

Sommaire

ACTUALITÉ

ÉLECTRICITÉ

Europe : Plongeon de Powernext et de l'EEX 2
 Qatar : Un nouveau projet de centrale 2
 Suisse : Alstom fournit des turbines à l'usine de Nant de Drance 2
 Alstom confirme ses résultats et ses ambitions..... 2
 ... notamment pour Areva T&D 2

NUCLÉAIRE

Total entrera bien dans Penly 3
 Suisse : Le Comité des déchets est constitué 3
 USA : Une Commission sur les déchets ... 3
 Chine : Moscou livre des centrifugeuses .. 3
 Russie : Baisse de la production 3
 Niger : Inauguration de la mine d'Areva.... 4
 Slovénie : Krsko reprend du service..... 4
 Argentine : Un quatrième réacteur 4
 Canada : En route vers Gen. IV 4

ÉNERGIE

Mestrallet taclé sur ses stock options 4
 Les syndicats préparent des mobilisations 4
 Espagne : Endesa obtient un crédit..... 5
 UK : Dalkia vendrait des activités 5

GAZ

Gas Natural livre EDF 5

PÉTROLE

Suisse : L'Alberta fait sa crise 5

ÉNERGIES RENOUVELABLES

USA : GE et Vestas confiants..... 5

TRIBUNE LIBRE

Alimenter, sans carbone, 9 milliards de terriens : est-ce possible ? 6 et 7

DOCUMENT

Sécurité d'approvisionnement et facture énergétique I à VIII

Les compteurs «intelligents» progressent lentement en Europe

Dans un rapport, rendu public hier mardi, les consultants de Capgemini font le point sur l'état d'avancement de l'introduction des compteurs «intelligents» en Europe (35 pays concernés). Pas franchement de «révélation» dans ce rapport, mais des précisions sur la lente montée en puissance de ce segment du comptage interactif, avec des situations très différentes suivant les pays, en fonction de leurs habitudes de consommation, du climat, mais aussi de l'évolution de la déréglementation. Au global, pour l'heure, seuls 6% des foyers européens sont dotés de ces «*smart meters*». Mais, législation européenne et annonces nationales aidant, Capgemini mise sur un développement à hauteur de 25% à 40% d'ici à 2012.

Dans la série des pays les plus avancés, figurent évidemment l'Italie et la Suède. L'Enel italienne a en effet déjà déployé plus de 27 millions de dispositifs de comptage par courant porteur. Et, d'ici à 2011, les 36 millions de foyers transalpins auront ces boîtiers électroniques. Les consultants notent en outre que ce déploiement s'est fait sans contrainte réglementaire, l'Enel bénéficiant en revanche, d'ores et déjà d'un retour sur investissement important, via une réduction de 6 millions du nombre annuel de visites sur site. En Suède, les relevés mensuels deviendront obligatoire et le pays nordique sera le premier à disposer d'un taux de pénétration de 100% de «l'intelligence» du comptage. Dans le peloton de tête -- pays dotés d'une réglementation facilitant ou incitant à la bascule et avec des programmes adoptés --, figurent également les Pays-Bas, la France (les pilotes d'ErDF sont en cours), le Danemark, la Finlande et la Norvège. Ces trois derniers pays bénéficient de l'expérience suédoise proche. L'Espagne n'est pas loin, avec les projets d'Iberdrola et d'Endesa de grande ampleur. De même l'Irlande et le Royaume-Uni ont fait des annonces en ce sens. A l'opposé, la Bulgarie, la Lettonie et Chypre, sont loin derrière, de même que la Russie, la Pologne, la Tchèque et même la Belgique.

Une note et une omission cependant. D'abord, si le consultant milite activement pour l'introduction de ces technologies, c'est aussi parce qu'il est également vendeur d'offres de systèmes informatiques pour ces machines. Ensuite, le rapport n'indique pas le degré «d'intelligence» des compteurs, ce qui aurait facilité la comparaison.

L'indice du CO2 Enerpresse	
C202	↗ €/tonne
L'indice de l'électricité Enerpresse	
I3E	↗↗ 35,53 €/MWh

POLITIQUES ET STRATÉGIES

ÉLECTRICITÉ

Le plongeon des bourses de l'électricité allemande et française

Entre avril 2008 et avril 2009, le prix de l'électricité en spot (le jour pour le lendemain) a chuté de plus de moitié. L'an dernier, au quatrième mois de l'année, sur l'EEX allemand, le spot était coté à 67,46 euros/MWh, alors que le mois dernier, le prix affichait 33,05 €/MWh. Sur la bourse française Powernext, la tendance est la même (70,35 €/MWh, contre 34,57 €/MWh). Une chute qui s'explique d'abord par le recul de l'activité industrielle, mais aussi par le reflux du prix des combustibles. Rappel : les marchés spot de Powernext et d'EEX sont fusionnés, néanmoins, les cotations par pays demeurent.

Qatar : Lancement d'un projet de centrale

Le Qatar a annoncé, lundi, qu'il avait lancé la construction d'une centrale d'un coût estimé à 3,9 milliards de dollars, présentée comme la plus grande du Moyen-Orient. Le Ras Girtas Power and Water Project devra être opérationnel en avril 2011 avec une capacité de production de 2 730 MW, outre le dessalement de 63 millions de gallons d'eau de mer par jour, a indiqué son chef, Saad al-Kaâbi.

L'entreprise responsable du projet est détenue par Qatar Electricity and Water Company (à hauteur de 45%), un consortium entre Suez Energy International et Mitsui (40%) et Qatar Petroleum (15%). Mitsui étant le principal exécutant de ce projet. Le prince héritier du Qatar, cheikh Tamim Ben Hamad Al-Thani, a donné le coup d'envoi pour la construction de la centrale lors d'une cérémonie sur le site, situé dans la zone industrielle de Ras Laffan. Avec ce projet, le Qatar aura un excédent d'électricité qu'il pourra exporter vers les pays voisins, a indiqué le ministre de l'Énergie, Abdallah Ben Hamad Al-Attiyah.

Suisse : Alstom fournit les turbines pour Nant de Drance

Alstom a annoncé, en début de semaine, avoir remporté un contrat de 125 millions d'euros pour fournir des turbines et autres équipements pour une centrale hydroélectrique en Suisse. Alstom va équiper la centrale de Nant de Drance, située dans le canton suisse du Valais, «avec sa première centrale à turbine pompe à vitesse variable», précise le groupe dans un communiqué. Le projet est

emmené par le groupe suisse Alpiq, les Forces Motrices Valaisannes (FMV) et les chemins de fer fédéraux suisses CFF. «D'une capacité de production de 628 mégawatts, la nouvelle centrale pourra à terme fournir suffisamment d'énergie pour couvrir la consommation moyenne d'électricité de plus de 600 000 foyers suisses», ajoute Alstom.

Alstom confirme ses résultats et ses ambitions

Alstom a confirmé qu'il attendait une nouvelle amélioration de sa rentabilité pour l'exercice 2009/2010, tout en procédant à un contrôle plus restrictif de ses coûts et investissements pour traverser la crise économique. L'exercice 2008/2009, achevé fin mars, a été jugé «satisfaisant» par le groupe électrotechnique. Le bénéfice net a grimpé de 30% à 1,109 milliard d'euros, les ventes de 11% à 18,739 milliards d'euros. Après un bond de l'action lundi, le titre Alstom retombait, après cette publication, de 2,98% à 48,64 € dans un marché parisien en hausse de 0,13% vers 11h05 (heure de Paris). Malgré la crise qui a marqué le second semestre, les commandes reçues ont augmenté de 5% et le carnet de commandes s'élève au total à 45,67 milliards d'euros, soit presque deux ans et demi d'activité. Par activité, la marge 2009/2010 est toujours attendue entre 10% et 11% pour la branche énergie et entre 7% et 8% pour la branche transport.

