

La lettre de l'I-tésé

Numéro 5 (novembre 2008)

■ ECLAIRAGE page 2

- ✚ Changement climatique et énergie : le méthane occupera-t-il bientôt le devant de la scène ? (F. Thais)

■ DOSSIER page 7

- ✚ Croissance du charbon dans le monde et réchauffement climatique : les technologies du « charbon propre » arriveront-elles à temps ? (N. Popiolek)

■ ENERGIES BAS CARBONE ET VECTEURS ENERGETIQUES page 13

- ✚ Europe : l'hydrogène a le vent en poupe... (A. Le Duigou)
- ✚ L'intérêt du nucléaire pour la balance commerciale (M. Daval)
- ✚ Les mécanismes de marché de l'électricité au Royaume-Uni fournissent-ils suffisamment d'incitations aux industriels privés pour construire de nouvelles centrales nucléaires ? (S. Dautremont)
- ✚ Biomasse : la ressource existante sera-t-elle suffisante pour répondre à l'ensemble des usages pressentis ? (J. Imbach)

■ EVOLUTION DES MARCHES page 22

- ✚ Commentaires sur les évolutions des prix U et UTS (S. Gabriel)
- ✚ Courbes des prix des énergies fossiles (N. Popiolek)

EDITO

Le besoin d'aller vers un monde alimenté en énergies bas carbone fait de plus en plus son chemin dans les différentes opinions publiques. Cependant, la crise énergétique va encore compliquer la tâche consistant à prendre les mesures adéquates et à dégager le financement correspondant. Il faudra en effet réaliser les nouveaux moyens de production indispensables, les infrastructures associées et modifier nos modes de vie en intégrant de nouvelles habitudes de consommation sobre en énergie.

Pour trouver des raisons d'être optimiste, on peut cependant constater que c'est dans les périodes les plus troublées de l'histoire que les changements de comportement et les avancées technologiques ont été les plus nombreux et les plus rapides.

Dans le cadre de la Présidence Française de l'Union Européenne, la conférence, qui s'est tenue à Paris le 28 octobre, a réuni un grand nombre d'acteurs et de décideurs européens sur le thème « vers une énergie bas carbone ». A cette occasion, c'est dans un esprit de complémentarité qu'ont été abordées toutes les technologies qui sont à mobiliser pour assurer la transition vers une société durable et respectueuse de l'environnement : énergie nucléaire, énergies renouvelables, économies d'énergie et recherche de l'efficacité énergétique à travers la meilleure combinaison de toutes nos technologies. Il y a là un grand signe d'évolution positive de la réflexion internationale et une raison supplémentaire d'être confiant.

Le dossier de cette lettre est consacré aux technologies dites du « charbon propre ». Si beaucoup a déjà été fait pour améliorer le rendement de ces centrales et pour réduire leur pollution locale, de gros progrès restent à faire pour limiter leur nuisance vis-à-vis du changement climatique. Reste la grande question : les avancées attendues dans le domaine du captage-séquestration du gaz carbonique seront-elles suffisamment rapides par rapport à l'enjeu climatique ?

Outre ce dossier, cette édition présente un éclairage sur la question du méthane : moins connu comme gaz à effet de serre que le CO₂, il est cependant tout à fait important avec un impact climatique nettement supérieur à celui du CO₂, et le combat contre les émissions de ce gaz peut amener à revoir en profondeur des pans entiers de notre économie, notamment dans le secteur agricole.

En conclusion, nous avons plus que jamais besoin de clairvoyance et d'ingéniosités pour préparer et mettre en œuvre les ruptures technologiques et comportementales de demain.

Jean-Paul LANGLOIS
Directeur de l'I-tésé

La Lettre de l'I-tésé

Editeur - Commissariat à l'énergie atomique – Bât 460 – 91191 Gif sur Yvette
Directeur de la publication :- Jean-Paul Langlois – **Rédacteur en chef** – Jean-Paul Langlois – **Rédacteurs** – Séverine Dautremont - Mehdi Daval – Sophie Gabriel – Juliette Imbach – Frédéric Legée - Alain Le Duigou – Nathalie Popiolek - Françoise Thais – **Diffusion** – Patricia Thibaud – **Conception et réalisation** – Spécifique- Tous droits de reproductions réservés.

- N'hésitez pas à réagir sur ce numéro en nous adressant un e-mail à l'adresse : jean-paul.langlois@cea.fr

ECLAIRAGE

CHANGEMENT CLIMATIQUE ET ENERGIE : LE METHANE OCCUPERA-T-IL BIENTOT LE DEVANT DE LA SCENE ?

Eclairée par le dernier rapport du GIEC¹ sur les scénarii possibles des changements climatiques, l'Union Européenne s'est fixé le challenge d'une limitation acceptable de réchauffement de l'atmosphère de 2°C par rapport à l'ère préindustrielle pour l'horizon 2100. Pour atteindre cet objectif, les modèles nous livrent qu'il faudrait stabiliser la concentration des gaz à effet de serre dans l'atmosphère au niveau de 450 ppmv² de CO₂ équivalent. Ce niveau sous-entend une diminution substantielle des émissions de gaz à effet de serre dans les prochaines décennies, et surtout l'inversion de leur profil actuel, avec le passage d'un pic au plus tard dans les 15 ou 20 années à venir. Le décor étant planté, les actions *de réduction des émissions* de gaz à effet de serre d'origine anthropique qui seront orchestrées revêtent donc un caractère très important non seulement à *moyen et long terme mais également à court terme*.

Les gaz à effet de serre : à chacun son rôle

L'objectif visé de concentration des gaz à effet de serre, énoncé en « CO₂ équivalent », est traduit en volumes de réduction d'émissions à réaliser, exprimés dans la même unité. Cette utilisation d'équivalence est en fait adoptée par la communauté internationale dans un souci de simplification.

En effet, elle permet de raisonner en termes d'impact climatique global, alors qu'en réalité, chaque gaz apporte sa propre contribution à la perturbation du bilan radiatif de la terre, contribution qui dépend des caractéristiques du gaz (propriétés radiatives et durée de vie moyenne). Le calcul de l'équivalence est basé sur la notion de potentiel global de réchauffement d'un gaz à effet de serre (PRG), notion introduite par le GIEC, puis reprise par la Convention Cadre des Etats-Unis dans le cadre du Protocole de Kyoto. Plus précisément, le PRG représente l'impact climatique sur *une certaine période* d'1 tonne de gaz *émis ponctuellement* rapporté au même impact pour le CO₂. La durée de cette période a été fixée

historiquement par le GIEC à *100 ans*, pour tenir compte de l'inertie du système climatique dont les effets sont surtout visibles à long terme. Ainsi, les résultats indiquent que le PRG du méthane par exemple s'avère 25³ fois plus important à cette échéance que celui du CO₂.

Or ces résultats, valables dans les conditions de calcul qui viennent d'être citées, sont devenus règle commune dans le cadre des politiques de réduction, même si celles-ci portent sur des émissions pérennes⁴ et sont appliquées sur des périodes de temps très variées (court, moyen et long terme).

Se posent alors les questions de la sensibilité du PRG à ces paramètres. Les effets sont-ils marginaux? De plus, en matière de réduction d'émissions, il s'agit bien de distinguer chacun des gaz, dont les techniques ou moyens de réduction sont très spécifiques. La réduction d'un volume précis d'émissions de CO₂ équivalent impacte-t-elle de la même manière le climat, suivant que l'on a réduit l'émission de tel ou tel autre gaz, ou d'une combinaison entre eux? L'appréciation relative du rôle des différents gaz à effet de serre est-elle faussée?

Benjamin Dessus, Bernard Laponche et Hervé Letreut⁵ se sont récemment penchés sur cette problématique et, chiffres à l'appui, ont attiré l'attention sur les effets de distorsion liés à l'utilisation de l'unité d'équivalence.

³ La valeur du PRG du CH₄, initialement fixée à 21, est passée à 25 dans le dernier rapport du GIEC suite à l'amélioration des connaissances sur l'absorption de ce gaz.

⁴ Non ponctuelle, reproduite chaque année sur une période fixée.

⁵ Réduire le méthane : l'autre défi du changement climatique B. Dessus, B. Laponche, AFD Août 2008.

⁶ Le marché du carbone au défi des réalités de la physique de l'atmosphère Les cahiers de Global Chance N°24 Mars 2008.

¹ 4^{ème} rapport du GIEC 2007 <http://www.ipcc.ch/>

² Partie par million en volume.

Le méthane, un rôle loin d'être secondaire à court terme

Les auteurs ont mené une réflexion très complète sur le méthane, deuxième gaz à effet de serre en tant qu'émetteur, qu'ils ont comparé au comportement du CO₂. A cette issue :

- ils soulignent que le PRG du méthane varie de manière très significative avec l'horizon temporel, passant de 101 à 5 ans, 72 à 20 ans, 42 à 50 ans jusqu'à retrouver 25 à 100 ans,
- à partir de calculs comparés d'une action de réduction pérenne d'une unité de masse de CH₄ avec la réduction pérenne de 21⁷ unités de masse de CO₂ (considérées équivalentes), ils montrent que les deux impacts climatiques associés ne sont égaux qu'au bout de 250 ans. Avant cette date, l'utilisation d'un PRG de 21 sous-estime l'impact, tandis que la situation s'inverse au-delà,
- en prenant en compte, à la fois l'horizon réellement visé et des actions de réduction d'émission pérennes, l'étude met en évidence que l'impact climatique obtenu pour une attente de réduction de CO₂ équivalent à une certaine échéance, dépend de la stratégie adoptée (type et proportion de gaz réduit, rythme ...).

Que faut-il en conclure, à partir de ces éléments et d'autres non cités ?

Même si le CO₂ reste de toute évidence un acteur principal, particulièrement à long terme, le méthane apparaît comme victime d'un calcul d'équivalence. Différentes simulations des auteurs montrent :

- que la durée de 100 ans n'est pas adaptée car elle contribue à minimiser l'effet d'une diminution des gaz à effet de serre à vie courte⁸,
- qu'il est nécessaire d'appliquer le PRG année par année dans le cadre d'une politique de réduction applicable sur une certaine période,
- que l'évitement de CH₄ engagé à court terme conserve une efficacité plus importante à long terme.

Ainsi donc, en parallèle d'une action de réduction à long terme du CO₂, une mise en œuvre de politiques de réduction immédiates et dédiées aux gaz à fort pouvoir de réchauffement permettrait de gagner en efficacité. On peut même conclure qu'elle s'avère nécessaire, la date du passage du pic des émissions étant déterminante pour la trajectoire future de stabilisation des gaz à effet de serre et pour les changements climatiques qui en découleront.

Des mises en scène diversifiées pour la réduction des émissions anthropiques de méthane

Si le CO₂ est aujourd'hui sous les feux de la rampe tant au niveau politique que technologique, les potentialités de réduction du méthane d'origine anthropique n'en demeurent pas moins bien réelles, sans être pour autant pleinement exploitées. Les estimations indiquent qu'elles pourraient atteindre environ 30% d'ici une ou deux décennies, sachant que les émissions actuelles mondiales s'élèvent approximativement à 360 Mt de CH₄ par an⁹. Les domaines concernés touchent à l'agriculture (plus particulièrement les rizières), l'élevage des ruminants, la production de déchets ménagers et le traitement des eaux, l'énergie et l'industrie, la combustion de la biomasse.

