

Le captage et le stockage du carbone, entre nécessité et réalisme

Dominique Finon et Michel Damian

CIRED, CNRS, Nogent et EHESS, Paris LEPII, CNRS, Grenoble et Université de Djibouti

A paraître dans Nature , Science et Sociétés, Automne 2010

Les exercices de prospective énergétique ne laissent aucun doute sur la nécessité de recourir encore longtemps aux combustibles fossiles. La croissance des besoins énergétiques des grands pays émergents et les difficultés considérables d'infléchissement des consommations des Etats-Unis représentent deux contraintes fortes. Même des réductions drastiques de consommation d'énergie grâce au recours à des technologies très efficaces ainsi qu'au remodelage progressif des infrastructures ne seront pas suffisantes pour décarboner l'économie mondiale. Les consommations de combustibles fossiles demeureront importantes, pour les transports, mais aussi pour les grandes productions industrielles et énergétiques. De surcroît, les énergies renouvelables, par nature peu denses, se heurteront à un moment à des limites économiques et à des problèmes d'occupation de l'espace. Quant aux promesses du nucléaire, elles auront du mal à se concrétiser à très grande échelle pour des raisons d'acceptation sociale dans les sociétés démocratiques, mais aussi à cause de l'hypercomplexité de la filière, source de risques d'investissement peu propices à attirer la sympathie des financiers.

Les technologies – ce que l'on a appelé aux Etats-Unis « les cales technologiques de stabilisation » (Hoffert *et al.*, 2002 ; Pacala, Socolow, 2004) – auront nécessairement un rôle à jouer pour tenter de stabiliser la teneur de l'atmosphère en CO₂. La capture du carbone pour son stockage est une de ces « cales de stabilisation ». La conduite à tenir à son égard doit être doublement réaliste. D'une part, la capture et le stockage du carbone (CSC) est une option possible ; il est indispensable de l'envisager, d'en mesurer les potentialités – que l'on a encore du mal à évaluer avec rigueur ; on sait déjà qu'environ 20 %, ou guère plus (Bataille, Birraux, 2006, p. 346), du CO₂ total pourra effectivement être récupéré, et que seul le captage des installations fixes, qui plus est d'une certaine taille, sera susceptible de rencontrer le critère d'économicité. D'autre part, il ne faut pas se masquer les difficultés technologiques, industrielles, financières, environnementales et sociales d'un système technologique qui ne pourra être que tiré et piloté par des politiques publiques.

Ne pas rejeter le CSC

Le récent *World Energy Outlook* de l'Agence internationale de l'énergie (IEA, 2009) montre que le CSC est un élément important de l'éventail des solutions à mettre en œuvre d'ici 2050, au côté des autres options non carbonées (renouvelables, nucléaire) et de l'efficacité énergétique. C'est une option qui serait particulièrement appropriée pour les sources fixes d'émissions dans les industries de transformation (aciéries, cimenteries, raffinage) et la production électrique. Elle compterait en gros pour 15 % des réductions d'émission de CO₂ par rapport au scénario au fil de l'eau, avec un décollage commercial effectif à partir de 2030. La majeure partie des réductions

s'effectuerait dans la production électrique (une centrale à charbon moderne de 600 MW émet autour de 1,5 million de tonnes de CO₂ par an), sachant que celle-ci est responsable d'environ 40 % des émissions mondiales de CO₂ en 2010 et le sera pour 46 % en 2030 (IFP, BRGM, 2008, p.10).

C'est donc une solution qui a trouvé une vraie légitimité dans la communauté des technologues et des experts énergéticiens. Les modèles économiques utilisés pour la prospective énergétique identifient bien l'importance de l'enjeu du côté des pays qui combinent une dotation très importante en ressources de charbon et une démographie très forte (l'Inde, la Chine, l'Indonésie, l'Afrique du sud) ou une tradition de surconsommation (les Etats-Unis, très gaspilleurs d'électricité). C'est là que les opportunités principales de développement du CSC se dessinent. Mais toutes les économies, dont les pays européens, auront intérêt à utiliser le CSC pour les grandes sources d'émissions, surtout celles où l'option nucléaire affronte toujours de fortes contraintes politiques et des risques financiers.