... notamment pour Areva T&D

Suite aux informations parues, lundi, dans la presse (cf. *Enerpresse* n°9816), Alstom a confirmé son intérêt pour la filiale T&D d'Areva, si celle-ci était mise en vente et indiqué qu'il avait les moyens de financer un tel achat, a affirmé, mardi, son p-dg Patrick Kron. «Nous ferions une offre en cash» pour racheter Areva T&D (Alstom avait cédé cette filiale à Areva en 2004) et «nous avons la possibilité de financer» une telle opération, a-t-il assuré. En revanche, il a réaffirmé n'être «absolument pas intéressé par une participation minoritaire dans Areva NP», la filiale de réacteurs nucléaires dont l'allemand Siemens a décidé, à la fin janvier, de se désengager.

EN BREF

- La production d'électricité en Chine a baissé de 4% en avril en base annuelle, signifiant que la reprise économique n'a pas commencé, a rapporté *China Daily* dans son édition de mardi.

NUCLÉAIRE**GDF Suez associe Total au projet d'EPR de Penly**

Comme attendu, et même très rapidement, GDF Suez, qui s'est vu accorder, jeudi dernier, par le gouvernement français une part de 33,33% dans l'EPR de Penly, en Seine-Maritime, (cf. *Enerpresse* n°9816) a annoncé, lundi, dans un communiqué commun avec Total, qu'il avait proposé à ce dernier de prendre part à ses côtés à ce projet. Dans ce cadre, les deux partenaires mettent en place un partenariat pour détenir conjointement cette participation, à hauteur de 75% pour GDF Suez et de 25% pour Total.

Suisse : le «Comité consultatif «gestion des déchets» constitué

Prévu dans le plan sectoriel «*Dépôts en couches géologiques profondes*» pour les déchets radioactifs, le comité consultatif «*Gestion des déchets*» a été constitué par Moritz Leuenberger, le ministre fédéral de l'Environnement, des Transports, de l'Énergie et des Communications (Detec). c'est ce qu'indique un communiqué récent du ministère, qui rappelle que cet organe est placé sous la présidence de Peter Bieri, conseiller aux Etats du canton de Zoug. Le Detec ajoute que «*les organisations de protection de l'environnement ont renoncé à collaborer aux travaux du comité*», qui n'est pas associé directement à la procédure de sélection. En sa qualité de président, Peter Bieri a relevé que le comité souhaite chercher les échanges directs avec les régions et qu'il entend transmettre leurs préoccupations au Conseil fédéral. «*Le comité exerce un rôle consultatif auprès du Detec dans le cadre de la procédure de sélection de sites pour des dépôts en couches géologiques profondes. Il suit la procédure de sélection en vue de détecter les conflits et les risques suffisamment tôt et de mettre au point des solutions. Il vise en outre à encourager le dialogue entre les acteurs concernés et soutient les travaux de relations publiques de la Confédération,*» stipule le communiqué du ministère. Ce dernier rappelle que la partie «*Conception générale*» du plan sectoriel a été approuvée le 2 avril dernier par le Conseil fédéral. Cette partie définit les règles et les procédures régissant la recherche de sites. Et de préciser que : «*La recherche de sites s'effectuera en trois étapes et durera près de dix ans. Le Conseil fédéral décidera alors s'il convient d'octroyer l'autorisation générale pour deux sites - l'un pour les déchets faiblement et moyennement radioactifs (DFMR), l'autre pour les déchets hautement radioactifs (DHR) -, ou pour un site unique destiné à accueillir toutes les catégories de déchets.*»

Etats-Unis : Une commission chargée du devenir des combustibles usés

Les sénateurs américains devaient être saisis, mercredi, d'une proposition de loi visant à créer une commission chargée d'étudier les scénarii possibles de gestion des combustibles usés et des déchets militaires à haute activité. Selon le projet de texte, publié par le comité sénatorial de l'énergie et des ressources naturelles, cet aréopage serait composé de onze membres, nommés par le Président des Etats-Unis. Une fois installée, cette commission devra faire le tri entre quatre options : un stockage géologique profond, un entreposage à long terme sur les sites de production des déchets, des sites régionaux d'entreposage à long terme. Sans oublier le retraitement des combustibles usés.

Moscou livre de nouvelles centrifugeuses à Beijing

Atomenergoprom a livré le premier lot de centrifugeuses à gaz destinées à la quatrième tranche de l'usine chinoise d'enrichissement d'uranium, a annoncé lundi à Moscou le service de presse de la société. Cette livraison est prévue par un contrat conclu par la société russe Tekhsnabexport, filiale à 100% d'Atomenergoprom, et l'Autorité chinoise de l'industrie nucléaire en août 2008. D'un montant supérieur au milliards de dollars, ce contrat prévoit l'octroi d'une assistance technique à Beijing dans la construction de la quatrième tranche de l'usine de centrifugeuses à gaz d'une capacité de 500 000 unités de travail de séparation (UTS) par an à Hanzhong. Les trois premières tranches de l'usine utilisent des technologies russes. D'une capacité totale de 500 000 UTS, les deux premières tranches ont démarré en octobre 1996 et en mai 1998. La troisième, d'une capacité équivalente aux deux premières, a été lancée en novembre 2001 à Lanzhou.

Russie : Baisse de 4,8% de la production nucléaire (janvier-avril)

Sur les quatre mois depuis janvier 2009, les centrales nucléaires d'Energoatom Concern OJSC ont livré 53,3 TWh, soit 4,8% de moins que sur la même période de 2008. C'est ce qu'indique l'exploitant, Rosenergoatom, dans un communiqué publié en début de semaine. Les réacteurs VVER (15 au total, dont 9 VVER 1000) ont livré 28 TWh, les RBMK (11 RBMK 1000 et 4 EGP-6) ainsi que le réacteur à neutron rapide (BN-600) ont délivré le solde. Le facteur de charge a atteint sur la période 79,6%. Le nucléaire représente quelque 16% de la production russe de courant. Le recul de la production sur la période correspond essentiellement au ralentissement de l'économie.

Inauguration de la mine d'Imouraren

Le Président de la république du Niger, Mamadou Tanja, a posé, lundi, la première pierre du complexe minier d'Imouraren en présence d'Alain Joyandet, secrétaire d'Etat français chargé de la Coopération et de la Francophonie, et d'Anne Lauvergeon, présidente du directoire d'Areva, indique le groupe français dans un communiqué. Imouraren devrait, à terme, représenter la plus importante mine d'uranium à ciel ouvert d'Afrique et la deuxième au monde. La production, prévue pour durer plus de 35 ans, atteindra à terme 5 000 tonnes par an et permettra au Niger de se placer au deuxième rang mondial des pays producteurs d'uranium en doublant sa production actuelle. L'exploitation du site d'Imouraren requiert un investissement initial de plus de 1,2 milliard d'euros. Elle permet la création de 1 400 emplois directs.

Krsko remise en service après maintenance

La centrale nucléaire slovène de Krsko, à l'origine d'une alerte nucléaire européenne en juin 2008, a été remise en service dans la nuit de dimanche à lundi après plus d'un mois d'arrêt pour maintenance, a indiqué, lundi, la direction du site. L'entretien du réacteur de 730 MW, construit par Westinghouse et relié au réseau en 1983, nécessite une mise à l'arrêt de routine de 30 jours tous les 18 mois. Les équipements sont en bon état et aucun problème particulier n'a été détecté sur le réacteur, selon la direction de la centrale, gérée conjointement par la Slovénie et la Croatie. 56 des 121 éléments de combustible nucléaire ont été remplacés lors de ces opérations de maintenance, qui ont mobilisé 2 000 personnes en plus des salariés du site. La prochaine opération de maintenance est prévue à l'automne 2010.

