



Bruxelles, le 27.3.2013
COM(2013) 180 final

**COMMUNICATION DE LA COMMISSION AU PARLEMENT EUROPÉEN, AU
CONSEIL, AU COMITÉ ÉCONOMIQUE ET SOCIAL EUROPÉEN ET AU COMITÉ
DES RÉGIONS**

sur l'avenir du captage et du stockage du carbone en Europe

Communication consultative sur

l'avenir du captage et du stockage du carbone en Europe

Sommaire

1.	Introduction	3
2.	Les combustibles fossiles dans le bouquet énergétique et dans les procédés industriels..	4
2.1.	Le rôle des combustibles fossiles dans le bouquet énergétique mondial	4
2.2.	Le rôle des combustibles fossiles dans le bouquet énergétique de l'Europe	6
2.2.1.	Le charbon dans la production d'électricité de l'Europe	9
2.2.2.	Le gaz dans la production d'électricité de l'Europe.....	10
2.2.3.	Le pétrole dans la production d'électricité de l'Europe	11
2.2.4.	Composition de la production d'électricité en Europe et âge des unités de production.....	11
2.2.5.	L'utilisation des combustibles fossiles dans d'autres procédés industriels.....	13
2.2.6.	Le potentiel du CSC en Europe et dans le monde.....	13
2.3.	Le potentiel de l'utilisation industrielle du CO ₂	15
2.4.	Compétitivité-coûts du CSC.....	16
2.5.	Compétitivité-coûts de la conversion au CSC des centrales électriques existantes	17
3.	État des lieux de la démonstration du CSC en Europe et analyse des points faibles	18
3.1.	Le manque d'arguments économiques	19
3.2.	Sensibilisation de l'opinion publique et acceptabilité de la technologie	21
3.3.	Le cadre juridique.....	21
3.4.	Stockage du CO ₂ et infrastructure	21
3.5.	Coopération Internationale	22
4.	Aller de l'avant.....	22
5.	Conclusions	25

1. Introduction

Aujourd'hui, plus de 80 % de l'énergie primaire consommée dans le monde est d'origine fossile. L'augmentation de la consommation mondiale d'énergie au cours des dix dernières années est imputable à 85 % aux combustibles fossiles. D'après les estimations de la consommation énergétique future établies sur la base des politiques et de la situation actuelles, cette dépendance à l'égard des combustibles fossiles devrait perdurer¹. Ces tendances ne sont pas compatibles avec la nécessaire mitigation du changement climatique. Elles pourraient en effet se traduire par une augmentation moyenne des températures mondiales de 3,6 ou de 4 degrés Celsius respectivement selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et un rapport commandé par la Banque mondiale². Pendant la phase de transition qui précèdera le passage à une économie à faible intensité de carbone, la technologie du captage et du stockage du carbone (CSC) sera l'un des principaux moyens de concilier la demande croissante de combustibles fossiles et la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre. Sur le plan mondial, le CSC sera probablement une nécessité pour limiter la hausse moyenne des températures mondiales à 2 degrés Celsius³. Le CSC est également essentiel pour atteindre les objectifs de l'Union en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre et, pour certains secteurs industriels européens en perte de vitesse, il ouvre des perspectives de revitalisation qui ne s'accompagnent pas d'une augmentation des émissions de carbone. Cela suppose toutefois que le CSC soit une technologie utilisable à grande échelle, commercialement viable et se prêtant à un déploiement de grande ampleur⁴.

Les analyses réalisées en vue de la publication de la feuille de route de l'UE vers une économie compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050 et de la feuille de route sur l'énergie à l'horizon 2050 soulignaient le rôle important que pourrait jouer la technologie du CSC, pour autant qu'elle soit commercialisée, dans la transition de l'UE vers une économie à faible intensité de carbone; en effet, suivant les scénarios, entre 7 et 32 % de la production d'électricité pourraient bénéficier du CSC d'ici à 2050. En outre, d'après ces

¹ Selon les estimations de l'AIE parues dans World Energy Outlook 2012 (Perspectives énergétiques mondiales 2012), 59 % de l'augmentation de la demande sont couverts par les combustibles fossiles, ce qui signifie que ceux-ci représenteront 75 % du bouquet énergétique en 2035.

² AIE «World Energy Outlook 2012», page 23, et «Turn down the heat», rapport commandé par la Banque mondiale, disponible en anglais à l'adresse suivante: <http://www.worldbank.org/en/news/2012/11/18/new-report-examines-risks-of-degree-hotter-world-by-end-of-century>

³ La Commission a estimé qu'en 2030, selon le scénario «appropriate global action» (action mondiale appropriée), le CSC s'appliquerait à 18 % de la production d'électricité d'origine fossile, ce qui montre l'importance cruciale que revêtira cette technologie à l'avenir pour maintenir les émissions mondiales de carbone à un niveau viable et indique qu'il faut démarrer sans plus attendre les projets de démonstration à grande échelle. Estimations extraites du document intitulé: Towards a comprehensive climate change agreement in Copenhagen. Extensive background information and analysis - PART 1 (Vers un accord global en matière de changement climatique à Copenhague – informations générales et analyse – PARTIE 1), disponible en anglais à l'adresse suivante:

http://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/future/docs/sec_2009_101_part1_en.pdf

⁴ La transition vers une économie à faible intensité de carbone peut aussi évidemment être obtenue par une amélioration de l'efficacité énergétique et un recours accru aux sources d'énergie renouvelables et aux sources d'énergie sans carbone, mais dans le cas où l'utilisation des combustibles fossiles continue ou augmente, le CSC est crucial, car c'est la seule solution possible. Actuellement, 60 % environ de l'énergie primaire dans le monde provient de la consommation de combustibles fossiles dans des installations fixes. Les autres possibilités de «décarbonisation» du système énergétique sont l'amélioration de l'efficacité énergétique, la gestion de la demande et les autres sources d'énergie à faible intensité de carbone telles que les énergies renouvelables et l'énergie nucléaire.

analyses, d'ici à 2035, le CSC commencera à contribuer dans une plus large mesure à la réduction des émissions de CO₂ des installations industrielles de l'UE.

L'UE est résolue à soutenir le CSC tant financièrement que sur le plan réglementaire. Faisant suite à la décision prise en 2007 par le Conseil européen de soutenir jusqu'à 12 projets de démonstration à grande échelle d'ici à 2015, la Commission a pris un certain nombre de mesures pour établir un cadre réglementaire commun d'appui à la démonstration.

La **directive CSC** a été adoptée aux fins de l'établissement d'un cadre juridique pour le captage, le transport et le stockage du CO₂ ; la date limite fixée pour sa transposition est juin 2011⁵. Le réseau de transport du CO₂ a été inclus dans les **infrastructures énergétiques prioritaires** (IEP) de l'Europe présentées en novembre 2010 et dans la proposition de règlement concernant des lignes directrices sur l'infrastructure transeuropéenne présentée par la Commission. Le CSC fait aussi désormais partie intégrante des initiatives de R&D de l'UE - **l'initiative industrielle européenne** (IIE) pour le CSC a été établie dans le cadre du plan stratégique européen pour les technologies énergétiques (plan SET).

De surcroît, deux instruments de financement ont été mis en place: le **programme énergétique européen pour la relance (PEER)** et le **programme NER300**⁶ financé par les quotas du SEQUE en vue d'affecter d'importantes ressources financières de l'UE à des projets de démonstration à grande échelle⁷.

En dépit de ces efforts, le CSC n'a pas encore pris son essor en Europe, et ce pour diverses raisons qui sont brièvement exposées dans la présente communication. Même s'il est clair que l'inaction n'est pas une solution envisageable et que de nouvelles mesures s'imposent, le temps presse, en particulier pour les projets de démonstration pour lesquels, alors qu'une partie des fonds nécessaires a pu être dégagée, la décision finale d'investissement n'a pas encore été prise. La présente communication fait donc le point de la situation en tenant compte du contexte mondial et examine les solutions possibles pour encourager la démonstration et le déploiement du CSC de manière à faire valoir les arguments économiques à long terme plaidant en faveur de l'intégration de cette technologie dans la stratégie de l'UE pour assurer la transition vers une économie à faible intensité de carbone.

2. Les combustibles fossiles dans le bouquet énergétique et dans les procédés industriels

Depuis la décision de 2007 du Conseil européen relative au développement du CSC, cette technologie a encore pris de l'importance, que ce soit au niveau européen ou sur le plan international, car la dépendance mondiale à l'égard des combustibles fossiles s'est accrue. Dans l'intervalle, le délai imparti pour atténuer les effets du changement climatique s'est resserré, rendant d'autant plus urgent le déploiement du CSC.

2.1. Le rôle des combustibles fossiles dans le bouquet énergétique mondial

En 2009, les combustibles fossiles couvraient 81 % de la demande mondiale d'énergie primaire et étaient à l'origine de deux tiers de l'électricité produite dans le monde. Au cours des dix dernières années, le charbon, le pétrole et le gaz sont intervenus globalement à hauteur de 85 % dans l'augmentation de la demande mondiale d'énergie primaire, le charbon couvrant à lui seul 45 % de l'augmentation de la consommation mondiale d'énergie primaire,

⁵ Un rapport détaillé sur la transposition de la directive sera publié dans le courant de l'année 2013.

⁶ Aucun projet CSC n'a été retenu lors du premier appel de NER300.

⁷ Cependant, la prévision d'un prix du carbone compris entre 20 et 30 EUR la tonne ne s'est pas réalisée, ce qui a considérablement amoindri les fonds disponibles et aussi nettement nuit aux aspects économiques des projets de CSC.

comme le montre la figure 1 ci-dessous. Cette évolution est largement due à l'augmentation de la demande des pays en développement. En conséquence, la production mondiale de charbon a pratiquement doublé depuis 1990 et a atteint près de 8 000 millions de tonnes en 2011.

