

QUEL MIX ÉNERGÉTIQUE DANS UN CONTEXTE DE HAUSSE DES PRIX DE L'ÉNERGIE ?

L'année 2012 s'annonce décisive pour l'avenir de la politique énergétique française. Les différents événements survenus en 2010 et 2011 ont montré l'importance des choix énergétiques pour l'avenir de notre société.

La politique énergétique française devra prendre en considération le paquet Energie-Climat (Plan climat de l'Union Européenne adopté le 23 janvier 2008 par la Commission Européenne) qui se décompose en trois objectifs énergétiques européens, dits des « 3*20 » pour l'horizon 2020. Le premier objectif est de faire passer la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique européen à 20% de la consommation finale. Le deuxième est de réduire les émissions de CO₂ des pays de l'Union de 20% par rapport à 1990. Le troisième consiste à accroître l'efficacité énergétique de 20%.

En France, la production d'électricité est majoritairement assurée par la filière nucléaire. Mais la catastrophe de Fukushima a fait naître de nombreuses interrogations sur la place du nucléaire. Dans un contexte de besoins énergétiques croissants et de lutte contre le changement climatique, la question de la place du nucléaire, conjuguée à la raréfaction des énergies fossiles au cours des prochaines années, exige une politique de maîtrise de la demande efficace et conduit à s'interroger sur l'évolution possible du mix énergétique. Les choix énergétiques devront être ambitieux tant au niveau national qu'europpéen. Chaque pays membre devra en effet mettre en place une politique énergétique adaptée afin d'aboutir à une coordination efficace du mix énergétique européen.

La sécurisation des réseaux de transport et de distribution ainsi que la gestion de la consommation en situation de pointe exige une augmentation des prix des énergies. Mais celle-ci résulte également d'une tension grandissante sur l'approvisionnement, du recours aux technologies d'extraction des énergies fossiles de plus en plus coûteuses, de la libéralisation européenne du secteur électrique et gazier et de la prise en compte des effets néfastes sur l'environnement.

1. DES BESOINS ÉNERGÉTIQUES CROISSANTS

En 2011, la puissance énergétique totale installée était de 123,3 GW, dont 63,1 GW de nucléaire, 27,1 GW de thermique fossile, 1,2 GW de thermique dans les énergies renouvelables, 25,2 GW dans l'hydroélectricité, 5,8 GW dans l'éolien, 0,9 GW dans le solaire photovoltaïque. Au niveau de l'offre, la production nette totale d'électricité en 2010 s'élevait à 550,3 TWh. La base de la production d'électricité était assurée à 74,1% par le nucléaire et à 12,3% par l'hydraulique. La semi-base l'était par le thermique à flamme (10,8% de la production, dans laquelle la part du gaz s'élevait à 50,5%, celle du charbon à 32,1%, celle du fioul à 13,3%) et la pointe par les énergies renouvelables (1,8% de la production), c'est-à-dire l'éolien (1,7%) et le photovoltaïque (0,1%).

Du côté de la demande, la consommation d'électricité est en augmentation 5,5% en 2010 par rapport à 2009. La principale raison tient aux températures hivernales plus froides. La seconde raison est structurelle : elle découle de la reprise économique et du développement des usages électriques. La consommation de pointe hivernale en 2010 a été assurée grâce au développement récent des capacités de production dans les énergies renouvelables et thermique mais aussi à la mobilisation

des 46 interconnexions transfrontalières. Les prévisions réalisées prédisent une continuation des pointes de consommation hivernales en 2020.

Les [prévisions de RTE](#) (Réseau de Transport d'Electricité) tablent, dans un scénario de référence, sur une augmentation totale de la consommation l'électricité de 0,6% par an sur la période 2010-2030. La consommation dans le secteur résidentiel sera marquée par un léger décrochage en 2015 suite aux mesures d'efficacité énergétique et au maintien de la croissance de certains équipements. Le secteur tertiaire connaîtra lui-aussi un ralentissement dès 2015 dû aux réglementations sur les bâtiments. L'industrie sera marquée par une croissance de la consommation d'électricité modérée grâce aux mesures d'efficacité énergétique et aux nouvelles technologies plus performantes et à la baisse du taux de croissance du PIB à partir de 2020. Enfin, dans les secteurs transport-énergie et agriculture, la consommation sera amenée à croître en raison des l'augmentation des véhicules hybrides et électriques.