L'Argentine prévoit de construire un quatrième réacteur

Le ministre de la Planification argentin, Julio de Vido, a annoncé que le gouvernement prévoyait la construction d'un quatrième réacteur nucléaire, rapporte BN Americas. Bien que le site pressenti n'ait pas été révélé, le chantier pourrait commencer d'ici un an. A noter que le troisième réacteur, encore en construction, Atucha 2, d'une capacité de 700 MW devrait entrer en fonctionnement en 2011.

Le Canada investit dans la recherche sur la Génération IV

Le gouvernement du Canada vient d'indiquer vouloir apporter son soutien à 23 projets de recherche universitaire afin de mettre en oeuvre des projets de réacteurs avancés. Ressources Naturelles Canada a précisé vouloir injecter 6 millions de dollars

canadiens (près de 4 millions d'euros) pour financer 23 projets liés à la Génération IV. Ces études sont réalisées en partenariat avec le Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie du Canada et Énergie Atomique du Canada Limitée. Le pays est l'un des membres fondateurs du Forum international G IV.

EN BREF

● *Le Professeur Agnès Buzyn, présidente du conseil d'administration de l'IRSN, a été nommée membre du Comité de l'énergie atomique.*

● **ERRATUM :** *Contrairement à ce que nous avons écrit dans l'édition de mardi, l'Ukraine produit la moitié de son électricité grâce à l'énergie nucléaire et non 15%.*

ÉNERGIE

Gérard Mestrallet taclé sur ses stock options

Le P-DG de GDF Suez n'a pas contenté tous les actionnaires présents, lundi, à l'assemblée générale du groupe. A plusieurs reprises, Gérard Mestrallet a dû s'expliquer sur le montant de ses rémunérations et notamment sur ses stock options. Un actionnaire a jugé «*très mal venue*» la plus-value de plusieurs millions d'euros dont bénéficierait le patron du groupe énergétique. Un autre a chiffré à 5,4 millions d'euros le montant des stock options levées en septembre 2008, voyant dans la pratique des stock options «*une absence d'équité et de justice sociale*». Gérard Mestrallet ne s'est pas laissé démonter, affirmant ne pas connaître le montant exact de la plus-value et renvoyant les plus curieux au rapport annuel où se trouvent tous les détails. Il a aussi fait comprendre qu'il «*croyait*» ne pas avoir démerité, rappelant que Suez, qui était à l'origine une banque, était devenu le 17^e groupe industriel mondial. Par ailleurs, G. Mestrallet a confirmé que les membres du comité exécutif «*ont pris la décision collectivement et en responsabilité de renoncer dès à présent à toute attribution de stock-options au titre de l'exercice 2009*».

Les syndicats préparent de nouvelles mobilisations

Après cinq semaines de conflit sur les salaires dans l'énergie et des coupures intempestives de gaz, ce week-end, à Paris, les syndicats préparent de nouvelles mobilisations. Environ un millier de clients attendaient encore, lundi, d'être réalimentés en gaz dans les 9^eme et 18^eme arrondissements de Paris, près de 7 500 d'entre eux ayant été victimes d'une coupure, samedi, due à un «*acte de malveillance*», selon GrDF. «*Ces actes ont peut-être*

été commis par des agents isolés, au bout du rouleau, après plus d'un mois de grève, mais il n'est pas question de justifier les coupures», a commenté Philippe Taurines, secrétaire général de la fédération FO de l'énergie.

Espagne : Endesa obtient 2 crédits d'un total de 3,28 Mds d'euros

Endesa a annoncé, lundi, avoir signé deux accords de crédits pour un montant total de 3,280 Md€ avec une vingtaine de banques nationales et internationales. L'opération se décompose en deux parties. Un premier prêt d'une valeur de 2 Md€, contracté auprès de 21 banques et institutions financières dont deux françaises : Société Générale et BNP Paribas. La transaction a été coordonnée par Banque Santander et arrivera à terme dans 2 ans. Endesa précise *«anticiper le remboursement des sommes dues au titre du déficit tarifaire, inscrit sur [ses] comptes pour un montant de 5,138 Md€»* La deuxième opération, de 1,280 Md€, correspond à une extension d'un prêt déjà contracté qui devait arriver à échéance en juin 2010. Cette fois, c'est la Banque Bilbao qui a coordonné la participation des neuf entités financières participantes. Endesa s'est félicitée de la transaction qui reflète *«la confiance de la communauté financière»* envers la compagnie.

Dalkia céderait des actifs britanniques

Dalkia, filiale commune à Veolia Environnement et EDF dans les services énergétiques aux collectivités et aux entreprises, envisage de vendre une partie de ses activités britanniques. C'est ce qu'indique *The Sunday Telegraph*, qui explique que PricewaterhouseCoopers a été mandaté pour étudier ces activités, ce qui pourrait aboutir à une vente ou à une augmentation de capital. L'hebdomadaire ajoute cependant que Dalkia devrait conserver son activité infrastructures : conception, construction et mise en service des installations de production d'électricité et de chauffage.

EN BREF

● *Le Premier ministre slovaque Robert Fico a annoncé, mardi, le prochain limogeage du ministre de l'Environnement accusé d'avoir signé un contrat douteux pour la vente de crédits carbone. Au coeur des soupçons, se trouve un contrat portant sur 10-15 millions de tonnes à Interblue Group. Aux termes du contrat, la Slovaquie a vendu son quota à 6 euros la tonne à cette compagnie basée aux Etats-Unis, soit les deux tiers des prix habituels. Jan Chrabet est le huitième ministre à quitter le gouvernement slovaque depuis trois ans. Quatre des huit départs ont été motivés par des soupçons de corruption.*

GAZ

Gas Natural fournit un premier chargement de GNL à EDF

Gas Natural a annoncé par voie de communiqué que Electricité de France avait réceptionné une première cargaison de gaz naturel liquéfié (GNL) au terminal méthanier de Montoir en Bretagne. Cette livraison de 130 000 m³ de GNL s'inscrit dans un contrat plus large liant les deux énergéticiens pour l'approvisionnement de 4 Mds m³ sur 4 ans. Le transport a été assuré par le méthanier Sestao Knutsen affrété par la compagnie Repsol-Gas Natural LNG Stream.

PÉTROLE

L'Alberta fait sa crise à Genève

Malgré la crise, les sables bitumineux gardent la cote. Surtout en Alberta, dont les responsables cherchent à attirer de nouveaux investisseurs. Réuni lundi à Genève, l'Alberta Economic Forum a été l'occasion de rappeler certains ordres de grandeur. La région canadienne dispose d'environ 178 milliards de barils extractibles et produit 1,9 million de barils par jour. Et *«130 milliards de dollars de projets sont toujours en route ou planifiés»*, rappelle Ed Stelmach, premier ministre régional. Alors que la rentabilité des compagnies implantées localement repart à la hausse avec la remontée des cours du brut, ces dernières cherchent toujours à embaucher *«100 000 travailleurs qualifiés»*, a rappelé le politicien. A bon entendre ...