Des solutions techniques d'évitement déjà éprouvées ne demandent qu'à être mises en place ou généralisées, par exemple dans le domaine de l'exploration des énergies fossiles.

En complément de l'évitement, ces réductions peuvent être aussi réalisées grâce à une *valorisation du méthane*. Des procédés existent à des coûts raisonnables malgré la taille souvent réduite des installations liée au caractère diffus des émissions. On peut citer à ce titre la méthanisation des déchets ménagers et d'élevage, des effluents...

Mais le souci principal est bien celui de l'incitation qui ne pourra être concrétisée que par le biais d'instruments économiques: contraintes réglementaires, fiscales ou dans le cadre d'un marché de quotas ? La question reste encore ouverte avec ses difficultés, dont l'une touche à la localisation des émissions souvent concentrée dans les pays agricoles en voie de développement.

⁷ Valeur utilisée jusqu'en 2007.

⁸ La durée de vie moyenne du CO₂ est ~100 ans, 12ans pour le CH₄.

⁹ Environ 500 pour les émissions totales (naturelles et anthropiques).

Aujourd'hui, même si les politiques sont plutôt pensées à long terme et focalisées sur le CO₂, des actions pour le méthane ont cependant vu le jour comme la création du partenariat « Methane to Markets » regroupant 27 gouvernements et 750 organisations. Sa finalité est de faire évoluer le captage et l'utilisation du CH₄ en tant que source d'énergie propre. Il n'en demeure pas moins qu'une impulsion politique à très court terme reste nécessaire pour :

- activer les réductions *réalisables rapidement* partout où cela est possible,
- *développer la R&D* et les techniques pressenties dans des domaines qui n'avaient pas de solution jusqu'alors.

A titre d'exemples sur ce deuxième point, on peut citer l'existence d'un prototype brésilien dédié à la capture du méthane accumulé au fond des barrages d'hydroélectricité. Le procédé prometteur pourrait, dans certains cas, augmenter la production d'électricité de 50% grâce à la combustion du gaz récupéré. Une autre piste concerne les recherches sur l'alimentation animale, le but étant de neutraliser les bactéries méthanogènes présentes dans le tube digestif des ruminants. Un additif alimentaire, en cours de mise au point, pourrait, d'après des premiers essais effectués sur des moutons, laisser espérer une diminution effective de 70% des émissions de méthane.

Vers l'écriture de scénarii dédiés au méthane?

Même si les décideurs ont fondé leur politique sur la base du gaz à effet de serre le plus émis, à savoir le CO₂, la mise en évidence des distorsions liées au calcul d'équivalence invite à *une gestion individuelle des différents gaz à effet de serre*. En effet, le choix d'instruments économiques spécifiques permettrait ainsi de s'adapter aux caractéristiques de chacun. Dans le cas du méthane, il est par exemple important de tenir compte du caractère essentiellement diffus de ses émissions et de leur niveau plutôt faible par source. La principale conséquence en est d'ailleurs la difficulté d'aboutir à une *comptabilité* fiable de ces émissions, en particulier dans le domaine agricole, les dispositifs de mesure étant peu performants. Cette comptabilité est encore évaluée empiriquement à partir d'une méthodologie basée sur des facteurs de conversion alors qu'elle constitue un critère important dans la mise en œuvre d'une politique de réduction.

Le but est donc de particulariser le choix de *l'instrument économique* tout en veillant à :

- ne pas augmenter la complexité du système global déjà en place pour qu'il reste supportable,
- prévoir une articulation entre les différents instruments déjà existants.

Ainsi, il paraît difficile d'envisager, comme instrument, un système d'échanges de permis d'émission de méthane tel que celui du marché européen de quotas de CO₂ car les coûts de gestion (allocation des quotas, calcul et certification des émissions) seraient trop importants pour de petits acteurs comme c'est le cas ici. La question a été évoquée pour la troisième phase du marché au-delà de 2013 et a suscité une opposition de la part de tous les Etats Membres dans un premier temps ; elle n'est pas encore tranchée aujourd'hui.

Par contre, un système de crédits générés à l'occasion de *projets* et adossé à un système d'échange de permis de CO₂ s'avère plus adapté à ce type de réduction d'émissions :

- au niveau international, ce système est déjà en vigueur dans le cadre des *mécanismes de flexibilité* prévus par le protocole de Kyoto (MDP et MOC)¹⁰ et impliquant les 6 gaz à effet de serre associés. La fongibilité des actifs obtenus autorise des liens avec d'autres systèmes, comme d'autres marchés de quotas (européen ou autre), permettant donc de contribuer à la réalisation d'objectifs de réduction dans différents cadres,
- cependant, ces projets MDP et MOC ne sont pas réalisables sur le territoire national des porteurs de projet. Des réductions sont toutefois possibles par le biais de mécanismes de *projets domestiques* basés sur le volontariat. Les avantages en sont que le processus, facilement mis en œuvre, est applicable par des acteurs à moindre coût sur leur propre territoire. Les *crédits locaux* ainsi générés sont utilisables différemment suivant les pays, par exemple en soutien des industriels contraints comme au Canada ou bien encore sous forme d'appels à projet comme en Nouvelle Zélande. Mais ces crédits ne sont pas fongibles vis-à-vis de tous les systèmes.

¹⁰ MDP : mouvement de développement propre.
MOC : mise en œuvre conjointe.

En conclusion, les projets domestiques en parallèle des MDP et des MOC apparaissent comme une solution particulièrement adaptée au méthane, même si les crédits sont gérés en unités de CO₂ équivalent. Une fongibilité généralisée de leurs actifs permettrait la circulation de ceux-ci au travers des différents instruments mis en place dans les pays engagés par des objectifs de réduction. Il suffirait de veiller à ne pas tomber dans la dérive des comptabilités multiples.

Et qui sait, à plus long terme, n'est-il pas irréaliste d'imaginer la mise en place de politiques spécifiques dédiées au méthane, aboutissant à des actifs CH₄ fongibles au travers d'instruments repensés ? Ceux-ci permettraient la naissance d'un prix de la tonne de CH₄, dont le niveau créerait une incitation adaptée à la réduction de méthane.

Et dans les coulisses de la Terre ?

En dehors des émissions induites par l'homme, la terre exhale aussi du méthane provenant de plusieurs sources.

L'une d'entre elles est de même origine que pour les ruminants, mais concerne les termites. Les autres sont liées à la dégradation biologique des matières vivantes par des micro-organismes anaérobies. Les conditions de ce processus sont favorables dans les zones humides (marécages, tourbières et permafrost¹¹) et les zones immergées (sédiments des lacs et des fonds sous-marins).

Dans le cas de ces derniers, la plus grande partie du méthane une fois formé (de l'ordre de 90%), est rapidement dégradée grâce à l'action des sulfates présents en grande quantité dans les profondeurs : on dispose ainsi d'une véritable barrière naturelle. Le méthane restant est quant à lui stocké sous forme d'hydrates de méthane ou clathrates, dénommés « la glace qui brûle ». Ces hydrates doivent leur existence à leur structure cristalline obtenue à partir de l'agencement de molécules d'eau sous des conditions de température et de pression élevées. Piégées dans ces cristaux, les molécules de méthane gazeux peuvent toutefois être libérées suite à un changement de température ou de pression¹² et provoquer des émissions diffuses.

De fabuleuses quantités d'hydrate de méthane séjournent ainsi dans les couches sédimentaires à des profondeurs marines dépassant les 600 mètres. Les gisements les plus riches du monde seraient situés au Canada, d'autres très importants aussi en Russie, aux Etats-Unis, en Inde, au Japon et en Chine. De très grands stocks seraient également confinés dans le permafrost des zones arctiques.

Bien que l'exercice soit difficile, les estimations portent à 9400 Tm³, valeur peu certaine, le volume mondial des hydrates de méthane enfouis dans les océans et le permafrost, soit environ 20% des ressources non conventionnelles de gaz naturel.

Alors, les hydrates de méthane seraient-ils porteurs d'une grande promesse énergétique ?

Les premiers essais montrent que l'exploitation du méthane dans ces conditions s'annonce techniquement délicate et extrêmement risquée. Plusieurs méthodes possibles (apport d'eau chaude, dépressurisation, injection d'inhibiteurs) ou leur combinaison sont expérimentées à l'heure actuelle (forage terrestre Mallik, projet SUGAR,.....). D'autres idées sont étudiées, comme celle de réinjecter dans le gisement le CO₂ émis par combustion du méthane libéré. Le coût de ces procédés s'avère pour l'instant très élevé et leur maturité demandera encore des années pour être acquise. Mais surtout, les craintes qu'ils soulèvent, en particulier pour l'offshore profond, sont la menace d'instabilités pouvant conduire à des effondrements sous-marins et au pire des raz de marée ainsi que des dégagements massifs de méthane.

La pièce est elle jouée ?

L'observation des premiers signes de dégel du permafrost et de quelques remontées ponctuelles et brutales de méthane gazeux à la surface des océans confirment l'amorce du changement climatique. Alertés, les climatologues envisagent sérieusement l'hypothèse d'un dégazage massif du méthane lors de la poursuite du réchauffement et cherchent à en cerner les conséquences.

¹¹ Sous-sol gelé en permanence, au moins pendant deux ans.

¹² Un mètre cube de gaz d'hydrate contient 164 m³ de méthane gazeux et 0,8 m³ d'eau.

Que l'origine de cette libération massive soit naturelle ou liée à l'intervention humaine, un *emballement du changement climatique* ne semble pas à exclure d'après les travaux effectués sur le passé¹³ où ce type de scénario se serait déjà produit. Pour l'instant, ces éléments ne sont que des hypothèses théoriques étudiées et dont on ignore les échéances.

Spectateurs ou acteurs?

Aujourd'hui, tous les arguments sont réunis pour conférer au méthane toute l'attention qui lui convient en termes d'enjeu climatique. Sous-estimé et mal interprété, le méthane dont la concentration dans l'atmosphère a plus que doublé depuis l'ère préindustrielle (40% d'augmentation pour le CO₂ seulement) a un véritable rôle¹⁴ à jouer à court terme pour infléchir l'évolution du changement climatique et l'avenir de la planète. Ce rôle ne prendra réellement corps qu'au prix de réelles incitations politiques menées avec des instruments économiques adaptés à ses spécificités.

Françoise Thais

¹³ Snowball Earth termination by destabilization of equatorial permafrost methane clathrate
Martin Kennedy, David Mrofka and Chris von der Borch Nature N°453.

¹⁴ Methane: A Scientific Journey from Obscurity to Climate Super-Stardom Gavin Schmidt Columbia University, September 2004.

DOSSIER

CROISSANCE DU CHARBON DANS LE MONDE ET RECHAUFFEMENT CLIMATIQUE : LES TECHNOLOGIES DU « CHARBON PROPRE » ARRIVERONT-ELLES A TEMPS ?