Avec les projections de baisse de coûts des procédés de captage résultant du cumul d'expériences d'installation et d'exploitation, les modèles économiques montrent qu'un prix du carbone de 30 à 50 €/t de CO₂ serait suffisant pour tirer le développement commercial de ces techniques à partir de 2025-2030. Avec un bon millier de systèmes de captage sur de grosses centrales électriques et de grandes installations avant 2050, la limitation des émissions pourrait alors atteindre, grâce au CSC, 1 milliard de tonnes de CO₂ sur les 8 milliards de tonnes de réduction atteignables à cette date (Pacala, Socolow, 2004).

Un nouveau système technique à mettre en place

Il convient cependant de se méfier des annonces superficielles qui promettent, sans argumenter, la rentabilité et la généralisation du CSC pour bientôt : « Passé la petite dizaine d'années encore nécessaire à l'amorçage des filières industrielles, un prix du carbone assez modique rendra économiquement rentable la généralisation de la capture et du stockage du CO₂ dans la génération électrique » (De Perthuis, 2009, p.198). Ce genre de point de vue occulte autant les imperfections du signal du prix du carbone sur lesquelles nous reviendrons que les incertitudes des technologies de captage et les contraintes de développement des infrastructures de stockage et de transport. Ce n'est pas comme cela qu'un nouveau système technique particulièrement complexe se met en place, sous l'effet exclusif d'anticipations d'un prix du carbone à long ou très long terme supposé parfait... D'autant plus que le CSC est loin de s'assimiler à une technique souple, divisible, standardisable, indépendante d'infrastructures à installer et neutre socialement, comme peuvent l'être d'autres innovations énergétiques récentes, comme les centrales à gaz en cycle combiné peu capitalistiques, standardisées et particulièrement performantes. La preuve en est que, quand on a commencé à sortir la technologie du CSC des cartons dans les années 1990, on pensait qu'elle pourrait se développer commercialement dès la décennie 2010, alors qu'aujourd'hui on en est tout juste à l'étape de réalisation de petits démonstrateurs reliés à de petits stockages en proximité, et que les instances principales de promotion de son développement (le GIEC, l'IEA avec son programme spécifique, l'Union européenne, les Etats-

Unis) ne peuvent que constater le retard de développement des projets de démonstration et prévoient plutôt l'accès au stade commercial après 2025-2030 (voir par exemple IEA, 2010).

Il y a donc encore loin de la coupe aux lèvres. Les technologies de captage ne sont pas mûres. Les efforts de RD et de démonstration coûtent cher, avec des investissements unitaires élevés et des temps d'installation étirés, alors qu'on a besoin de plusieurs étapes de démonstration avec des équipements de grande taille. Les capacités de stockage sont à identifier, leur développement à accepter par les populations locales. Des règles claires de responsabilité juridique sont à définir. Enfin, des installations de transport sont à mettre en place. De plus, les développements ne se feront pas nécessairement en premier dans les pays qui en auraient le plus besoin, comme la Chine et l'Inde, l'Afrique du Sud ou d'autres futurs pays émergents, faute d'implication dans un accord climatique contraignant et de maîtrise de la technologie, faute aussi de reconnaissance du CSC comme technologie éligible au mécanisme de développement propre pour faciliter les coopérations (Bakker, de Coninck, Groenenberg, 2010). La Chine, qui produira encore 80 % au moins de son électricité par son charbon en 2020, préfère pour l'heure miser sur l'amélioration des rendements des nouvelles centrales (passage de rendements de 35 % à 45-50 % avec des cycles hypercritiques). Confiante dans sa capacité à absorber des technologies complexes, elle se met en position d'attente pour transférer les technologies de captage quand elles auront été mises au point ailleurs, ce qui ne l'empêche pas de revendiquer des subventions pour le transfert de technologies, ainsi que des facilités de transfert de brevets lors des négociations sur le climat.

