



**Colloque du Havre : « Charbon propre : mythe ou réalité –
Au coeur de l'équation énergie-climat,
le captage et le stockage du CO2 »
8-9 mars 2007**

Ont participé à ce colloque les compagnies/organismes suivants :

l'ADEME, l'Agence Internationale de l'Energie, ALSTOM, ATIC SERVICES, ATH, Auxilia, le BRGM, CGGVeritas, le Conseil général des Mines, le Conseil général de la Nièvre, le Conseil mondial de l'Energie, la Direction de la prévention des pollutions et des risques, EdF, ENDESA FRANCE, EURACOAL, GE ENERGY, IFP, INERIS, l'Institut de Physique du Globe, SIEMENS, TOTAL, Mines Paris, le Port autonome du Havre, POWEO, Schlumberger, SEREN, SUEZ, VALORCA, VEOLIA

La ville du Havre possède un important terminal charbonnier qui alimente les centrales charbonnières d'EDF du Havre et de Vitry/Seine et la construction de deux nouvelles centrales thermiques charbon propre (POWEO et Endesa) y est actuellement proposée.

Stéphane Lemoine faisait une présentation lors de la première session du colloque sur les marchés charbonniers et ATIC Services avait un stand dans l'exposition organisée pendant le colloque.

1. Objectif du colloque

La question des stratégies à mettre en place afin de concilier le renouveau de la production d'électricité à partir de charbon en France et dans le monde avec l'indispensable protection de l'environnement et notamment la lutte contre le changement climatique était le sujet majeur du colloque.

Les trois principaux thèmes de la conférence : marchés du charbon, captage et stockage du CO2, et insertion dans les territoires et acceptabilité, sont résumés ci-dessous.

2. Marchés du charbon

Les principales caractéristiques des marchés charbonniers ont été rappelées : abondance des réserves (909 Gt, soit 164 ans au rythme de production actuel), compétitivité du prix par rapport aux énergies concurrentes, nouveaux acteurs et développement des marchés papier, changement de paradigme du système énergétique : prix élevé des hydrocarbures (alors que le prix du pétrole a été multiplié par 4 entre 1998 et 2005 et celui du gaz naturel par 3, celui du charbon n'a été multiplié que par 2) et souci d'approvisionnement énergétique. A l'allure où les hydrocarbures conventionnels sont consommés aujourd'hui, il ne resterait plus que le charbon comme énergie de bouclage d'ici 2050. Face aux contraintes pesant sur les hydrocarbures, la consommation de charbon dans le monde s'accroît rapidement et plus vite que celle des autres énergies fossiles. Le commerce international se développe également rapidement : + 7.6%/an entre 1996 et 2006. En Europe, la baisse de la production européenne est compensée par un recours accru aux importations.

D'ici 2050, dans un scénario business as usual, il est prévu que la consommation mondiale de charbon augmentera de 110%. Sa part dans le mix énergétique passerait ainsi de 25% à 34%. Corollaire de l'augmentation des consommations d'énergies fossiles, les émissions de CO2 augmenteraient de 137% d'ici 2050. Ce constat n'est pas acceptable et requiert de changer les

trajectoires de consommation et de technologies. Il est en particulier primordial de développer les technologies de captage et de stockage du CO₂ (désignée dans la suite de la note par l'acronyme anglais CCS), et de résoudre l'équation charbon/environnement. Il s'agit de transformer la contrainte climatique en stratégie de développement industriel. L'AIE dans sa publication Energy Technology Perspectives propose un scénario de technologie (TECH Plus) permettant de réduire les émissions de CO₂ de 16% d'ici 2050, grâce à l'apport du CCS, mais plus particulièrement à des efforts accrus d'efficacité énergétique et au développement des renouvelables. L'AIE rappelle que pour cela un effort de R&D est nécessaire et urgent, et ceci de façon concertée entre pays de l'OCDE et non-OCDE.

Les techniques de CCS sont particulièrement importantes pour l'Europe où l'Energy package de la Commission Européenne publié le 10 janvier 2007 prévoit que toute nouvelle centrale charbon construite en Europe devra être pré-équipée pour le CCS. Bien que ce terme demeure vague, Alstom le définit comme étant une centrale dont la conception amont permet l'intégration ultérieure des systèmes de captage du CO₂ avec un impact minimal sur les performances et les coûts.

La CE envisage 12 projets de démonstration des technologies de CCS dans les prochaines années et prépare une directive sur le sujet. Toutefois, comme ces technologies diminuent le rendement énergétique des centrales de 6 à 14 points selon les procédés, EURACOAL recommande une approche du CCS en trois étapes : tout d'abord, l'accroissement du rendement des centrales à 45-46% et le retrofit des anciennes centrales, un effort de recherche pour accroître le rendement au-delà de 50%, ce qui requiert l'utilisation de matériaux résistant aux fortes températures, et enfin le passage aux centrales zéro émission équipées de CCS.