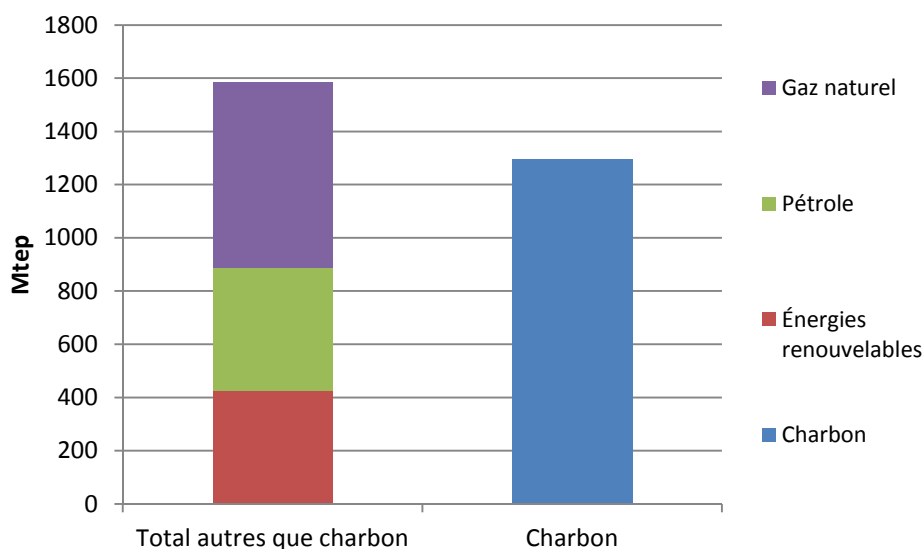


Figure 1: Augmentation de la demande mondiale d'énergie primaire par combustible au cours de la période 2001-2011 (Source: AIE World Energy Outlook 2012)

L'évolution historique décrite par la figure ci-dessus transparaît dans les prévisions fournies par le scénario «New policies» (nouvelles mesures) des Perspectives énergétiques mondiales 2012 de l'AIE, comme en témoigne la figure 2, qui montre que dans les pays en développement, le charbon va jouer un rôle de plus en plus important dans les investissements de production d'électricité au cours des prochaines décennies, si les politiques actuelles sont maintenues, tandis que dans les pays développés, la capacité des centrales au charbon commence à diminuer.

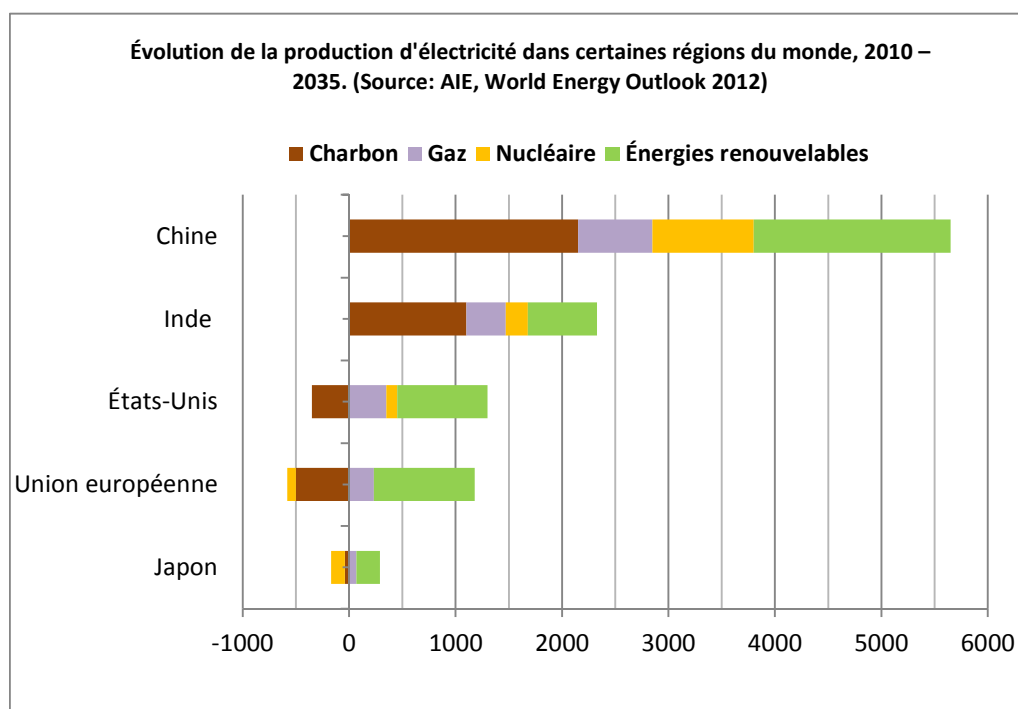


Figure 2: Évolution de la production d'électricité dans certaines régions du monde au cours de la période 2010-2035 (source: AIE, World Energy Outlook 2012)

2.2. Le rôle des combustibles fossiles dans le bouquet énergétique de l'Europe

Au sein de l'Union européenne, la part du gaz dans la consommation d'énergie primaire a augmenté au cours des dix dernières années pour atteindre 25 % en 2010⁸; la plus grande partie de ce gaz est importée, puisque l'UE ne produit qu'environ 35 % de ses ressources en gaz⁹. Environ 30 % du gaz sert à la production d'électricité.

Alors que nos importations de gaz ont doublé au cours des vingt dernières années, c'est l'inverse qui s'est produit aux États-Unis où d'importantes découvertes et le développement des gaz de schiste ont fait baisser le prix du gaz et rendu ce pays moins tributaire des importations d'énergie. La figure 3 ci-dessous montre le développement rapide de l'utilisation des gaz de schiste aux États-Unis et les prévisions en la matière.

⁸ Source: EU energy in figures, 2012 Pocketbook, Commission européenne.

⁹ Les trois plus gros producteurs sont le Royaume-Uni, les Pays-Bas et l'Allemagne, dont la production de gaz naturel s'est élevée respectivement en 2010 à 51,5 Mtep, 63,5 Mtep et 9,7 Mtep. La Russie et la Norvège sont les deux principaux exportateurs de gaz vers l'UE (respectivement 22 % et 19 % de l'approvisionnement en gaz de l'UE).

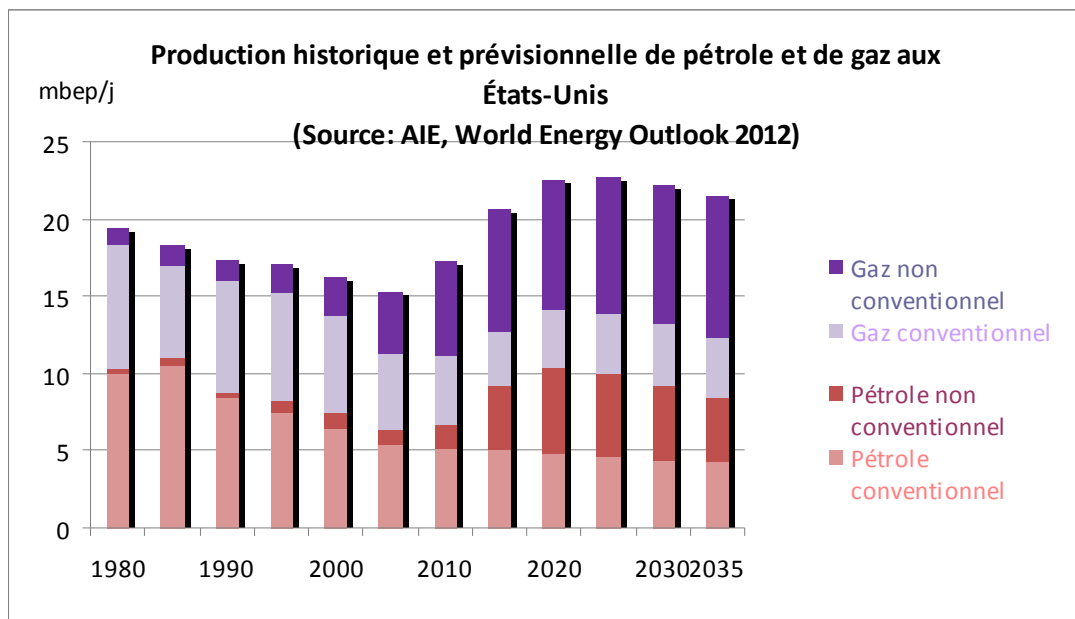


Figure 3: Évolution historique et prévue de la production de pétrole et de gaz aux États-Unis (source: World Energy Outlook 2012)

Cette évolution a mis à mal la compétitivité du charbon américain (comme le montre la figure 4), ce qui a conduit le secteur américain du charbon à rechercher de nouveaux débouchés avec des exportations accrues de charbon qui aurait sinon été consommé aux États-Unis. Pour le moment, tout porte à croire que cette tendance va se poursuivre, voire s'aggraver.