ÉNERGIES RENOUVELABLES

GE et Vestas restent confiants

Les deux principaux compétiteurs sur le marché nord-américain de l'éolien sont optimistes. Avec l'objectif fixé par le président Obama de produire, dès 2020, 20% de l'électricité à partir des énergies renouvelables. *«Cela signifie qu'il faudra installer 10 000 MW de capacités nouvelles chaque année et 90% d'entre elles seront éoliennes»*, comptabilise Victor Abate, le directeur des énergies renouvelables de General Electric (GE). Pour faire face à cette demande annoncée, le conglomérat devrait embaucher 2 500 à 3 000 personnes au cours de deux prochaines années. Chez Vestas, on partage cet optimisme. Malgré le ralentissement de son activité européenne (*cf. Enerpresse n°9815*), le géant danois va investir un milliard de dollars pour accroître les capacités de production de son usine située dans le Colorado, qui pourra assembler, dès 2010, 3 000 MW de capacités.

TRIBUNE LIBRE



ALIMENTER, SANS CARBONE, 9 MILLIARDS DE TERRIENS : EST-CE POSSIBLE ?

Peut-on durablement fournir une énergie sans carbone aux neuf milliards de terriens qui vivront sur notre planète en 2050 ?

N'est-ce pas là, la question centrale dont la réponse pertinente permettrait tout à la fois de solutionner les problèmes posés par les changements climatiques et par la pauvreté énergétique ?

Une interrogation essentielle à laquelle tentent de répondre Craig Windram, directeur à E3 International, et François Dauphin, expert énergie/climat.

« *Yes we can* », comme dirait le nouveau président américain ... Cependant, l'énergie ne proviendra pas nécessairement des sources que l'on imagine de prime abord. D'ici à 2050, 9 milliards d'individus peupleront notre planète. Si nous souhaitons leur fournir sur un horizon d'un siècle un accès à l'énergie équivalent à celui d'un européen moyen (soit 150 KWh par jour et par personne) et si nous visons à préserver l'équilibre de notre climat, alors la production d'énergie devra provenir par ordre de priorité du soleil, des atomes, du vent et enfin de la capture du carbone.

Une base solaire

C'est l'énergie solaire qui sera la base de notre approvisionnement énergétique d'ici à la fin de ce siècle. Que ce soit sous la forme photovoltaïque ou de solaire à concentration, le déploiement des technologies solaires sur 2% de la surface de la terre offre un potentiel de production de respectivement 89 et 79 KWh/j/p. Combinées, ces technologies dépassent donc de 18 KWh/j/p l'objectif final recherché. Et encore, en ne tenant compte que de l'ensoleillement moyen européen et des rendements technologiques actuels. Si nous installons ces technologies dans des domaines à plus forte insolation solaire, comme l'Australie, l'Inde ou la Californie, leur contribution peut être encore plus importante.

Des surgénérateurs ou rien

L'énergie nucléaire, à base de surgénérateurs, jouera aussi un rôle important sous réserve que le développement de cette technologie mène à sa commercialisation et soit acceptée par la population. Les surgénérateurs permettraient de produire 55 KWh/j/p. A l'opposé, l'utilisation des

techniques actuelles, y compris l'EPR, ne peut représenter sur la période d'un siècle qu'un volume de 1 KWh/j/p, soit 60 fois moins que les surgénérateurs et 150 fois moins que l'objectif recherché.

1% des terres au vent

Quant au vent, qui est actuellement l'énergie verte dont la croissance est la plus forte, il dispose d'un potentiel de 9KWh/j/p pour l'*on-shore*, à condition d'y allouer 1% des terres émergées. Un potentiel de 21 KWh/j/p peut être envisagé si une surface similaire est allouée pour l'*off-shore*. Globalement, l'énergie éolienne contribuera donc au maximum à 20% de l'objectif recherché.

Pas d'avenir pour le «clean coal»

De façon fort surprenante, la production d'énergie à partir du charbon et de la capture du carbone (CCS) n'a pratiquement aucun avenir. En partant du principe que cette technologie finisse par être maîtrisée et que, comme pour l'uranium, nous modérerions notre accès au minerai, la capture du carbone ne présente qu'un potentiel de 6KWh/j/p, soit moins de 4% de l'objectif. Le double si l'on considère le gaz en sus du charbon.

Inefficace biomasse

Les autres technologies telles que l'hydraulique, les usines marémotrices, l'énergie des vagues ou la géothermie présentent un potentiel globalement faible mais elles pourraient se révéler néanmoins utiles pour certaines applications ou localisations. Mentionnons enfin la biomasse qui a été une des pistes envisagées. Ce moyen de production d'énergie est tellement inefficace que nous devrions y consacrer la moitié de la surface terrestre. Dans ces conditions, mettre un bémol aux recherches et développements dans cette direction semblerait raisonnable.

Place à toutes les énergies propres

Que pouvons nous conclure de tout cela ? La première chose est qu'il est grand temps d'ouvrir les yeux. Le défi que représente la nécessité de fournir une énergie sans carbone à 9 milliards d'individus est tel qu'il y aura de la place pour toute les énergies propres. Mais en toute honnêteté intellectuelle, certaines technologies sont plus prioritaires que d'autres. Nous devons abandonner l'idée que les usines marémotrices, les vagues, la biomasse ou même l'EPR ont un avenir à grande échelle. Par

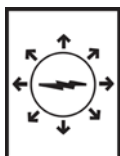
conséquent, le solaire, le nucléaire à base de surrégénérateurs et l'éolien sont les trois piliers de notre futur énergétique.

Investir dans la CCS ?

Le solaire est une solution existante, qui peut être déployée à grande échelle, et fournir une part significative de nos besoins en énergie dès 2050. Le nucléaire est une technologie qui peut être déployée, mais des moyens conséquents doivent être mis en œuvre pour qu'une technologie de surrégénérateurs soit disponible rapidement. L'éolien enfin existe déjà et sera déployé dans les zones les plus appropriées. Il reste néanmoins globalement en retrait par rapport au potentiel du solaire et des surrégénérateurs. La contribution du charbon avec CCS est si faible que l'on peut raisonnablement se demander s'il convient d'y investir du temps et de l'argent. Son intérêt sera cependant évident pour des pays aux larges réserves tels les USA, de la Chine ou l'Australie. Par ailleurs, le développement d'un important volume de production non contrôlable et d'électricité nucléaire nécessitera de maintenir en ligne des groupes au charbon pour le lissage de la production. Le potentiel de remise à niveau des anciennes centrales de production fossiles plaide aussi en sa faveur.

La France enviée par le reste du monde ?

Et la France dans tout cela ? Entre notre expertise nucléaire, notre positionnement au cœur de l'Europe du photovoltaïque et notre proximité de larges zones ensoleillées en Afrique du Nord, nous devrions être prochainement enviés par le reste du monde. Mais tout cela dépend des choix que nous ferons dans les 10 prochaines années. Nous pourrions, en effet, regretter amèrement de n'investir que 30 M /an dans la recherche solaire, d'avoir abandonné le développement de Super Phoenix et de ne pas avoir transformé nos relations historiques avec l'Afrique Sub-saharienne en un partenariat visant à développer les ressources énergétiques propres.

DOCUMENT

SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ET FACTURE ÉNERGÉTIQUE

Nous reproduisons ci-après et dans le numéro suivant un nouveau chapitre du rapport sur «*Les nouvelles technologies de l'énergie et la séquestration du dioxyde de carbone : aspects scientifiques et techniques*», réalisé par les députés Christian Bataille et Claude Birraux pour l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST).