Le CSC compétitif à quel prix ?

Premier maillon de la filière CSC, les technologies de captage, sur lesquelles travaillent les constructeurs et les chimistes, ne sont pas vraiment « sur l'étagère ». Elles sont de trois types. La plus proche de la maturité technique est la postcombustion, qui consiste à ajouter à un équipement émetteur (centrale charbon, cycle combiné à gaz, aciéries, etc.) un extracteur de CO₂, notamment par procédé chimique dit « procédé Amine », le principal procédé utilisé actuellement. Ces procédés seront applicables aux équipements en place. La seconde est un procédé de précombustion, qui s'ajoute à une technique déjà complexe, où l'on gazéfie le charbon en hydrogène et oxyde de carbone (CO) avant de les brûler (*l'Integrated Gasefication Combined Cycle* ou IGCC). Cette technique dite de « précombustion » consiste à séparer CO de H₂ pour les brûler séparément. La troisième technique à l'étude est l'oxycombustion, dans laquelle un certain nombre de constructeurs mettent beaucoup d'espoir ; elle consiste à séparer l'oxygène de l'azote atmosphérique avant la combustion. La combustion est alors réalisée avec de l'O₂ à la place de l'air. On obtient ainsi un courant de CO₂ concentré, facile à séparer en fin de combustion. Les incertitudes ne sont pas les mêmes pour chacune des trois technologies, mais aucune ne présentant d'avantage ou d'inconvénient déterminant, elles devraient toutes trois cohabiter (Gibbins, Chalmers, 2008 ; Rubin *et al.*, 2007 ; IEA, 2006). La postcombustion sera sans doute utilisée pour adapter les équipements neufs actuels ou en construction, faute de technologies de captage disponibles au stade commercial.

Second maillon, le transport est une technique maîtrisée, mais seulement à une échelle limitée. Il existe déjà aux Etats-Unis un réseau de transport de CO₂ depuis des gisements naturels de CO₂ vers des puits de pétrole et de gaz naturel pour faciliter la récupération assistée. Il faut pour ce

faire des gazoducs spécifiques, résistants à la corrosion d'un gaz acide, et supportant des pressions plus élevées que pour le gaz naturel qui est neutre et beaucoup plus léger. Le développement à grande échelle du CSC nécessitera l'installation de toute une infrastructure en fonction de la localisation des sources raccordables et des stockages atteignables. On peut aussi envisager de le transporter vers des stockages en *off-shore* par bateau après liquéfaction.

Dernier maillon de la filière, le stockage peut se développer dans un certain nombre de structures géologiques : anciens gisements de pétrole et de gaz naturel, couches de charbon profondes, et aquifères salins profonds sont celles qui présentent le plus de potentiel. Cette étape nécessite une bonne connaissance géologique des sites, une maîtrise des évolutions possibles des roches au contact du gaz et de l'étanchéité des structures géologiques de stockage. Le CO₂ étant perçu comme un déchet destiné à être stocké à une échelle de temps considérable, le développement des stockages sur les continents rencontre des problèmes d'acceptation sociale (Chaffin, 2010), source d'incertitude pour le développement des investissements en captage et en réseau de transport. La réponse pourrait être le stockage dans des structures sous-marines, ce qui impliquerait des coûts d'acheminement plus élevés. Enfin, le potentiel mondial de stockage est considéré comme n'étant pas illimité, ce qui ne fait du CSC – et ce n'est pas suffisamment souligné – qu'une option de transition (IPCC, 2005 ; Dooley *et al.*, 2004).