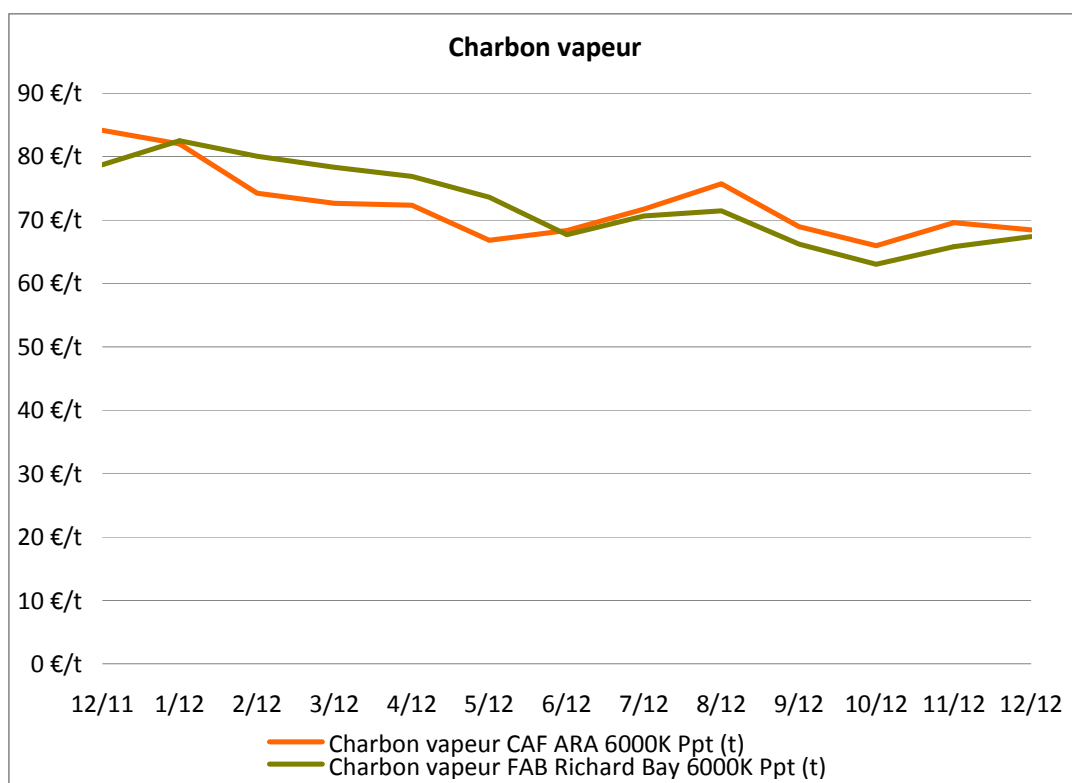


Figure 4: Évolution des prix du charbon sur 12 mois (source: Platts)

L'Union européenne a été destinataire d'une grande partie de ces exportations, d'où une augmentation de la consommation de charbon. La figure 5 montre l'évolution globale dans le

secteur du charbon de l'UE au cours des vingt dernières années (données jusqu'en mai 2012 inclus). L'augmentation récente de la consommation de charbon¹⁰ a donc potentiellement interrompu et, dans une certaine mesure, inversé la baisse de la consommation de charbon en cours depuis vingt ans.

Les raisons sont multiples, mais ce sont en particulier les prix du charbon et du carbone plus faibles que prévu qui sont considérés comme les principaux facteurs.

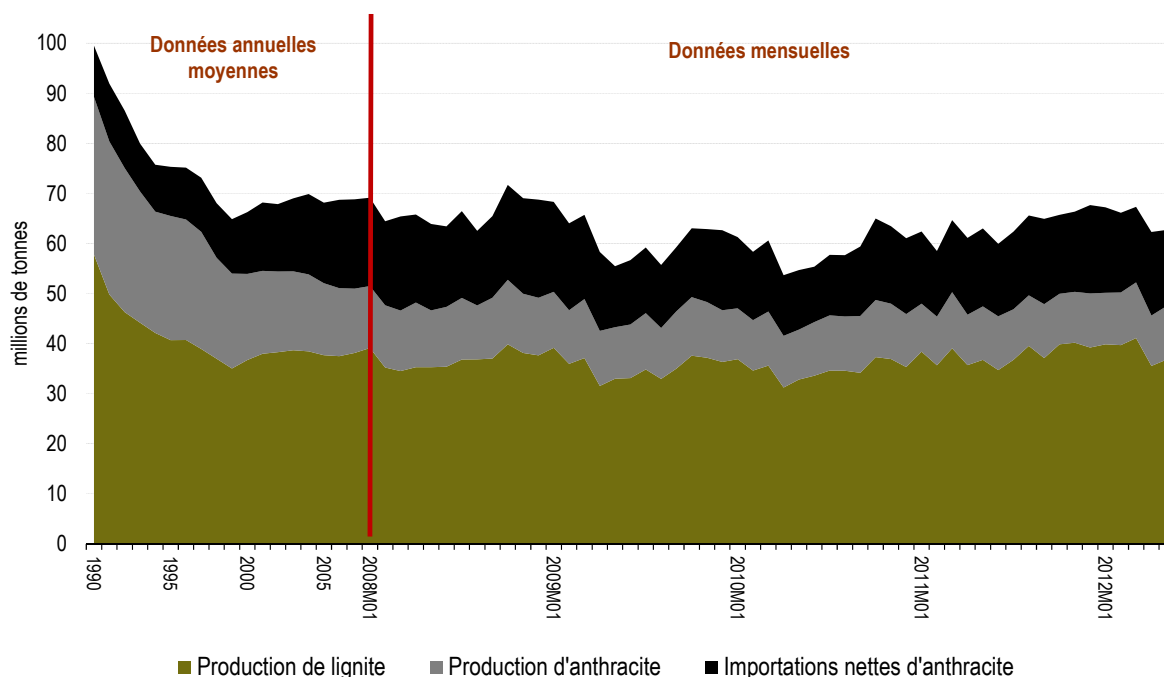


Figure 5: Évolution de la consommation de charbon dans l'UE au cours des vingt dernières années (jusqu'en mai 2012 inclus) (source: Eurostat)

Remarque: à gauche de la barre sont représentées des données annuelles depuis 1990 et à droite, des données mensuelles pour la période postérieure au 1^{er} janvier 2008.

Vu son faible prix et les prix comparativement élevés du gaz, le charbon est devenu un nouvel élément économiquement intéressant pour la production d'électricité dans l'UE. La durée de vie des centrales électriques qui étaient censées fermer est à présent allongée et partant, le risque d'asservissement au carbone associé aux nouveaux projets à base de combustibles fossiles s'accroît.

Ces dernières années, les émissions de GES ont nettement reculé sous l'effet de la crise économique, ce qui s'est traduit, au début de l'année 2012, par un excédent de 955 millions de quotas du SEQUE inutilisés. Globalement, l'excédent structurel connaît une augmentation rapide et environ deux milliards de quotas pourraient rester inutilisés pendant la majeure partie de la phase 3¹¹, ce qui entraînerait un effondrement rapide des prix du carbone qui plafonneraient à 5 EUR par tonne de CO₂.

¹⁰ Si l'on analyse la même série de données et que l'on compare la consommation d'anthracite au cours des cinq premiers mois de 2010 avec celle de la même période en 2011 et en 2012, on constate une augmentation de 7 % de 2010 à 2011 et une nouvelle augmentation de 6 % de 2011 à 2012. Au cours des mêmes périodes, la consommation de houille brune (lignite) a augmenté respectivement de 8 % et de 3%.

¹¹ Source: Rapport de la Commission: État des lieux du marché européen du carbone en 2012.

Ce regain d'intérêt pour le charbon a certainement à court terme des effets défavorables sur la transition vers une économie à faible intensité de carbone.

2.2.1. Le charbon dans la production d'électricité de l'Europe

Le secteur du charbon contribue de manière importante à la sécurité de l'approvisionnement énergétique de l'Europe car la production charbonnière est essentiellement européenne; en effet, plus de 73 % du charbon consommé dans l'UE est produit en interne, comme le montre la figure 6.

Consommation de charbon de l'UE

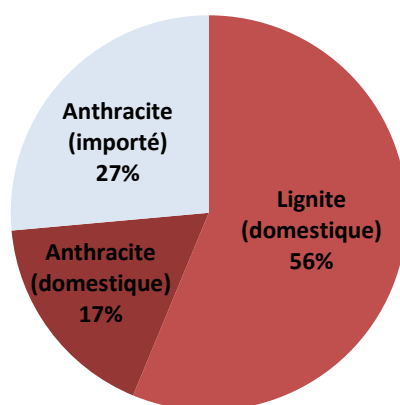


Figure 6: Consommation de charbon dans l'UE en 2010 (source: Eurostat)

Le charbon consommé en Europe sert essentiellement à la production d'électricité. Globalement, la consommation de lignite et d'anthracite de l'UE a augmenté, passant de 712,8 Mt en 2010 à 753,2 Mt en 2011, ce qui représente environ 16 % de la consommation totale d'énergie. La part du charbon dans la production électrique de l'UE a lentement diminué jusqu'en 2010 (où elle était d'environ 25 %¹²) et a recommencé à augmenter depuis cette date, comme cela a déjà été indiqué. Le tableau suivant montre les principaux consommateurs de charbon de l'UE

¹² On constate cependant d'importantes différences régionales au sein de l'Europe. Alors que la part du charbon dans le bouquet énergétique de certains États membres (par ex. la Suède, la France, l'Espagne et l'Italie) est bien inférieure à 20 %, d'autres États membres comme la Pologne (88 %), la Grèce (56 %), le Danemark (49 %), la Bulgarie (49 %), l'Allemagne (42 %) et le Royaume-Uni (28 %) misent énormément sur le charbon. À l'exception du Danemark, il s'agit aussi des États membres qui sont dotés d'une industrie minière importante.