En France, deux projets concurrents d'exploitation minière du gisement de Lucenay les Aix (Nièvre), découvert en 1981, ont été présentés. Le premier projet développé par SEREN prévoit l'exploitation à ciel ouvert de la mine, dont les réserves sont estimées à 70 Mt, couplée à une centrale thermique de 1000 MW utilisée en semi-base. L'investissement nécessaire est estimé à 1,4 milliards € et le projet générerait 400 emplois sur le site. Le projet se veut exemplaire sur le plan de l'environnement et de la santé et serait un site pilote en matière de réduction des émissions de CO₂. VALORCA dans son projet concurrent prévoit l'exploitation souterraine de la mine et l'utilisation en deux phases de la ressource : tout d'abord, remplacement du charbon importé en France (20 Mt/an) par le charbon de la Nièvre, puis lancement de projets industriels.

En Russie, le charbon ne couvre que 16.7% du mix électrique, contre 46% pour le gaz. Ce déséquilibre s'explique par le bas niveau du prix du gaz vendu sur le marché local : alors que le gaz exporté par Gazprom vers l'Europe est vendu à 300\$/1000 m³, celui vendu aux centrales russes l'est à 40-45\$/1000 m³. Toutefois une pénurie de gaz russe pourrait apparaître sur le marché local (estimée de 9 à 37 Gm³ en 2015). Afin de rééquilibrer le mix électrique, SUEK, premier producteur et exportateur de charbon russe, propose en joint venture avec Gazprom, de remplacer les centrales gaz par des centrales charbon.

Au Niger, des industriels chinois étudient l'exploitation des mines du pays. Des compagnies européennes pourraient également s'y intéresser.

Enfin, Dalkia a présenté son expérience de centrales charbon associées à des réseaux de chaleur en Europe centrale, offrant l'avantage d'un haut rendement énergétique.

3. Captage et stockage du CO₂

Captage du CO₂

Trois approches sont actuellement examinées dans le monde pour capter le CO₂ :

- Le captage précombustion, dont l'objectif est de capturer le carbone avant la combustion, en gazéifiant le charbon et en utilisant l'hydrogène pour produire de l'électricité.
- Le captage par oxycombustion où la combustion est effectuée hors azote dans une chaudière traditionnelle à charbon pulvérisé.
- Le captage postcombustion pour lequel on extrait le CO₂ dilué dans les fumées de combustion. Pour ce faire, plusieurs technologies sont en compétition, à des degrés de maturité divers.

Ces trois voies font l'objet de recherche actuellement et aucune ne s'impose par rapport aux autres. Les trois filières sont en effet complémentaires : les procédés de captage postcombustion permettent d'équiper les centrales existantes en retrofit comme cela a été fait pour les installations de désulfurisation, ce que ne permettent pas les autres procédés. Les technologies de gazéification du charbon (IGCC - cycle combiné à gazéification intégrée) sont validées. La 1ère unité a été construite aux USA en 1984 et deux centrales charbon IGCC ont été construites aux USA et deux en Europe. Les coûts d'investissement et d'opération demeurent toutefois élevés et le captage précombustion n'est pas encore suffisamment prouvé. Cette voie est toutefois incontournable pour faire de la poly-génération (coproduction d'électricité, d'hydrogène ou de carburants de synthèse).

De nombreuses unités sont en construction actuellement pour tester ces différentes techniques. Parmi les principaux projets, citons :

- le projet européen Castor, qui comprend une installation pilote au Danemark permettant de capter 2% du CO₂ des fumées en postcombustion. L'objectif est de valider les concepts et de réduire par 2 le coût du captage.
- les projets de RWE: l'un en postcombustion pour le retrofit d'une centrale charbon, l'autre en précombustion pour une nouvelle centrale de 450 MW qui devrait rentrer en production en 2015.
- Endesa France et POWEO ont tous deux des projets de centrales charbon supercritique équipées de captage du CO₂ au Havre.
- Eon UK a également un projet de centrale supercritique équipée de CCS au Royaume-Uni.
- General Electric a un projet en Pologne.
- Vattenfall est en train de développer un projet pilote de captage en oxycombustion de 30 MW en Allemagne
- Total est en train de développer un projet pilote de captage par oxycombustion (centrale de 30 MW) et stockage sur le site de Lacq dans un gisement déplété. 150 000 t de CO₂ seront réinjectées à partir de la fin 2008. Le projet, d'un coût de 60 millions €, est financé par Total.
- L'Air Liquide prévoit un projet en oxycombustion/gazéification de 300 MW au Canada dont la décision est attendue à la mi-2007 pour un démarrage en 2011.

Bien que la recherche soit avancée, il faut noter qu'il faudra encore quelques années avant que ces technologies puissent être commercialisées à grande échelle : aux environs de 2012/15. L'extrapolation à la taille industrielle est ardue, et l'aspect coût reste un obstacle à surmonter.