(1ère partie)

Le taux d'indépendance énergétique de 50% de la France que lui procure son parc électro nucléaire, protège notre pays des ruptures d'approvisionnement et des hausses de prix des combustibles fossiles dans le domaine vital de l'électricité. L'autonomie de la France dans le domaine de l'électricité limite également le prélèvement extérieur sur la richesse nationale. Il s'agit là d'atouts considérables, dont les hausses récentes des prix du pétrole et du gaz montrent une nouvelle fois tout l'intérêt.

LA DÉPENDANCE EXTERIEURE TOTALE DE LA FRANCE POUR LES HYDROCARBURES

La France est quasiment totalement dépendante de l'extérieur pour son approvisionnement en combustibles fossiles, la production nationale représentant 3,1% de la consommation nationale primaire de charbon, 1,5% de celle de pétrole et 2,7% de celle de gaz naturel. En 2004, les importations nettes de charbon ont représenté 1,3 milliard (Md) €, de pétrole et de produits pétroliers 23,1 Md € et de gaz 6,2 Md €. Les exportations nettes d'électricité se sont élevées à 2,3 Md€. Au total la facture énergétique extérieure de la France s'est élevée à 28,35 milliards € en 2004.

LE PRÉLÈVEMENT ÉNERGÉTIQUE EXTÉRIEUR

Les importations d'énergie ont ainsi correspondu à 10,5% des importations totales du pays. La facture énergétique a représenté un prélèvement de 1,75% du PIB. La facture énergétique est sensible non seulement aux cours mondiaux du charbon, du pétrole et du gaz mais aussi aux évolutions du dollar, monnaie de cotation de ces combustibles fossiles. Ainsi en 2004, la France a dû subir la forte hausse des cours du pétrole brut (+30,4%) et des prix du gaz naturel (+13,5%). Cette évolution néfaste a été tempérée dans une certaine mesure par la baisse de 9% du dollar par rapport à l'euro. La sanction pour l'économie nationale a été forte et immédiate : une augmentation de 24% de la facture énergétique extérieure.

L'ALOURDISSEMENT DE LA FACTURE ENERGETIQUE EXTERIEURE FRANÇAISE

Les évolutions de l'année 2005 ont été encore plus néfastes. Le prix du pétrole a en effet augmenté de 50% entre janvier et août 2005, où il a dépassé le prix de 64 dollars par baril. Simultanément, le dollar s'est renchéri de 10% par rapport à l'euro, ce qui conduit à une augmentation réelle de +65% au premier semestre 2005. Si la balance commerciale de la France s'est fortement dégradée au premier semestre 2005, la hausse de la facture énergétique y a contribué pour près de la moitié. Après une hausse de 24% en 2004, la facture énergétique extérieure pour 2005 a en effet encore augmenté cette fois de près de 42% pour dépasser le niveau de 40 milliards €.

La production électro nucléaire représentant l'équivalent de 117 millions de tonnes équivalent pétrole, on imagine facilement ce que serait la position de la France si elle n'avait pas fait et confirmé le choix du nucléaire et devait compter sur les centrales thermiques à gaz ou à fioul pour assurer sa production d'électricité de masse.

Le prélèvement sur la richesse nationale serait, toutes choses égales par ailleurs, doublé, avec des conséquences sérieuses à la fois sur la compétitivité des entreprises installées sur le sol national et sur le niveau de vie des ménages. Les délocalisations d'entreprises dites électro-intensives dont on a déjà enregistré des exemples en 2005 suite à la hausse des tarifs de l'électricité sur les marchés ouverts, se multiplieraient sans aucun doute, avec leur cortège de licenciements. Pour M. Jean-Louis Beffa, Président de Saint Gobain, la dépendance énergétique vis-à-vis d'un pays fournisseur ne devrait jamais dépasser 12%, un niveau de 30% étant synonyme de mise en danger de son indépendance globale. Entreprises dont l'activité de production implique une forte consommation d'électricité. Cité par M. Pierre Lequiller, Président, Délégation pour l'Union européenne, 1er février 2006.

LA DEPENDANCE ENERGETIQUE EUROPEENNE

D'ores et déjà de 50%, la dépendance énergétique extérieure de l'Union européenne va s'accroître dans les prochaines années. Sa production de combustibles fossiles, localisée principalement en mer du Nord, va en effet diminuer rapidement dans les prochaines années, tandis que la consommation d'électricité va continuer d'augmenter, ainsi que celle de carburants pétroliers dans les transports. Pour améliorer sa situation, l'Union européenne a focalisé sa politique sur les énergies renouvelables.

Une part infime des réserves mondiales de combustibles fossiles alors que sa consommation d'énergie en dépend à 80%

Pour aucun des combustibles fossiles, l'Union européenne ne dispose de réserves équivalentes à celles de ses grands concurrents économiques. Pour le charbon, l'Union européenne dispose de 3,7% des réserves mondiales, contre 27% aux États-Unis et 17% à la Russie. Pour le pétrole, l'Union européenne à 25 est encore moins bien dotée, puisque sa part des réserves mondiales prouvées ne dépasse pas 0,6%, alors que les États-Unis en détiennent 2,5% et la Russie 6,1%. Pour le gaz naturel, sa situation à long terme est dégradée puisque sa part des réserves mondiales prouvées plafonne à 1,4%, contre 2,9% pour les États-Unis et 27% pour la Russie.

Les ressources autonomes que procurait la mer du Nord pour le pétrole et le gaz naturel, sont en chute libre, les gisements étant actuellement en déclin. À titre d'exemple, le Royaume Uni, dans l'état actuel des connaissances et des techniques, n'a plus que six années de production de pétrole et de gaz naturel, aux niveaux actuels.

Pour autant, la consommation d'énergie primaire de l'Union européenne reposait toujours en 2003 à 80% sur les combustibles fossiles. Son taux d'indépendance énergétique est actuellement de 50%. La consommation de combustibles fossiles dans l'Union européenne repose à 66% sur ses importations.

Phénomène inquiétant, l'Union européenne subit une double dépendance vis-à-vis du Moyen Orient et de la Russie. Le Moyen Orient a vu son importance décroître dans les importations européennes de pétrole et ne lui fournit plus que 30% de ses importations totales. Mais vis-à-vis de la Russie, qui s'est substituée au Moyen Orient, une nouvelle dépendance s'est constituée puisque la Russie fournit à l'Union européenne le tiers de ses importations de pétrole.

À cette dépendance pétrolière, l'Union européenne ajoute une dépendance gazière vis-à-vis de la Russie, puisque celle-ci lui fournit désormais près de 50% de son gaz naturel. En prolongement des tendances actuelles, la dépendance énergétique totale

de l'Union européenne, de 50% actuellement, montera à 70% d'ici à 2030, en raison de la croissance de la demande et de l'épuisement des gisements.

La politique de la Commission et la dépendance extérieure

L'action de la Commission européenne dans le domaine énergétique est multiforme, puisqu'elle porte sur la maîtrise de la demande, la diversification des approvisionnements, le fonctionnement du marché intérieur et une meilleure gestion des relations avec les pays fournisseurs. Après qu'un livre vert intitulé «*vers une stratégie européenne pour la sécurité de l'approvisionnement en énergie*» a pointé en 2000 les dangers de la dépendance énergétique extérieure, différentes initiatives sectorielles ont été prises dont la portée semble relativement réduite.

Une directive de 2001 sur la production d'électricité à partir des énergies renouvelables avait bien fixé un objectif de 22% en 2010. Mais il s'agit seulement d'un objectif, portant, au surplus, sur la seule production d'électricité.

Compte tenu du fait que la consommation d'énergie dans le résidentiel tertiaire représente 40% de sa consommation finale d'énergie, une directive de 2002 avait mis l'accent sur les économies d'énergie dans le bâtiment. Mais les politiques dans ce domaine sont lentes à produire des effets.

