

L'industrie chimique et l'énergie : la situation en France et dans le monde

Par Virginie SCHWARZ

Directrice de l'Énergie, ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie

et Julien TOGNOLA

Sous-directeur des Marchés de l'Énergie et des Affaires sociales

Souvent énérgo-intensive, l'industrie chimique est fortement dépendante des prix de l'énergie et est sensible aux différentiels de prix qui peuvent exister entre les différentes régions du monde. Ces écarts de prix concernent naturellement le gaz, mais aussi l'électricité. Au sein de l'Union européenne, les prix de l'électricité en France restent inférieurs à ceux de nos voisins sur le marché de détail, mais la situation est plus contrastée s'agissant des consommateurs électro-intensifs, qui bénéficient à la fois de la faiblesse des prix de gros dans certains pays et de mesures spécifiques visant à préserver leur compétitivité. Dans ce contexte, les pouvoirs publics français portent l'ambition de préserver l'accès à une énergie compétitive pour les consommateurs énérgo-intensifs, notamment au travers des mesures concrètes prévues par le projet de loi relatif à la Transition énergétique pour la croissance verte, tout en promouvant une amélioration continue de l'efficacité énergétique.

L'énergie représente une part importante des coûts de production de l'industrie chimique : 10 % du prix de revient, en moyenne, mais une part qui peut monter jusqu'à 35 % pour la chlorochimie, selon l'Union des industries chimiques (UIC). Les entreprises du secteur présentent également la caractéristique, du moins pour une partie d'entre elles, d'être exposées à une concurrence non seulement européenne, mais aussi mondiale.

Or, les prix de l'énergie peuvent différer de manière significative d'un pays à l'autre, une divergence qui a plutôt eu tendance à s'accroître au cours des dernières années. En effet, si les produits pétroliers sont aisément transportables - ce qui conduit à une certaine convergence des prix au niveau mondial (exception faite de certains pays producteurs, qui peuvent les mettre à la disposition de leur industrie à prix

coûtant), il n'en va pas de même de l'électricité et du gaz, qui restent des marchés essentiellement régionaux ⁽¹⁾, voire nationaux.

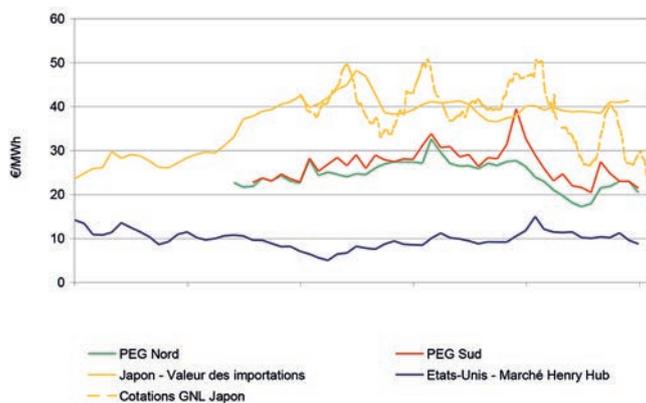
Le cas du gaz

Le coût du transport du gaz sur de longues distances et les limitations techniques ⁽²⁾ ont conduit à l'apparition de trois grands marchés régionaux (voir le Graphe 1 de la page suivante) :

- le marché nord-américain (Canada, États-Unis, Mexique) caractérisé par un excès d'offre dû à un développement plus rapide qu'anticipé du gaz non conventionnel, sans réelles capacités d'exportation à ce stade. Les prix y sont très bas (de l'ordre de 10 €/MWh) ;
- le marché européen, fortement importateur de gaz (en provenance de Russie, d'Algérie, de Norvège, du Qatar), avec une production locale déclinante et où les prix sont compris entre 20 et 35 €/MWh (selon les types de contrat) ;

(1) Au sens de la réunion de plusieurs pays.

(2) Le coût du transport par gazoduc devient prohibitif au-delà de quelques milliers de kilomètres. Le transport par méthanier représente un surcoût important lié à l'étape de liquéfaction, il ne concerne aujourd'hui que 10 % du gaz naturel vendu dans le monde.