Source : [RTE « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France » Edition 2011](#)

Le parc français de production d'électricité, en surcapacité, est déséquilibré. Essentiellement constitué de moyens de production de base comme le nucléaire et l'hydraulique, la semi-base et la pointe restent des paramètres insuffisamment pris en compte. Les échanges transfrontaliers qui se réalisent à travers les 46 interconnexions électriques pour l'année 2010 montrent un solde de 29,5 TWh, soit une hausse de 19% par rapport à 2009. Les nouveaux choix énergétiques de certains pays comme l'Allemagne augmenteront les échanges transfrontaliers. C'est pourquoi, de nombreux investissements sont nécessaires pour répondre à cette nouvelle donne énergétique européenne. Les investissements dépendront également des objectifs relatifs au mix énergétique. La filière énergétique doit en effet mettre en œuvre des programmes pour répondre au défi du changement climatique. Ainsi, la future politique énergétique sera déterminée par la part de nucléaire qu'elle souhaite conserver pour répondre à la base, les sources d'énergie privilégiées pour répondre à la semi-base, la place accordée aux énergies renouvelables pour répondre à la pointe et à la maîtrise de la demande énergétique, et les investissements à prévoir pour renforcer la sécurité des réseaux gaziers et électriques.

2. ENERGIE DE BASE : LA QUESTION DE LA PART DU NUCLÉAIRE DANS LA PRODUCTION

DE NOMBREUSES INCERTITUDES PÈSENT SUR LE NUCLÉAIRE

Depuis les années 1975, le nucléaire a pris une place prépondérante dans la production d'énergie en France. Avec un parc de 58 réacteurs nucléaires de type REP (Réacteurs à Eau Pressurisée), le parc a une puissance installée de 63,1 GW. La catastrophe de Fukushima a fait naître de nombreuses interrogations sur la place de l'énergie nucléaire en France. Alors que l'âge moyen du parc nucléaire français est de 24 ans, la politique énergétique française a fait le choix de prolonger la durée de vie de ces centrales nucléaires à 60 ans et de construire des nouveaux réacteurs. Cela soulève plusieurs enjeux.

Le premier concerne la prolongation de la durée de vie des centrales. Celle-ci a pour effet de retarder les investissements dans des nouveaux moyens de production, mais permet, en contrepartie, de réaliser une transition vers des nouvelles technologies de production d'électricité plus économes et respectueuses de l'environnement (à condition qu'un budget conséquent soit attribué à la recherche et développement dans ces secteurs). L'ajournement des investissements rend l'allongement des centrales rentables. Etant donné que celles-ci sont déjà amorties financièrement, l'investissement nécessaire pour prolonger leur durée de vie représente une aubaine pour les exploitants nucléaires. D'un point de vue financier, la construction d'un nouveau réacteur coûte environ 5 milliards d'euros alors que le prolongement de dix ans d'un réacteur existant tourne autour de 400 millions d'euros. Amortis financièrement au bout d'une trentaine d'années, les 21 réacteurs actuels, qui ont dépassé leur durée de vie de 30 ans (durée de vie pour laquelle à l'origine ils étaient construits), deviennent rentables. La prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires à 60 ans exigerait 40 à 50 milliards d'euros d'investissement sur 30 ans. Toutefois, l'ASN (Autorité de Sûreté Nucléaire) vient d'exiger des investissements supplémentaires visant à renforcer la sécurité des centrales (encadré).

Les investissements exigés par l'ASN

[Le rapport de l'ASN](#) publié le 3 janvier 2012 fait état d'un double discours. D'un côté, l'ASN se veut rassurante en considérant que « *les [79] installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande l'arrêt d'aucune d'entre elles* ». De l'autre, elle impose aux exploitants de ces centrales un renforcement de la rigueur en matière de sûreté nucléaire « *la poursuite de leur exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse à des situations extrêmes* ». Dans cette étude, l'ASN se limite à quatre facteurs (risque sismique, inondation, coupure d'alimentation électrique et d'alimentation en eau) et omet les risques de chutes d'avion par exemple, ce qui aurait probablement modifié sa conclusion.

