ITINERA INSTITUTE ANALYSE

THINK TANK INDÉPENDANT | **DES IDÉES, DES ACTIONS**

L'Europe verte promeut le charbon. Comment la politique climatique européenne menace de ralentir la transition énergétique…

2012/22
05 | 11 | 2012

COMMUNAUTE
PROSPERITE
PROTECTION

Résumé

En 2011, la consommation de charbon a progressé de 3,6% en Europe tandis que dans le même temps la demande de gaz chutait de 9%. Cette évolution va à l'encontre de toutes les projections des scénarios de transition énergétique fondés sur le remplacement des centrales au charbon par des centrales au gaz. Le charbon est et reste le plus grand contributeur en matière d'émissions de CO_2. Cette progression marquante du charbon est la conséquence d'une réalité du marché, déterminée de façon structurelle par la politique climatique européenne. Cette politique complexe lie un prix très bas du CO_2 à des investissements importants dans les technologies des énergies renouvelables, en cas de légère baisse de la demande en électricité. La surcapacité structurelle ainsi créée entraîne une électricité à bas prix. Etant donné le coût élevé des combustibles et avec une électricité à bas prix, des centrales au gaz performantes sont évincées du marché par de vieilles centrales au charbon émettant beaucoup plus de CO_2. Des pays comme l'Allemagne risquent même de se retrouver dans un lock-in du charbon parce que plus personne n'est capable d'investir dans les centrales au gaz. Flexibles, les centrales au gaz jouent pourtant un rôle essentiel dans la transition énergétique qui, à long terme, est indispensable. La coûteuse politique climatique prônée par l'Europe verte menace de ralentir cette transition énergétique, tandis qu'aux Etats-Unis l'évolution est inverse suite à l'exploitation du gaz de schiste.

JOHAN ALBRECHT
Senior Fellow Itinera Institute

Les ambitions vertes de l'Europe sont bien connues. Avec le plan de mesures '20/20/20'[1] dévoilé en mars 2007, l'Union européenne entend réduire les émissions de gaz à effet de serre de 20% par rapport à celles de 1990. La part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale doit quant à elle augmenter de 20% d'ici 2020, et l'efficacité énergétique générale doit progresser elle aussi de 20%. Depuis 2005, la politique climatique européenne est en outre soutenue par le négoce intra-européen des quotas d'émission de CO_2 (ETS ou Emissions Trading Scheme / SEQE ou Système d'Echange de Quotas d'Emission).

Coûteux chevauchements des politiques

La politique climatique européenne est rendue complexe par les nombreuses interactions entre les différents sous-objectifs et instruments mis en place. Les investissements dans les économies d'énergie limitent la demande en énergies fossiles et les émissions de gaz à effet de serre. Une part plus importante d'énergie renouvelable peut induire une réduction de l'exploitation des centrales au charbon et au gaz, entraînant logiquement une limitation des émissions dans le secteur de la production électrique. La plan '20/20/20' revient à faire trois fois la même chose, si ce n'est que la Commission européenne impose en l'occurrence des choix technologiques aux Etats membres. Ce qui est très surprenant dans la mesure où le SEQE est en soi un instrument technologiquement neutre. Compte tenu des énormes différences dans le coût de réduction par tonne de CO_2, cette prescription de choix technologiques risque de devenir très coûteuse au final. Toutes les analyses économiques du plan '20/20/20' révèlent que le coût de la politique climatique européenne sera deux, voire trois fois plus élevé que celui d'une politique plus simple avec une réduction égale des émissions mais sans prescription de choix technologiques. Cette différence est due en partie à l'impact des investissements élevés dans les technologies coûteuses des énergies renouvelables qui comprime le prix par tonne de CO_2 dans le SEQE, ralentissant de ce fait une transition rentable du charbon vers le gaz dans le secteur de la production électrique[2]. Et cela fait de nombreuses années que la Commission européenne connaît ces analyses.

Leader climatique ?

L'Europe aime s'attribuer un rôle de leader sur la scène climatique internationale. Régulièrement, l'un ou l'autre commissaire européen se lance dans un speech à l'intitulé évocateur: '*Climate Change: Why a Global Response needs European Leadership*[3]'. Et oui, la politique climatique européenne donne l'impression de bien fonctionner. Entre 1990 et 2010, les émissions de CO_2 ont baissé de 10% à 15% dans l'UE des 27. Les émissions ne sont pas vraiment mesurées mais calculées, ce qui fait que chaque évolution au niveau de ces émissions dépend de la méthodologie appliquée (par exemple en matière de changement d'utilisation du sol, de la quantité de gaz à effet de serre, des assomptions technologiques, du transport international, de l'utilisation de biomasse, de la variabilité des

1 Pour une vue d'ensemble, nous vous renvoyons à l'adresse suivante: http://ec.europa.eu/clima/policies/package/index_en.htm.

2 Böhringer, C., Rutherford, T. & Tol, R. (2009). The EU 20/20/20 targets: an overview of the EMF22 assessment. *Energy Economics* **31**, S268-S273.

3 http://www.eu-un.europa.eu/articles/fr/article_6670_fr.htm.

températures, etc.)[4]. Mais au final le parcours climatique de l'Europe est-il aussi impressionnant que cela ? Quelles conclusions peut-on tirer des récentes analyses qui comparent l'évolution des émissions au sein de l'UE avec l'évolution aux Etats-Unis ou dans le reste du monde ? La base de données EDGAR (Emissions Database for Global Atmospheric Research) du Centre commun de recherche (Joint Research Center ou JRC) de l'Union européenne permet de faire cette comparaison. Les analyses réalisées par le JRC de l'UE révèlent que les émissions de CO_2 au sein de l'UE des 27 et de l'UE des 15 ont baissé respectivement de 4,4% et de 5,1% entre 2000 et 2010. Aux Etats-Unis, les émissions ont diminué de 5,7% au cours de la même période, *sans* politique particulière sur le plan du climat et *sans* objectifs contraignants en matière d'énergies renouvelables. Peut-on dire que la politique climatique européenne est réellement aussi ambitieuse ou particulière, alors que les Etats-Unis parviennent à réduire légèrement plus leurs émissions avec une croissance économique cumulée plus importante ?