Graph 1 : Comparaison des prix internationaux du gaz (source : DGEC).

- le marché asiatique, où s'échange essentiellement du gaz naturel liquéfié (GNL), avec une large prédominance de contrats de long terme indexés. Les marchés asiatiques connaissent des tensions liées à la croissance de la demande (pays émergents, mais aussi Japon - à la suite de l'accident de Fukushima). Le niveau des prix est élevé et peut atteindre 40, voire 50 €/MWh⁽³⁾.

Les prix du gaz sur les marchés de gros européens sont de deux à trois fois supérieurs à ceux constatés aux États-Unis et inférieurs à ceux observés en Asie. L'industrie nord-américaine dispose ainsi d'un réel avantage, qui selon l'Union

des industries utilisatrices d'énergie (UNIDEN) se traduirait déjà par une croissance des exportations vers l'Europe de certaines des industries le plus fortement consommatrices, comme celle du PVC.

Les études prospectives tendent à considérer cette situation comme durable (voire le Graph 3 de la page suivante). Plusieurs facteurs pourraient toutefois à l'avenir modifier l'équilibre actuel, notamment la forte baisse des prix du pétrole qui pourrait conduire à un ralentissement de l'activité d'exploration/production aux États-Unis.

Le cas de l'électricité

La comparaison internationale des prix de l'électricité réalisée par la Commission européenne⁽⁴⁾ montre également de forts écarts d'un pays à l'autre. Ces écarts résultent à la fois de structures de coûts différentes (accès à l'hydro-électricité ou à un combustible bon marché), mais aussi de choix relatifs à la répartition de ces coûts entre les usagers du système électrique et de mesures spécifiques qui peuvent être prises en faveur des consommateurs industriels.

(3) Les prix spot ont récemment baissé dans le contexte de la baisse des prix du pétrole.

(4) Communication de la Commission européenne, « Les prix et les coûts de l'énergie en Europe », janvier 2014.



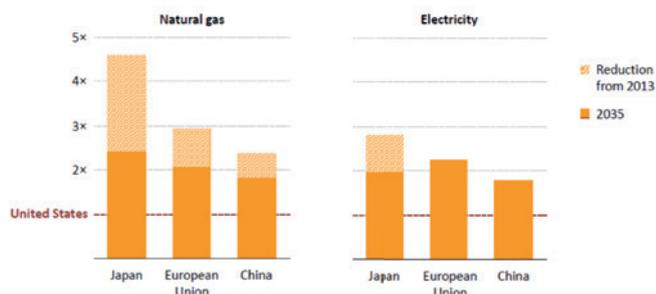
Ligne électrique à très haute tension.

Photo © Arnaud Bouissou - MEDDE

La baisse des prix sur les marchés de gros, conséquence des surcapacités actuelles (liées à la baisse de la demande dans un contexte de crise économique accentuée par le développement rapide des énergies renouvelables) et de la faiblesse des prix du carbone et du charbon, est un autre facteur explicatif. Particulièrement marquée dans certains pays européens comme l'Allemagne (à fin janvier 2015, le prix de l'électricité à terme pour 2016 était de 31 €/MWh en Allemagne, contre 37 €/MWh en France et plus de 60 €/MWh au Royaume-Uni), elle contribue également à des écarts de prix importants d'un pays à l'autre (voir les Graphes 2 et 3 ci-dessous).



Graph 2 : Évolution des prix de gros de l'électricité – prix futures pour l'année N+1 (source : DGEC).



Graph 3 : Comparaison des prix de l'énergie dans différentes régions du monde par rapport aux États-Unis, et évolution prévisionnelle (source : AIE).