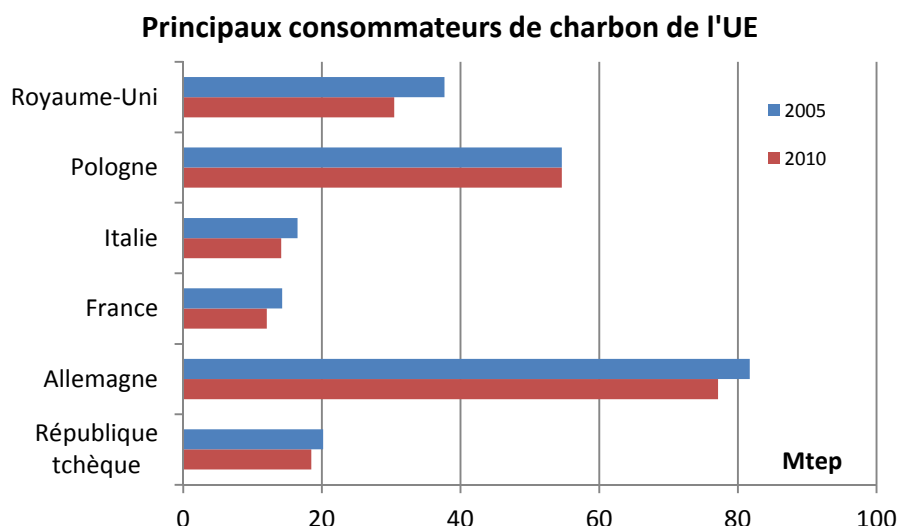


Figure 7: Principaux consommateurs de charbon de l'UE en 2010 (Source: Eurostat)

D'après les informations fournies par les États membres, des centrales au charbon représentant une puissance installée supplémentaire d'environ 10 GW seraient en construction ou en prévision (en Allemagne, aux Pays-Bas, en Grèce et en Roumanie). Toutefois, les chiffres communiqués par les États membres sont nettement plus faibles que ceux fournis par Platts, qui indiquent que les centrales au charbon en projet, en voie de réalisation ou en construction représenteraient jusqu'à 50 GW de puissance installée. En outre, plusieurs centrales anciennes vont devoir être remises en état ou fermées car elles arrivent au terme de leur période d'exploitation prévue.

2.2.2. Le gaz dans la production d'électricité de l'Europe

La part du gaz dans la production d'électricité de l'Europe a augmenté continûment au cours des 20 dernières années, passant de 9 % en 1990 à 24 % en 2010¹³. De surcroît, de nombreux États membres s'attendent à une augmentation sensible de la part du gaz dans la production d'électricité. Comparées aux centrales au charbon, les centrales au gaz présentent en effet plusieurs avantages: leurs émissions de gaz à effet de serre sont deux fois moins importantes; leurs coûts d'investissement sont faibles et leur mode d'exploitation est plus souple, de sorte qu'elles se prêtent à la compensation des fluctuations de la production d'électricité à partir des énergies éolienne et solaire. Au total, 20 GW de puissance en construction ont été notifiés à la Commission, ce qui représente environ 2 % de la puissance électrique installée totale actuelle (15 GW supplémentaires en prévision ont été notifiés). La figure ci-dessous montre la puissance des 32 centrales au gaz dont la construction a été notifiée à la Commission.

¹³ Comme dans le cas du charbon, les différences régionales sont importantes: dans certains États membres, le gaz joue un rôle prépondérant dans la production d'électricité; c'est le cas par exemple en Belgique (32 %), en Irlande (57 %), en Espagne (36 %), en Italie (51 %), en Lettonie (36 %), au Luxembourg (62 %), aux Pays-Bas (63 %) et au Royaume-Uni (44 %), alors que dans d'autres (Bulgarie, République tchèque, Slovaquie, Suède, France, Chypre et Malte), il représente seulement moins de 5 % des sources d'énergie utilisées pour la production d'électricité.

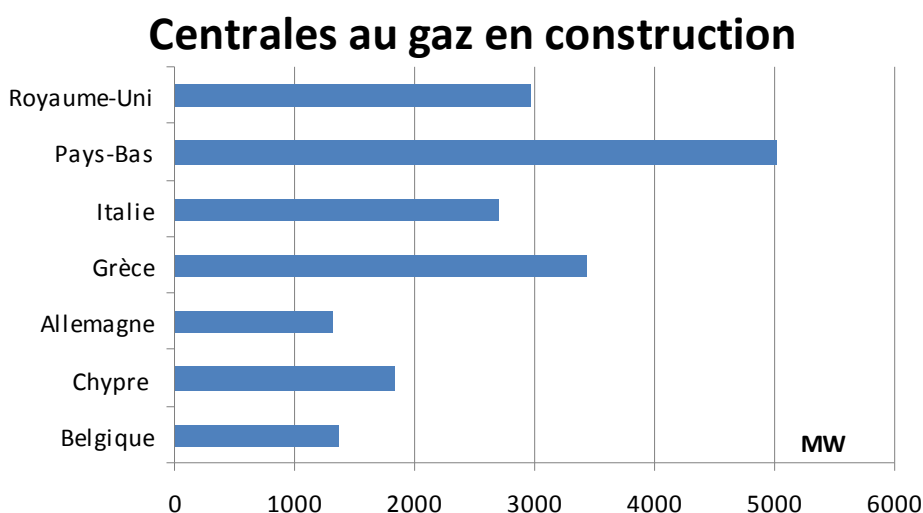


Figure 8: Principaux États membres dans lesquels des centrales au gaz sont en construction (Source: notifications des États membres)

S'il est vrai que les nouvelles centrales au gaz permettront de réduire les émissions par rapport aux centrales au charbon, de tels investissements ont une durée de vie non négligeable, et il ne sera pas nécessairement rentable de mettre à niveau les centrales au gaz en y intégrant le CSC, en particulier si la centrale n'est pas exploitée en base¹⁴. D'un autre côté, les coûts d'investissement des centrales au gaz sont plus faibles que ceux des centrales au charbon, de sorte que la durée d'exploitation a moins d'incidence sur la rentabilité de l'investissement.

2.2.3. Le pétrole dans la production d'électricité de l'Europe

Le pétrole intervient dans de faibles proportions dans la production d'électricité, c'est-à-dire dans des applications de niche telles que des réseaux électriques isolés; sa part représente 2,6 % seulement dans l'UE et un peu plus à l'échelon mondial, mais la tendance est à la baisse. Le pétrole est principalement utilisé à des fins de transport dans les moteurs à combustion, notamment dans les avions, les navires et les véhicules automobiles. Étant donné son rôle limité dans l'industrie et la production d'électricité et dans la mesure où la technologie actuelle ne permet pas de capter efficacement le carbone provenant de sources d'émission si restreintes, le pétrole ne fera pas l'objet d'une étude plus approfondie dans le cadre du présent document.

2.2.4. Composition de la production d'électricité en Europe et âge des unités de production

Les investissements dans la capacité de production électrique de l'Europe ont évolué au fil du temps; d'abord axés sur les énergies renouvelables (hydroélectricité) au début de l'électrification, il y a plus d'un siècle, ils se sont ensuite principalement portés sur le charbon, le nucléaire et le gaz à partir des années 1950, avant de miser à nouveau sur les énergies renouvelables (éolien et solaire) ces dix dernières années. Cette évolution est représentée sur la figure 8 ci-dessous.

¹⁴ Un fonctionnement en base signifie que la centrale fonctionne la plupart (80 %) du temps, alors qu'en mode d'équilibrage, elle fonctionne nettement moins longtemps (10 à 20 % du temps).

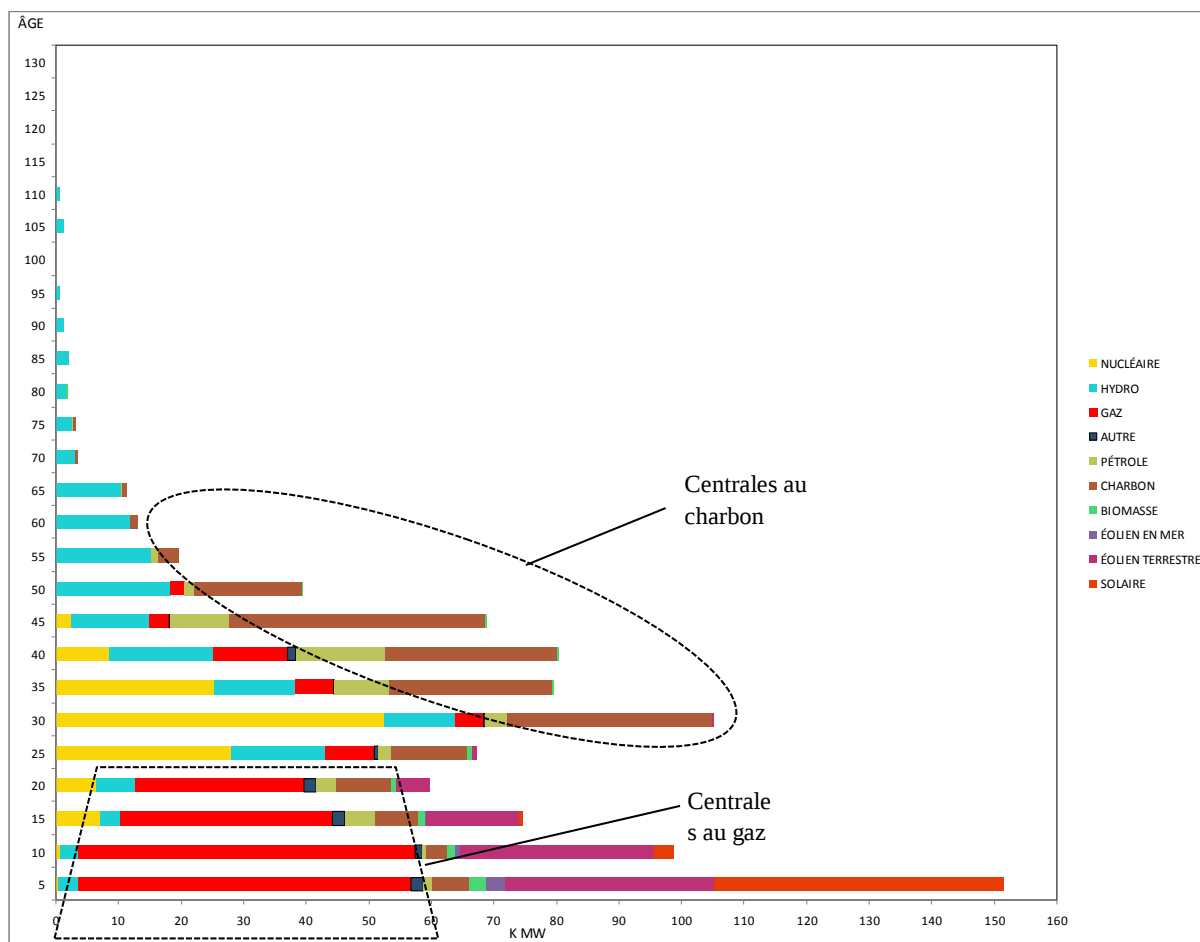


Figure 9: Structure par âge de la production d'électricité en Europe (source: Platts)