D'un point de vue économique, l'équipement avec captage est plus coûteux à l'investissement que l'équipement sans captage (de 30 à 50 % au minimum pour les premiers équipements de taille commerciale construits vers 2020, peut-être environ 25 % après 2030 avec l'expérience accumulée), et son rendement de transformation baisse au niveau de 26-32 %, au lieu de 35 ou 40 % respectivement pour une centrale à charbon moderne ou une centrale IGCC. Il ne piège pas totalement le CO₂ (90 à 95 %) (IEA, 2008). De plus, il faut rajouter les coûts de transport et de stockage qui, avec les infrastructures qui seront développées, vont ajouter en régime commercial au minimum 20 % au coût de la tonne de CO₂ évitée (on compte pour le transport 2 €/t pour 100 km et pour le stockage dans de grands aquifères salins un éventail de coûts très divers, avec un coût moyen se situant plutôt autour de 5 €/t (IPCC, 2005 ; IEA, 2009). A tous ces coûts s'ajoutent les divers types de risques auxquels les investisseurs seront confrontés, qui se surajoutent dans leur calcul appelé à déclencher les décisions, et sur lesquels les politiques devront agir pour les réduire significativement.

Ce qui conduit à poser l'équation de compétitivité de la technologie en phase commerciale dans les termes suivants : est-ce que le surcoût d'investissement (par exemple 400 €/kW pour une post-combustion ajoutée à une centrale charbon de 1 200 €/kW), plus le surcoût de combustible dû au moindre rendement de transformation, peuvent être compensés par les dépenses en permis CO₂ que le producteur sans captage devra supporter au niveau de ses coûts d'exploitation? C'est ainsi qu'avec des projections de prix du CO₂ comprises entre 30 et 50 € la tonne, ces technologies seraient compétitives vers 2030, si – une condition nécessaire qu'il convient de souligner – l'expérience cumulée des premières réalisations de taille commerciale permet de faire baisser radicalement les coûts d'investissements. Dit autrement, une centrale électrique charbon avec CSC en régime commercial produirait un kWh d'environ 50 % plus cher qu'une centrale ordinaire sans permis d'émissions (6 c€/kWh au lieu de 4), mais la différence serait compensée par les dépenses d'achat de permis que devrait réaliser cette dernière (à 40 € la tonne de CO₂, une centrale à charbon accuse une hausse de coût de production d'environ 2 c€/kWh).

Des obstacles encore considérables

La technologie CSC n'est donc pas parée pour prendre le large prochainement. Il faudra auparavant résoudre les incertitudes sur les techniques et surmonter la barrière des coûts d'apprentissage, ainsi que les obstacles financiers inhérents aux investissements dans une technologie de grande taille et intensive en capital. Une caractéristique essentielle de ce type de technologie est que les dynamiques d'apprentissage sont ralenties par les temps longs de réalisation des grands prototypes et plus tard des têtes de série, ce qui retarde les retours d'expérience. Les effets de série sont eux-mêmes difficiles à concrétiser. Enfin, la croissance des tailles sur les équipements avec captage, sur les canalisations et sur les capacités de stockage, accroît les risques de l'investissement (Newbery *et al.*, 2009). Dans le cas de systèmes CSC, une difficulté supplémentaire est liée à l'imbrication de la technologie du captage dans toute une infrastructure en transport et en capacité de stockage (MIT, 2007).

Cette complémentarité des différents maillons, où chaque technologie est soumise à l'influence de divers facteurs technologiques, sociaux, juridiques et économiques sur des échelles de temps différentes, introduit pour les investisseurs en captage des incertitudes supplémentaires. Pour le futur investisseur dans une unité de 500 MW qui coûterait 1 milliard d'euros, les coûts et les risques de trouver une capacité de stockage, et de se connecter à celle-ci, sont importants pour l'économie d'ensemble du projet. L'idéal serait, dans un pays où il y a beaucoup de grandes sources stationnaires d'émissions de CO₂ et des capacités géologiques identifiées, que la décision d'investir en captage soit « standardisée », dans le sens où l'investisseur aurait juste à penser à acheter des droits d'accès à un réseau de pipelines, ainsi qu'à une capacité de stockage pendant toute ou partie de la durée de vie de son installation émettrice de CO₂.