Des enjeux non seulement français, mais aussi européens

Cette situation a conduit à une prise de conscience au niveau européen. Ainsi, lors du Conseil européen de février 2014, les chefs d'État et de gouvernement ont mis en avant la nécessité de « modérer les coûts énergétiques supportés par les utilisateurs finals ». Ils ont souligné que « la mise en place en Europe d'une base industrielle solide, efficace dans l'utilisation des ressources et compétitive doit être envisagée en liaison avec une politique européenne cohérente en matière de climat et d'énergie, y compris dans le cadre de mesures visant à remédier au problème des prix élevés de l'énergie, en particulier pour les industries grandes consommatrices d'énergie ».

Plusieurs avancées témoignent de cette prise de conscience. Les lignes directrices sur les aides d'État en matière d'éner-

gie et d'environnement (adoptées par la Commission européenne en avril 2014) définissent un cadre juridique qui permet d'exonérer partiellement des coûts du soutien aux énergies renouvelables les industriels énérgo-intensifs les plus exposés à la concurrence internationale. Cette possibilité est toutefois strictement encadrée, et elle ne s'applique pas à d'autres surcoûts que ceux liés au développement des énergies renouvelables.

La Commission européenne a par ailleurs autorisé, dans certains secteurs d'activité exposés aux fuites de carbone, une compensation des coûts liés au système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre répercutés sur les prix de l'électricité.

Malgré ces ouvertures, le cadre européen reste contraignant et la Commission, soucieuse de concilier l'objectif de compétitivité avec celui de la limitation des distorsions de concurrence au sein du marché intérieur, est particulièrement vigilante sur les mesures mises en œuvre par les États membres. Pour ces derniers, le chemin est étroit entre les règles européennes sur les aides d'État et celles sur le fonctionnement du marché intérieur de l'énergie.

Les mesures françaises en faveur des industriels gazo-intensifs

La facture de gaz des industriels gazo-intensifs est essentiellement le reflet du coût de la molécule elle-même. À ces niveaux de consommation, les coûts d'accès au réseau sont en effet très limités (de l'ordre de 1 €/MWh), et il en va de même pour la fiscalité. Une grande partie de ces industriels bénéficient d'exonérations de taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel, conformément à la directive 2003/96 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité.

Les industries fortement consommatrices de gaz ont progressivement délaissé les contrats de fourniture classiques pour s'approvisionner désormais sur les marchés « spot » européens, qui affichent aujourd'hui des prix très voisins, partout en Europe du Nord-Ouest.

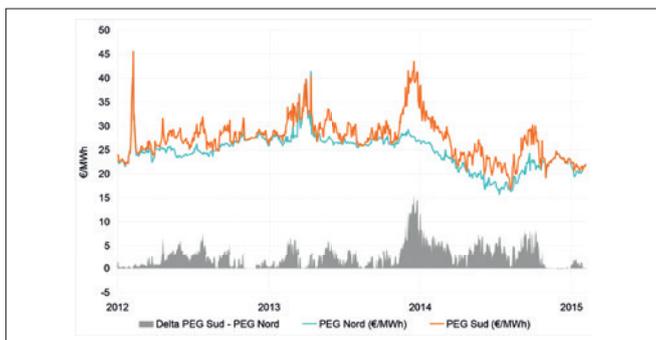
Les industriels français situés dans la moitié sud de la France sont toutefois confrontés à une situation particulière, qui est liée à une congestion des infrastructures de transport qui conduit régulièrement à renchérir le prix du gaz dans ladite zone. Cette situation résulte de la structure physique du réseau français. Historiquement, l'approvisionnement de cette zone était assuré par les terminaux méthaniers de Fos-sur-Mer et par l'interconnexion avec la zone Nord. Toutefois, en raison des opportunités offertes par les marchés asiatiques, le volume de GNL livré dans le sud de la France est désormais fluctuant, augmentant l'utilisation des capacités d'interconnexion entre les zones Nord et Sud, et ce jusqu'à saturation. La congestion physique de l'infrastructure a ainsi pu conduire à des écarts de prix de plus de 5 €/MWh entre les zones Nord et Sud (pour un prix du gaz compris en moyenne entre 20 et 30 €/MWh), avec une forte variabilité au cours des derniers mois (voir le Graph 4 de la page suivante). L'évo-



Photo © Laurent Mignaux - MEDDE

Vue du complexe pétrochimique d'Orcher (Seine-Maritime).

lution de la situation dans les prochains mois est incertaine, même si le retour du GNL en Europe, avec la baisse des prix spot en Asie, a permis depuis la fin 2014 de réduire sensiblement cet écart.