Un avenir en rose pour le charbon

Dans un contexte de croissance de la demande, en particulier dans le secteur électrique, les politiques énergétiques des pays doivent faire face à trois enjeux :

- la minimisation de la facture énergétique,
- la sécurité d'approvisionnement,
- la protection de l'environnement avec notamment la lutte contre le réchauffement climatique.

Si le charbon permet de répondre de façon satisfaisante aux deux premiers objectifs, il pose en revanche de sérieux problèmes environnementaux, au niveau local, de l'extraction à la combustion (ex : émissions de gaz acides, d'oxydes d'azote et de poussières, rejets de mercure), mais surtout au niveau global puisque son utilisation émet une quantité importante de dioxyde de carbone. Il génère, en effet, à lui seul 70% des émissions de CO₂ du secteur électrique mondial¹, et ce malgré l'amélioration en cours du rendement des nouvelles centrales.

La situation est d'autant plus inquiétante pour le réchauffement climatique que cette source d'énergie est appelée à se développer considérablement au XXI^e siècle en Asie bien sûr, mais aussi dans d'autres régions comme l'Amérique du Nord et l'Europe. Selon le scénario de référence de l'Agence Internationale de l'Energie, la part du charbon dans l'approvisionnement énergétique mondial passerait de 25,3% (sur un total de 11 429 Gtep) en 2005 à 28,2% en 2030 (sur un total de 17 721 Gtep)².

Alors, comment peut-on sortir de l'impasse dans laquelle nous nous engageons ? Les technologies du « charbon propre » vont-elles se déployer à temps ? Seront-elles suffisamment

efficaces pour maintenir le niveau de CO₂ compatible avec les recommandations du GIEC³ ? Avant d'apporter des éléments de réponse à ces interrogations, il convient de s'entendre sur le terme technologies du « charbon propre ».

Qu'appelle-t-on technologies du charbon propre ?

Ce sont les technologies qui permettent de réduire les pollutions liées à l'utilisation industrielle du charbon, que ces pollutions soient locales ou bien globales. A ces technologies, s'ajoutent celles qui contribuent à diminuer la consommation d'eau ; elles ne seront pas développées ici.

La lutte contre les pollutions locales ne pose pas de problèmes majeurs du point de vue technologique et les installations modernes sont déjà pourvues de systèmes anti-pollution performants (qui pourront d'ailleurs toujours être améliorés en termes de coûts et d'efficacité).

En revanche, l'émission de CO₂ par la filière charbon est tout à fait préoccupante pour la planète. Deux principales voies de recherche sont menées en parallèle : d'une part l'amélioration du rendement des centrales électriques et d'autre part, le captage et le stockage géologique du gaz carbonique produit.

Amélioration du rendement

Une course au rendement est menée pour les centrales électriques, puisqu'une unité de production émet d'autant moins de polluants que son rendement est élevé. Cette cible rejoint les intérêts des industriels qui y voient aussi un avantage économique. Les innovations concernent :

- l'amélioration des chaudières à charbon pulvérisé et à lits fluidisés circulants (ex : passage d'un rendement de 46% aujourd'hui à plus de 50 % en 2020 avec les centrales ultra-supercritiques⁴),

¹ Communication, Association Technique Energie Environnement, M. Vandycke, Alstom, 2/10/08.

² International Energy Agency - World Energy Outlook 2007, Paris OECD.

La lettre de l'I-tésé

³ Cf. quatrième rapport du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), 2007.

⁴ M. Vandycke, 2008 déjà cité.

- la mise au point de la gazéification du charbon intégré à un cycle combiné (*Integrate Gasification Combined Cycle, IGCC*). Ce serait la technologie du charbon propre du futur attendue en commercialisation au mieux pour 2020 (rendement visé : 50%).

Captage stockage du carbone (CSC)

C'est une voie de recherche beaucoup plus récente menée conjointement par les Etats et les industriels qui y participent activement dans l'espoir de vendre leurs technologies lorsqu'elles seront au point. D'importants capitaux sont mobilisés et les efforts de R&D se concrétisent déjà par des unités pilotes de démonstration (cf. encadré).

Exemples d'unités de démonstration opérationnelles pour le CSC ⁽⁵⁾,

- en France, pilote de captage par oxy-combustion sur la centrale à gaz de Lacq (site de Total), puissance 30 MW_{th}, 75 000 tonnes CO₂ captées par an, démarrage : printemps 2009,
- en Allemagne, à Schwarze Pumpe, centrale à charbon de 30 MW avec captage du CO₂ par oxy-combustion et stockage dans un champ de gaz à Altmark à 3000 mètres de profondeur (Alstom et Vattenfall), démarrage : septembre 2008 ⁽⁶⁾,
- en Algérie, In Salah : 1 million de tonnes de CO₂ par an injectées dans un aquifère salin (BP, Sonatrach, Statoil), démarrage : août 2004,
- en mer du Nord hollandaise, K12B, réinjection de CO₂ dans un gisement de gaz naturel arrivé à épuisement (récupération assistée de gaz), 0,48 million de tonnes injectées par an (ProNed), démarrage : 2004,
- au Canada, sur le champ pétrolier de Weyburn : 1,8 million de tonnes de CO₂ injectées par an dans un réservoir d'hydrocarbures (récupération assistée de pétrole) (EnCana), démarrage : septembre 2000,
- en Norvège, sur le site de gisement de gaz naturel de Sleipner, injection de 1 million de tonnes de CO₂ par an dans un réservoir aquifère salin (Norsk Hydro), démarrage : septembre 1996, etc.

Captage

Pour capter le gaz carbonique produit, trois grands types de technologies sont envisagés ; la post-combustion, la pré-combustion et l'oxy-combustion (cf. tableau n°1).

Stockage

Une fois que le CO₂ a été capté, il faut le transporter et le stocker pendant des centaines d'années. A cette fin, trois types de réservoirs sont à l'étude : les réservoirs naturels vidés des hydrocarbures ou de gaz, les aquifères salins profonds impropres à la consommation et les veines de charbon des gisements non encore exploités (cf. tableau n°2).

La fiabilité à long terme du stockage est un élément clé du CSC. Malgré une R&D très active dans ce domaine (au BRGM⁽⁷⁾ en particulier), de nombreuses incertitudes subsistent toujours quant aux effets, sur son environnement, du CO₂ enfoui : comportement des impuretés présentes dans le CO₂, résistance du ciment utilisé pour boucher les forages abandonnés.

⁽⁵⁾ Voir en particulier « Capter et stocker le CO₂, dans le sous-sol, les enjeux des Géosciences, IFP, ADEME, BRGM, 2007 et Energie Plus n° 413, « Enfouir le CO₂, », 15/10/2008.

⁽⁶⁾ Le Monde, 12/09/2008.

⁽⁷⁾ Bureau de recherches géologiques et minières.

Tableau n°1 : Filières de captage du CO₂

Technologies	Principes	Implantation sur centrale existante (<i>retrofit</i>)	Dates commercialisation supposées ⁽⁸⁾
Post-combustion Captage en aval de la combustion	Extraction du CO ₂ dilué dans les fumées de combustion Technologies en compétition : - dissolution du CO ₂ dans des amines ou par ammoniac, - séparation par membranes filtrantes, par réfrigération...	Oui si place suffisante et rendement suffisamment élevé (<i>Capture ready</i>)	2015
Pré-combustion Captage par pré-gazéification du charbon	Extraction du CO ₂ à la source en transformant avant usage le combustible fossile en un gaz de synthèse	Non. Diffusion subordonnée à celle de l' <i>IGCC</i>	2020
Oxy-combustion Captage pendant la combustion	Enrichissement du taux de CO ₂ des fumées en remplaçant l'oxygène de l'air par de l'oxygène concentré ou pur Oxygène préparé dans un générateur cryogénique ou à membranes	Oui	2015-2020
Oxy-combustion par <i>chemical looping</i>	Contact du charbon avec un oxyde métallique permettant l'apport d'oxygène pur	Non. Vise plutôt les centrales à gaz naturel.	Stade de développement très préliminaire

Tableau n° 2 : Types de stockage envisagés pour le carbone⁽⁹⁾

Types de stockage	Principaux avantages	Principaux inconvénients	Capacités (Gt)
Réservoirs naturels vidés des hydrocarbures ou de gaz	Caractéristiques géologiques bien connues en général Techniques pour injecter les gaz bien maîtrisées Capacités de stockages importantes Equipements parfois déjà en place Coûts réduits si le pétrole (ou le gaz) récupéré dans le gisement est valorisé	Impossible dans les régions qui ne disposent pas de grands gisements d'hydrocarbures (cas de la Chine).	675 à 950
Aquifères salins profonds (stockage dans les roches poreuses ou perméables saturées d'eau)	Grandes capacités de stockage bien réparties géographiquement et disponibles à proximité des sites industriels produisant le CO ₂	Sites non encore caractérisés	400 à 10 000
Veines de charbon des gisements non encore exploités	Coûts d'exploitation réduits si le méthane que le CO ₂ remplace, peut être valorisé Capacités bien réparties	Capacités de stockage faibles Efficacité d'injection non encore optimisée	40 à 200

⁽⁸⁾ Ces dates de début de commercialisation (plutôt optimistes) concernent les petites puissances (300 MW). Il faut ajouter 10 ans supplémentaires pour la gamme 600 à 900 MW.

⁽⁹⁾ D'après Jean-Marie Martin-Amouroux « Charbon, les métamorphoses d'une industrie : la nouvelle géopolitique du XXI siècle » Editions Technip, 2008.

Quelles sont les chances de succès de ces technologies ?

Prenons le cas des technologies du CSC, le propos se généralisant aisément à toutes les technologies du « charbon propre ».

Du point de vue technique⁽¹⁰⁾, les solutions envisagées fonctionnent, bien qu'il faille encore résoudre certains problèmes concernant par exemple la corrosion des matériaux, le comportement dans les régimes transitoires ou l'utilisation des co-produits.

Cependant, elles ne sont pas encore économiquement viables car elles présentent toutes, deux inconvénients majeurs :

- elles détériorent le rendement en raison de l'énergie consommée pour le captage, ce qui rend encore plus nécessaire la recherche d'un haut rendement de départ,
- elles grèvent le coût du kWh produit par la complexité des équipements mis en œuvre.

Résoudre la question de la perte de rendement

En 2008, dans les unités de démonstration, le captage du CO₂ fait diminuer le rendement de la production électrique de 10 à 15 points⁽¹¹⁾.

Considérons une centrale électrique à charbon de rendement (r_c) 43%, qui pour produire 1 TWh, a besoin de 400 000 tonnes de charbon et rejette 775 000 tonnes⁽¹²⁾ de CO₂ (cf. figure n°1).

Supposons maintenant qu'on lui greffe une unité de captage dont le rendement (r_c) est de 90%. Le rendement du système « centrale avec captage » (r_s) diminue de 10 points et tombe à 33%. Un rapide calcul (avec des arrondis) montre qu'il faut brûler environ 120 000 tonnes de charbon supplémentaires pour produire la même quantité d'électricité. Le poste combustible a augmenté de 30%.