Le coût estimé par EDF pour mettre en conformité les centrales aux nouvelles contraintes sécuritaires est de l'ordre de 10 milliards d'euros, ce qui, à partir de 2015, devrait représenter un surcoût de 2 milliards d'euros par an pour assurer la longévité du parc nucléaire. Ce surcoût affectera le coût de revient et se traduira par conséquent par une hausse du prix de l'électricité, de l'ordre de 2 % par an selon le ministre de l'Industrie.

Ce sont aux exploitants des installations nucléaires de décider des actions à entreprendre suite aux recommandations de l'ASN. Pour cela, ils devront produire un rapport avant le 30 juin 2012 afin de faire connaître leurs propositions pour les 58 réacteurs. La ministre de l'Ecologie Nathalie Kosciusko-Morizet a précisé que si des « *travaux importants* » étaient réclamés par l'ASN, les exploitants devraient faire le choix entre l'exécution de ces travaux ou la fermeture du réacteur. Reste à déterminer le périmètre devant faire l'objet de « *travaux importants* ».

Dans son rapport, l'ASN a arbitré un des points les plus controversés : fallait-il fermer Fessenheim¹, la plus vieille centrale de France ? Alors que les ONG demandaient une décision politique, le gouvernement a transféré la question à l'ASN. Celle-ci a tranché en faveur d'une prolongation de l'utilisation de ce réacteur pour une durée indéterminée.

La prolongation de la durée de vie des centrales aurait également des conséquences technologiques en réduisant fortement le carnet de commande des EPR (European Pressurized Reactor) en France pour le groupe Areva. En effet, si la durée des REP est prolongée jusqu'à 60 ans, le marché français entrera dans une phase de construction de nouveaux moyens de production vers 2030, période où l'EPR ne sera probablement plus un modèle commercial, ce qui entraînera de lourdes conséquences sur l'emploi. *A contrario*, dans une situation de fermeture de centrales, la France pourrait développer un pôle de démantèlement des centrales nucléaires et ainsi devenir le leader européen voire mondial dans cette activité.

Outre la prolongation de la durée de vie des centrales, la filière nucléaire est confrontée à d'autres enjeux :

- La dépendance aux pays disposant de l'uranium est un des points sensibles de la filière nucléaire. Les 58 réacteurs dépendent à 100% de l'étranger pour leur approvisionnement en uranium. Le développement de nouvelles voies d'extraction de l'uranium (en Namibie ou au Kazakhstan) ne sont pas si faciles. L'essor de projets conjoints avec des compagnies locales, comme Kazatomprom au Kazakhstan, rend la situation ambiguë avec des doubles statuts de partenaires et de concurrents. Il en va de même au Niger, où la distribution de permis d'exploitation à des sociétés concurrentes d'Areva a rendu l'extraction plus complexe.
- De plus, le coût de production du nucléaire et la mauvaise anticipation des coûts de construction de l'EPR sont controversés et ne permettent pas d'avoir une estimation concrète des coûts de production du kWh.
- Les conséquences environnementales de la filière nucléaire sont discutées. La production d'énergie nucléaire émet très peu de CO₂ (6 g de CO₂/kWh selon la Direction Générale de l'Energie et du Climat) dans le cycle de vie, mais l'extraction de l'uranium² et la gestion des déchets sur le très long terme sont montrées du doigt. L'avenir de la filière MOX (Mixed OXides, mélange de d'uranium appauvri (93%) et de plutonium (7%)) est tout aussi douteux.

Interrogations sur l'avenir de la filière MOX

Hautement radioactif et radiotoxique et pouvant conduire à la fabrication d'arme atomique, la filière MOX conduite par AREVA, leader mondial aujourd'hui, résulte d'un choix pris dans les années 80. L'intérêt de la filière MOX réside dans l'utilisation du combustible usagé, qui permet une diminution des déchets nucléaires, il participe aussi à l'économie d'uranium enrichi et ainsi d'être moins dépendant des importations d'uranium. Une fois usé, le MOX retourne à la Hague où il est stocké. La décision de continuer ou non à produire du MOX³ dépendra des choix faits pour l'avenir de la filière nucléaire. Mais l'abandon de cette source d'énergie par des pays comme l'Allemagne qui a fait fermer sept des plus anciens réacteurs nucléaires sur les 18 qui fournissaient à l'Allemagne 22% de son électricité, rend l'avenir de la filière nucléaire encore plus flou.

¹ Mise en service en 1977, produit actuellement 2% de l'énergie nucléaire et demandera des investissements plus importants de remise aux normes.