Comme le montre la figure ci-dessus, du fait des investissements dans les centrales au charbon réalisés il y a 30 à 55 ans, l'Europe dispose d'un vaste parc de centrales au charbon anciennes qui arrivent aujourd'hui au terme de leur durée de vie (c'est le contraire dans le cas des centrales au gaz, car la plupart des investissements ont été réalisés au cours des vingt dernières années). En conséquence, un nombre croissant de centrales électriques (en moyenne 3 à 5 GW par an, soit l'équivalent d'environ dix centrales au charbon) parvient à un âge où les investisseurs peuvent juger plus rationnel de les mettre hors service plutôt que de consacrer des ressources à leur mise à niveau¹⁵, ce qui donne l'occasion de les remplacer par des solutions à faible intensité de carbone, mais augmente également le risque de nouvel asservissement au carbone si les prix relatifs de l'énergie et du carbone restent à leur niveau actuel.

¹⁵En vertu du droit de l'environnement (la directive sur les grandes installations de combustion, remplacée par la directive sur les émissions industrielles à partir de 2013 dans le cas des nouvelles installations et à partir de 2016 dans le cas des installations existantes), les centrales électriques qui ne répondent pas aux normes minimales requises doivent être fermées. Ces directives définissent des normes minimales en matière d'émissions (valeurs limites d'émission) et exigent parallèlement que les meilleures techniques disponibles (MTD) servent de référence pour la fixation de ces valeurs limites et d'autres conditions d'exploitation qui sont spécifiées dans les autorisations. La Commission adopte régulièrement des conclusions relatives aux MTD, sous la forme de décisions d'exécution, pour les activités qui entrent dans le champ d'application de la directive sur les émissions industrielles. Le captage du CO₂ fait partie de ces activités, et des conclusions relatives aux MTD seront donc adoptées à l'avenir pour cette technique.

2.2.5. L'utilisation des combustibles fossiles dans d'autres procédés industriels

Le captage du CO₂ émis par plusieurs procédés industriels est nettement plus aisé que dans le secteur de l'électricité en raison de la concentration relativement élevée du CO₂ produit. Dans certains secteurs, l'application du CSC est donc une possibilité intéressante pour le déploiement rapide de cette technologie. D'après l'analyse menée dans le cadre de la feuille de route vers une économie compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050, les émissions de CO₂ de l'industrie devront être réduites de 34 à 40 % d'ici à 2030 et de 83 à 87 % d'ici à 2050, par rapport à 1990.

De récentes études du JRC portant sur l'application du CSC dans les secteurs de la sidérurgie et du ciment ont montré que la technologie CSC peut devenir compétitive à moyen terme, ce qui permettrait de réduire les émissions de ces secteurs selon un bon rapport coût-efficacité¹⁶. Dans la sidérurgie, par exemple, l'application du CSC pourrait entraîner une réduction spectaculaire des émissions directes. Bien que la sidérurgie ait vu son efficacité énergétique s'améliorer très considérablement au cours des 50 dernières années, le procédé de production de l'acier brut reste très énergivore. 80 à 90 % des émissions de CO₂ de la sidérurgie proviennent des fours à coke, des hauts fourneaux et des convertisseurs à oxygène des usines sidérurgiques intégrées. Avec près de 180 millions de tonnes d'acier brut produites dans l'UE27 en 2011, l'UE intervient à hauteur de 15 % environ dans la production mondiale d'acier¹⁷.

Dans la mise à jour de 2012 de la communication relative à la politique industrielle, l'UE s'est fixé l'objectif ambitieux de renforcer le poids de l'industrie en Europe, qui représente environ 16 % du PIB actuellement, pour le porter à 20 % d'ici à 2020. L'application du CSC aux procédés industriels permettrait à l'Union de concilier cet objectif avec ses objectifs à long terme dans le domaine du climat. Il ne faut néanmoins pas négliger l'importance des obstacles techniques qu'il reste à surmonter et l'ampleur des efforts de R&D encore à fournir, ni les aspects économiques liés aux marchés internationaux de ces produits de base.

Le déploiement du CSC dans les procédés industriels pourrait aussi aider l'opinion publique à mieux comprendre et mieux accepter cette technologie, étant donné le lien très visible entre l'emploi au niveau local et le maintien de la production industrielle.

2.2.6. Le potentiel du CSC en Europe et dans le monde

L'UE est résolument en faveur d'une réduction globale des émissions de gaz à effet de serre d'au moins 80 % d'ici à 2050. Néanmoins, il est probable que les combustibles fossiles vont continuer d'être utilisés en Europe pour produire de l'électricité ainsi que dans les procédés industriels pendant des dizaines d'années encore. Par conséquent, l'objectif fixé pour 2050 ne pourra être atteint que si les émissions dues à la combustion de combustibles fossiles sont totalement éliminées, et c'est là que le CSC peut jouer un rôle essentiel, car cette technologie permet de réduire sensiblement les émissions de CO₂ dues à l'utilisation des combustibles fossiles, tant dans le secteur de la production d'électricité que dans les secteurs industriels. Le CSC peut aussi être appliqué en association avec la production de carburants destinés au

¹⁶ Prospective scenarios on energy efficiency and CO₂ emissions in the EU iron & steel industry, EUR 25543 EN, 2012; Moya & Pardo, Potential for improvements in energy efficiency and CO₂ emission in the EU27 iron & steel industry, Journal of cleaner production, 2013; Energy efficiency and CO₂ emissions in the cement industry, EUR 24592 EN, 2010; Vatopoulos & Tzimas, CCS in cement manufacturing process, Journal of Cleaner energy production, 32 (2012)251.

¹⁷ Voir les publications de la World Steel Association à l'adresse suivante: <http://www.worldsteel.org>

transport, en particulier lors de la production de carburants de substitution¹⁸ tels que l'hydrogène à partir de sources fossiles.

On envisage normalement le CSC en association avec la combustion des combustibles fossiles, mais il peut également être utilisé pour capter le carbone d'origine biologique issu de l'utilisation de la biomasse (bio-CSC). Les applications du bio-CSC vont du captage du CO₂ émis par les centrales alimentées partiellement ou entièrement à la biomasse jusqu'aux procédés de production des biocarburants. Toutefois, la faisabilité technique du bio-CSC sur l'ensemble de la chaîne de valeur n'a pas encore été démontrée à grande échelle.

L'analyse de l'AIE semble indiquer qu'en l'absence du CSC, les coûts d'investissement nécessaires (dans le secteur de la production d'électricité) pour atteindre les objectifs fixés pour les gaz à effet de serre afin de limiter la hausse des températures mondiales à 2° C pourraient augmenter de près de 40 %¹⁹. La feuille de route sur l'énergie à l'horizon 2050, dont tous les scénarios supposent le recours au CSC, a mis en lumière le rôle que cette technologie peut jouer dans l'atténuation à la fois efficace et économique des effets du changement climatique. Dans 3 des 5 scénarios de «décarbonisation» élaborés, le CSC a été appliqué à plus de 20 % du bouquet électrique de l'Europe à l'horizon 2050, comme le montre la figure 10 ci-dessous.