En tenant compte du surplus de charbon et du rendement de captage, le rejet de CO₂ dans l'atmosphère est proche de 100 000 tonnes (cf. figure n°2).

⁽¹⁰⁾ Voir en particulier Gilbert Ruelle, « Perspectives de développement du charbon propre », revue de l'énergie n° 573, septembre-octobre 2006.

⁽¹¹⁾ « Place du charbon dans la production d'électricité », François Giger, EDF, Panorama 2008, 14 février 2008.

⁽¹²⁾ Communication Chaire développement durable Ecole Polytechnique EDF « Studies about CO₂ capture and storage », Philippe Jaud et Renée Gros-Bonnivard Edf – R&D, janvier 2008.

Un des éléments clés du succès du CSC est la diminution de l'apport supplémentaire de charbon nécessaire à l'opération de captage !

Améliorer la compétitivité

Dans un secteur libéralisé, diffusion technologique rime avec compétitivité. Or, le coût du kWh avec captage, transport et stockage, se trouve multiplié par deux. Si les progrès techniques (dont l'amélioration du rendement) tendent à diminuer ce coût, une question subsiste : le coût supplémentaire à payer pour produire un kWh issu du charbon avec une émission réduite de CO₂, sera-t-il compensé par un prix de la tonne de CO₂ suffisamment élevé sur le marché du carbone ? La réponse dépend de l'évolution du prix du CO₂ sur le marché.

A titre d'illustration, il est possible de capter actuellement le CO₂ pour un coût de 40 €⁽¹³⁾ la tonne. Il faut ajouter à ce coût, les coûts de transport et de stockage. Le coût total (estimé entre 60 €/t et 90 €/t selon les cas⁽¹⁴⁾) est à comparer au prix des quotas sur le marché carbone, qui oscille entre 20 et 30 euros la tonne.

Une des conditions nécessaires à la diffusion industrielle des technologies de captage du CO₂ est, au minimum, l'annulation de cet écart, et ce de manière durable.

And last but not least : compter sur l'acceptation sociale

Enfin, on peut se demander si le public acceptera de voir se multiplier les réseaux de transport et les sites de stockage pour un gaz considéré comme un déchet. Et il sera d'autant plus réticent que le risque d'accident n'est pas nul : les catastrophes naturelles dues au dégazage de CO₂ qui se sont produites en 1984 puis en 1986 dans la région volcanique du Mont Oku au Cameroun ont fait respectivement 37 et 1700 morts⁽¹⁵⁾.

⁽¹³⁾ Energie Plus, 2008 déjà cité

⁽¹⁴⁾ J-M. Martin-Amouroux 2008 déjà cité

⁽¹⁵⁾ Bataille Christian, Birraux Claude, « Les nouvelles technologies de l'énergie et la séquestration du dioxyde de carbone, office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques », n° 2965 assemblée nationale, n° 254 Sénat, 2006

Figure n° 1 : Production d'électricité charbon sans captage

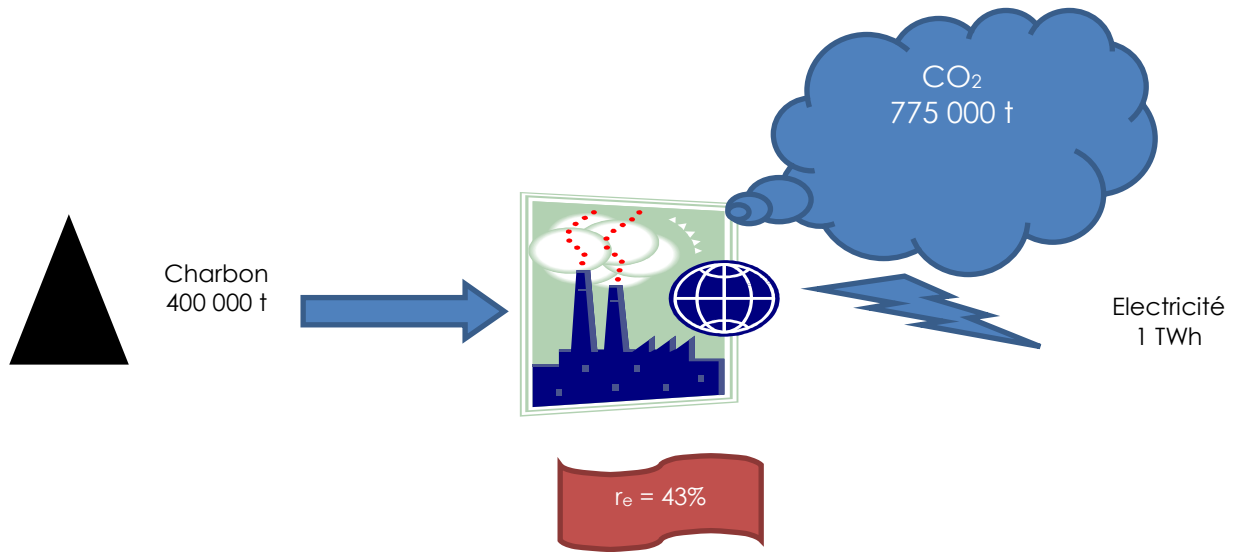
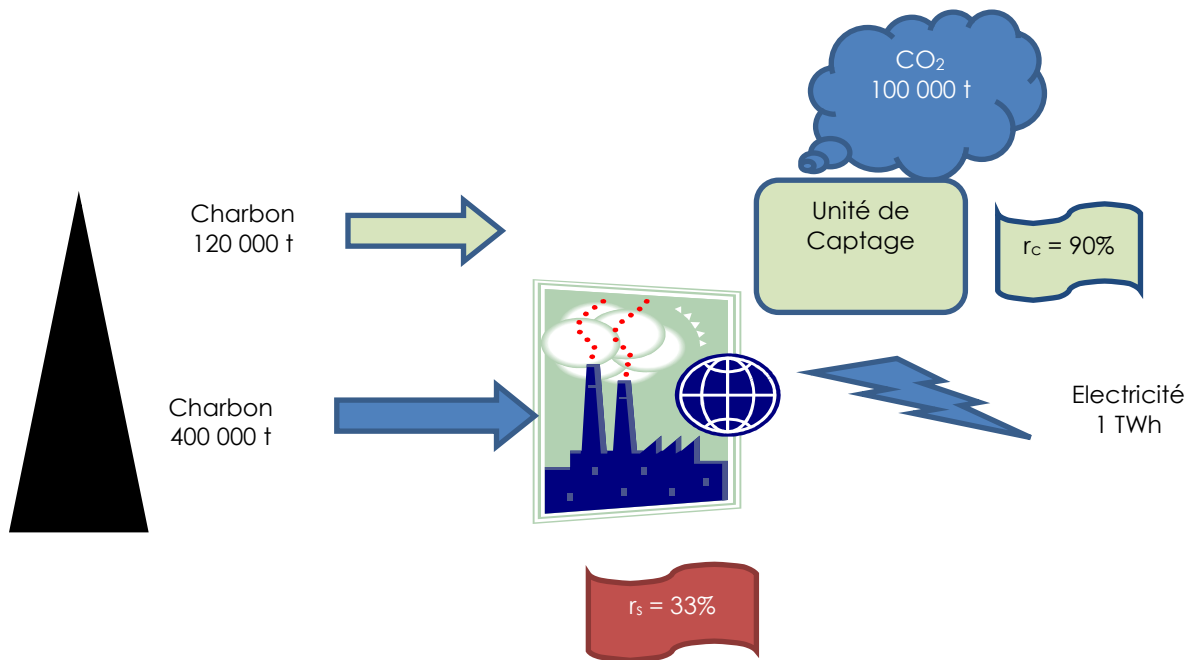


Figure n°2 : Production d'électricité charbon avec captage



En conclusion

Si nous sommes résolument prêts à lutter contre le réchauffement climatique et voulons suivre les recommandations du GIEC, le développement de la filière charbon au XXI^e siècle, comme cela se profile notamment dans les pays émergents d'Asie, devrait impérativement être accompagné de la diffusion des technologies du « charbon propre ». Le problème est que la croissance de l'utilisation du charbon va plus vite que la mise au point de ces technologies dont la maturité industrielle n'est pas prévue avant 2015. Leur diffusion peut prendre du temps même si les industriels anticipent leur arrivée en prévoyant dans les usines, la place pour installer, quand elles seront « prêtes », les unités de captage du CO₂ (*CCS ready*). Les unités du futur, les *IGCC*, quant à elles, ne pourront voir le jour qu'à partir de 2020.

Mais le captage du CO₂ n'est qu'une partie du problème. Il faut être capable de le transporter et de le stocker de façon fiable pendant des centaines d'années, sous l'œil bienveillant de la population.

Le changement climatique sera-t-il perçu, pour l'opinion publique internationale comme une situation de type conflit mondial dans laquelle on pourrait assister à un changement technologique accéléré ? Là est bien la question.

Nathalie Popiolek

ENERGIES BAS CARBONE ET VECTEURS ENERGETIQUES

EUROPE : L'HYDROGENE A LE VENT EN POUPE...

L'Europe vient de donner un coup d'accélérateur à la recherche sur l'Hydrogène et les Piles à Combustible : le lancement officiel d'une « Initiative Technologique Conjointe », ou JTI HFC (Joint Technology Initiative / Hydrogen and Fuel Cells) a eu lieu à Bruxelles, les 14 et 15 octobre derniers. Il s'agit là d'une initiative ambitieuse dans le domaine de l'énergie, à la fois en termes d'objectifs, de moyens et d'organisation.

De la nécessité d'une coordination des efforts à l'échelle européenne

Le Plan Européen sur les Technologies Stratégiques dans le domaine de l'Energie a identifié les technologies de l'Hydrogène comme un élément capable de jouer un rôle majeur pour satisfaire les engagements de réduction d'émissions de gaz à effets de serre. Mais les précédents Programmes de Recherches Européens ont fait le double constat de la difficulté des problèmes à résoudre pour faire émerger des produits commercialisables dans ce domaine (nécessité de ruptures technologiques), et de la dispersion des efforts qui y étaient consacrés.

Afin de sortir de ce cadre peu propice, notamment en termes d'investissements industriels, une Initiative Technologique Conjointe a été mise en place au niveau Européen. Il s'agit à ce jour du seul instrument européen de ce type appliqué à l'énergie.

Cette nouvelle structure a été officiellement annoncée par les autorités Européennes en octobre 2007, à l'issue d'un long processus engagé en 2005, et adoptée courant 2008 par le Conseil des Ministres de l'Union Européenne puis par le Parlement Européen. Elle constitue une avancée remarquable en termes de coordination des expertises et des efforts, en créant les conditions d'une large concertation des différents acteurs, industriels, chercheurs et CE, afin de définir les axes de recherches et développements les plus pertinents dans le cadre du 7^{ème} Programme de Recherche Européen. L'ambition clairement affichée est de créer les conditions d'une forte compétitivité de l'industrie européenne dans le domaine des technologies de l'hydrogène, et de

réduire de 2 à 5 ans le délai de mise sur le marché de produits innovants afin de les commercialiser entre 2010 et 2020 (2010-2015 pour les applications stationnaires et portables, 2015-2020 pour les applications automobiles). Cette initiative encourage et structure les partenariats entre les organismes publics et privés concernés.