² L'extraction de l'uranium nuit à l'environnement car elle utilise énormément de produits chimiques toxiques (ammoniaque, acide chlorhydrique, kérosène et eau oxygénée) pour le traitement du minerai.

³ L'usine de Marcoule est la seule au monde à produire du MOX (celle de Sellafield en Grande-Bretagne) a fermé le 3 août 2011.

La gestion de base et de pointe de la demande en France devra tenir compte des décisions énergétiques prises par les autres pays. A court terme, la France et les pays voisins de l'Allemagne tireront parti des importations d'électricité. Mais sur le long terme, les investissements allemands pour remplacer les centrales nucléaires – estimés entre 30 et 200 milliards d'euros par la Fondation Henrich-Böll – et les efforts réalisés pour diminuer la consommation d'électricité de 10% en 2022 seront-ils plus rentables ? Ainsi une coordination des pays membres sera essentielle pour arriver à trouver un équilibre énergétique même si le choix du bouquet énergétique relève de chaque Etat membre.

LE RENOUVELLEMENT DES CONCESSIONS HYDRAULIQUES

La puissance totale des installations hydrauliques est évaluée en 2011 à 25,2 GW. Elle n'a que très peu progressé depuis les 25 dernières années. Les objectifs de la filière fixés par le Grenelle de l'Environnement prévoient un potentiel de production d'électricité de 27,5 GW à horizon 2020, notamment grâce à une augmentation des capacités de production de pointe (les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage). Le faible taux d'émission de CO₂ de la filière hydraulique durant son cycle de vie (4g de CO₂/kWh) lui permet d'être classée parmi les énergies renouvelables, ce qui est discutable. En effet, l'absence de prise en compte des externalités négatives (déviations des migrations, affection au niveau des nappes phréatiques, etc.) la rend compétitive au niveau environnemental.

Au niveau réglementaire, un plan de relance a été annoncé en juillet 2008 qui consiste à mettre en concurrence des concessions hydrauliques (décret n°2008-1009) afin d'enlever le droit de préférence accordé au concessionnaire sortant. D'ici 2015, 20% des concessions hydrauliques (soit une puissance totale de 5,3 GW) seront renouvelées par vallée. Une deuxième vague suivra entre 2020 et 2030. Nationalisées depuis 1946, les concessions sont maintenant détenues à 80% par EDF et à 17% par les filiales de GDF SUEZ, la SHEM (Société Hydro Electrique du Midi) et la CNR (Compagnie Nationale du Rhône). Cette mise en concurrence a pour but d'engendrer une modernisation et un renouvellement des concessions existantes. Les concessions hydrauliques augmentent considérablement la production d'électricité en base. C'est pourquoi ce plan a été très attendu par de nombreux industriels européens (E.ON, Vattenfal, Enel, Iberdrola, etc.) qui souhaitent intégrer le marché énergétique français tandis que les deux énergéticiens historiques tentent de conserver leur position sur celui-ci.

3. LE PARI DU GAZ NATUREL ?

Une baisse de la production d'électricité d'origine nucléaire en cas de fermeture de centrales conduirait à se tourner vers le gaz naturel pour assurer les besoins en énergie de base. Le gaz naturel sera-t-il amené à prendre une place plus importante dans le mix énergétique ?

LE « PRINTEMPS » DU GAZ NATUREL ?

Malgré un coût de production de l'électricité assez élevé (estimé à environ 60 €/MWh par l'Agence Internationale de l'Énergie), le gaz reste l'énergie de bouclage de l'équilibre offre-demande d'électricité. Le taux d'émissions moyennes de CO₂ en cycle de vie du gaz naturel (430g de CO₂/kWh) est plus faible que celui du charbon (1 000g de CO₂/kWh) et du fioul (985g de CO₂/kWh), ce qui en fait une énergie potentiellement acceptable dans le futur avec la mise en place payante des quotas de CO₂.

