, Pologne et Royaume-Uni – montre clairement que la transition vers une économie décarbonée diffère largement selon les sources d'énergies nationales et les compromis entre les objectifs de durabilité, compétitivité et sécurité de l'approvisionnement.

*Sylvie Cornot-Gandolphe – sylvie.cornot-gandolphe@orange.fr
Manuscrit remis en décembre 2014*