Une gouvernance partagée entre la CE, l'Industrie et la Recherche

La Communauté Européenne, ainsi qu'un Groupement d'Industriels Européens fort d'une soixantaine de membres aujourd'hui, sont les membres fondateurs de ce nouvel outil. Un regroupement des acteurs de la recherche publique fut par ailleurs confié il y a deux ans au CEA, avec pour objectif d'accentuer les efforts de R&D vers l'innovation et le support à l'industrie. Cette structure regroupe aujourd'hui une cinquantaine de centres de recherches, soit environ 1800 personnes travaillant sur l'Hydrogène et les Piles à Combustible, pour un budget propre de 215 M€. Le Pôle de Gouvernance mis en place comprend 12 membres représentant l'Industrie (6), la Commission (5) et la Recherche (1). Ce pôle a l'entière responsabilité des activités engagées, définition, lancement, suivi, budget.

Des moyens en forte progression

Un Plan de Développement des technologies de l'Hydrogène avait été élaboré au niveau Européen pour la période 2007 – 2017, qui avait servi de base à l'ensemble des acteurs (Industriels, Recherche, CE) pour établir une estimation de l'effort total nécessaire : 7,4 Milliards d'Euros. Le budget aujourd'hui alloué dans le cadre de ce nouvel outil européen, pour sa période d'application d'une durée de 6 ans entre 2007 et 2013, est de 940 M€, montant partagé à égalité entre la CE d'une part et des Industriels d'autre part. Cela représente une augmentation sensible de l'effort par rapport aux précédents Programmes de Recherches Européens (de 8 M€ à 320 M€ du 2^{ème} au 6^{ème}).

Un champ d'application étendu

Cinq grands thèmes d'études ont été identifiés dans le domaine des technologies de l'Hydrogène : « Infrastructure Transports et Alimentations », « Production et Distribution », « Applications Stationnaires et Cogénération », « Marchés Précoces », « Actions Transverses » (<http://cordis.europa.eu/fp7/dc/>). Les projets regroupés dans chaque thème visent à couvrir l'ensemble des activités nécessaires en termes de développements à la fois technologique et commercial. Le champ d'application de cette Initiative Technologique Conjointe s'étend donc bien au-delà des applications automobiles qui sont les plus citées habituellement. Ces dernières ne représentent en effet qu'un tiers du montant alloué au premier appel à propositions qui vient d'être publié, les applications stationnaires et de cogénération se taillant la part du lion avec un peu plus de 40% du budget.

Des actions concrètes à court terme

Un premier appel à propositions a été lancé en octobre 2008, afin d'engager des actions concrètes au plus tôt, mais également de tester la procédure de ce nouvel instrument. Il est doté de 28 M€, et comprend quinze propositions de projets regroupées dans chacun des précédents thèmes. Les réponses doivent être rendues mi janvier 2009, et les premiers projets devraient pouvoir démarrer en septembre 2009, pour des durées allant de 1 à 3 ans. Les propositions de projet des 4 premiers thèmes du premier appel sont orientées vers des démonstrations à grande échelle ou des recherches de base lorsqu'elles peuvent contribuer à améliorer le fonctionnement, les performances énergétiques ou les coûts. Les propositions du groupe « Actions Transverses » ciblent la Technico-Economie, l'Evaluation des Technologies et l'Analyse des Cycles de Vies avec pour objectif la mise en place de bases de données et de méthodologies de référence. Le second appel devrait être publié mi 2008, pour un budget de l'ordre de 70 M€.

Certes, cette initiative européenne ambitieuse n'est pas le seul acte fort engagé sur notre continent dans le domaine de l'Hydrogène et de ses technologies ; rien qu'au niveau national, on peut citer l'implication de l'IFP, Total, AREVA, dans le cadre de marchés existants pour des applications à

plus court terme (incorporation de biocarburants, production avec captation et stockage du CO₂, etc ...), et également Air Liquide avec son tout récent projet Horizon Hydrogène Energie (H2E) doté de 200 M€ sur 7 ans. Mais dans un monde qui ne doit aujourd'hui rien négliger qui puisse contribuer à inverser les tendances climatiques actuelles, gageons que ce nouvel instrument contribuera largement lui aussi à donner au développement des technologies de l'Hydrogène un coup d'accélérateur salutaire.

Références:

Communiqué de presse CEA du 11 Octobre 2007 sur l'annonce du lancement d'une JTI FCH.

Présentation d'Alain Bugat à l'Advisory Council Meeting le 27 September 2007 :

<https://www.hfpeurope.org/uploads/2223/070927HFPACBugat.pdf>

MEMO/07/404 - The Fuel Cells and Hydrogen Joint Technology Initiative :

<http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/07/404>.

MEMO/07/570 - Joint Technology Initiatives, a new EU research initiative :

<http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/07/570>.

Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU) – ANNUAL IMPLEMENTATION PLAN 2008 - *Adopted by the FCH JU Governing Board on 6 October 2008* - <http://cordis.europa.eu/fp7/dc/>.

Fuel Cells & Hydrogen Joint Technology Initiative/ Stakeholders General Assembly – Bruxelles, 14 et 15 Octobre 2008, event sponsored by the European Commission & the New Energy World Industry Grouping (NEW-IG).

Alain Le Duigou

L'INTERET DU NUCLEAIRE POUR LA BALANCE COMMERCIALE

Le choix d'un investissement entre les trois technologies classiques de production électrique que sont le charbon, le gaz et le nucléaire fait appel à la comparaison des coûts fixes et des coûts variables de chaque technologie. En fonction des prix des combustibles, des matériaux, du taux d'actualisation retenu, du prix de la tonne de CO₂ envisagée etc... On établit un coût moyen du KWh qui permet d'aider à faire le choix, en fonction également d'autres paramètres comme le temps de retour sur investissement, les problèmes géopolitiques, les emplois induits etc... On sait que les technologies à combustion classiques ont des coûts fixes modérés mais des coûts variables élevés (essentiellement combustible). Lorsque le coût du KWh est proche pour deux technologies, et que les combustibles sont dans les deux cas importés, il peut être intéressant de regarder l'impact sur la balance commerciale qui peut être décisif.

Avec les prix des combustibles actuels, quel est leur impact respectif sur la balance commerciale?

En prenant comme prix de référence 46\$ la livre U₃O₈ (pour 1€= 1,25\$), 9,7€/Mbtu de gaz et 95€/tonne de charbon, pour des technologies courantes actuellement, à savoir un

cycle combiné au gaz 2 X 400 MW (rendement de 57%), une centrale à charbon pulvérisé 2 X 800 MWe (rendement de 43%, régime supercritique), et l'EPR, on suppose qu'on duplique le nombre d'installations pour comparer à la production de l'EPR (KP de 0.9) soit 12,75 TWh. Sachant qu'il faut pour chaque technologie retenue 0,39t de charbon pour produire 1 MWh, 6,7 Mbtu de gaz, ou 1,95 g. de combustible nucléaire (ici, hypothèse hors MOX, soit dix fois plus d'uranium naturel), on obtient les résultats (voir tableau ci-dessous)

Energie	Besoin combustible pour 12,75 TWh (M€)	Coût combustible pour 12,75 TWh (M€)
GAZ	85,43 Tbtu	829
CHARBON	4,97 Mt	472
EPR	250 t Unat	18

Pris simplement du point de vue des combustibles sur la balance commerciale, produire l'électricité avec l'EPR présente donc un net avantage pour une économie importatrice d'énergie.

Mehdi Daval

INFORMATION DE DERNIERE MINUTE

Sortie de la synthèse de l'étude des coûts de référence de la production d'électricité

La Direction Générale de l'Energie et du Climat (MEEDDAT) publie périodiquement une étude des coûts de référence de la production électrique en France.

La mise à jour 2008 est disponible sur le site internet : http://www.debat-energies.gouv.fr/energie/electric/se_ele_a10.htm

On notera que le nucléaire reste clairement la filière la plus compétitive pour la production d'électricité, même sans tenir compte d'un prix du CO₂.

Contrairement à la précédente étude, réalisée en 2003, les coûts de production centralisée (nucléaire, gaz, charbon) ne sont pas donnés en valeur absolue (€/KWh) mais en valeur relative par rapport au nucléaire, ces informations ayant été jugées commercialement sensibles.

Concernant les moyens de production décentralisée (éolien, biomasse, photovoltaïque..), l'ensemble des coûts sont détaillés en valeur absolue.

Frédéric Legée

LES MECANISMES DE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ AU ROYAUME-UNI FOURNISSENT-ILS SUFFISAMMENT D'INCITATIONS AUX INDUSTRIELS PRIVÉS POUR CONSTRUIRE DE NOUVELLES CENTRALES NUCLEAIRES ?

L'expérience vécue actuellement par le Royaume-Uni est particulièrement riche d'informations et d'enseignements pour le nucléaire en économie de marché. Pour cette raison, une étude a été menée à l'I-tésé dont nous présentons ici certains résultats. Cette étude, réalisée dans le cadre d'un stage d'une durée de 4 mois, avait plusieurs objectifs : suivre les évolutions politiques et réglementaires de la relance du nucléaire, évaluer les difficultés de la démarche entreprise par le gouvernement et évaluer les incitations à l'investissement nucléaire privé fournies par les mécanismes de marché. C'est sur ce dernier point que nous nous concentrons dans cet article.

Diversification du portefeuille de production pour les électriciens implantés au Royaume-Uni

Pour un producteur, une incitation forte à investir dans l'énergie nucléaire au Royaume-Uni est de pouvoir diversifier ses moyens de production d'électricité. Le tableau ci-dessous présente les 7 principaux producteurs d'électricité au Royaume-Uni, dont British Energy, seul exploitant de centrales nucléaires⁽¹⁾. Ce tableau met en évidence que les électriciens produisent essentiellement à partir de gaz et de charbon.

Portefeuilles de capacité de production des électriciens (MWe)

		Charbon	Gaz	Nucléaire	Renouvelable	Autres	Total
British Energy	Capacité	1960		7648			9608
	%	20,4		79,6			
Centrica	Capacité	3420	1479				4899
	%	69,8	30,2				
E ON UK	Capacité	4910	3865		252	1554	10581
	%	46,4	36,5		2,4	14,7	
EDF Energy	Capacité	4060	803				4863
	%	83,5	16,5				
RWE nPower	Capacité	4481	2918		325	2483	10207
	%	43,9	28,6		3,2	24,3	
Scottish Power	Capacité	3200	3200		800		7200
	%	44,4	44,4		11,1		
SSE	Capacité	4000	4500		2000		10500
	%	38,1	42,9		19,0		
	Total	26031	16765	7648	3377	4037	57858
	%	45,0	29,0	13,2	5,8	7,0	100,0

Source: données des rapports annuels des entreprises, 2007

La diversification des moyens de production est une stratégie privilégiée car elle permet de faire face au risque prix de l'électricité, qui est volatil en marché concurrentiel, et aux variations de la demande nationale⁽²⁾.