4 Voir entre autres European Environment Agency (http://www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2012).

Tableau 1 – Evolution des émissions de CO_2 1990-2010 (en milliards de tonnes)

	1990	2000	2010	% 2010-1990	%2010/2000
EU-27	4,35	4,08	3,91	-10,1%	-4,4%
EU-15	3,33	3,33	3,16	-5,1%	-5,1%
Allemagne	1,02	0,87	0,84	-17,7%	-3,5%
France	0,39	0,41	0,38	-2,6%	-7,3%
Italie	0,43	0,46	0,42	-2,4%	-8,7%
Royaume-Uni	0,59	0,55	0,50	-15,2%	-9,1%
Etats-Unis	4,99	5,87	5,53	+10,8%	-5,7%
Japon	1,16	1,28	1,26	+8,6%	-1,6%
Chine	2,51	3,56	8,90	+254%	+150%
Total	22,7	25,4	33,0	+45%	+30,5%

Source : EU-JRC (2012). Long-term trends in global CO_2 emissions – 2012 report (http://edgar.jrc.ec.europa.eu/index.php).

Entre 1990 et 2000, les émissions ont très fortement augmenté aux Etats-Unis alors qu'elles sont restées stables dans l'UE des 15 (entre autres suite à l'unification allemande). Entre 1990 et grosso modo 1998, il n'y a pas eu de politique climatique contraignante, de sorte que l'évolution des émissions au cours de cette décennie n'est en soi pas pertinente, vu l'absence d'objectifs sur le plan du climat.

Le tableau 1 montre que les émissions mondiales de CO_2 au cours de la période 2000-2010 ont progressé de 30,5%. Cette augmentation est la conséquence directe de la croissance globale de la production d'électricité à partir de charbon[5]. En 2009, les centrales au charbon représentaient 73% des émissions globales du secteur de la production d'électricité. Plus de la moitié de la capacité actuelle du charbon concerne des centrales relativement petites (jusqu'à 300 MW) de plus de 25 ans d'âge et dont le rendement est problématiquement faible.

En 2011, les émissions de CO_2 ont diminué de 3% en Europe, alors qu'au Japon et aux Etats-Unis elles ont affiché une baisse de 2%. La Chine a généré en 2011 29% des émissions mondiales. Les Etats-Unis et l'Europe suivent à distance respectable avec des parts respectives de 16% et 11%[6]. La baisse des émissions en 2011 fait suite à une augmentation des émissions en 2010. Au cours de l'année 2010, les émissions ont progressé en Europe de 3% après une baisse de 4% en 2009 due à la crise.

Un meilleur parcours après 2010 ? Le cadre de référence de la transition énergétique.

La politique climatique poursuit une finalité à long terme, et l'évolution des émissions au cours d'une seule décennie (2000-2010) ne représente qu'une partie du tableau. Les politiques actuelles en matière de climat et d'énergie sont censées ouvrir la voie de la transition énergétique ou de l'évolution vers une économie à faible intensité de carbone d'ici 2050. Il existe plusieurs rapports de grande qualité sur la transition énergétique. Ces rapports permettent de conclure que la transition énergétique est réalisable pour autant que le grand potentiel de l'efficacité énergétique soit exploité de manière optimale. Dans le même temps, il faut investir de façon rentable dans les technologies des énergies renouvelables et rendre le système fossile plus 'vert' en remplaçant l'ancien capital par des technologies fossiles ultra-efficaces. Au niveau de la production d'électricité, les vieilles centrales au charbon doivent être en partie remplacées par des centrales au gaz ultra-efficaces et flexibles. Les centrales au gaz flexibles constituent l'épine dorsale de pratiquement tous les scénarios de transition énergétique parce qu'elles permettent de réaliser une réduction des émissions à un coût relativement peu élevé. Les centrales au gaz qui seront construites avant 2030 seront par la suite nécessaires en tant que backup pour une production électrique qui sera de plus en plus assurée par des énergies renouvelables après 2030[7]. Les centrales au gaz flexibles n'induisent donc pas un *lock-in* problématique du secteur fossile.

Le rendement écologique du gaz: au moins 320g CO_2/kWh

Les vecteurs d'énergie peuvent être comparés de diverses manières. D'une perspective dominante des émissions de CO_2, le gaz est systématiquement considéré comme la source d'énergie fossile 'la plus propre' alors que le charbon accuse l'impact le plus élevé en matière de rejets de CO_2. Les meilleures centrales au charbon affichent actuellement des émissions de 740g CO_2/kWh tandis qu'une centrale au gaz

5 IEA (2012). Energy Technology Perspectives 2012. Pathways to a Clean Energy System (IEA/OECD, Paris).

6 EC (2012). Global CO2 emissions reach new all-time high in 2011 (http://ec.europa.eu/clima/news).

7 Voir IHS CERA (2011). Sound Energy Policy for Europe. Pragmatic Pathways to a Low-Carbon Economy.

CCGT à la pointe de la technique rejette moins de 400g CO_2/kWh[8]. Cette différence est considérable mais les évolutions technologiques en cours ont le potentiel de faire baisser les émissions des centrales au charbon à 670g CO_2/kWh[9]. Pour les centrales au gaz, des émissions de 350g CO_2/kWh devraient être possibles à terme. En retirant les composants soufrés du gaz avant sa liquéfaction, il est en outre possible d'éliminer complètement les émissions de SO_2 produites par les centrales électriques au gaz. Un atout supplémentaire des centrales au gaz est leur délai de mise en marche relativement court (jusqu'à 40 minutes pour une centrale CCGT et moins de 20 minutes pour une centrale OCGT) et un taux de rampe (ramp rate) ou augmentation de la charge de 30% par minute pour une turbine au gaz à cycle ouvert (open cyclus gas turbine – OCGT). Le démarrage d'une centrale au charbon conventionnelle nécessite de 1 à 6 heures alors que le taux de rampe reste cantonné à maximum 5% par minute[10]. Dans le cadre d'un système de production d'électricité qui a l'obligation de devenir plus flexible pour compenser la variabilité de la production d'électricité éolienne et solaire, les centrales au gaz flexibles revêtent une importance essentielle.