Graphe 4 : Écart de prix du gaz entre le nord et le sud de la France (marchés de gros) (source : DGEC).

Afin de remédier aux effets néfastes liés au différentiel de prix du gaz entre le nord et le sud de la France pour les industriels fortement consommateurs de gaz, le gouvernement a introduit en novembre 2013 un statut de « consommateur gazo-intensif ». Sur la base de ce statut, des capacités d'interconnexion Nord-Sud leur ont été réservées en priorité, permettant ainsi aux industriels les plus impactés par les prix du gaz de couvrir plus de la moitié de leurs besoins pour un surcoût limité à 0,57 €/MWh. Ce processus d'allocation des capacités a ainsi permis de limiter le surcoût supporté par les

consommateurs gazo-intensifs du sud de la France. À plus long terme, d'ici à 2018, des investissements seront réalisés sur l'interconnexion Nord-Sud de manière à pallier l'actuelle congestion.

Par ailleurs, le projet de loi relatif à la Transition énergétique pour la croissance verte permettra de mieux valoriser, dans la tarification de l'acheminement, l'apport pour le système gazier des consommateurs ayant une consommation stable ou anticyclique, ou capables de réduire leur consommation pendant les périodes de forte demande.

Les mesures en faveur des industriels électro-intensifs

Les comparaisons européennes montrent qu'en France, les consommateurs continuent de bénéficier de prix de l'électricité parmi les moins élevés d'Europe grâce notamment à un parc nucléaire largement amorti. Pour les consommateurs électro-intensifs, la situation (qui doit également s'apprécier au regard de la concurrence extra-européenne) apparaît toutefois plus contrastée.

En France, le prix de l'électricité payé par un consommateur électro-intensif comprend plusieurs composantes : le coût de la fourniture (variable, de l'ordre de 35 à 45 €/MWh), le coût de l'acheminement (de l'ordre de 5 €/MWh en moyenne, moins pour les très gros sites) et les taxes (de l'ordre de

1 €/MWh). Il faut déduire de ce prix les rémunérations éventuellement perçues par l'industriel pour les services qu'il rend au système électrique (interruptibilité, participation au mécanisme d'ajustement, aux réserves...), qui, rapportées à la consommation, peuvent atteindre plusieurs euros par MWh.

La plupart des pays européens connaissent une baisse des prix de gros (à des degrés divers, toutefois). Ainsi, à la fin janvier 2015, le prix à terme de l'électricité pour 2016 était tombé à 31 €/MWh en Allemagne, et il était de l'ordre de 37 €/MWh en France et de plus de 60 €/MWh au Royaume-Uni. Les prix observés en France et en Allemagne sont inférieurs aux coûts de production, y compris à ceux du parc nucléaire français. À 42 €/MWh, l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH)⁽⁵⁾ conserve toutefois une valeur d'option protectrice pour les consommateurs en cas de remontée des prix de gros.

Au-delà des différences dans les prix de l'électron, les comparaisons européennes montrent une forte disparité des coûts d'acheminement et des taxes. Certaines exonérations dont bénéficient les gros consommateurs font l'objet d'enquêtes de la Commission européenne. Par ailleurs, la valorisation des services rendus au système électrique varie beaucoup d'un pays à l'autre, et d'un industriel à l'autre, y compris au sein d'un même pays.