Le déséquilibre du parc vers les énergies fossiles constitue ainsi à lui seul une incitation à investir dans l'énergie nucléaire, en offrant aux opérateurs une flexibilité de leur parc de production

Acquisition de capacité de production pour garantir la fourniture d'électricité aux clients industriels

Les producteurs d'électricité possédant les plus grands portefeuilles clients produisent, comme nous venons de le mentionner, à partir de gaz et de charbon. La capacité de production nucléaire permettrait de garantir la fourniture de l'électricité déjà vendue et ainsi de fidéliser la clientèle industrielle, clientèle privilégiée pour l'énergie nucléaire dont la production est importante, stable et prévisible.

⁽¹⁾ En dehors de l'exploitation des centrales Magnox, les plus anciennes au Royaume-Uni.

⁽²⁾ La capacité de production totale (les 6 majors et les producteurs indépendants) est évalué à 75GWe en 2007-2008. A cela, s'ajoute une interconnexion avec la France, pour l'importation comme pour l'exportation, d'une capacité de 2 Gwe (Source : Energy markets outlook, Département for business, Enterprise & Regulatory reform, 2007).

De plus, le *Large Combustion Plant Directive* (LCPD), directive 2001/80/EC, contraint les producteurs à fermer les centrales au plus tard en 2015 ne respectant pas les critères environnementaux, par exemple E.ON UK et RWE nPower, 10 GWe sont concernés. Bien entendu, ce besoin d'investissement peut être compensé, non par des investissements nucléaires, mais par des investissements en centrales combinées au gaz (CCGT).

Toutefois, le danger d'une dépendance forte à l'importation de combustible fossile, ce dont le gouvernement voudrait se protéger, et les hausses récentes du marché gazier limitent cette éventualité.

Décorrélation des prix du marché aux coûts de production

La production d'énergie nucléaire a un coût peu sensible au coût du combustible, contrairement aux technologies fossiles.

Or, les tensions actuelles du marché, qui peuvent bien sûr s'estomper, mais dont on ne peut se prémunir si l'on considère la longueur de temps nécessaire pour un investissement énergétique, affectent le marché et le prix de l'électricité. Pour se protéger contre une tendance lourde à la croissance des prix du gaz, il y a donc une incitation à investir dans l'énergie nucléaire.

De plus, des tensions sur le marché de l'électricité sont prévisibles, notamment par la directive européenne précitée qui prévoit la fermeture de centrales. Il en résulte que, même à demande constante, les tensions seront génératrices de hausse des prix. Des rentes de rareté vont ainsi apparaître. La mise sur le réseau de capacité de production réduira cette rente. Les premières centrales nucléaires bénéficieront d'une rente, qui viendra contrebalancer les risques d'être les premiers entrants sur le marché.

Conquête de parts de marché

L'énergie nucléaire est une énergie compétitive en base, c'est-à-dire lorsque l'outil de production fonctionne au maximum de sa disponibilité. L'intérêt économique d'un investissement nucléaire pour un producteur dépend bien entendu du prix auquel l'électricité sera vendue, mais aussi du niveau de la demande.

Nous avons vu que les premiers producteurs sont ceux qui, certes prennent le plus de risques, mais sont aussi ceux qui ont la possibilité d'établir de plus fortes marges. Il existe un deuxième avantage à être les premiers entrants, c'est celui de capter la part de marché la plus adaptée à l'énergie nucléaire, à savoir les gros consommateurs d'électricité. Une incitation forte est ainsi donnée à investir le plus tôt possible afin d'acquérir des contrats auprès d'une clientèle la plus en adéquation avec la technologie nucléaire.

Conclusion

Dans une période où l'ensemble des pays européens vivent, plus ou moins bien, l'ouverture à la concurrence et la fin d'une ère planifiée de l'énergie, l'examen du Royaume-Uni a autant d'intérêt que ce pays a une expérience forte en la matière. Le marché et la mise en concurrence d'acteurs ont débuté il y a près de 20 ans maintenant⁽³⁾

Le débat selon lequel les mécanismes de marché fournissent ou non suffisamment d'incitations à l'investissement nucléaire privé provoque de vives controverses. Les Etats-Unis par exemple, ont estimé qu'un investissement nucléaire est trop important et trop risqué pour être réalisé par le marché seul⁽⁴⁾.

A l'inverse, le Royaume-Uni a une croyance forte en son marché et au respect des règles de concurrence. Le principe d'une non-intervention publique sur le marché et une absence totale de compromis avec la concurrence prévalent et c'est dans ce contexte que le nucléaire doit se développer **L'analyse du fonctionnement du marché britannique a permis de mettre en évidence des incitations réelles et concrètes des industriels à investir dans le nucléaire.** Nous en avons ici résumé quatre : la diversification du portefeuille de production pour les industriels implantés au Royaume-Uni, l'acquisition de capacité de production pour garantir la fourniture d'électricité aux clients industriels, la décorrélation des prix du marché aux coûts de production et la conquête de parts de marché.

⁽³⁾ Le Royaume-Uni est pionnier de la libéralisation du secteur de l'électricité, la première réforme date de 1989.

⁽⁴⁾ Des aides d'Etat ont donc été mises en place, constituant ainsi de véritables interventions sur le marché. Il y en a trois : financement par des prêts avantageux, crédit d'impôts et simplification des procédures de réglementations et de sûreté.

Mais la volonté des entreprises suffit-elle ?

Le Royaume-Uni parviendra-t-il à la mise en place des nouvelles capacités de production nucléaire souhaitées ? Nul ne peut préjuger de l'avenir mais ce dont on peut être sûr, c'est que les prochaines années permettront une meilleure compréhension empirique de la diffusion de la technologie nucléaire dans un environnement de marché.

Face à ces incitations, des industriels avancent

- **EDF** projette la construction de 4 réacteurs. Si l'opération de rachat de British Energy⁽⁵⁾ par EDF réussit, les dates envisagées et les sites retenus sont les suivants :

Entreprise	Site	Type	MWe	Date envisagée
EdF / BE	Hinkley Point, Somerset	EPR x 2	3200	2017 (1 ^{er}) – 2020 (2 ^{ème})
EdF / BE	Sizewell, Suffolk	EPR x 2	3200	2025

- **E.ON** a également fait le choix de l'EPR de manière officielle et évoque la construction de deux EPR. La société informe le 23 avril 2008 avoir signé une lettre d'intention avec les sociétés AREVA et Siemens, définissant la coopération pour la construction de nouvelles centrales nucléaires au Royaume-Uni avec le réacteur EPR (d'AREVA) et l'îlot conventionnel (de Siemens).
- **Raccordement des sites au réseau électrique britannique**
 - **British Energy** a obtenu l'accord de connexion au réseau pour de nouvelles centrales nucléaires sur les sites suivants : Sizewell, Dungeness, Bradwell et Hinkley Point.
 - Avant le rachat de la société, **EDF** avait obtenu l'accord pour une connexion au réseau de 1670 MWe en 2017 sur le site de Wylfa et 1600 MW en 2019 à Hinkley Point (en plus des 3300 MWe demandé par British Energy).
 - **E.ON** a fait une demande de raccordement au réseau pour 1600 MW sur le site d'Oldbury (site du Nuclear Decommissioning Authority) à partir de 2020.

Les terrains dont dispose EDF Energy à Wylfa conjointement avec ceux dont dispose la Nuclear Decommissioning Authority (NDA) seront mis en vente début 2009 (attente du résultat de l'OPA). Plusieurs industriels sont intéressés, dont les gestionnaires actuels des Magnox encore en fonctionnement sur ce site, GDF-Suez, RWE npower, et sans doute d'autres industriels. Un ou deux réacteurs, EPR ou AP 1000, seraient envisagés, avec la mise en service du premier réacteur vers 2020.

- **Demande de certification des réacteurs**

Deux réacteurs sont actuellement examinés par les autorités de sûreté⁽⁶⁾ :

- L'EPR d'AREVA,
- L'AP1000 de Westinghouse.

L'examen d'un troisième réacteur l'ESBWR de GE-Hitachi Nuclear Energy's (GEH) est suspendu depuis le 11/09/2008 à la demande de l'industriel.

Source : A. Régent, Conseiller Nucléaire à l'Ambassade de France à Londres.

Séverine Dautremont

⁽⁵⁾ L'OPA amicale lancée par EDF sur B.E. est ouverte à compter du 05 novembre et est prévue pour se terminer le 05 décembre 2008. Le dossier est en cours d'examen par les autorités de concurrence européenne.

⁽⁶⁾ Source: site Internet du *Health and Safety Executive*, accédé le 07/11/08.

BIOMASSE : LA RESSOURCE EXISTANTE SERA-T-ELLE SUFFISANTE POUR REpondre A L'ENSEMBLE DES USAGES PRESENTIS ?

Le 18 octobre dernier, le projet de loi de programme relatif à la mise en œuvre du Grenelle de l'Environnement a été discuté à l'Assemblée Nationale. Il a été réaffirmé le soutien du Gouvernement au développement des filières d'énergies renouvelables dans des "conditions économiquement et écologiquement soutenables"¹, en s'engageant à porter la part des énergies renouvelables à 23% dans la consommation d'énergie finale en 2020. Cela suppose d'augmenter de 20 Mtep la production annuelle d'énergie renouvelable d'ici à 2020, en portant celle-ci à 37 Mtep.

Atteindre cet objectif nécessite de faire appel à l'ensemble des énergies renouvelables (*i.e.* solaire, géothermie, etc) et notamment la biomasse, dont les utilisations énergétiques possibles sont extrêmement variées. Employée aujourd'hui essentiellement pour le chauffage domestique, la biomasse lignocellulosique (bois et paille principalement) devrait servir de plus en plus pour les réseaux de chaleur, le chauffage des collectivités et des industries.

Par ailleurs, deux usages de la biomasse aujourd'hui inexistantes sont amenés à prendre de l'ampleur à l'horizon 2020 : la production de chaleur et d'électricité par cogénération et la production de biocarburant par voie enzymatique et thermo-chimique.

Un travail a été réalisé à l'I-tésé sur l'analyse de l'évolution de la demande en biomasse lignocellulosique de type paille ou bois à l'horizon 2020² et la mise en perspective par rapport à la ressource disponible.

L'ensemble des secteurs "historiquement" consommateurs de paille et bois ont été considérés d'un point de vue qualitatif et quantitatif : l'élevage, l'industrie du sciage, celle du déroulage/ tranchage, la papeterie et l'industrie des panneaux de process.

La confrontation des données concernant la santé financière du secteur avec les entretiens d'experts a permis de proposer un scénario haut et bas révélateur de l'évolution des besoins en biomasse pour 2020. A cette demande, a été ajoutée la ressource en biomasse nécessaire pour remplir les objectifs fixés par le Grenelle de l'Environnement. Le graphique ci-dessous présente cette projection moyenne.