La production électrique en Europe: le charbon supplante le gaz

Une politique de transition cohérente devrait se traduire par une baisse de la demande de charbon assortie d'une augmentation de la consommation de gaz. La transition énergétique n'est toujours pas soutenue partout dans le monde, et il ne faut dès lors pas s'étonner du fait que la part du charbon reste constante au sein de notre système énergétique. Entre 1973 et 2010, cette part du charbon dans la production mondiale d'électricité s'est même agrandie, passant de 38,3% à 40,6%[11]. En 2011, le charbon a été le combustible fossile dont la production et la consommation ont connu la plus forte hausse. La production mondiale de charbon a affiché une croissance de 6,1% en 2011. Il est remarquable de constater que la production de charbon dans l'Europe verte a augmenté en 2011 pour la première fois depuis 1995. Avec une production de charbon en hausse de 4,2 Mtep, soit 2,6%, l'Union européenne reste un acteur modeste par rapport à la Chine où la production a augmenté de 229 Mtep en 2011[12]. Dans les pays de l'OCDE, la consommation de charbon a baissé de 1,1% en 2011, alors qu'elle augmentait considérablement en Chine et Inde. Aux Etats-Unis, la consommation de charbon a reculé de 4,6%, ou 24 Mtep, tandis que dans l'Europe verte cette même consommation a progressé de 3,6%, soit 10 Mtep. Au Japon, la consommation de charbon a diminué de 4,8% parce que beaucoup de centrales au charbon ont été endommagées par le tremblement de terre qui a également provoqué la catastrophe de Fukushima.

Le facteur principal derrière cette évolution marquante est la progression évidente du charbon sur les marchés de la production d'électricité en Europe. Ainsi, la consommation de charbon a augmenté de 4,9% en Allemagne (le pays exemplaire sur le plan des énergies renouvelables)

8 IEA (2012). Energy Technology Perspectives 2012. Pathways to a Clean Energy System (IEA/OECD, Paris).

9 La technologie A-USC (advanced ultra-supercritical) est développée à cet effet, avec une efficacité de 50% pour des températures de vapeur allant jusqu'à 760°C et une pression jusqu'à 35 MPa.

10 IEA (2012). Energy Technology Perspectives 2012. Pathways to a Clean Energy System (IEA/OECD, Paris).

11 IEA (2012). Key World Energy Statistics 2012 (www.iea.org).

12 Rühl, C. & Giljum, J. (2012). Energy in 2011 – Disruption and Continuity. IAEE Energy Forum.

depuis l'annonce par Angela Merkel de la fermeture programmée des centrales nucléaires allemandes suite à l'accident de Fukushima[13]. En août 2012, RWE a ouvert dans les environs de Cologne une nouvelle centrale au charbon de 2200 MW, destinée à approvisionner quelque 3,4 millions de ménages allemands en électricité. En Rhénanie-du-Nord – Westphalie, non moins de 12 nouvelles centrales au charbon sont actuellement en cours de construction. Elles rejetteront des quantités de CO_2 équivalentes à celles d'un pays comme la Suisse. En 2010, les centrales au charbon allemandes ont produit 274 TWh[14]. Seuls quatre pays dans le monde ont produit plus d'électricité à partir de charbon (la Chine, les Etats-Unis, l'Inde et le Japon). En plus de sa propre production, l'Allemagne a également importé en 2010 41 millions de tonnes de charbon. L'industrie européenne du charbon reçoit encore toujours des subsides (+/- 2 milliards d'euros pour la seule Allemagne) alors même que la diminution progressive de l'allocation de subsides aux charbonnages est en discussion depuis plusieurs dizaines d'années. En Europe, il est très improbable que les subsides pour le charbon disparaissent vraiment avant 2018. En période de crise, la baisse de l'emploi dans les charbonnages européens est un sujet particulièrement sensible. Pendant ce temps, des centrales au gaz allemandes sont mises à l'arrêt et le fournisseur E.ON a annoncé qu'il n'investirait plus ces prochaines années dans les centrales au gaz, pour des raisons de rentabilité problématique. Ce qui se passe en Allemagne n'est pas un fait isolé. Aux Pays-Bas et en Belgique aussi, des centrales au gaz efficaces sont fermées tandis que des (vieilles) centrales au charbon sont maintenues en opération.

13 Bloomberg (2012). Merkel's shift forces Germany to burn more coal (20 août 2012).

14 IEA (2012). Key World Energy Statistics 2012 (www.iea.org).

La production électrique aux Etats-Unis: le gaz supplante le charbon

Alors qu'en Europe les centrales au gaz sont évincées par les centrales au charbon, c'est précisément le phénomène inverse qui se déroule aux Etats-Unis. Cette évolution atypique a récemment été qualifiée par les analystes de l'IEA (International Energy Agency) de '*Europe's Golden Age of Coal and Dark Age of Gas*'. Tous les marchés de l'énergie sont liés au niveau mondial, ce qui en soi est la meilleure garantie de sécurité énergétique, et les évolutions sur les marchés du gaz compensent celles de la consommation de charbon. La production mondiale de gaz (y compris celle de gaz de schiste) a progressé en 2011 de 3,1%, ou 98 Gm^3. D'après BP, la production de gaz a augmenté en Amérique du Nord de 5,5% ou 45 Gm^3 en 2011. La consommation mondiale de gaz s'est renforcée quant à elle de 2,2%, ce qui a permis de réduire la pression sur les prix au niveau mondial. La consommation de gaz a affiché une croissance de 5,9% en Asie, de 6,9% au Moyen-Orient et de 3,3% ou 28 Gm^3 en Amérique du Nord. En Europe, la consommation de gaz a accusé une baisse inédite de 9%, soit 42 Gm^3 [15].