Stockage du CO₂

La technique est bien maîtrisée puisqu'elle est en application depuis 1996 sur le site de Sleipner en mer du Nord où 1 Mt de CO₂ par an sont stockés depuis 1996. Toutefois, elle n'a été mise en place actuellement qu'à des fins de récupération assistée du pétrole dans des gisements déplétés, permettant ainsi la valorisation du CO₂ avant son stockage (ex : Sleipner en mer du Nord, Weyburn aux USA, projet Miller DF1 en mer du Nord, In Salah en Algérie) ou dans des veines de charbon (projet Recopol en Pologne, qui lui aussi permet une récupération du grisou).

Le stockage du CO₂ peut se faire dans trois horizons géologiques :

- Les gisements déplétés d'hydrocarbures (675- 920 Gt CO₂ de capacité de stockage au niveau mondial)
- Les aquifères salins profonds (400-10000 Gt)
- Les veines de charbon (40-200 Gt)

Ces capacités sont très importantes, en regard des émissions annuelles de CO₂ dans le monde (26 Gt en 2006).

L'avantage des aquifères salins est leur meilleure répartition géographique par rapport aux gisements déplétés. Mais il faut s'assurer des capacités de couverture et des possibilités de stocker le CO₂ à long terme (1000 ans).

Un projet de stockage du CO₂ comprend trois phases : une phase pré-opérationnelle de 1 à 2 ans (sélection du site, caractérisation), une phase opérationnelle d'injection et de monitoring du CO₂ (durée 1 à 50 ans), et enfin une phase de post-injection (de 100 à 1000 ans). Les risques techniques au niveau du stockage concernent principalement la contamination des aquifères de surface et les fuites graduelles du réservoir vers la surface. Des méthodes de minimisation des risques sont mises en place, en particulier : mesure, monitoring et vérification.

Les principales questions relatives au stockage du CO2 sont à court terme, l'injectivité des sites, à long terme l'intégrité du stockage. Au delà de ces questions techniques, l'acceptabilité publique et le transfert de la gestion des sites des opérateurs vers l'Etat sont également des questions ouvertes.

Il faut souligner qu'il n'existe pas actuellement de réglementation en la matière. Des adaptations du cadre juridique doivent être réalisées afin de rendre possibles ces activités. Par ailleurs, l'acceptation par l'opinion publique constitue un enjeu majeur.

Le coût des techniques de captage et stockage reste élevé et ne permet pas actuellement un développement à grande échelle : il est estimé à 50-80 \$/t CO2 évité, se répartissant en 50-60 \$/t pour le captage, 1-3.5\$/100 km pour le transport du CO2 et 20\$/t pour 1 Mt/an pour le stockage. Les projets actuels visent à diviser le coût total par 2.

En France, il faudrait disposer d'une capacité de 10 Gt CO2 pour stocker les 100 à 300 Mt CO2/an émis par les grands sites industriels.

Le BRGM a établi une carte des capacités de stockage en France, qui sont nombreuses, en particulier dans le Bassin Parisien (en aquifères : 26 Gt, en gisements déplétés : 100 Mt), dans le bassin de l'Aquitaine (560 Mt en déplétés), dans les bassins houillers (300-500 Mt). Tout le potentiel des bassins sédimentaires dont l'épaisseur est supérieur à 1000m n'a pas encore été complètement évalué.

Le projet Picoref, financé par l'ANR, vise à sélectionner des sites de stockage de CO2 en France.

Enfin, bien que le stockage du CO2 soit encore une expérience récente, il y a une analogie entre le stockage du gaz naturel et celui du CO2. Or, le stockage de gaz naturel est développé depuis 1916.

4 Insertion territoriale et acceptabilité

La dernière session traitait de la perception du citoyen vis-à-vis du retour du charbon et des questions de stockage du CO2. Les principaux problèmes sont liés aux aspects légaux et à l'acceptabilité des projets. Il n'y a pas de consensus entre d'une part les promoteurs des nouveaux projets et les associations d'environnement qui mettent en avant le fait que les techniques de CCS ne sont pas encore prêtes et restent coûteuses.

L'acceptabilité passe par une meilleure information du public et un processus de concertation avec les populations concernées. Le conseil général de la Nièvre a en particulier créé un observatoire économique et environnemental et ouvert un site dédié aux projets charbonniers de la Nièvre.

En ce qui concerne le stockage, une réglementation internationale est nécessaire et les pouvoirs publics ont un rôle important à jouer.

Du point de vue territorial, il est intéressant de noter que les synergies potentielles entre sites industriels émetteurs de CO2 peuvent être facilitées par les décideurs locaux. La région de la Basse Seine est une région fortement émettrice de CO2. L'opportunité de gérer globalement (raffineries, cimentiers, centrales) les émissions de CO2 pourrait être développée et le stockage du CO2 pourrait être réalisé dans la bassin parisien ou en mer du Nord. Un tel développement passe par la fédération des efforts des acteurs industriels et la coordination des actions avec les pouvoirs publics.