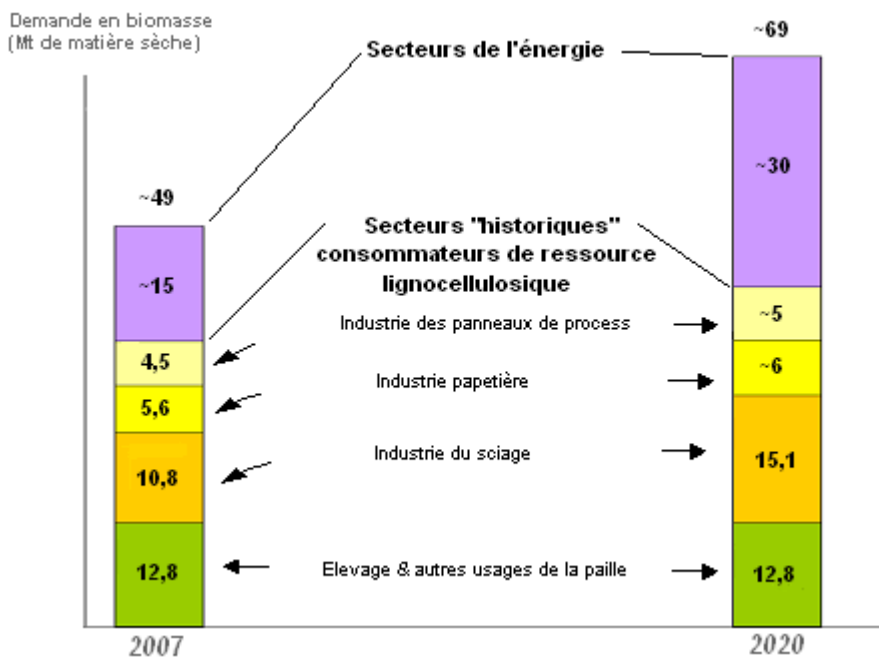
Globalement, une faible différence est observée entre le scénario haut et bas puisqu'à l'horizon 2020, la demande globale oscille entre 67 et 72 millions de tonnes de matière sèche (MS). Si l'on considère une moyenne de 70 Mt de MS soit un passage entre 2007 et 2020 de 21,5 à 30,1 Mtep, l'augmentation de la demande en biomasse de presque 40% est essentiellement liée au développement de l'utilisation de la ressource lignocellulosique pour l'énergie avec le développement de nouveaux marchés (cogénération et production de biocarburants à l'aide de procédés de deuxième génération). En effet, ce secteur double ses besoins en bois et paille en passant de 15 à ~30 Mt MS (6,5 à 13 Mtep³).

¹ Projet de loi de programme relatif à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement, 18 octobre 2008.

² Les déchets organiques, déchets verts, les cultures énergétiques n'ont pas été pris en compte

La lettre de l'I-tésé

³ Il est à noter que cela n'inclut pas les autres ressources comme les granulés



Graphique : évolution de la demande en ressource lignocellulosique à l'horizon 2020

En terme d'offre, dans le domaine de l'agriculture, la ressource mobilisable pour un usage énergétique serait de 1 Mtep. Pour le bois, en respectant les usages actuels (voir Figure ci-dessous), c'est-à-dire en utilisant pour l'énergie le bois non utilisable pour les applications plus "nobles" comme le bois d'œuvre qui utilisera des troncs de haute qualité, ou le bois dédié à la trituration, le Cemagref⁽⁴⁾ et les Assises de la forêt estiment que le gisement forestier mobilisable (houppiers, rémanents) est uniquement de 4 Mtep.

Il y a un facteur trois entre le bois mobilisable pour l'énergie et le gisement théorique, qui serait d'après l'IFN⁽⁵⁾ Solagro, de 12 Mtep. Cette différence révèle les freins techniques (*i.e.* pentes des parcelles, proximité de routes, ...) mais aussi sociétaux (*i.e.* morcellement des forêts, petite taille des surfaces, manque de volonté des propriétaires d'exploiter leur parcelle, etc) d'accès à la ressource.

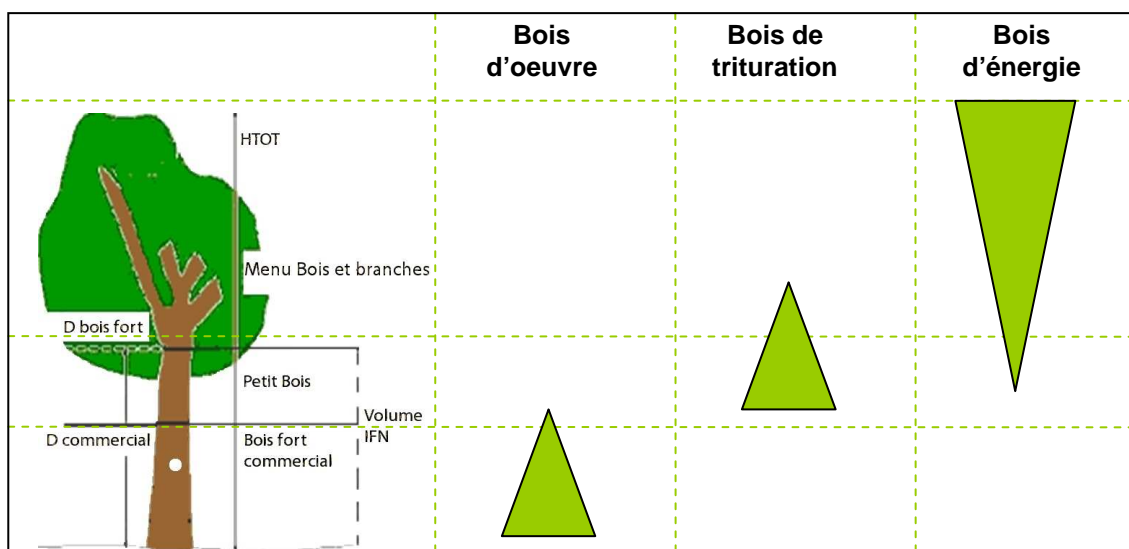


Figure : Usage du bois selon le comportement de l'arbre

⁽⁴⁾ Cemagref : Institut de l'agriculture et de l'environnement
⁽⁵⁾ IFN : Inventaire Forestier National

Au total, les résidus agricoles et de la forêt apporteraient l'équivalent de 5 Mtep, soit moins de 12 Mt de MS alors que 15 Mt de MS supplémentaires seraient nécessaires pour le secteur de l'énergie ! Or, les objectifs du Grenelle ne sont soutenable que dans le respect des critères de développement durable, environnementaux, sociaux et économiques. Renforcer l'utilisation de la biomasse dans le secteur des énergies renouvelables sans un accompagnement par des mesures pour accroître le gisement disponible en ressource lignocellulosique, favoriserait la compétitivité d'usage avec les secteurs historiquement consommateurs de biomasse, comme celui de la trituration qui connaît déjà certaines difficultés.

Dans ce contexte, plusieurs idées sont à creuser :

- favoriser l'accès à la ressource forestière en aidant, par exemple à la mécanisation de la récolte par l'investissement dans des équipements dédiés ou en développant les infrastructures,
- affiner la connaissance des cultures énergétiques dédiées dont le potentiel semble extrêmement attractif, compte tenu des rendements attendus, pouvant s'élever jusqu'à 15 tonnes de MS par hectare.

Deux grandes catégories à l'étude peuvent être distinguées :

- les cultures énergétiques agricoles de type miscanthus, switchgrass, sorgho, triticales ou fétuque,
- les cultures énergétiques forestières du type Taillis à Courte Rotation (TCR), récoltées au bout de 8-10 ans, ou Très courte Rotation (TTCR), récoltées au bout de 2-3 ans, de peuplier, saule ou eucalyptus.

Néanmoins, avant de pouvoir prétendre à un développement "industriel" de ces ressources (aujourd'hui seuls quelques centaines d'hectares sont plantés en France) de nombreux aspects sont à valider. Ainsi, par exemple, il est essentiel d'évaluer les risques environnementaux associés à un développement de ce nouveau type de cultures : perte de diversité biologique, forts besoins en eau, appauvrissement des sols laissés habituellement au repos.

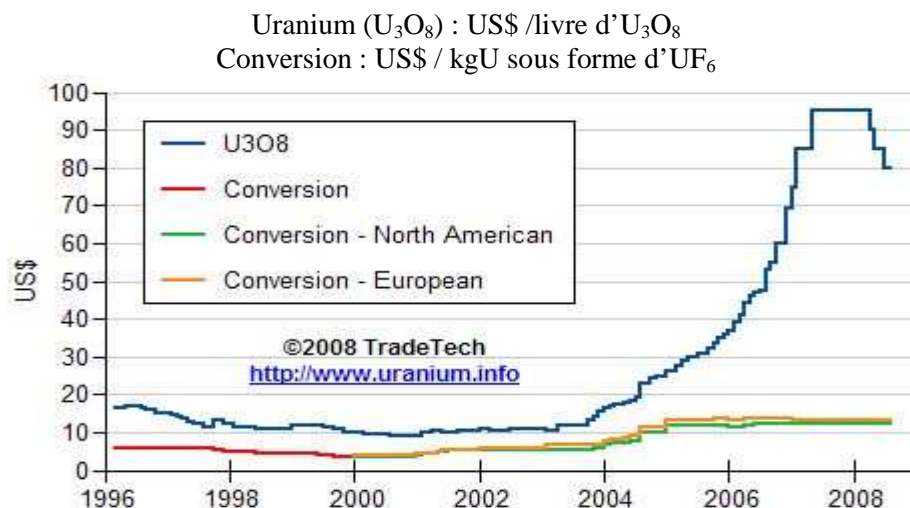
Par ailleurs, cette mise en perspective entre le gisement et les usages souligne l'importance d'avoir des rendements élevés de transformation de la ressource lignocellulosique. Concernant le procédé de conversion thermo-chimique, cela renforce l'attractivité que représente la voie allothermique avec apport d'hydrogène extérieur provenant d'énergie "bas carbone", qui permettrait d'envisager jusqu'à un doublement du rendement de transformation de la biomasse!

Juliette Imbach

EVOLUTION DES MARCHES

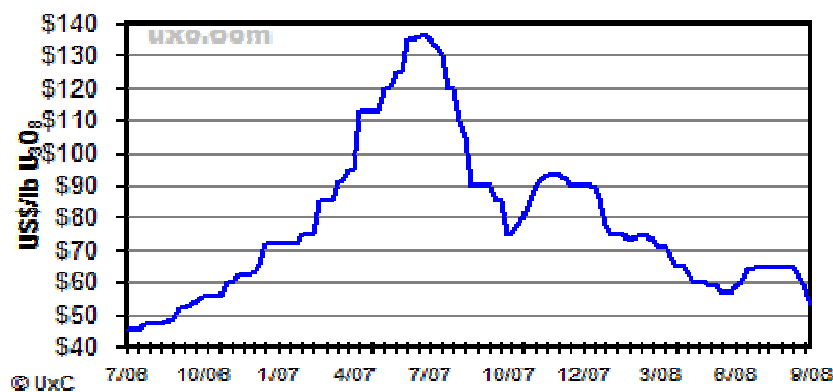
COMMENTAIRES SUR LES EVOLUTIONS DES PRIX U ET UTS

Prix de l'uranium pour les contrats à long terme



Prix spot de l'uranium

(Les négociations d'uranium au comptant ne représentent que 10-15% du marché, le reste relevant de contrats de long terme.)