Il n'existe pas de prix mondial pour le gaz dans la mesure où ce combustible se négocie à l'intérieur de réseaux géographiquement définis qui répondent à une dynamique propre. Aux Etats-Unis, les prix du gaz ont continué à baisser en 2011 jusqu'à $4/Mmbtu (moins 8%). En Europe par contre, les prix ont augmenté jusqu'à atteindre environ le double des prix américains. Cette évolution asymétrique est en partie due à la liaison des prix du gaz et du pétrole en Europe,

15 Rühl, C. & Giljum, J. (2012). Energy in 2011 – Disruption and Continuity. IAEE Energy Forum.

ce qui a eu tendance à provoquer des hausses importantes en 2011. Du fait du faible prix du gaz aux Etats-Unis, les centrales au charbon sont devenues moins rentables. Pour le moment, les entreprises américaines de production électrique n'investissent plus que dans les centrales au gaz, ce qui provoque dans la foulée une forte diminution de la demande de charbon aux Etats-Unis. Ces mêmes entreprises américaines productrices d'électricité ont déjà acheté leur charbon sur les marchés à terme et continuent à recevoir des livraisons dont elles n'ont plus besoin et qu'elles revendent donc immédiatement, par exemple en Europe. Ou comment le phénomène du gaz de schiste américain stimule indirectement la consommation de charbon en Europe…

L'électricité bon marché rend le gaz trop cher

Le retour du charbon n'est pas un choix politique affirmé mais la conséquence logique des évolutions sur les marchés de l'électricité en Europe. A cause des niveaux de prix actuellement bas de l'électricité, les centrales au gaz sont devenues trop coûteuses par rapport aux centrales au charbon. Etant donné que la dynamique des prix sur les marchés de l'électricité est largement influencée par les choix de l'Europe pour ses politiques du climat et de l'énergie, la progression du charbon est dans une large mesure la conséquence de la politique européenne visant à réduire les émissions de CO_2. Le remplacement du gaz par le charbon s'explique par différents facteurs :

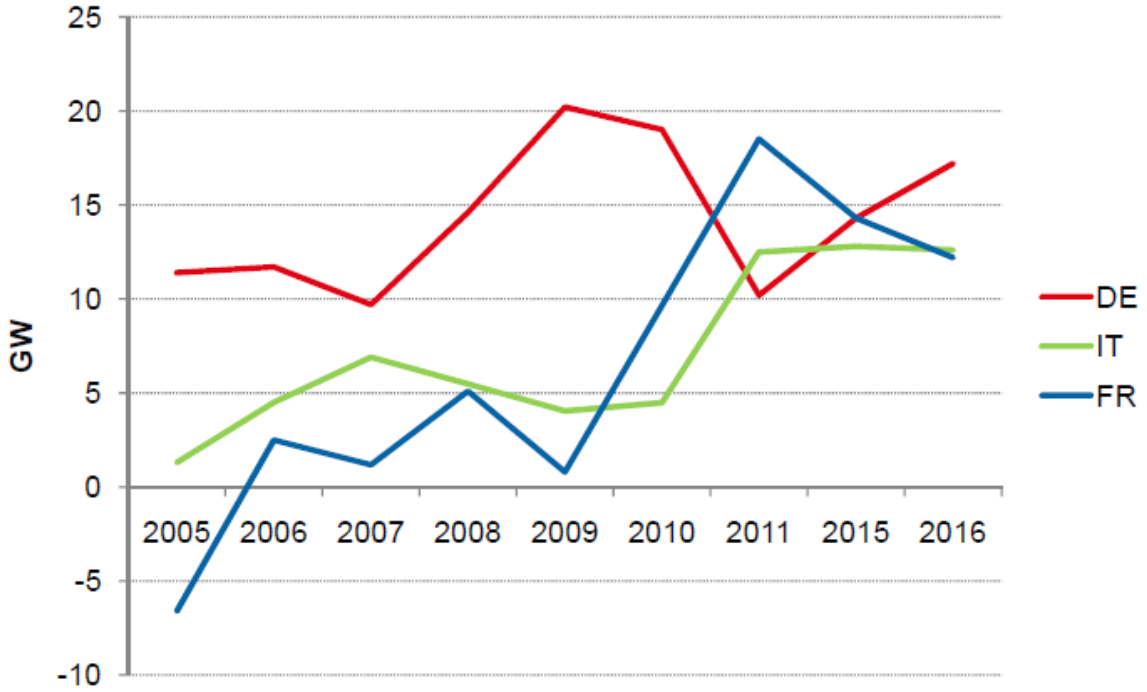
1. la demande d'électricité est stable voire en diminution dans les plus grands pays européens ;
2. les investissements dans les technologies (subventionnées) des énergies renouvelables continuent à progresser bien que la demande en électricité ne suive pas ; la surcapacité existante augmente ;
3. grâce à leurs coûts de production marginaux particulièrement bas, les technologies des énergies renouvelables supplantent les technologies fossiles dont les coûts marginaux sont les plus élevés (= centrales au gaz) ;
4. le prix de la tonne de CO_2 dans le SEQE est si bas que les centrales au charbon sont à peine sanctionnées pour leurs émissions de CO_2 plus élevées par kWh ;
5. le rapport de prix relatif entre le gaz et le charbon n'est pas optimal, en raison de l'indexation du prix du gaz basée sur celui du pétrole.