Les transports représentant un problème critique, une directive sur la promotion des biocarburants a fixé l'objectif que l'essence et le gazole incorporent 5,75% de biocarburants en 2010.

En tout état de cause, les renouvelables représentent 6% de l'approvisionnement en énergie et ne devraient pas représenter plus de 9% en 2030, selon la Commission elle-même. Dans cette situation, l'énergie nucléaire apparaît incontournable pour l'avenir.

Treize États membres sur 25 sont dotés de réacteurs nucléaires actuellement en fonctionnement, un total de 148 réacteurs étant opérationnels début 2006. La capacité nucléaire installée dans l'Union représente 130 GW, soit 35% de la capacité mondiale. L'élargissement à la Bulgarie, qui possède 4 réacteurs et à la Roumanie, qui en possède un, renforcera encore le poids de pays nucléaires dans l'Union.

En tout état de cause, le nucléaire occupe la première place pour la production électrique européenne, avec 32% du total. Grâce à Euratom, l'énergie nucléaire a toujours bénéficié d'un soutien de l'Union européenne. Jusqu'à présent, l'action européenne en faveur du développement de l'offre d'énergie a privilégié les énergies renouvelables. Or les nouveaux États membres sont nombreux à posséder un parc électronucléaire et à en vouloir le développement. L'influence des pays nucléaires au sein de l'Union est ainsi fortement augmentée. On ne peut exclure, en conséquence, que l'Union inscrive désormais dans ses priorités, la relance de cette énergie.

SÉQUESTRATION DU CO₂

La séquestration du CO₂ comprend deux opérations principales : d'une part la capture du dioxyde de carbone CO₂ à l'état gazeux, et, d'autre part, son stockage de manière à éviter tout rejet dans l'atmosphère. Dans la pratique, une troisième opération peut s'imposer, le transport, dès lors que le stockage s'opère sur un site différent de celui de la capture.

La séquestration du CO₂ constitue une technique mentionnée par le Protocole de Kyoto dans la liste des moyens utilisables par les pays parties prenantes pour réduire leurs émissions. Le GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat) a d'ailleurs publié en 2005 un rapport complet sur ce thème.

En réalité, il y a plusieurs années que la séquestration du CO₂ fait l'objet d'études et d'expériences dans le cadre national mais aussi dans le cadre de coopérations internationales. Un corpus de connaissances existe d'ailleurs pour la capture qui repose largement sur des processus chimiques ou physiques de séparation ou de combustion bien connus. La géologie théorique ou appliquée à l'extraction d'hydrocarbures constitue, par ailleurs, une base solide pour le développement des techniques de stockage géologique.

En conséquence, deux objectifs principaux sont désormais visés : d'une part, la réduction des coûts de capture, et, d'autre part, la démonstration concrète de la faisabilité du stockage géologique du CO₂ en grandes quantités, dans des conditions de sûreté satisfaisantes.

Il reste enfin à déterminer la contribution réelle que la séquestration du CO₂ pourra apporter à la limitation des rejets de gaz à effet de serre.

LES TECHNIQUES DE CAPTURE DU CO₂

La capture du CO₂ issu de l'utilisation de combustibles fossiles est réalisée dans la pratique selon trois grands types de technologies. La capture postcombustion correspond à la récupération du CO₂ dans les fumées issues de la combustion. La capture précombustion correspond à la décarbonatation du combustible en préalable à la combustion. Le dioxyde de carbone est alors récupéré en amont de la combustion. Celle-ci ne porte alors que sur l'hydrogène et ne délivre que de la vapeur d'eau.

La capture par oxycombustion correspond au remplacement du comburant habituel - l'oxygène de l'air - par de l'oxygène pur, ce qui permet d'obtenir en aval un flux de dioxyde de carbone très concentré ou pur.

La capture postcombustion

Dans la capture postcombustion, le CO₂ est mélangé à l'azote de l'air à la pression atmosphérique. Le procédé le plus utilisé est la capture par des amines. Les amines sont ensuite régénérées et recyclées. Consommateur d'énergie, ce procédé est, au total, coûteux.

Le projet CASTOR, sous la direction de l'IFP (Institut français du pétrole), a pour objet le test de nouveaux types de solvants permettant de réduire le coût de la capture. Les différents procédés envisageables sont testés dans une installation pilote, en aval de la centrale à charbon de 400 MW d'Esbjerg (Jutland, Danemark), exploitée par la société ELSAM. Il s'agira de traiter des grands volumes d'émissions à basse pression et de récupérer une à deux tonnes de CO₂ par heure à partir de rejets d'une installation réelle.

La capture précombustion

La capture précombustion consiste en la décarbonatation du combustible. La gazéification du charbon conduit à un combustible moins carboné que l'initial. Les rejets de CO₂ sont alors moins importants que si le charbon avait été brûlé directement.

La capture après oxy combustion

La capture par oxy combustion consiste à enrichir le taux de CO₂ des fumées, en remplaçant l'oxygène de l'air par de l'oxygène concentré ou pur ou bien en mettant en place un dispositif dit de boucle chimique qui permet un apport oxygénant à la combustion. Les installations anciennes peuvent accepter des procédés d'oxy combustion, sous réserve d'une modernisation. En revanche, le procédé de la boucle chimique est réservé aux nouvelles installations. Le projet européen ENCAP (Enhanced Capture) vise à faire le test de l'oxy combustion sur une chaudière de 50 MWth située dans la zone industrielle de Lacq.

Ce test serait couplé à l'injection de CO₂ dans le gisement déplété de Lacq, dont l'exploitation devrait cesser totalement vers 2010-2015. La grande plate forme industrielle de Lacq, où s'effectue notamment l'utilisation du soufre récupéré du H₂S présent dans le gaz naturel, est dotée de cinq chaudières industrielles produisant chaleur et électricité. En partenariat avec Air Liquide, l'oxygène serait extrait de l'air et injecté ensuite dans la chaudière de manière à produire un flux concentré de CO₂ dans les fumées. Une fois celles-ci épurées, le CO₂ serait réinjecté dans le gisement pour le stimuler dans le cadre d'une opération EGR (Enhanced Gas Recovery). Sur le plan technique, le projet devrait être opérationnel en 2008, pour un coût total de quelques dizaines de millions d'euros.

Les progrès à effectuer sur la capture du CO₂

Plusieurs progrès essentiels sont à effectuer sur les techniques de capture du CO₂. Il faut en premier lieu augmenter la capacité des procédés déjà connus en développant des installations de masse fonctionnant d'une manière fiable et en continu sur de longues durées. Il faut aussi améliorer l'efficacité énergétique des procédés, la plupart d'entre eux impliquant une consommation accrue d'énergie, source d'émissions supplémentaires. Ainsi le procédé à base d'amines entraîne une consommation supplémentaire d'énergie de 20 à 30% car il faut réchauffer les amines pour récupérer le CO₂ fixé.

Il faut enfin diminuer les coûts des différentes techniques de capture, qui représentent les trois quarts environ des coûts de la séquestration et sont trop élevés pour permettre une application industrielle.

Gaz de France estime que le coût de capture varie de 40 à 60 €/tCO₂. Le BRGM est plus optimiste, puisqu'il propose une fourchette de 12,5 à 33 €/tCO₂. Les estimations du GIEC détaillent les différentes situations techniques. Pour une centrale thermique de production électrique, le coût de la capture varierait entre 12,5 et 62,5 €/tCO₂.