Profitant de la hausse du pétrole et des difficultés des mines, le prix spot de l'uranium en 2007 a connu une hausse vertigineuse atteignant plus de 130 \$ la livre en juillet 2007.

Aujourd'hui, le prix de l'uranium des contrats à long terme, de même que le prix spot continuent de baisser (respectivement 80 et 46 \$/lb au 13/10/08). Le prix spot a atteint son plus bas niveau depuis Juin 2006.

Cependant, la demande d'uranium va continuer de croître⁽¹⁾ (consommation actuelle de l'ordre de 65 000 t), alors que les mines ne produisent pas assez (60% de la demande, le reste provenant de stocks stratégiques issus entre autres du désarmement), que l'exploration minière est coûteuse et que les gisements découverts sont de plus en plus difficiles d'accès. Le cours de l'uranium devrait donc remonter à terme.

⁽¹⁾ La capacité de production d'électricité d'origine nucléaire devrait augmenter de 364 GWe en 2004 à 416 GWe en 2030 selon le « World Energy Outlook 2006 » de l'AIE

Prix de l'enrichissement pour les contrats à long terme :
SWU : US\$ per SWU (Separative Work Unit = UTS Unité de Travail de Séparation)



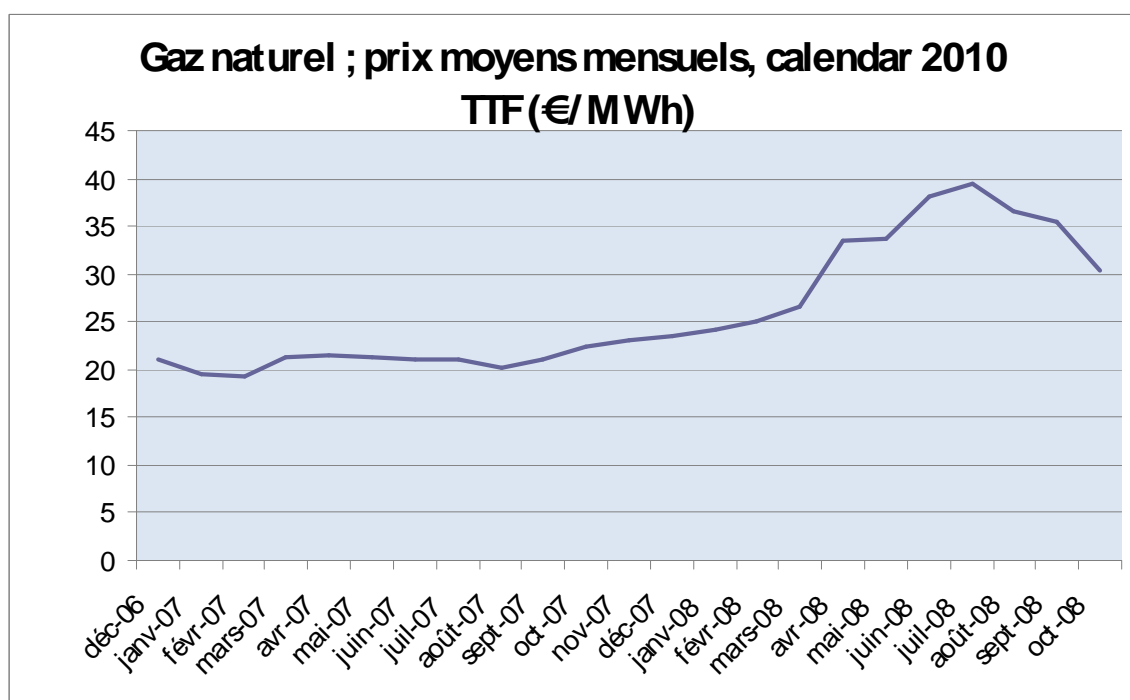
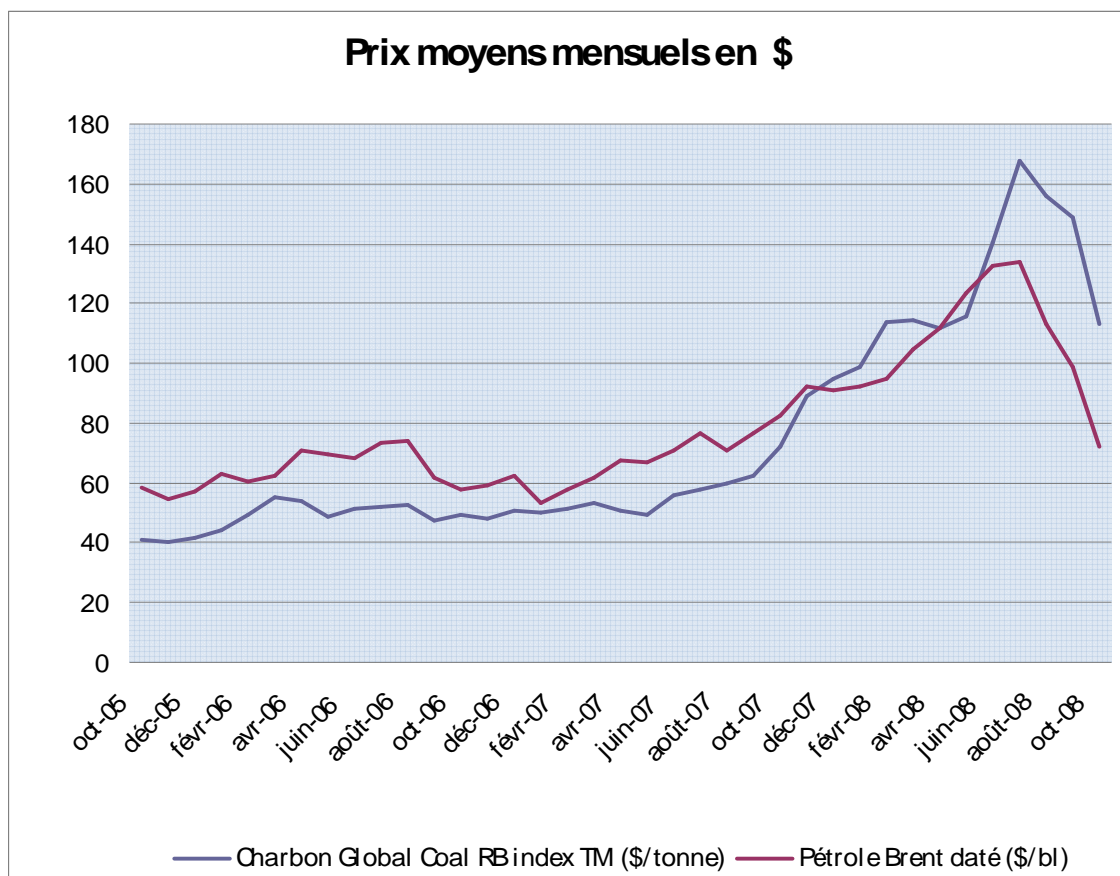
Les besoins mondiaux annuels sont de 32 millions d'UTS. La capacité de production est de 45 MUTS/an, mais la production est seulement de 30 MUTS/an, et la dilution des 500 tonnes d'uranium hautement enrichi achetés aux Russes par les USA équivaut à 5 MUTS/an pendant vingt ans.

Cependant, Atomenergoprom qui a une capacité d'enrichissement de 22 MUTS (31,5% de part de marché en 2007) consacre une partie de cette capacité (8 MUTS) au ré-enrichissement de résidus d'opérations antérieures, et n'est donc pas disponible sur le marché.

Par ailleurs, les usines de diffusion ne fonctionnent pas à pleine capacité, leur coût marginal de fonctionnement, fortement lié aux coûts de l'électricité et donc en hausse, étant beaucoup plus élevé que ceux d'ultracentrifugation.

Sophie Gabriel

COURBES DES PRIX DES ENERGIES FOSSILES



Sources I-Tésé d'après les bulletins quotidiens des prix édités par Europ'nergies

Forte hausse sur les marchés des énergies fossiles pendant l'été 2008 avec un pic sans précédent pour le charbon

Les prix du charbon sur les marchés, qui fluctuaient « sagement » entre 40 et 60 \$ la tonne en 2005 et 2006, ont entamé une ascension fin 2007 pour atteindre des sommets en été 2008 avec un prix record de 184 \$ début juillet. Entre novembre 2005 et juillet 2008, le prix moyen mensuel du charbon a quadruplé !

La courbe des prix du charbon (\$/tonne) a même dépassé celle du pétrole (\$/baril) alors que l'or noir, comme chacun sait, a flambé cet été avec un niveau record au dessus de 145 \$ le baril début juillet.

Le prix du gaz, indexé sur celui du pétrole, a connu lui aussi un pic en juillet qui s'est répercuté sur le prix des contrats de gaz à livrer en 2010 : près de 43 € par MWh début juillet 2008, soit un prix doublé par rapport à 2007.

Pourquoi de tels bouleversements ?

Sur les marchés des énergies fossiles, les spéculations des investisseurs ont sans doute joué un rôle dans la forte hausse des prix estivaux. Mais il n'en reste pas moins qu'il s'agit de marchés extrêmement tendus en raison de la pression soutenue de la demande face à une offre qui souffre de sous investissement.

Pour le charbon par exemple, les prix bas pendant une longue période n'ont pas incité l'industrie charbonnière à investir. Les sous-investissements, dans les moyens de production, mais aussi dans les infrastructures portuaires et les réseaux de transport, sont chroniques et la demande ne faiblit pas ; par conséquent, les prix montent. Et ces mouvements haussiers sont amplifiés par la financiarisation des marchés charbonniers qui connaissent une explosion des marchés papier. A noter aussi que l'année 2008 a été marquée par des événements conjoncturels malheureux, de nature climatique notamment, ayant pesé sur la production et les exportations des combustibles solides.¹

Un retour à des prix stables en 2009-2010 ?

Après cette flambée des prix sur les marchés des énergies fossiles, la réaction des acteurs - mise en place de nouvelles capacités de production et de transport, fléchissement de la demande (très peu probable toutefois pour le charbon) - devraient conduire à une baisse : les courbes montrent qu'elle est amorcée cet automne. Les prix vont-ils se stabiliser ? A quel niveau ? Même les grands spécialistes des marchés des énergies fossiles ont du mal à se prononcer tant le contexte international est incertain.

Nathalie Popiolek

¹ Cf. Sylvie Cornot-Gandolphe et Jean-Marie Martin-Amouroux « Tempêtes sur les marchés charbonniers : quelles séquelles ? » Revue de l'énergie, n° 583, mai-juin 2008.