Dans ce contexte, l'action des pouvoirs publics français porte sur :

- la mise en place de solutions d'approvisionnement spécifiques combinant visibilité et compétitivité pour les sites les plus électro-intensifs exposés à la concurrence internationale,
- une meilleure prise en compte, dans les tarifs d'acheminement, de l'apport des consommateurs ayant un profil plat ou anticyclique pour l'exploitation et l'optimisation du système électrique, sur le modèle de la tarification allemande. Ainsi, un abattement temporaire a été accordé par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) pour la période 2014-15 (impact de l'ordre de -2 à -5 €/MWh pour les consommateurs concernés, à comparer à un coût de l'électricité de l'ordre de 45 €/MWh pour ce type d'industriels), et le projet de loi relatif à la Transition énergétique prévoit la mise en place d'une nouvelle méthode pérenne de fixation des tarifs permettant d'accorder des réductions importantes à certains profils de consommateurs.
- une meilleure rémunération du service rendu par les industriels au système électrique du fait de la flexibilité de leur consommation :
 - le mécanisme dit d'« interruptibilité » permet de rémunérer les sites ayant la possibilité de réduire leur consommation dans un délai très court. Ce mécanisme concerne en pratique quelques sites ciblés sélectionnés par le gestionnaire du réseau de transport *via* une procédure d'appel d'offres, lesquels bénéficient en contrepartie d'une rémunération équivalente à une réduction de l'ordre de 2 à 3 €/MWh sur leur facture d'électricité. La puissance maximale interruptible a récemment été portée de 400 MW à 600 MW ;

- la rémunération des capacités d'« effacement » (préavis plus long). La loi du 15 avril 2013 a mis en place un nouveau cadre réglementaire plus favorable au développement des effacements comprenant notamment des appels d'offres pilotés par le gestionnaire du réseau de transport. La rémunération pour les sites concernés est équivalente à une réduction de l'ordre de 1 à 3 €/MWh sur leur facture d'électricité ;

- à partir de 2016, les consommateurs capables de réduire leur consommation aux périodes de pointe pour le système électrique pourront bénéficier d'une rémunération complémentaire dans le cadre d'un « mécanisme de capacité » - ce dispositif doit permettre de garantir durablement l'adéquation offre/demande tout particulièrement lors de la pointe de consommation.

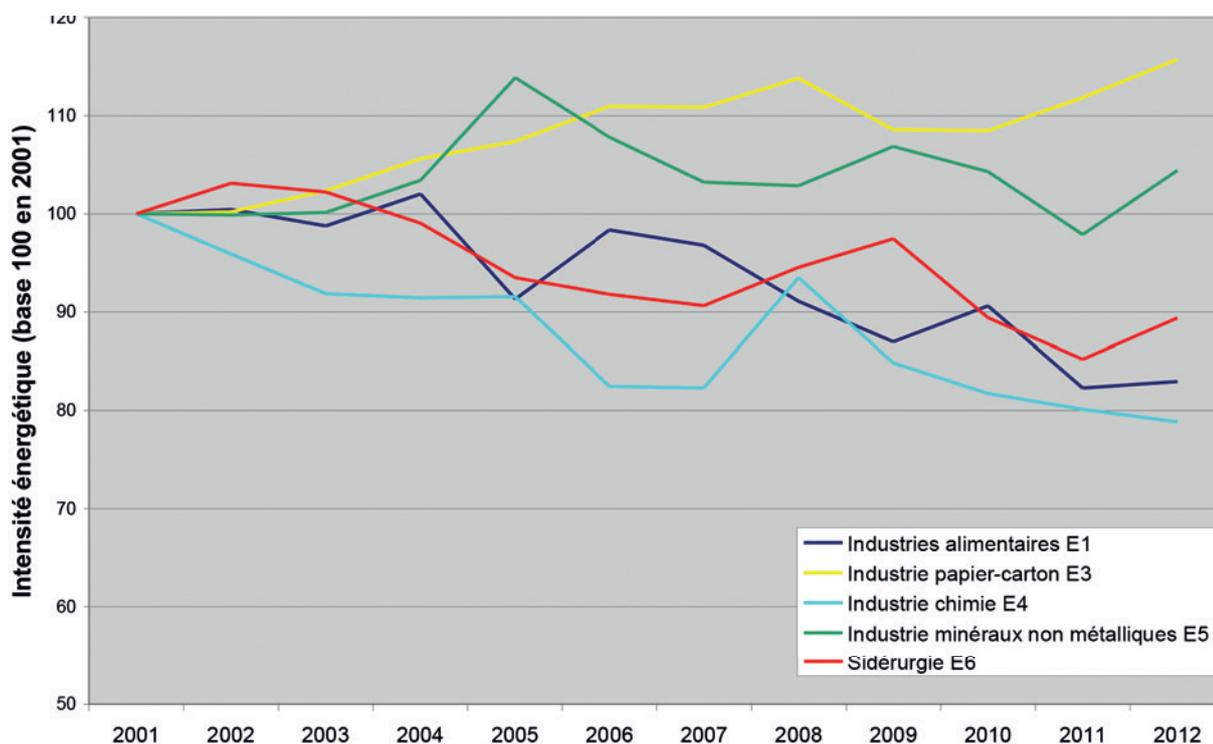
- enfin, la France plaide pour le maintien d'une fiscalité réduite pour les consommateurs électro-intensifs exposés à la concurrence internationale. Une enquête formelle a été ouverte début 2014 à l'encontre de certaines exonérations accordées aux gros consommateurs. Des discussions sont en cours avec la Commission européenne en vue de mettre en conformité le régime d'exonérations actuel.