En Allemagne, la demande d'électricité était en 2011 encore de 3% inférieure à ce qu'elle était en 2007. Dans des pays comme la France, l'Italie et l'Espagne aussi, la demande est actuellement inférieure à ce qu'elle était avant l'éclatement de la crise. Après 2007, la capacité installée en technologies d'énergies renouvelables a pour sa part bel et bien augmenté. Entre-temps, de nouvelles centrales fossiles ont également été mises en service et de vieilles centrales ont été mises à l'arrêt. Au final, la capacité disponible a donc augmenté face à une demande stable, voire en légère diminution, de sorte que la marge de réserve, c'est-à-dire le rapport entre la capacité disponible et la demande de pointe, a augmenté de façon considérable dans de nombreux pays après 2007. La Figure 1 montre pour la période 2011-2016 une marge de réserve d'environ 15% en Allemagne et en France, deux marchés très importants pour le marché électrique belge. De projections d'E.ON où les investissements dans les énergies renouvelables continuent à augmenter (dont mention entre autres par HSBC[16]),

16 HSBC (2011). European Utilities. Politics and permafrost : negotiating the pitfalls (HSBC Global Research Utilities/Equity Nov 2011).

il ressort que l'on peut attendre une marge de réserve se situant entre 13 et 18% dans la région Benelux + Allemagne + France pour la période 2012-2020.

Figure 1 – Marge de réserve (% capacité disponible/demande de pointe), 2005-2016



Source : Domenico De Luca, Axpo Energy Trading AG (11/09/2012).

En dépit des marges de réserve relativement élevées chez nos voisins, tant l'Allemagne que la France prennent des mesures pour garantir leur sécurité d'approvisionnement. Des conditions climatiques extrêmes, des changements dans les fermetures annoncées (par exemple pour des raisons économiques) ou des problèmes techniques inattendus dans certaines centrales sont autant de raisons pour lesquelles une région pourrait se trouver pendant quelques heures cruciales face à un manque de capacité. Ainsi, la France prévoit des indemnités de capacité pour stimuler les investissements dans de la capacité additionnelle, et l'Allemagne conserve de vieilles centrales en *stand-by*. Une marge de réserve au niveau national n'exclut pas non plus que certaines régions puissent se retrouver face à un manque de capacité. Il y a en effet des limitations dans le réseau, et les régions qui bénéficient d'une grande quantité d'énergie éolienne disposent effectivement d'une grande capacité installée sur papier, mais cette capacité installée ne produit rien quand il n'y a pas de vent. Plus la part des actifs à capacité intermittente est

élevée dans la capacité totale, plus la marge de réserve globale doit être élevée pour garantir une même sécurité d'approvisionnement. Dans l'absolu, nous pouvons en conclure qu'avec un taux d'utilisation moyen de 53%, le marché de l'électricité en Europe jouit actuellement d'une surcapacité appréciable qui lui permettra de tenir jusqu'en 2020. Cela implique que les réactions actuelles du marché par rapport à la surcapacité ne sont pas temporaires mais plutôt de nature structurelle.

Le remplacement des centrales au gaz par des centrales au charbon est la conséquence logique de la fixation des prix sur les marchés journaliers. Celle-ci est le résultat d'un processus d'offre et de demande où la courbe d'offre est constituée par l'agrégation des coûts de production marginaux des technologies disponibles pour produire de l'électricité. Le prix est déterminé par la centrale marginale (c'est-à-dire que l'exploitant de ladite centrale ne récupère que le coût marginal de production) tandis que les autres centrales du marché réalisent un gain marginal qui peut compenser leurs autres coûts. Les technologies des énergies renouvelables permettent de produire de l'électricité à un coût marginal très bas et reçoivent la priorité sur le réseau parce qu'elles ne peuvent pas produire en fonction de la demande (*dispatch priority*), ce qui fait que leur production participe également à déterminer l'offre sur les marchés journaliers. Pour une demande donnée d'électricité, un accroissement de la production d'énergie renouvelable à très faible coût marginal entraîne systématiquement une baisse de la production utilisant des technologies à coût marginal plus élevé. Si l'on classe les technologies en fonction de leur coût marginal de production, celles des énergies renouvelables sont suivies par les centrales nucléaires, les centrales au charbon et ensuite les centrales au gaz. Le Tableau 2 donne une vue d'ensemble du coût marginal par technologie (limité au coût de combustible) et le compare au coût total de production sur le cycle de vie (*Levelized Cost of Electricity*, LCOE). Le coût total comprend également le coût de capital. Un investisseur ne tient pas uniquement compte du prix sur les marchés journaliers ou celui des contrats à terme, mais aussi de la probabilité globale avec laquelle il peut récupérer son investissement total assorti d'un ROI. Les chiffres du Tableau 2 concernent de nouvelles installations en Europe occidentale.

Tableau 2 – Une comparaison des nouvelles technologies de production électrique (en € par MWh)

	Coût du combustible (€/MWh)	Coût total (LCOE, hors coût de CO_2), €/MWh
PV (panneaux solaires)	0	264
Turbine éolienne terrestre	0	107
Turbine éolienne offshore	0	152
Centrale nucléaire	8	98
Centrale au charbon	30	67
Centrale au gaz	50	76
Centrale à biomasse	75	122