Pour une installation de production d'ammoniaque ou d'hydrogène, le coût de la capture varierait entre 4 et 45 €/tCO₂. Enfin, pour les autres types d'installations industrielles, les coûts de capture s'étageraient entre 21 et 96 €/tCO₂. Si l'on prend comme référence un coût moyen de 50 €/tonne pour des installations industrielles produisant des flux concentrés et massifs, l'objectif en 2006 est de le diviser par au moins 3, afin de parvenir à un coût maximal de 15 €/tCO₂.

LE TRANSPORT DU CO₂

Les opérations de capture sont indispensables au sein de chaque installation industrielle concernée. En revanche, le stockage géologique sous chaque installation exigerait que le milieu géologique soit favorable et multiplierait les coûts de forage. Le transport du CO₂ s'impose donc vers des sites de stockage mutualisés, recueillant le gaz collecté par canalisations sous pression ou par tankers.

Des techniques de transport bien maîtrisées

Sur le plan technique, le transport du gaz carbonique, qui s'apparente à celui du GPL (gaz de pétrole liquéfié), est déjà maîtrisé. Les premiers gazoducs de transport du CO₂ sont entrés en service aux États-Unis au début des années soixante-dix et représentent aujourd'hui une longueur cumulée de plus de 2 500 km. Plus de 40 millions de tonnes de CO₂ y sont aujourd'hui transportés dans le cadre d'opérations de stimulation de gisements EOR (Enhanced Oil Recovery) dans le Texas.

Pour l'expérience de stimulation du gisement de Weyburn au Canada, le CO₂ capté à la centrale de Beulah dans le Dakota du Nord, est transporté par un gazoduc de 330 km, à raison de 5 000 tonnes de CO₂ par jour. Le CO₂ peut être également transporté par bateau, à une pression de 7 bar, et par le rail ou la route à la température de - 20 °C et à une pression de 20 bar.

Des investissements lourds pour des coûts de transport non négligeables

Le financement des installations de collecte et de transport pourrait s'avérer lourd si les gazoducs ou les méthaniers existants ne pouvaient être utilisés, ce qui est le plus probable compte tenu de l'essor des utilisations du gaz naturel et du gaz naturel liquéfié. La construction de collecteurs régionaux en vue de l'injection de CO₂ dans les gisements de Mer du Nord permettrait de diminuer les coûts de la séquestration en Europe du Nord. Se basant sur son expérience en matière de gaz naturel, Gaz de France estime à hauteur de 2 à 20 €/tCO₂ les coûts de transport du CO₂. Le BRGM estime, pour sa part, que le coût de transport s'établit entre 0,8 et 2,5 €/tCO₂. Les experts du GIEC proposent pour leur part une fourchette de 1,2 à 9,6 €/tCO₂. Ces divergences sont difficiles à expliquer dans la mesure où le transport de CO₂ est pratiqué à grande échelle depuis longtemps.

LE STOCKAGE DU CO₂

Un cycle combiné à gaz de 800 MW de la génération 2007, fonctionnant en base, émettra 2,4 millions de tonnes de CO₂ par an. Une centrale thermique à charbon pulvérisé de la même puissance émettra 4,9 millions de tonnes de CO₂ par an. Que faire des volumes gigantesques de CO₂ capturés à partir de sources d'émissions statiques et massives comme celles-ci ? Face à l'énormité du problème, toutes les pistes sont actuellement explorées.

Le CO₂ peut être minéralisé sous forme de carbonates solides mais cette solution semble coûteuse et peu pratique. La dissolution du CO₂ dans les océans, aussi bien que son stockage dans les fonds marins présentent des risques environnementaux considérables. Retenu par la quasi-unanimité des experts et faisant l'objet des expériences en cours ou programmées, le stockage souterrain du CO₂ sous forme de gaz comprimé ou mieux sous forme supercritique, paraît en définitive la solution la plus réaliste.

Le stockage du CO₂ par minéralisation

La minéralisation du CO₂, c'est-à-dire la production de minéraux sous forme solide à partir de CO₂, est une technique de capture dont l'intérêt suscite des avis partagés. Sur le plan chimique, la formation de carbonates à partir de CO₂ et d'oxydes de calcium CaO ou de magnésium MgO est possible. La cinétique de la réaction étant lente, il peut être nécessaire de broyer, au préalable, les grandes quantités de roches nécessaires pour les sources d'émissions massives, ce qui entraîne une consommation d'énergie importante.

Par ailleurs, la minéralisation d'un million de tonnes de CO₂ conduirait à la production de 7 millions de tonnes de carbonates solides, dont l'utilisation pratique, par exemple pour la construction de routes, serait indispensable, avec des coûts de transport aussi faibles que possible.

Pour ces raisons, la minéralisation in situ, au sein d'une roche hôte dans laquelle le CO₂ serait injecté, serait la solution idéale, d'autant que la minéralisation assurerait la sûreté à long terme du stockage. On parle alors de piégeage géo chimique.

Selon le GIEC, le procédé de la minéralisation serait très coûteux, atteignant un niveau compris entre 60 et 120 €/tonne CO₂. L'estimation du coût de la minéralisation par le BRGM, se place dans le haut de la fourchette, à 125 €/tCO₂, en raison de la taille des installations à construire.

Le stockage océanique

Le dioxyde de carbone a la propriété bien connue de se dissoudre dans l'eau. À l'échelle planétaire, si les activités humaines ont conduit sur 200 ans à l'émission de 1 300 milliards de tonnes de CO₂, les océans en ont capté près de 40%, selon des processus d'échanges spontanés, complexes mais actifs entre les océans et l'atmosphère.

La dissolution du CO₂ dans les eaux de surface des océans n'apparaît pas comme une voie possible, dans la mesure où elle conduirait à accroître l'acidité des océans qui a déjà augmenté spontanément avec la concentration du CO₂ dans l'atmosphère.

L'injection de CO₂ dans les eaux profondes des océans à des profondeurs supérieures à 1000 mètres présenterait elle aussi des inconvénients importants. La formation de véritables lacs de CO₂ liquide reposant sur les fonds océaniques n'empêcherait pas une remontée lente par dissolution du dioxyde de carbone vers la surface puis son retour dans l'atmosphère. Selon le GIEC, le coût du stockage océanique serait de 6 à 36 € / tonne de CO₂. En tout état de cause, le stockage océanique nécessiterait au préalable une révision de la Convention des Nations Unies sur le droit de la mer.

Le stockage de CO₂ dans des formations géologiques profondes

Trois grands types de formations géologiques peuvent être utilisés pour le stockage souterrain du CO₂. Par ordre d'intérêt croissant, ce sont d'abord les gisements de charbon, ensuite les gisements d'hydrocarbures et enfin les bassins sédimentaires et leurs aquifères.

Les gisements de charbon inaccessibles ou inexploitable

Le CO₂ peut, en théorie, être injecté dans un gisement fracturé de charbon. Les particules de charbon ont en effet une capacité d'adsorption de gaz divers. Initialement, c'est du méthane qui est fixé à la surface du charbon. Le CO₂ injecté peut le déplacer, c'est-à-dire être fixé à sa place, ce qui conduit au relargage de méthane que l'on peut ensuite collecter. Un tel procédé peut présenter un intérêt lorsque le charbon est inaccessible ou inexploitable. Son coût est diminué d'autant par les recettes tirées du méthane récupéré.

Selon le BRGM, la capacité mondiale de stockage des gisements de charbon inaccessibles ou inexploitable serait de 40 milliards de tonnes de CO₂ [tCO₂].