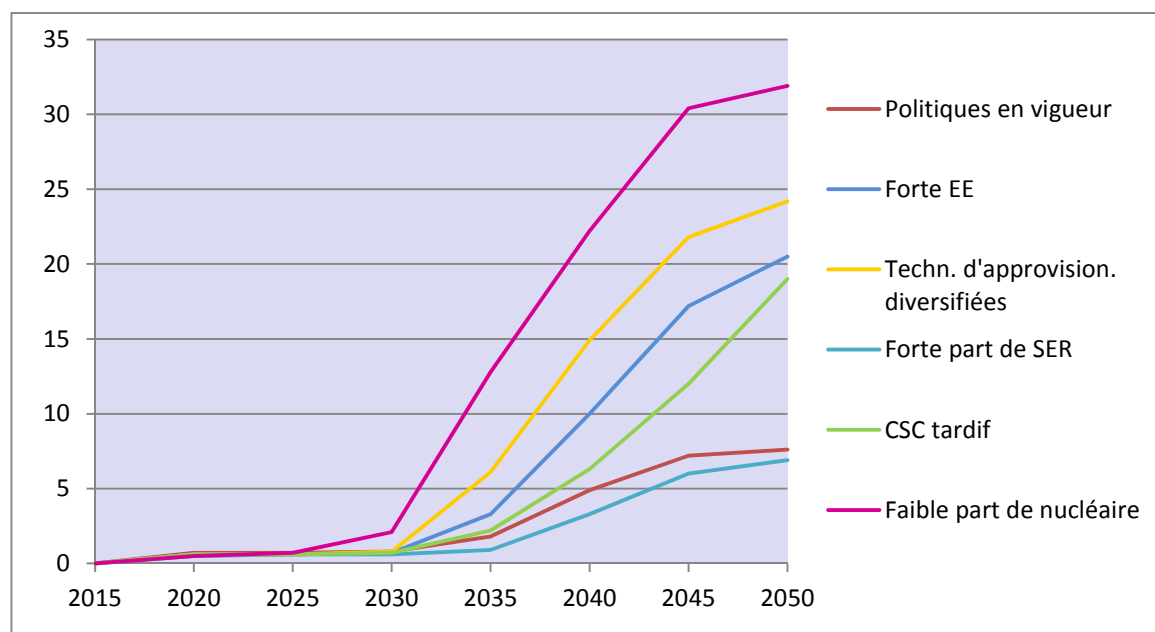


Figure 10: Part du CSC (%) dans la production d'électricité à l'horizon 2050 d'après la feuille de route sur l'énergie (Source: feuille de route sur l'énergie à l'horizon 2050)

Selon le scénario «technologies d'approvisionnement diversifiées» de la feuille de route sur l'énergie à l'horizon 2050, le CSC pourrait totaliser 32 GW de puissance installée d'ici à 2035 et environ 190 GW d'ici à 2050. Ce sont des perspectives intéressantes pour l'industrie européenne dans le domaine des techniques de captage et de stockage, mais qui peuvent être décourageantes si l'on considère le niveau où se situe actuellement l'UE. Tout retard dans le

¹⁸ Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants de substitution, COM(2013) final; communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des Régions: Une énergie propre pour les transports: la stratégie européenne en matière de carburants de substitution, COM(2013)17 final;

¹⁹ AIE Energy Technology Perspectives 2012

déploiement du CSC en Europe aura finalement aussi des conséquences négatives pour ces débouchés commerciaux potentiels.

Les projections montrent qu'avec les politiques en vigueur, la consommation de combustibles fossiles va certes continuer à diminuer dans l'UE, mais qu'elle restera prépondérante dans le bouquet énergétique de l'UE dans les décennies à venir. Même avec un recentrage des politiques sur l'objectif d'une moindre intensité de carbone, les combustibles fossiles représenteront toujours plus de 50 % du bouquet énergétique de l'UE en 2030.

	2005	Référence/IPC		Scénarios de décarbonisation	
		2030	2050	2030	2050
SER	6,8%	18,4%-19,3%	19,9% - 23,3%	21,9% - 25,6%	40,8% - 59,6%
Nucléaire	14,1%	12,1% - 14,3%	13,5% - 16,7%	8,4% - 13,2%	2,6% - 17,5%
Gaz	24,4%	22,2% - 22,7%	20,4% - 21,9%	23,4% - 25,2%	18,6% - 25,9%
Pétrole	37,1%	32,8% - 34,1%	31,8% - 32,0%	33,4% - 34,4%	14,1% - 15,5%
Combust. fossiles	17,5%	12,0% - 12,4%	9,4% - 11,4%	7,2% - 9,1%	2,1% - 10,2%

Tableau 1: Projections concernant le bouquet énergétique, scénario de référence représentant les politiques en vigueur (Source: Commission européenne, Analyse d'impact de la feuille de route sur l'énergie à l'horizon 2050)

D'après les analyses de la feuille de route sur l'énergie à l'horizon 2050, le déploiement à grande échelle débutera vers 2030, l'élément moteur étant le prix du carbone généré par le système d'échange de quotas d'émission (SEQE). La mise en place d'un cadre d'action pour le climat et l'énergie à l'horizon 2030, dont l'objectif global est de permettre à l'UE d'atteindre l'objectif de réduction des émissions de GES fixé pour 2050 afin de limiter le réchauffement de la planète à 2 °C, influera sur le déploiement du CSC.

2.3. Le potentiel de l'utilisation industrielle du CO₂

Le CO₂ est un composé chimique qui peut être utilisé pour la production de combustibles de synthèse, en tant que fluide de travail (dans les centrales géothermiques, par exemple), comme produit de départ dans des procédés chimiques et des applications biotechnologiques ou pour la fabrication d'un large éventail d'autres produits. Jusqu'ici, le CO₂ a été utilisé avec succès pour produire de l'urée, des réfrigérants, des boissons, ainsi que dans les systèmes de soudage, les extincteurs, les procédés de traitement de l'eau, dans l'horticulture, dans l'industrie du papier sous la forme de carbonate de calcium précipité, dans l'emballage alimentaire en tant qu'agent inerte et dans de nombreuses autres applications à plus petite échelle²⁰. En outre, plusieurs nouvelles applications possibles du CO₂ se sont fait jour récemment, faisant intervenir divers procédés en vue de la synthèse de produits chimiques (par exemple, polymères, acides organiques, alcools, sucres) ou de la production de combustibles (par exemple, méthanol, biocarburants dérivés d'algues, gaz naturel de synthèse). Cependant, la plupart de ces techniques sont encore dans la phase de R&D. Par ailleurs, étant donné leur mécanisme spécifique de stockage temporaire ou permanent du CO₂, et compte tenu du fait que les volumes de CO₂ qu'elles traitent ne sont pas nécessairement

²⁰ Source: Chapitre 7.3 du rapport «Carbon Dioxide Capture and Storage» - GIEC, 2005 - Bert Metz, Ogunlade Davidson, Heleen de Coninck, Manuela Loos and Leo Meyer (Eds.)

suffisants, on ne saurait tirer de conclusions claires quant aux effets de ces techniques sur la réduction des émissions de CO₂. Indépendamment de ce potentiel de réduction des émissions de CO₂, les méthodes d'utilisation du CO₂ peuvent se révéler directement rentables à moyen terme. Le CO₂ ne serait alors plus considéré comme un produit résiduaire, mais comme un produit de base, ce qui pourrait également faciliter l'acceptation du CSC par l'option publique.

Par ailleurs, la récupération assistée de pétrole (et dans certains cas de gaz) permet de stocker d'importantes quantités de CO₂ tout en augmentant la production de pétrole de 13 % en moyenne²¹, ce qui n'est pas négligeable sur le plan économique. En outre, les réservoirs de pétrole et de gaz se prêtent particulièrement bien au stockage du CO₂, pour plusieurs raisons. En premier lieu, le pétrole et le gaz qui s'étaient initialement accumulés dans les pièges ne se sont pas échappés, ce qui prouve la sécurité et la fiabilité de ces sites de stockage, pour autant que leur intégrité structurale n'ait pas été compromise par les processus d'exploration et d'extraction. Deuxièmement, la structure géologique et les propriétés physiques de la plupart des champs de pétrole et de gaz ont été étudiées et caractérisées. Troisièmement, l'industrie du pétrole et du gaz connaît suffisamment bien la géologie et les caractéristiques des champs existants pour prévoir le mouvement, le déplacement et le piégeage des gaz et des liquides. Quoi qu'il en soit, le principe de précaution doit être appliqué, comme l'a rappelé récemment l'Agence européenne de l'environnement dans son rapport «Late lessons from early warnings» (Signaux précoces et leçons tardives (2013)²². En outre, le potentiel de la récupération assistée des hydrocarbures (RAH) est limité en Europe²³.

2.4. Compétitivité-coûts du CSC

Plus de 20 projets de démonstration du CSC sont en cours et donnent des résultats satisfaisants dans le monde, dont deux en Europe (Norvège)²⁴. Il s'agit pour la plupart d'applications industrielles, notamment de traitement du pétrole et du gaz ou de production chimique, qui captent le CO₂ pour des raisons commerciales. Huit de ces projets couvrent l'intégralité de la chaîne du CSC (captage, transport et stockage) et cinq d'entre eux sont économiquement viables à cause de la récupération assistée des hydrocarbures, dans le cadre de laquelle le carbone sert à faciliter l'extraction du pétrole brut (l'annexe 1 fournit de plus amples informations sur les projets).

D'après la feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050 de la Commission et l'évaluation de l'AIE²⁵, le CSC devrait devenir une technologie compétitive pour la transition vers une

²¹ Source: Chapitre 5.3.2 du rapport «Carbon Dioxide Capture and Storage» - GIEC, 2005 - Bert Metz, Ogunlade Davidson, Heleen de Coninck, Manuela Loos et Leo Meyer (Eds.)

²² <http://www.eea.europa.eu/publications/late-lessons-2/late-lessons-2-full-report>

²³ D'après les conclusions d'une étude réalisée par le JRC pour évaluer le potentiel de récupération assistée des hydrocarbures par injection de CO₂ en Mer du Nord, il semble que le procédé permette d'augmenter considérablement la production européenne de pétrole et partant, d'améliorer la sécurité d'approvisionnement énergétique, mais que l'impact sur la réduction des émissions de CO₂ soit limité aux sources de CO₂ situées à proximité des champs pétrolifères. Les principaux obstacles à l'application de cette technique en Europe sont le coût élevé des opérations offshore, ainsi que les nécessaires modifications à apporter à l'infrastructure existante et les conditions géologiques défavorables.

²⁴ Source: la base de données sur le CSC des projets ZÉRO, qui permet de suivre les progrès du développement et du déploiement du CSC dans le monde.