Sans développer plus ce sujet, on devine que les coûts et les risques de développement non coordonné du transport et du stockage sont plus élevés dans une situation où il n'y aurait qu'une coordination faible dans le développement des sources de CO₂ capté, des canalisations de transport et des capacités de stockage, que s'il y avait une coordination stricte (Bielski, 2008). Dans des régimes de marché libéralisé sous gouvernance financière, on peut aussi deviner que les coordinations étroites qu'autorisaient autrefois la planification et les monopoles publics sont loin de pouvoir être envisagées. Mais les traditions de coordination propres à chaque pays pourraient peut-être ressortir par réflexe, pour faciliter la mise en place de projets collectifs par des acteurs privés, comme on le voit aux Pays-Bas avec l'Initiative Rotterdam (Clingendael, 2009).

De façon plus prosaïque, les obstacles concrets au déploiement des systèmes CSC, après la phase de démonstration des équipements, résulteront des difficultés de décider d'investir en captage. Les premières têtes de série seront certainement encore très chères par rapport au niveau de compétitivité. De plus, étant donné que les équipements sont capitalistiques (1 milliard par unité équipé de captage), les décisions seront très sensibles au profil de risques : risque technologique si la technologie n'est pas encore bien maîtrisée, risque associé à la difficulté de se connecter à un stockage quand il y aura incertitude sur l'acceptation des projets de stockage et concurrence pour accéder à ceux développés, mais aussi risques inhérents au marché électrique libéralisé alors que, dans ce régime, les risques d'investissement ne peuvent plus être reportés sur les consommateurs d'électricité comme pendant la période des monopoles de service public.

On ajoutera un point fondamental, qui relève moins d'une imperfection de marché que d'une imperfection réglementaire, qui affaiblit l'efficacité du signal-prix du carbone sur l'orientation des choix technologiques. Le prix du carbone est censé guider à long terme les choix des investisseurs. Les risques associés à la volatilité de ce prix, mais surtout à l'imprévisibilité à long terme des dispositifs de permis échangeables, qui seront probablement en place dans diverses régions du monde, dissuadent et dissuaderont les investissements dans les technologies non carbonées qui sont intrinsèquement capitalistiques (CSC, nucléaire, éolien off-shore, etc.). Sauf si l'on bascule dans le futur vers un système de taxe carbone élevée, ce qui n'est pas du tout garanti (Damian, 2010). Avec le système européen des permis, on ne peut plus croire aux histoires simplistes racontées par les modèles de prospective où les technologies non carbonées se développeraient sous le seul effet du prix de carbone et des contraintes de plus en plus strictes d'émissions. C'est donc aux Etats d'agir pour financer une partie des équipements de démonstration et, par la suite, pour aider les premiers équipements commerciaux en limitant les risques, en clarifiant les responsabilités juridiques, en facilitant l'implication des parties prenantes dans les décisions de stockage, mais aussi en organisant les coordinations entre acteurs pour le développement des réseaux (Finon, 2009).

La nécessité de politiques de démonstration et de déploiement

Sous l'effet de la vague libérale, les politiques technologiques reposent sur le principe que les agents privés n'auraient qu'à financer eux-mêmes le développement de leurs innovations d'amélioration des technologies en place, dès lors qu'ils anticipent des débouchés suffisamment rémunérateurs. Pour la démonstration et le déploiement du CSC, l'Etat devra cependant intervenir, fortement, longtemps.