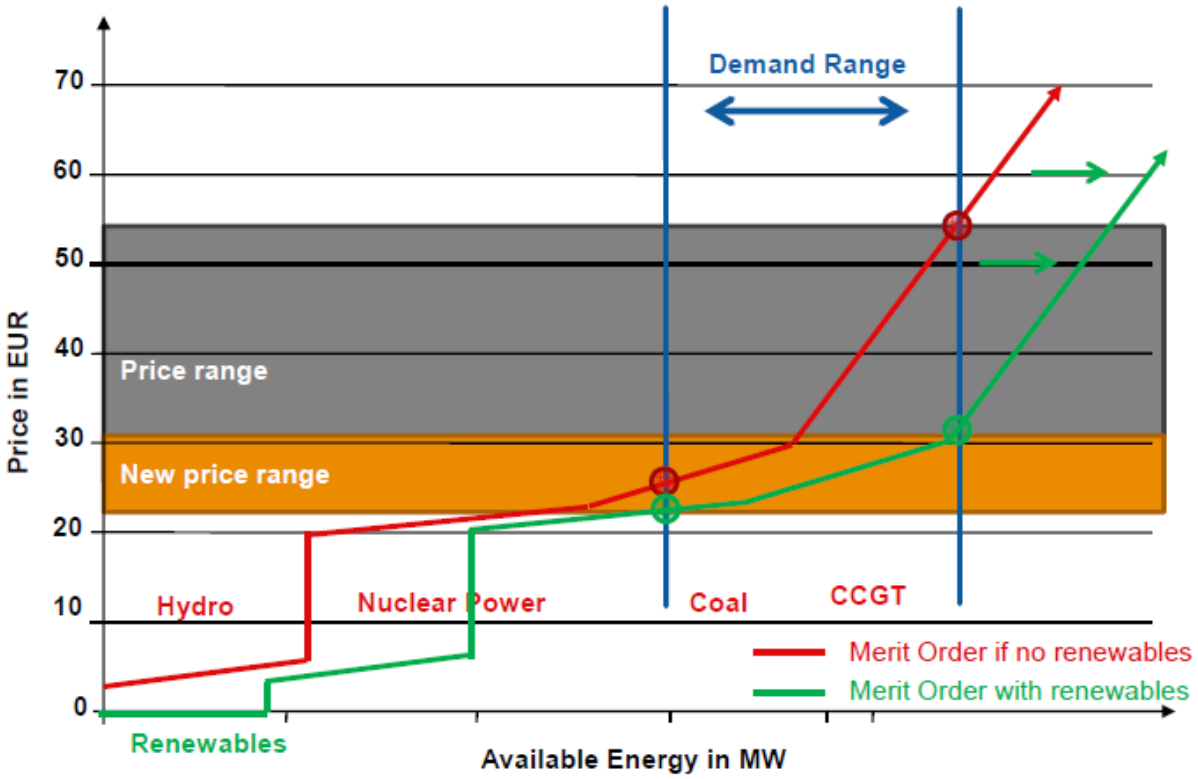
Dans des pays comme la Belgique, l'Allemagne et les Pays-Bas, le prix de l'électricité varie depuis environ deux ans déjà dans une fourchette comprise entre € 48 et € 55/MWh. Avant l'éclatement de la crise, les prix de l'électricité étaient de € 20 à € 30/MWh plus élevés. Il ressort des données du Tableau 2 qu'un prix de l'électricité à € 50 par MWh permet à peine à une centrale au gaz de récupérer le coût du combustible. De plus, le coût du combustible repris dans le Tableau 2 ne tient pas compte de toutes sortes de taxes sur l'utilisation du gaz dans le cadre de la production d'électricité, ce qui rend la situation réelle des centrales au gaz encore plus problématique. En Allemagne, le *clean dark spread* (marge brute) par MWh d'une centrale au charbon s'élève à environ € 10, tandis que le *clean spark spread*, c'est-à-dire la marge brute par MWh d'une centrale au gaz, est fortement négative (également € 10 environ)[17]. Dans des pays comme la Belgique ou les Pays-Bas, la situation est très comparable. Les centrales au gaz doivent être fermées pour empêcher les pertes de s'accumuler. Le *clean dark spread* ne permet pas de récupérer le coût de capital d'une centrale au charbon récente, et les exploitants s'efforcent donc d'exploiter au maximum leurs vieilles centrales au charbon avant de consentir de nouveaux investissements. Seul un prix de l'électricité de plus de € 75 pourrait inciter les investisseurs à envisager la construction d'une nouvelle centrale au charbon en Europe occidentale.

Les coûts totaux de production des turbines éoliennes et des panneaux solaires sont beaucoup plus élevés que ceux des centrales au gaz et au charbon mais, compte tenu des généreux mécanismes de subsides en la matière, ces investisseurs ne doivent pas tenir compte du prix du marché et de la valeur de leur production. La création d'un important segment de marché au sein duquel le prix de l'électricité produite n'a aucune importance ne peut que perturber le marché, si le reste de ce marché est dirigé par le prix.

Les énergies renouvelables entraînent bel et bien une baisse des prix sur le marché journalier lorsque les conditions climatiques sont favorables (beaucoup de vent et/ou beaucoup de soleil). La Figure 2 illustre la logique de préséance économique, ou *merit order*, liée à ce phénomène. La ligne rouge représente l'agrégation des coûts marginaux de production sans tenir compte de la production électrique des turbines éoliennes ou des panneaux solaires. Si l'on ajoute cette production éolienne et solaire, on obtient la ligne verte. La pertinence de la ligne rouge ou de la ligne verte étant déterminée par les conditions climatiques, nous pouvons en conclure que la fixation des prix deviendra de plus en plus dépendante du climat. Le prix baisse grâce à la production d'énergie renouvelable. Le coût élevé de la subvention des technologies utilisées par les énergies renouvelables n'est cependant pas visible dans la Figure 2. Ce qui compte pour la société, c'est le rapport entre des prix bas de l'électricité grâce aux énergies renouvelables et un coût élevé des subsides qui sont généralement répercutés dans des hausses des tarifs de distribution et via des suppléments aux fournisseurs.

17 Bloomberg (2012). Merkel's shift forces Germany to burn more coal (20 août 2012)

Figure 2 – La logique de préséance économique (*merit order*) dans le cadre de la production d'électricité renouvelable



Source : Domenico De Luca, Axpo Energy Trading AG (11/09/2012)