La crise économique de 2008 a provoqué une baisse de la demande de gaz naturel. Du côté de l'offre, le développement des gaz non-conventionnels aux Etats-Unis, la mise en service de nouvelles unités de production de GNL, et les clauses de « *take or pay*⁴ » des contrats long terme en Europe ont abouti à des surcapacités, lesquelles ont entraîné une baisse du prix du gaz. Par ailleurs, les politiques européennes sur le nucléaire ont été redéfinies dans plusieurs pays européens suite à l'accident de Fukushima. Ces différents éléments créent un contexte de remise en question de la place du nucléaire dans le mix énergétique. Le gaz naturel pourrait ainsi répondre à certains usages (transport, besoin de chauffage et d'eau chaude) et trouver une complémentarité dans l'électricité grâce au cycle combiné au gaz.

Mais la forte dépendance aux importations (Norvège 34,4% et Russie 15,6% en 2009) et les investissements considérables à réaliser dans les infrastructures représentent un frein sérieux pour l'essor du gaz naturel. Avec une position stratégique au niveau européen, aussi bien dans l'approvisionnement que dans la desserte de gaz, la France doit déterminer une combinaison efficace pour continuer de jouer un rôle essentiel dans les échanges transfrontaliers.

DES INVESTISSEMENTS NÉCESSAIRES POUR LES IMPORTATIONS DE GAZ NATUREL MAIS UN RISQUE DE SURDIMENSIONNEMENT

La situation géographique de la France lui permet de bénéficier d'une position stratégique sur le plan énergétique en Europe. Mais pour sécuriser ses approvisionnements, la politique énergétique française devra inciter les acteurs à investir massivement aussi bien dans les réseaux de transport et de distribution que dans la pointe.

La France, ne disposant plus de réserves naturelles de gaz suffisantes pour répondre à la demande, se trouve dans l'obligation d'importer une grande quantité de gaz principalement de Norvège (34,4%), des Pays-Bas (17,1%), de Russie (15,6%) et d'Algérie (17,1%) (chiffres 2009). Cela se réalise de deux manières, soit par gazoducs, soit par méthaniers. L'augmentation de la consommation de gaz entraîne un besoin d'accroître les capacités d'approvisionnement. Ainsi de nombreux projets de gazoducs sont en construction, tels que le projet South Stream, où EDF est impliquée à 15%, ou bien le gazoduc Nord Stream, dans lequel GDF Suez a une participation à hauteur de 9%. Le développement de ces deux projets nécessitera probablement le renforcement des infrastructures aux frontières françaises.

Les volumes de gaz importés en provenance d'Egypte, du Qatar ou bien encore du Nigéria sont encore faibles mais progressent rapidement. Le développement de la filière GNL (Gaz Naturel Liquéfié) est donc indispensable pour accueillir cette augmentation de l'offre. Actuellement, trois terminaux de regazéification exploités par GDF Suez sont en fonctionnement. Même si les opérateurs alternatifs ont accès à ces terminaux, ceux-ci veulent développer leur propre capacité d'importation. Ainsi, plusieurs projets sont en cours, à Dunkerque par EDF, à Antifer par Poweo et à Fos sur Mer par Vopak LNG (Pays-Bas).

Même si la consommation de gaz naturel progresse du fait de la construction d'une douzaine d'unités de cycle combiné au gaz sur la période 2009-2014, la mise en œuvre de tous ces projets (gazoducs et terminaux méthaniers) entraînera vraisemblablement une surcapacité que les autres usages du gaz ne pourront absorber, à moins que la part de celui-ci dans le mix énergétique n'augmente.

⁴ Clause de « Take or Pay » : le vendeur garantit la mise à disposition du gaz auprès de l'acheteur, qui garantit en contrepartie le paiement d'une quantité minimale d'énergie, qu'il en prenne livraison ou non (CRE).

4. LA RÉPONSE À LA DEMANDE EN POINTE SERA-T-ELLE VERTE ?

L'ÉOLIEN DÉPENDANT DU OFFSHORE

Malgré une évolution tardive de la filière éolienne, celle-ci est désormais entrée dans la phase de développement industriel. Depuis l'explosion de la filière éolienne en France en 2006, la croissance s'est poursuivie, excepté en 2011 où la filière a connu un net recul. L'accélération de la croissance du secteur de l'énergie éolienne au cours des dernières années est due principalement aux activités d'installation, d'exploitation et de maintenance et à l'ouverture de nombreuses sociétés éoliennes profitant d'un marché inexploité.