En raison d'une perception défavorable de la technologie du CSC comme technologie *end of pipe* d'adaptation (par rapport par exemple aux grandes centrales solaires à concentration perçues comme une innovation de rupture), il a fallu de nombreux débats pour que des programmes de démonstration d'ambition croissante commencent à être financés significativement par les instances publiques en Europe, aux Etats-Unis, au Canada et en Australie. La récente directive européenne de 2009 (EC, 2009) crée, par exemple, un système d'attribution gratuite de permis (qui seront donc revendables par les investisseurs en CSC) à hauteur de 300 millions d'euros pour huit à douze projets de démonstration. De même, le budget européen de relance va distribuer une enveloppe d'1 milliard d'euros à au moins huit d'entre eux. Les Etats-membres vont compléter l'aide publique à ces projets, notamment le Royaume Uni qui prévoit d'en soutenir quatre, en garantissant le prix du CO₂. Aux Etats-Unis, où le Congrès américain n'a pas encore pu voter de loi sur l'énergie et le climat, ce qui gêne la mise en œuvre d'une politique technologique d'ensemble, les programmes de démonstration n'en ont pas moins pris de l'ampleur après l'arrivée de l'administration Obama : quatre projets vont recevoir un financement massif (4 milliards de dollars) grâce au plan de relance, mais on estime qu'il faudrait le double de projets pour avancer.

Les législations ont aussi commencé à évoluer. Allant au-delà des règles découlant du régime de Kyoto, les futurs équipements équipés d'unités de captage sont désormais considérés comme non émetteurs (*carbon free*) et ne seront pas soumis au régime des quotas, selon la directive

européenne de 2009 (EC, 2009). Pour ne pas fermer les options, la directive oblige toute nouvelle centrale à être équipée d'une unité de captage par « *retrofitting* », lorsque les technologies seront prêtes. Le stockage de CO₂ commence également à faire l'objet d'une nouvelle législation pour déterminer les règles de sécurité et organiser l'évolution de la responsabilité vers les Etats après les décennies d'injections de CO₂ dans un stockage.

La grande question qui se posera prochainement est l'organisation du déploiement commercial vers 2020-2025, car les équipements tête de série et sans doute les suivants seront non compétitifs alors qu'on aura besoin d'en construire un certain nombre pour faire baisser les coûts des suivants et les amener à la compétitivité. Lors de la préparation de la directive 2009, la Commission européenne considérait dans son étude d'impact (EC, 2008) qu'aucune aide directe ou indirecte n'était justifiée du fait de l'incitation par le prix du carbone. Mais l'accord est encore loin d'être établi sur ce point. Les économistes qui sont convaincus de la rationalité d'un appui s'opposent sur plusieurs solutions : imposer une norme d'émissions très basse sur toute nouvelle centrale électrique à partir d'une date précise pour obliger à investir en CSC, ou bien subventionner l'investissement, ou encore subventionner à la production sur 15-20 ans, comme pour les tarifs d'achat des énergies renouvelables ou par la garantie d'un prix du CO₂ à 30 ou 40 €/t accordée aux investisseurs en CSC. Aucune solution n'est parfaite, mais on peut au moins souligner que l'obligation d'équiper en CSC toute nouvelle centrale à combustibles fossiles devra être soigneusement conçue. L'imposition d'une norme « *very low carbon* » aux nouvelles productions électriques pourrait en effet s'avérer extrêmement coûteuse, si la technologie est encore trop chère et si les infrastructures n'ont pas encore été développées, car cela dissuaderait les investissements en production électrique classique et pourrait même poser des problèmes de sécurité de fourniture.

Quoi qu'il en soit, les choses bougent. Le CSC n'est certainement pas la panacée, seulement une des « cales de stabilisation » qu'il faut chercher à mobiliser, avec d'autres solutions, pour tenter de limiter la teneur de l'atmosphère en CO₂. C'est une option particulièrement lourde à mettre en place, de longue haleine car les temps de développement de la technologie sont longs, les différentes infrastructures à installer complexes et capitalistiques. Et l'acceptation sociale du stockage n'est pas garantie. La question est de savoir si le CSC pourra donner sa pleine mesure d'ici 2050, en décollant commercialement d'ici une vingtaine d'années, pour capturer et piéger au minimum autour d'un milliard de tonnes de CO₂ annuellement. Au regard des éléments dont on dispose aujourd'hui, le chiffre ne semble réaliste que si des politiques déterminées sont mises en oeuvre.