<http://www.zeroco2.no/projects> and GSSCI, The Global Status of CCS: 2012 An overview of large-scale integrated CCS projects: <http://www.globalccsinstitute.com/publications/global-status-ccs-2012/online/47981>

²⁵ World Energy Outlook 2012, AIE, Paris, 2012, et *Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation*, document de travail de l'AIE, édition 2011, accessible à l'adresse suivante:

économie à faible intensité de carbone. Les estimations des coûts du CSC sont variables, en fonction du combustible, de la technique et du type de stockage, mais la plupart des calculs effectués pour les coûts actuels se situent dans la fourchette comprise entre 30 et 100 euros par tonne de CO₂ stockée. D'après le document *Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation* de l'AIE (voir note de bas de page n° 29 pour la référence complète), qui s'appuie sur des études techniques, le coût actuel du CSC est de l'ordre de 40 EUR/tonne de CO₂ évitée²⁶ pour les centrales à charbon, et de 80 EUR/tonne de CO₂ évitée pour les centrales au gaz naturel. Il faut en outre tenir compte des coûts du transport et du stockage. Néanmoins, les coûts devraient diminuer à l'avenir.

Selon les évaluations réalisées par le JRC²⁷, les centrales au charbon ou au gaz naturel équipées de CSC de première génération devraient être beaucoup plus onéreuses que les centrales équivalentes conventionnelles, sans CSC. Lorsque le déploiement des centrales électriques avec CSC aura débuté, les coûts diminueront du fait de l'intégration des résultats des activités de R&D et des économies d'échelles.

Les prix du pétrole étant constamment élevés, le CSC pourrait dans certains cas se révéler compétitif sur le plan des coûts pour les secteurs de l'extraction pétrolière et gazière où les marges économiques sont considérablement plus élevées que dans le secteur de la production d'électricité et les autres secteurs consommant ou fournissant des combustibles fossiles. C'est ce que démontrent les deux seuls projets de CSC de taille industrielle actuellement en cours en Europe. Ces projets sont localisés en Norvège, où les producteurs de pétrole et de gaz doivent s'acquitter d'une taxe d'environ 25 EUR/tonne de CO₂ émise²⁸. Cette taxe, qui s'applique spécifiquement aux producteurs de pétrole et de gaz du plateau continental, a entraîné le développement commercial du CSC à Snøhvit et Sleipner (voir annexe I pour plus de précisions).

2.5. Compétitivité-coûts de la conversion au CSC des centrales électriques existantes

Si la tendance mondiale à la multiplication des centrales électriques à combustibles fossiles n'est pas inversée, la conversion au CSC sera une nécessité pour limiter le réchauffement de la planète à 2 °C. Toutefois, selon le groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC)²⁹, la mise à niveau des centrales existantes pour le captage du CO₂ devrait se traduire par des coûts plus élevés et des gains d'efficacité globaux nettement plus faibles que dans le cas des centrales électriques équipées dès la construction de systèmes de captage. Les désavantages liés aux coûts de la mise à niveau pourraient être moindres pour certaines centrales électriques à haut rendement de construction récente, ou en cas de modernisation substantielle ou de reconstruction d'une centrale. La plupart des études ultérieures corroborent les constatations du GIEC. Les principales raisons de ces coûts plus élevés sont:

http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/costperf_ccs_powergen-1.pdf et *A policy strategy for carbon capture and storage*, document d'information de l'AIE, 2012.

²⁶ Estimation valable pour une centrale au charbon pulvérisé fonctionnant en base. En supposant un taux de change de 1,298 EUR pour 1 USD, le coût est de 55 USD. Cette estimation de 55 USD/tonne coïncide avec les estimations de la plateforme technologique européenne pour des centrales électriques à combustibles fossiles à taux d'émission zéro, qui sont comprises entre 30 et 40 EUR/tonne de CO₂ évitée. Dans le cas du gaz naturel, le CSC nécessiterait un prix du carbone de l'ordre de 90 EUR/tCO₂.

²⁷ Source: Centre Commun de recherche (JRC) The cost of CSC, EUR 24125 EN, 2009.

²⁸ La taxe s'élève à 0,47 NOK par litre de pétrole ou par m³ de gaz.

²⁹ GIEC, 2005 - Bert Metz, Ogunlade Davidson, Heleen de Coninck, Manuela Loos and Leo Meyer (Eds.) - Cambridge University Press, UK, p 431. Disponible en anglais à l'adresse suivante:

http://www.ipcc.ch/publications_and_data/publications_and_data_reports.shtml

- **des coûts d'investissement plus élevés**, car la configuration des installations existantes et les contraintes d'encombrement pourraient rendre l'adaptation des centrales au CSC plus compliquée que la construction d'une nouvelle installation;
- **une durée de vie plus courte**, puisque la centrale électrique est déjà en exploitation. En conséquence, l'investissement de conversion au CSC devrait être amorti sur une période plus courte que dans le cas d'une nouvelle construction intégrant le CSC.
- **un moindre rendement**, car une conversion est difficile à intégrer de manière optimale pour maximaliser l'efficacité énergétique du captage, d'où une production moindre;
- **le coût de la mise à l'arrêt**, car l'installation existante faisant l'objet de la conversion doit être mise hors production pendant la durée des travaux.

Afin de réduire les contraintes propres au site et partant, les coûts, il a été proposé d'exiger que les nouvelles installations soient «prêtes pour le CSC»³⁰, ce qui permettrait d'éviter d'inéluctables nouvelles émissions de CO₂ en provenance des nouvelles installations³¹.

En vertu de l'article 33 de la directive CSC, les États membres sont tenus de veiller à ce que tous les exploitants d'installations de combustion d'une puissance électrique nominale égale ou supérieure à 300 MW aient évalué si les conditions relatives 1) à la disponibilité de sites de stockage appropriés, 2) à la faisabilité technique et économique des réseaux de transport et 3) à la faisabilité technique et économique d'une adaptation en vue du captage du CO₂ sont réunies³². Si ces conditions sont réunies, l'autorité compétente veille à ce que suffisamment d'espace soit prévu sur le site de l'installation pour l'équipement nécessaire au captage et à la compression du CO₂. Cependant, très peu d'installations ont déjà été déclarées «prêtes pour le CSC».

L'analyse de la transposition et de la mise en œuvre de la directive CSC dans les États membres, qui doit être réalisée prochainement, permettra d'évaluer les mesures qui ont été prises par les États membres pour appliquer les dispositions de l'article 33 de ladite directive.

3. État des lieux de la démonstration du CSC en Europe et analyse des points faibles

Il ne fait pas de doute que le CSC aura sa place dans un futur bouquet énergétique bas carbone. Ce constat résulte, entre autres, de la volonté affichée par l'Union européenne de franchir un cap essentiel en portant les projets de recherche pilotes sur le CSC au niveau de projets de démonstration commerciale³³ permettant de réduire les coûts, de démontrer la sécurité du stockage géologique du dioxyde de carbone (CO₂), de générer des connaissances transférables sur le potentiel du CSC et de réduire les risques liés aux investissements dans ces technologies.

³⁰ «prêt pour le CSC» signifie que l'installation peut être convertie ultérieurement au CSC.

³¹ Aux États-Unis, en vertu de la loi sur la qualité de l'air (Clean Air Act), les nouvelles centrales au charbon doivent en effet être «prêtes pour le CSC» (voir également encadré 1) car un délai de 30 ans est autorisé pour le respect de la norme en matière d'émissions.

La réglementation proposée peut être consultée à l'adresse suivante (en anglais): <http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2012-04-13/pdf/2012-7820.pdf>

³² Cette disposition modifie la directive sur les grandes installations de combustion et constitue actuellement l'article 36 de la directive relative aux émissions industrielles.

³³ Couvrant toute la chaîne intégrée du captage, du transport et du stockage du CO₂ pour une puissance de plus de 250 MWe – ou un minimum de 500 ktCO₂/an dans le cas des applications industrielles.

En dépit des efforts considérables déployés par l'UE pour ouvrir la voie au développement du CSC, sur les huit projets de démonstration en cours à l'échelle industrielle³⁴ portant sur toute la chaîne du CSC (captage, transport et stockage – voir détails à l'annexe I), aucun n'est situé dans l'UE, et même les projets les plus prometteurs de l'UE subissent d'importants retards, pour différentes raisons exposées ci-après.

3.1. Le manque d'arguments économiques

Les prix déterminés par le SEQE se situant actuellement bien au-dessous de 40 EUR/tCO₂, et en l'absence de toute autre contrainte juridique ou de toute autre incitation, les opérateurs économiques n'ont aucune raison d'investir dans le CSC. Lorsque la Commission a proposé le paquet de mesures sur le climat et l'énergie en 2008, les prix du carbone atteignaient 30 EUR. On pensait alors que les objectifs fixés par le paquet de mesures sur l'énergie et le climat permettraient d'atteindre un tel niveau de prix en 2020, et que ce niveau continuerait d'augmenter par la suite. Il a fallu admettre que cela ne serait peut-être même pas suffisant pour permettre la mise en service d'installations de démonstration. Parallèlement à la mise en place du cadre juridique (la directive CSC), le programme de financement NER300 a été créé pour financer des projets de démonstration du CSC à l'échelle commerciale ainsi que des projets innovants portant sur les énergies renouvelables, de même que le programme énergétique européen pour la relance (PEER), qui soutient six projets de démonstration du CSC. Si le prix du carbone avait été de 30 EUR, le soutien financier aurait pu atteindre 9 milliards EUR au total. Globalement, l'incitation constituée par le prix du carbone et le soutien financier supplémentaire assuré par les programmes NER300 et PEER ont été considérés comme suffisants pour garantir la construction de plusieurs installations de démonstration du CSC dans l'Union européenne.

Aujourd'hui, avec un prix du carbone proche de 5 EUR et des ressources issues de NER300 nettement inférieures aux prévisions initiales, il est évident que les opérateurs économiques ne sont pas incités à investir dans la démonstration du CSC, étant donné que les coûts d'investissement et d'exploitation supplémentaires ne sont pas couverts par les bénéfices tirés de la réduction des émissions, laquelle nécessite d'acheter beaucoup moins de quotas du SEQE.