De 2006 à 2010, la filière était en phase de stabilisation mais le durcissement réglementaire depuis 2010 n'incite pas au développement de la production d'énergie éolienne dans les prochaines années, alors que le Grenelle de l'environnement prévoit que cette filière sera une des principales pour contribuer aux engagements pris pour 2020. En effet, le Grenelle de l'environnement prévoit une capacité de production en 2020 de 25 000 MW dont 19 MW d'éolien terrestre et 6 000 MW d'éolien maritime.

Les objectifs de développement de l'Eolien du « Grenelle de l'Environnement »

		2006	Fin 2012	Objectif 2020
Eolien	Production en GWh	2 100	26 00	58 700
	Puissance installée en MW	1 600	11 500	25 000
Dont Terrestre	Production en GWh	2 100	23 200	42 400
	Puissance installée en MW	1 600	10 500	19 000
Dont Maritime	Production en GWh	0	2 800	16 300
	Puissance installée en MW	0	1 000	6 000

Pourtant, de nombreuses mesures freinent cet essor, comme la soumission au régime d'autorisation ICPE (Installation Classée Pour l'Environnement), la contrainte de 5 mâts minimum par parc éolien ou encore la réalisation de schémas régionaux éoliens définissant le potentiel éolien de chaque région et les zones favorables au développement de la filière.

Or, pour poursuivre le développement de cette filière, l'ambition est de mettre en place une filière offshore. L'incitation se traduit par l'installation de cinq zones de développement sur la façade atlantique et la Manche. Cela se fera par appel d'offre pour une puissance installée de 3 GW. L'épuisement progressif des meilleurs gisements éoliens terrestres pourra entraîner l'essor de la filière maritime. Mais les tarifs d'achat actuel sont trop bas et n'incitent pas à la construction de parcs.

Même si la France conserve une bonne position en Europe (3^e place pour la mise en service et 4^e pour le parc installé fin 2010), les objectifs fixés par le Grenelle de l'environnement pour 2012 et pour 2020 ne seront pas atteints. Bien que le lancement d'appels d'offre pour l'éolien en mer puisse constituer un relais de croissance pour les prochaines années, le principal enjeu pour la filière sera plutôt de limiter le retard pris que de chercher à atteindre les objectifs fixés.

LES COÛTS DU PHOTOVOLTAÏQUE

L'instauration d'un crédit d'impôt en 2004 et la mise en place d'un tarif d'obligation d'achat en 2006 a permis d'assurer la croissance du parc photovoltaïque. Le développement de l'ensemble de la chaîne de production (de la production de cellules à l'installation de panneaux), allié à l'accélération des activités dans le domaine du photovoltaïque intégré au bâti, a permis à la filière un tel essor. La

filière française est moins présente sur l'amont de la filière, où les segments sont plus rentables, mais le marché international fortement concurrentiel, ce qui lui permettrait d'avoir une renommée internationale. Elle reste cantonnée sur l'aval, ce qui lui garantit une place sur le marché européen. Néanmoins, l'installation a été plus limitée en France que dans les autres pays européens. Ceci s'explique par une volonté politique de ne pas favoriser le développement des centrales photovoltaïques au sol en leur attribuant des tarifs de rachat relativement faibles. Toutefois, la diminution rapide du prix des modules a permis à la filière d'évoluer.

Les mécanismes d'aide et d'encadrement de la filière ont été durcis à plusieurs reprises. Ainsi, suite à l'afflux important de demandes de raccordement au réseau, le gouvernement a pris une série de mesures afin de réduire le cadre tarifaire de rachat et de diminuer le crédit d'impôt au photovoltaïque :

- Un arrêté du 12 janvier qui favorise les installations intégrées au bâti a classifié les tarifications selon la nature du bâtiment et son usage (habitation, santé, etc.) et le type d'intégration.
- Un autre arrêté a diminué de 12% les tarifs, sauf pour l'intégré au bâti de moins de 3 kW qui reste à 58 €/kWh.
- Enfin, le crédit d'impôt pour les particuliers a diminué de 50% à 25%.