Les gisements d'hydrocarbures

Les gisements d'hydrocarbures anciens ou toujours en exploitation représentent une deuxième solution d'autant plus pertinente que l'injection de CO₂ permet de stimuler la production ou de récupérer des quantités additionnelles d'huiles ou de gaz. Le stockage de CO₂ peut alors avoir une rentabilité économique dans le cadre d'opérations dites de récupération assistée de pétrole et de gaz, dites EOR (Enhanced Oil Recovery) ou EGR (Enhanced Gas Recovery).

Un gisement de pétrole n'est en effet jamais un lac souterrain de pétrole dans une caverne, pas plus qu'un gisement de gaz naturel n'est une bulle souterraine de gaz logée dans une grotte, mais des fluides disséminés dans des roches hôtes poreuses qui jouent le rôle d'éponge. L'injection d'eau chaude sous pression ou de gaz est une technique de stimulation des gisements déjà utilisée par l'industrie pétrolière, qui permet de doubler ou plus le taux de récupération, en passant de 30% du gisement à plus de 70% dans certains cas. Selon le BRGM, la capacité mondiale de stockage des réservoirs d'hydrocarbures serait de 950 milliards de tonnes de CO₂ [tCO₂].

L'intérêt majeur des bassins sédimentaires et des aquifères salins

Les bassins sédimentaires comprennent en profondeur des roches réservoirs dont les pores sont occupés le plus souvent par une eau salée impropre à la consommation humaine, désignés sous le terme d'aquifères salins. Il est possible d'injecter le CO₂, de le dissoudre et de le piéger dans ces aquifères salins. En raison des possibilités de stockage qu'ils offrent à proximité de la plupart des installations industrielles, les aquifères salins représentent, pour le BRGM, la principale piste de recherche et de démonstration dans les prochaines décennies.

En outre, les bassins sédimentaires présentent l'avantage d'assurer la stabilité du stockage et le confinement du gaz. Ces structures géologiques sont d'autant plus intéressantes que la plupart d'entre elles ont fait l'objet d'études détaillées dans le cadre de la recherche de pétrole ou de gaz naturel, ce qui permettra de réduire les coûts d'implémentation du stockage géologique. Enfin, les bassins sédimentaires sont nombreux sur tous les continents. Par leur étendue et leur localisation à proximité de zones industrielles fortement émettrices de dioxyde de carbone, les bassins sédimentaires des États-Unis représentent un potentiel de stockage important sans coûts de transport rédhibitoires.

Les bassins sédimentaires de l'Europe du Nord Ouest présentent un intérêt comparable pour les industries allemande, française et britannique et les industries extractives de la Mer du Nord. En revanche, les possibilités semblent inférieures dans le sud de l'Europe. Nombreux et de grandes dimensions, les bassins sédimentaires du Moyen Orient sont particulièrement adaptés à la récupération des émissions liées à l'extraction et au raffinage du pétrole, à la liquéfaction du gaz naturel voire à sa transformation en carburants GTL ou en hydrogène. Selon le BRGM, la capacité mondiale de stockage des aquifères profonds serait de 400 à 10 000 milliards de tonnes de CO₂ [tCO₂].

Malgré les incertitudes sur leur apport potentiel, les aquifères sédimentaires présentent donc un grand potentiel pour le stockage du CO₂. Les aquifères basaltiques Les aquifères basaltiques, très présents dans le sous-continent indien, offrent également des possibilités de stockage du CO₂. Possible donc techniquement, le développement de la séquestration du CO₂ en Inde est d'une grande importance, puisque le charbon fournit 54% de la consommation d'énergie primaire du pays.

Les expériences en cours ou programmées

Plusieurs expériences majeures de stockage souterrain de CO₂ sont en cours en Norvège, au Canada, aux Pays-Bas et en Algérie. Le gaz naturel extrait à Sleipner en Norvège comporte, comme c'est souvent le cas, une part non négligeable de gaz carbonique. Plutôt que d'être rejeté dans l'atmosphère une fois le gaz naturel purifié, le CO₂ est réinjecté depuis 1996 dans un aquifère salin, à raison de 1 million de tonnes par an, dans le cadre d'une expérience conduite par la compagnie pétrolière norvégienne Statoil en partenariat avec Total.

Plus complète car incluant une phase de transport, l'expérience de Weyburn au Canada consiste en la capture du CO₂ émis par la centrale thermique américaine de Beulah du Dakota du Nord, son transport sur 330 kilomètres à travers la frontière et son injection à Weyburn dans un gisement canadien de gaz naturel au Saskatchewan, dans le cadre d'une expérience de stimulation EGR (Enhanced Gas Recovery) conduite depuis 2000, à raison de l'injection de 1,8 million de tonnes de CO₂ par an.

L'expérience K12B, lancée en 2004 aux Pays-Bas, est également une expérience de stimulation d'un gisement de gaz naturel. L'expérience d'In Salah, en Algérie, consiste, depuis 2004, en l'injection, d'un million de tonnes de CO₂ par an dans un gisement de gaz naturel épuisé. Différents projets sont en cours de finalisation : en Norvège, les projets Snøhvit (aquifère salin) et CO₂Store, le projet ENCAP (oxy combustion et réinjection dans un ancien gisement de gaz), les projets ReGaSeq à Lacq, Picoref et Geodisc.

Situé en Écosse et conduit par un consortium rassemblant BP, Shell, Conoco Phillips, Scottish & Southern Energy, le projet DF-1 a pour objectif la démonstration industrielle de la production d'électricité et d'hydrogène, avec séparation et stockage géologique de CO₂. Le gaz naturel provenant d'un gisement de la mer du Nord serait utilisé pour produire de l'hydrogène par vapores formage, avec capture du CO₂ émis.

L'hydrogène actionnerait une turbine à gaz de production d'électricité. Quant au CO₂ capturé, il serait réinjecté dans le gisement de pétrole de Miller Field afin d'en stimuler

la production. Complétant ces expériences pratiques, des travaux de recherche et de développement devront porter sur différents thèmes spécifiques, dont plusieurs sont liés à la sécurité.

La R&D sur le stockage géologique

La recherche et le développement porteront sur l'optimisation de l'injection, les techniques de confinement, la modélisation prédictive et les techniques de surveillance. S'agissant de la sûreté du stockage, la composition des roches hôtes pourrait être modifiée par le CO₂ injecté, d'où une modification éventuelle de leur étanchéité.

Le comportement à long terme des puits devra lui aussi être analysé, tant durant l'injection qu'après leur fermeture par des bouchons de ciment. Au total, la R&D devra apporter des réponses précises sur la sûreté du stockage géologique du CO₂. Appuyée par les Programme Cadre de Recherche et Développement successifs de l'Union européenne, la R&D européenne est active sur l'ensemble des thématiques de la séparation et de la capture, ainsi que du stockage.

Dès 1993, le programme Joule a comporté un volet relatif à ce domaine, les 5ème et 6ème PCRD ayant accru les aides octroyées. Au niveau national, en 2005, l'Agence nationale de la recherche a retenu plusieurs projets de recherche.

Les coûts du stockage du CO₂

Selon Gaz de France, le coût du stockage se situe actuellement dans une fourchette de 0,5 à 10 € par tonne de CO₂. Pour le BRGM, la fourchette est nettement plus étroite, de 0,8 à 1,7 €/tCO₂. Ces divergences s'expliquent sans doute par les fortes incertitudes sur les évaluations actuellement faites. En tout état de cause, il est également difficile, aujourd'hui, de chiffrer le coût de la surveillance à long terme, indispensable pourtant, d'un site de stockage du CO₂. Le BRGM l'évalue à 0,8 €/tCO₂.

(A SUIVRE)