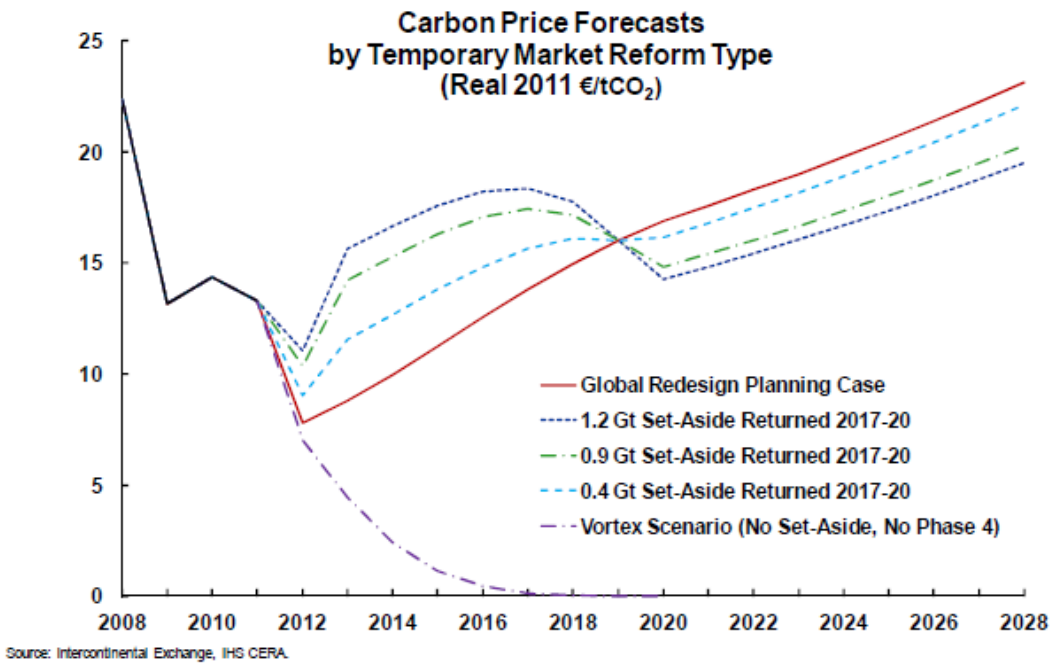
SEQE : comment un instrument climatique ralentit la transition énergétique

Le remplacement du gaz par le charbon est possible grâce au prix très bas des quotas d'émissions de CO_2. Par MWh produit, une centrale électrique rejette bien plus de CO_2 qu'une centrale au gaz, de sorte qu'un prix élevé du CO_2 peut compenser le coût plus élevé du combustible pour les centrales au gaz. Le passé nous a appris que dans de nombreux pays, un prix du CO_2 aux alentours de € 35/tonne a repoussé les centrales au charbon à l'arrière du marché, au profit des centrales au gaz. Le prix actuellement bas de la tonne de CO_2 dans le SEQE (environ € 6 par tonne de CO_2 en octobre 2012) est la conséquence d'un mécanisme d'allocation qui ne tient pas compte de la profonde crise économique. De plus, l'Europe continue elle-même à vider le rôle du SEQE de sa substance en définissant des objectifs contraignants en matière d'énergies renouvelables ou d'économies d'énergie visant

à réduire les émissions de gaz à effet de serre d'ici 2020. Dans ces conditions, il y a beaucoup de chances que le prix du CO_2 reste faible d'ici à 2020. La mise aux enchères des crédits carbone à partir de 2013 et la récente intention de '*back loading*'[18] n'apporteront pas beaucoup de changements structurels à la situation. En d'autres mots, le prix augmentera probablement à partir de 2013 mais il n'atteindra pas un niveau susceptible de diriger le marché et de ramener les centrales au gaz sur la voie de la rentabilité. La Figure 3 illustre quelques attentes possibles au niveau du prix dans le cadre de différents scénarios de *back loading*. Selon IHS CERA, le prix du CO_2 est susceptible d'osciller entre € 12 et € 16 entre 2013 et 2020. Le *back loading* n'est certes pas un remède miracle, dans la mesure où les crédits carbone ne disparaissent pas du marché mais sont réinjectés à partir de 2017. Le SEQE ne constituera donc probablement pas une menace pour les centrales au charbon en Europe.

18 L'option de *back loading* est une réduction temporaire des crédits carbone au cours des prochaines années, pour les réintroduire sur le marché après 2015. Il n'existe pour le moment aucune clarté quant à la faisabilité, au timing et à l'ampleur (éventuellement jusqu'à plus d'un milliard de crédits carbone) d'un éventuel système de *back loading*.

Figure 3 – Projections du prix du CO_2 dans le cadre de différents scénarios de back loading



Source : Fabien Roques, IHS CERA, présentation à Bruxelles, 5 octobre 2012

Les énergies renouvelables ramènent le charbon sur le marché

Les politiques européennes en matière de climat et d'énergie comportent divers objectifs et instruments contraignants pour les Etats membres. Dans le cadre d'une philosophie d'économie de marché, les objectifs et les instruments mis en place doivent ensuite déterminer la réalité du marché pour pouvoir atteindre les objectifs visés par la politique choisie. Dans la pratique, le fonctionnement d'une économie de marché est très complexe et imprévisible, de sorte que diverses interdépendances sont susceptibles d'entraîner des conséquences très inattendues. Les révolutions technologiques ne sont en outre pas planifiables et peuvent influencer radicalement le fonctionnement du marché. Le phénomène inattendu de l'exploitation du gaz de schiste aux Etats-Unis a en tout cas un impact direct sur les exportations de charbon vers l'Europe. Le surcoût élevé des technologies des énergies renouvelables est supporté en Europe par les consommateurs, qui contribuent ainsi à vider le SEQE de sa substance et participent de la sorte au remplacement des centrales au gaz par les (vieilles) centrales au charbon. Plus les turbines éoliennes produisent d'électricité, plus les centrales au charbon sont autorisées à rejeter du CO_2. Le rendement écologique des énergies renouvelables n'est dès lors pas optimal. Il est évidemment difficile qu'il en soit autrement avec un plafond trop généreux pour le SEQE.

Dans quelle mesure ce phénomène est-il temporaire ?

Aucune reprise économique significative n'est attendue en Europe avant 2015. Les problèmes budgétaires chroniques et l'incertitude fondamentale de l'euro ne sont par ailleurs pas les seuls problèmes. La baisse structurelle de la productivité du travail au cours de la dernière décennie exclut à court terme des taux de croissance durables de plus de 1,5% par an. Il est dès lors possible que la demande d'électricité en Europe reste stable ou continue à diminuer entre 2012 et 2020. Les acteurs d'un marché qui n'est pas en croissance ne sont en principe pas tentés de beaucoup investir. Des investissements additionnels dans les technologies des énergies renouvelables suite aux objectifs imposés par l'Europe renforcent la surcapacité et favorisent un prix bas de l'électricité. Etant donné le prix peu élevé du CO_2 pour la période 2013-2020, le climat d'investissement en faveur de centrales au gaz en Europe semble extrêmement mauvais jusqu'en 2020. Cela pourrait se traduire par un *lock-in* inattendu des centrales au charbon en Europe. Et ce sont précisément les conséquences imprévues des plans climatiques européens qui menacent de reporter la transition énergétique d'une décennie. Aux Etats-Unis entre-temps, le gaz connaît une progression spectaculaire.