Or le Grenelle de l'environnement a fixé comme objectif une capacité de production photovoltaïque de 5,4 GW en 2020. Afin d'inciter au développement de la filière, la loi de mise en œuvre du Grenelle a prévu de rendre obligatoire les labels BBC (Bâtiments Basse Consommation dont la consommation énergétique est inférieure à 50 kWh par m² et par an) dès 2012 et les labels BEPOS (Bâtiments à Energies Positives) dès 2020. Mais deux freins restent importants : les coûts de production demeurent élevés (environ 280 €/MWh) et le bilan environnemental n'est pas négligeable pour une source d'énergie renouvelable (100 g de CO₂/kWh). Toujours est-il que les projets mis en attente avant les deux derniers moratoires (décret n°2011-240 et deux arrêtés du 4 mars 2011) devraient permettre à la filière photovoltaïque de maintenir son évolution pour l'année 2012 (de l'ordre de 1 000 à 1 500 MW par an). Vivant actuellement sur les projets commandés en 2010, la filière pourra poursuivre son développement à condition que le gouvernement rétablisse les tarifs d'achat pour les projets de 100 à 250 kWc et qu'il régionalise les tarifs en fonction du potentiel d'ensoleillement des régions, pour que toutes les régions, même les moins ensoleillées, soient incitées à mettre en place des modules photovoltaïques.

5. DES ÉNERGIES FOSSILES TOUJOURS PLUS CHÈRES

Même si la part des énergies renouvelables est de plus en plus importante, les énergies fossiles restent dominantes dans notre consommation énergétique et la question de leur prix est centrale. Celui-ci n'a cessé d'augmenter, comme le montre la croissance de 20% des tarifs gaziers sur un an. Cette hausse devrait se poursuivre dans les prochaines années.

LA HAUSSE DES PRIX DU CARBURANT

Malgré la décision de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), fin juin, de faire baisser les cours du brut de pétrole, en puisant dans les stocks stratégiques des États membres pour alimenter le marché, ces cours sont revenus à la hausse très rapidement. D'après les statistiques du Ministère du Développement Durable, le prix moyen d'un litre de gazole s'est élevé à 1,34 € sur les sept premiers mois de l'année 2011 contre 1,15 € en 2010, celui du super sans plomb 95 à 1,50 € (contre 1,35 € en 2010), soit respectivement une hausse de 16% et 11% par rapport à 2010.

L'augmentation tendancielle du prix du pétrole est incontestable. De trop nombreuses incertitudes sont présentes du côté de l'offre et ne permettent pas de définir un prix du pétrole dans les années à venir :

- La première incertitude concerne l'indétermination qui pèse sur le montant des réserves de pétrole. En effet, celles-ci dépendent des technologies actuelles mais aussi des conditions économiques. Les coûts marginaux de production augmentent à cause du développement des gisements offshore et du pétrole de schiste qui imposent des prix du pétrole plus élevés que les gisements terrestre classiques.
- A cela s'ajoute la dégradation de l'environnement : l'extraction des schistes bitumineux canadiens ou vénézuéliens augmente considérablement le coût financier, mais aussi les dommages environnementaux.
- Enfin, le plus grand frein reste les incertitudes géopolitiques. Un regain de nationalisme peut se développer dans certains pays, comme au Venezuela, en Iran ou en Russie. Le rôle que jouera l'OPEP pour maintenir un prix rémunérateur et suffisamment stable est incertain. Les tensions actuelles avec l'Iran sur la mise en place possible d'un embargo sur ses exportations par l'Europe et les Etats-Unis ainsi que la demande toujours croissante des pays émergents aboutissent à une hausse des prix du pétrole. Un embargo entraînerait la hausse de 20 à 25 dollars des prix du pétrole.

Même si l'intensité énergétique et pétrolière s'est fortement réduite, la hausse des prix conduira la plupart des ménages à redéfinir leur consommation en adoptant des comportements moins énergivores et/ou en adoptant des technologies plus économes en énergie et en substituant au pétrole d'autres sources d'énergie. La France qui importe tout son pétrole doit se préparer à faire face à un prix du pétrole élevé et volatil. L'augmentation de la facture pétrolière aura des impacts sur le pouvoir d'achat et donc sur l'ensemble de l'économie. La politique énergétique devra trouver des solutions pour réduire la dépendance au pétrole de notre économie.

L'INDEXATION DU GAZ AU PÉTROLE DANS LES CONTRATS À LONG TERME

Depuis un an, la facture de gaz s'est alourdie d'environ 20%. Dès le 1^{er} avril 2010, le gouvernement avait annoncé une hausse de 9,7% du prix du gaz. Celle-ci a été suivie d'une hausse de 5% le 1^{er} avril 2011, et le 1^{er} janvier 2012, les utilisateurs ont subi une augmentation de 4,4%.