Références

Bataille C., Birraux C., 2006, *Rapport sur les nouvelles technologies de l'énergie et la séquestration du dioxyde de carbone : aspects scientifiques et techniques*, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, n° 2965, Assemblée nationale, n° 254, Sénat, Paris, 16 mars.

- Bakker S., de Coninck H., Groenenberg H., 2010, Progress on including CCS projects in the CDM: Insights on increased awareness, market potential and baseline methodologies, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4(2), pp. 321-326.
- Bielicki J.M., 2008, *Returns to Scale in Carbon Capture and Storage Infrastructure and Deployment*, John F. Kennedy School of Government, Discussion Paper 2008-04, May 2008.
- Chaffin, J., 2010, Public wary of carbon capture, *The Financial Times*, July 30.
- Clingendael International Energy Program, 2008, *Carbon Capture and storage: A reality check for the Netherlands*, CIEP, La Haye, Clingendael report
- Damian M., 2010, Le Prix international du carbone sera-t-il un jour fixé par la Chine ?, *Economie Appliquée*, tome LXIII, n°1.
- De Perthuis C., 2009, *Et pour quelques degrés de plus... Nos choix économiques face au risque climatique*, Pearson, Paris.
- Dooley J.J., Kim S.H., Edmonds J.A., 2004, *A first –order global geological CO₂-storage potential supply curve and its application in a global integrated assessment model*. Proceedings of the Seventh International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT7) , vol. 1, ed. ES Rubin, DW Keith, CF Gilboy, pp. 573-582. Elsevier, Amsterdam.
- European Commission, 2008, *Directive of the European Parliament and of The Council on the Geological Storage of Carbon Dioxide: Impact Assessment*, available at http://ec.europa.eu/environment/climat/ccs/pdf/ccs_ia_jan2008.pdf
- European Commission, 2009, *Directive 2009/31/EC of the European Parliament and of the Council .on the geological storage of Carbon dioxide*, 23 Apri.
- ECN, 2007, *Incentivising CO₂ capture and storage in the European Union*, Report on Technical support for an enabling policy framework for carbon dioxide capture and geological storage. Report to DG environment, European Commission.
- Finon D. 2009, *The efficiency of policy instruments for the deployment of CCS as a large scale technology*, Working Paper LARSEN WP 27.
- Gibbins J., Chalmers H. 2008, Carbon capture and storage, *Energy Policy*, 36, pp.4319-4322
- Hoffert M. I., Caldeira K., Benford G., et al., 2002, Advanced Technology Paths to Global Stability: Energy for a Greenhouse Planet, *Science*, 298(5595), pp. 981-987, November 1.
- IEA, 2006, *Greenhouse Gas Programme, estimating the future trends in costs of CO₂ capture technologies*, Report n°2006/6, June.
- IEA, 2009, *CO₂ Capture and Storage: A Key Carbon Abatement Option*, IEA/OECD, Paris.

IEA, 2010, *Carbon and Capture Storage, Progress and Next Steps, IEA/CSLF Report to the Musoka 2010 G8 Summit*, IEA, Paris..

IFP, BRGM, 2008, *CO2 Capture and storage in the subsurface. A technological pathway for combating climate change*, IFP, Paris.

IPCC-WGIII (Intergovernmental Panel on Climate Change-working Group III), 2005, *Carbon Capture and Storage*, Cambridge University Press, Cambridge.

MIT, 2007, *Carbon dioxide capture and storage projects*, MIT Cambridge.

Newbery D., Reiner D., Jamasb T., et al., 2009, *Carbon capture and storage. Analysis of incentives and rules in a European repeated game situation*, EPRG, Cambridge university report to the Department for Energy and Climate change, URN 09D/676.

Pacala S., Socolow R., 2004, Stabilization Wedges: Solving the Climate Problem for the Next 50 Years with Current Technologies, *Science*, 305, pp. 968-972.

Rubin E.S., Chen C., Rao A.B. 2007, Cost and performances of fossil fuel power plants with CO2 capture and storage, *Energy Policy*, 35, pp. 444-4454.