Quelles sont les corrections possibles ?

Les objectifs du SEQE et le plan '20/20/20' datent d'avant la crise économique. Corriger ces objectifs n'est pas chose évidente. Les récentes discussions autour du projet de *back loading* révèlent combien la moindre adaptation de l'architecture climatique actuelle peut s'avérer complexe et prendre du temps. L'Europe devrait en principe pouvoir remonter d'ici 2020 l'objectif général de réduction des émissions de 20% à 30%. Mais cette option a toujours été associée

par le passé à la mise en place d'efforts comparables aux Etats-Unis, au Japon ou dans les pays du BRICS. Dans le climat de crise actuel, on peut s'attendre à une forte opposition contre un objectif de 30%. Sans oublier que l'introduction soudaine d'un objectif de réduction des émissions de 30% enlèverait toute prédictibilité de la politique climatique européenne.

La fermeture accélérée de vieilles centrales électriques pourrait certes limiter la surcapacité attendue. L'Europe peut renforcer à cet effet les directives IPPC (Integrated Prevention and Control Directive) ou LCP (Large Combustion Plant Directive), leur mise en œuvre relevant de la responsabilité des Etats membres. La disparition des investissements dans de nouvelles centrales à combustible fossile rend actuellement moins évidente la fermeture de vieilles centrales, dans la mesure où il faut toujours pouvoir disposer d'une capacité de backup suffisante. Il est mieux de gérer un pic hivernal sans vent avec de vieilles centrales fossiles que de se retrouver avec des coupures de courant dans certaines régions. Mais si seules les centrales amorties restent rentables sur le marché, il sera de plus en plus difficile de les fermer. La politique climatique européenne protège donc en quelque sorte les centrales au charbon amorties. La fermeture d'anciennes centrales n'aura en outre un impact sur la dynamique du marché que si cela se passe de façon coordonnée. Tant que l'Allemagne et la France auront une importante surcapacité, l'impact que peut avoir la fermeture de quelques vieilles centrales belges sur les prix restera limité. Il semble qu'une correction fondamentale des politiques européennes en matière de climat et d'énergie ne soit pas possible avant 2020. Les Etats membres de l'UE peuvent évidemment décider aujourd'hui eux-mêmes de ne plus soutenir les technologies des énergies renouvelables ou d'accélérer la fermeture de leurs vieilles centrales électriques. Mais dans ce cas, il sera difficile d'atteindre d'ici 2020 les objectifs convenus en matière d'énergies renouvelables, et la sécurité d'approvisionnement risque d'être mise en danger. Les discussions sur l'orientation de la politique de l'Union européenne après 2020 constituent la première opportunité pour corriger les problèmes actuels. En ce qui concerne la politique à l'horizon 2030, nous pouvons formuler les recommandations suivantes :

1. Un unique objectif général et ambitieux de réduction des émissions par rapport à celles de l'année de base 2010 (exemple moins 30% entre 2030 et 2010).
2. Une participation maximale de tous les secteurs au SEQE (avec des quotas d'émission uniquement en vente publique), l'alternative étant l'introduction d'une taxe CO_2 dans les secteurs non SEQE.
3. Pas de chevauchement des sous-objectifs en matière d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique d'ici 2030.
4. Les revenus des enchères des crédits carbone sont affectés en priorité à la recherche et au développement dans les domaines des énergies renouvelables, du stockage de l'énergie et de l'efficacité énergétique. Des investissements sélectifs en capital de pointe peuvent également être financés par les revenus des enchères des crédits carbone.
5. L'introduction accélérée de mécanismes européens visant à coordonner les capacités de pointe et de backup au niveau supranational peut permettre la fermeture plus rapide de vieilles centrales.
6. La suppression cohérente de tous les 'subsides fossiles' à partir de 2020.

Vingt ans après 1992

En juin 1992, la Commission européenne a proposé d'introduire une taxe coordonnée sur les émissions de CO_2 (COM(92) 226). Avec cette proposition, la Commission européenne a fait preuve de vision et de leadership. Mais cette proposition arrivait trop tôt car le sujet du réchauffement global n'est devenu vraiment intéressant d'un point de vue électoral qu'après Kyoto, en 1997. Il n'y a donc pas eu de taxe européenne sur les émissions de CO_2 mais un ensemble complexe d'objectifs bénéficiant de l'approbation des lobbyistes et autres parties prenantes. Vingt ans après la proposition originale visant à éliminer du marché les vecteurs d'énergie produisant le plus de CO_2, le charbon est en train de connaître une forte progression (tant sur le plan de la consommation que de la production) en Europe, qui se veut pourtant être leader climatique. Grâce entre autres aux politiques de l'Europe en matière de climat et d'énergie. L'Europe risque même de se retrouver sous la menace d'un lock-in du charbon, alors que les Etats-Unis n'investissent plus que dans les centrales au gaz qui s'avèrent indispensables au bon déroulement de la transition énergétique. Les choses ne tournent pas toujours comme on l'avait prévu...

Pour une croissance économique et une protection sociale durables

ITINERA INSTITUTE
THINK TANK INDÉPENDANT
DES IDÉES, DES ACTIONS

Itinera Institute ASBL
Boulevard Leopold II 184d B-1080 Bruxelles
T +32 2 412 02 62 - F +32 2 412 02 69
info@itinerainstitute.org
www.itinerainstitute.org

Editeur responsable: Marc De Vos, Directeur