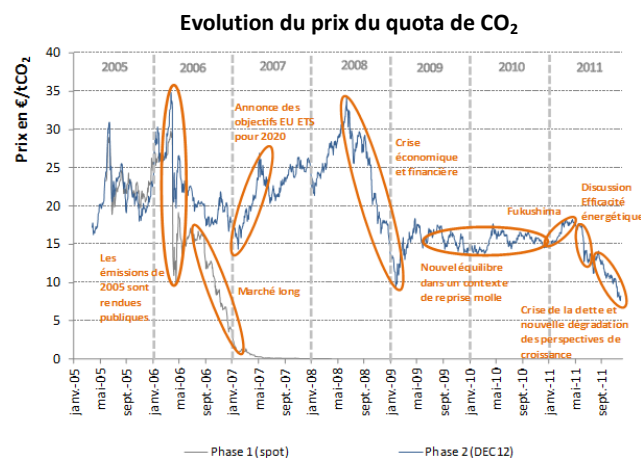
La cause de ces augmentations successives est le résultat de la formule officielle utilisée par le gouvernement pour calculer les tarifs réglementés (censés maintenir les prix représentant les coûts réels) et notamment le prix du gaz naturel. En effet, cette formule est indexée sur les prix du pétrole et non ceux du gaz. Le gaz n'étant pas d'usage captif comme le pétrole, il entre en concurrence avec le charbon, le fioul ou bien l'électricité. Afin de garantir une compétitivité avec le pétrole, les producteurs de gaz naturel avaient mis en place cette indexation au début de l'exploitation du gaz naturel. Or, les années 2010 et 2011 marquent le décrochage entre les prix du marché de gros (restés inférieurs) aux prix des contrats de long terme indexés sur le pétrole et ses dérivés. La formule n'est donc plus adaptée et ne reflète pas les coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ qui négocie des contrats de long terme (pour environ 70%) et qui s'approvisionne en partie sur les marchés de gros (pour environ 30%). D'autant que, de novembre 2008 à septembre 2010, le cours du gaz a baissé de 30% environ, ce qui a permis à GDF SUEZ de dégager une marge importante, qui n'est pas répercutée sur les consommateurs.

Malgré l'intégration à hauteur de 9,5% du gaz naturel dans la nouvelle formule, celle-ci ne reflète pas encore assez bien les coûts réels d'approvisionnement. Or les prix du pétrole augmenteront dans les années à venir, ce qui entraînera l'augmentation du prix des contrats de long terme. En conservant cette formule fixe, la facture de gaz continuera à augmenter.

LA SENSIBILITÉ DE LA VALEUR CARBONE

L'intégration de la valeur carbone dans le prix des énergies gagnera de plus en plus de poids dans les années à venir. La troisième phase du protocole de Kyoto (2013-2020) prévoit que les quotas d'émission seront progressivement mis aux enchères sauf pour le secteur de la production d'électricité qui devra, dès 2013, payer l'intégralité de la valeur carbone pour couvrir ses émissions.

En France, le secteur électrique est le premier émetteur de CO₂ avec environ 30 Millions de tonnes de CO₂ par an (soit 25% des émissions totales des industriels français soumis au système des quotas). Celui-ci a été déficitaire sur la période 2008-2010. Bien que le coût des quotas, distribués actuellement gratuitement, soit déjà intégré dans le prix de vente de l'électricité, l'achat aux enchères des quotas pour couvrir les émissions de CO₂ et le besoin de quotas dans les années à venir risque de faire augmenter le prix de l'électricité. L'arbitrage entre production d'électricité à partir du charbon et production à partir du gaz entraînera une variation des prix des quotas, comme l'a montré l'augmentation des prix du CO₂ suite au moratoire allemand sur le nucléaire, dans la mesure où le marché anticipait une augmentation des émissions dues à la filière charbon. Ainsi, un simple changement économique lié à la réglementation en vigueur peut avoir des répercussions sur le prix des quotas de carbone et donc sur le prix de l'électricité.



Source : Chaire Economie du Climat d'après données BlueNext et ICE ECX Futures

Même si le prix des quotas n'est guère élevé aujourd'hui, il pourrait atteindre les 24€ la tonne de CO₂ à horizon 2020 d'après la Chaire Economie du Climat, donnant un poids important à cette variable.