L'enjeu de l'efficacité énergétique

Sur le long terme, le découplage constaté entre la consommation d'énergie et l'activité industrielle témoigne de gains d'efficacité énergétique réalisés par ce secteur. Ainsi, depuis 1986, l'efficacité énergétique de l'industrie chimique a été améliorée de plus de 60 % (source : ADEME/CEREN), dont plus de 20 % depuis 2001 (voir le Graphe 5 de la page suivante). Ces gains peuvent s'expliquer par des effets de structure et par une sensibilisation croissante au développement durable, mais aussi par une recherche de compétitivité qui incite l'industrie chimique, dans un contexte d'énergie chère et d'encadrement des émissions de gaz à effet de serre, à renforcer ses efforts d'économies d'énergie et de développement des énergies renouvelables (lorsque les techniques le permettent).

La politique de la France en matière d'efficacité énergétique et de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le secteur industriel s'appuie, en premier lieu, sur la directive 2003/87/CE établissant un marché d'échange des permis d'émissions au sein de l'Union européenne. Pour permettre aux entreprises d'identifier l'ensemble des gisements d'économies d'énergie et de chaleur fatale récupérable, la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique a conduit, en complément, à la mise en place de deux outils réglementaires d'aide à la décision : un audit énergétique à réaliser par toutes les grandes entreprises avant le 5 décembre 2015 et une analyse coûts-avantages du raccordement à un réseau de chaleur pour toute installation nouvelle (ou pour toute ins-

(5) L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) permet aux consommateurs d'électricité français (particuliers, collectivités, industriels...), quel que soit leur fournisseur, de bénéficier d'une partie de la production du parc nucléaire historique à son coût de revient.



Graph 5 : Évolution de l'intensité énergétique de différents secteurs industriels (source : MEDDE/SOeS).

tallation existante ayant été rénovée de manière substantielle) d'une puissance supérieure à 20 MW qui génère de la chaleur fatale non encore valorisée.

Pour valoriser l'ensemble de ces gisements, un système d'impulsion forte a été mis en place par les pouvoirs publics, dont, en particulier :

- les « prêts verts », des prêts à taux bonifiés s'accompagnant de garanties de prêt distribués par Bpifrance,
- le fonds chaleur qui permet d'accompagner les projets de valorisation de la chaleur fatale récupérable,

- un soutien au développement des technologies les plus efficaces, notamment par le biais du dispositif des Investissements d'avenir : l'AMI « Industrie et agriculture éco-efficaces » est ainsi ouvert jusqu'au 30 novembre 2016 et cible en particulier le secteur de la chimie.

L'amélioration de son efficacité énergétique, dans le prolongement des efforts déjà accomplis, doit ainsi contribuer (au même titre que les mesures sur les prix de l'énergie) à préserver la compétitivité de l'industrie chimique dans un contexte de concurrence internationale accrue.