Les études techniques initiales réalisées pour les projets de CSC montrent que l'estimation initiale des coûts d'investissement du CSC était réaliste. Cependant, depuis 2009, les arguments économiques en faveur du CSC ont été balayés par la crise économique, qui est à l'origine du faible prix du carbone dans le SEQE. Pour la plupart des projets, les calculs ont été basés sur un prix du carbone atteignant au moins 20 EUR par tonne de CO₂. En supposant une période d'exploitation de 10 ans (requis par NER300) permettant le stockage d'un million de tonnes de CO₂ par an, une différence de prix de 10 EUR/tonne de CO₂ entraîne en effet un surcoût d'exploitation d'environ 100 millions EUR. Par rapport au prix de 30 EUR escompté au moment où le paquet énergie et climat a été proposé, le coût supplémentaire à couvrir atteint 200 millions EUR.

À présent, ce surcoût va devoir être financé soit par l'industrie, soit par le secteur public. La récupération assistée des hydrocarbures (RAH) pourrait bénéficier à certains projets, mais contrairement à ce qui s'est passé aux États-Unis et en Chine, la RAH n'a pas été un facteur de déploiement du CSC en Europe. Bien que l'industrie se soit déclarée prête à investir plus de 12 milliards d'euros dans le CSC en 2008, les engagements financiers effectivement pris jusqu'ici ne sont pas à la hauteur. En fait, dans la plupart des projets, l'industrie limite

³⁴ Ces huit projets sont d'une ampleur égale ou supérieure à celle d'un projet de CSC sur centrale au gaz de 250 MW, et trois sont d'une ampleur supérieure à celle d'un projet de CSC sur centrale au charbon de 250 MW

actuellement son concours financier à 10 % environ des coûts supplémentaires liés au CSC. Au niveau des États membres également, la situation financière et politique n'est plus du tout la même qu'en 2008.

Dans la situation économique actuelle, et même avec une aide supplémentaire du plan européen pour la relance économique, qui a alloué environ 1 milliard d'euros à la démonstration du CSC³⁵, l'excédent structurel d'environ 2 milliards de quotas du SEQE, la faiblesse subséquente prolongée du prix du carbone et le financement moins élevé que prévu accordé par NER300 ne sont tout simplement pas de nature à inciter l'industrie à rendre la démonstration du CSC viable, ce qui compromet les perspectives de déploiement à grande échelle. En l'absence d'une stratégie pour rendre le CSC commercialement viable ou obligatoire, il est probable que l'industrie ne s'engagera pas dans le déploiement à grande échelle du CSC.

Telle est la conclusion qui transparaît dans la décision d'attribution prise récemment à l'issue du premier appel à projets du programme NER300³⁶. L'objectif initial était de financer huit projets de démonstration du CSC de taille commerciale, ainsi que 34 projets innovants relatifs aux énergies renouvelables. 13 projets de CCS répartis dans sept États membres ont été proposés dans le cadre de l'appel NER300, dont deux concernaient des applications industrielles et 11 le secteur de la production d'électricité. Trois projets ont été retirés au cours de la mise en concurrence. En juillet 2012, dix projets de CSC étaient toujours en lice³⁷, à savoir les huit mieux classés par la Commission et deux autres projets en réserve. Finalement, aucun projet de CSC n'a reçu de subvention car, lors de la dernière phase de confirmation des projets, les États membres n'ont pas été en mesure de confirmer leurs projets de CSC, notamment en raison: du montant insuffisant de la part de financement nationale et/ou privée³⁸, mais également à cause de retards dans les procédures de délivrance des permis ou, dans un cas, à cause d'une mise en concurrence, au niveau national, pour l'octroi de subventions, à l'issue de laquelle l'État membre concerné n'a pas pu donner une confirmation conformément aux exigences de la décision NER300.

La majorité des projets de CSC a donné lieu à des demandes de subvention au titre de NER300 qui dépassaient largement le plafond de financement qui avait été fixé à 337 millions d'euros compte tenu des recettes tirées de la monétisation des quotas NER. En fait, les demandes totales de subvention au titre de NER300 émanant de près de la moitié des projets CSC ont dépassé le plafond de financement de 500 millions d'euros. Le plafond de financement plus bas que prévu a donc exercé une pression supplémentaire sur les États membres et les opérateurs du secteur privé, auxquels il revenait de couvrir le déficit. Même pour les projets dont les demandes de subventions au titre de NER300 dépassaient très peu le plafond de financement, le manque de ressources est resté le principal obstacle et s'est révélé un facteur déterminant dans leur non-confirmation.

Un autre point important à souligner est le fait que les opérateurs privés qui ont déposé des demandes au titre de NER300 se sont montrés très peu enclins à supporter eux-mêmes une

³⁵ Voir l'annexe II pour de plus amples informations sur l'état d'avancement des six projets de démonstration financés au titre du programme PEER de l'UE.

³⁶ Disponible en anglais à l'adresse suivante:
http://ec.europa.eu/clima/news/docs/draft_award_decision_ner300_first_call_en.pdf

³⁷ Document de travail des services de la Commission «NER300 - Moving towards a low carbon economy and boosting innovation, growth and employment across the EU».

³⁸ Le programme NER300 propose de couvrir 50 % des coûts supplémentaires associés à la construction et à l'exploitation des installations de CSC, l'autre moitié étant financée par des contributions du secteur public ou du secteur privé.

part des coûts. En fait, une majorité d'opérateurs de la filière CSC a présenté des demandes qui reposaient presque entièrement sur un financement public, les autres proposant de contribuer modestement au financement. On serait tenté d'en conclure que, tant que le prix du carbone restera faible, le secteur privé s'attendra à ce que le développement du CSC soit largement cofinancé par des fonds publics, ce qui constitue une preuve des défis qui restent à relever dans le secteur.

Les compagnies d'électricité qui utilisent des combustibles fossiles comme matières premières, comme les fournisseurs de combustibles fossiles, ont un intérêt économique au développement du CSC. Sans le CSC, leur avenir est incertain.

3.2. Sensibilisation de l'opinion publique et acceptabilité de la technologie

Certains projets qui envisagent un stockage terrestre ont suscité une vive opposition de l'opinion publique. C'est notamment le cas de certains projets en Pologne et en Allemagne. En Allemagne, l'opposition de l'opinion publique est la principale raison du retard pris dans la transposition de la directive CSC. En Espagne, au terme d'une campagne d'information et de sensibilisation ciblée, le projet soutenu par le PEER est parvenu à emporter l'adhésion du public. Les projets qui prévoient un stockage en mer au Royaume-Uni, aux Pays-Bas et en Italie ont également été acceptés par l'opinion publique. D'après une récente enquête Eurobaromètre³⁹, la population européenne ignore tout du CSC et de sa contribution potentielle à l'atténuation du changement climatique. Cependant, ceux qui sont informés sont plus enclins à soutenir cette technologie. Cela montre clairement que des efforts s'imposent pour amener le CSC au centre du débat sur le rôle respectif de l'Europe et des États membres dans la lutte contre le changement climatique, qu'il faut étudier de façon plus approfondie les risques pour la santé et l'environnement (liés à la fuite du CO₂ stocké), et que l'acceptation du public ne doit pas être considérée comme acquise sans évaluation préalable.

3.3. Le cadre juridique

La directive sur le CSC fournit un cadre juridique global applicable au captage, au transport et au stockage du CO₂. En juin 2011, date limite fixée pour la transposition de la directive, très peu d'États membres avaient fait état d'une transposition intégrale ou partielle. La situation s'est nettement améliorée depuis et, aujourd'hui, seul un État membre n'a notifié aucune mesure de transposition à la Commission. Alors que la majorité des États membres ayant proposé des projets de démonstration du CSC a achevé la transposition de la directive, plusieurs autres interdisent ou restreignent le stockage du CO₂ sur leur territoire.

Cet aspect sera examiné en détail dans l'analyse complète de la transposition et de la mise en œuvre de la directive CSC dans les États membres.

3.4. Stockage du CO₂ et infrastructure

D'après le projet GeoCapacity⁴⁰ de l'UE, la capacité totale de stockage géologique permanent de l'Europe serait équivalente à plus de 300 Gigatonnes (Gt) de CO₂, tandis que selon les estimations prudentes, la capacité de stockage serait de 117 Gt de CO₂. Les émissions totales de CO₂ dues à la production d'électricité et aux applications industrielles dans l'UE se chiffrent à quelque 2,2 GtCO₂ par an, ce qui signifie que tout le CO₂ émis dans l'UE au cours des décennies à venir pourrait être stocké, même si l'on tient compte des estimations prudentes. La capacité de stockage en mer du Nord a été à elle seule estimée à plus de 200 GtCO₂. Il conviendrait de trouver une approche cohérente pour exploiter cette capacité.

³⁹ Disponible en anglais à l'adresse suivante: http://ec.europa.eu/public_opinion/archives/ebs/ebs_364_en.pdf

⁴⁰ De plus amples informations sont disponibles à l'adresse suivante: <http://www.geology.cz/geocapacity>

Il existe une capacité de stockage suffisante en Europe, mais toute cette capacité n'est pas située à proximité des émetteurs de CO₂ ou ne leur est pas accessible. Une infrastructure de transport transfrontière est donc nécessaire pour raccorder d'une manière efficace les sources aux puits de CO₂. C'est l'objet de la proposition de la Commission qui vise à inclure l'infrastructure de transport du CO₂ dans la proposition de règlement concernant des lignes directrices sur l'infrastructure transeuropéenne. En vertu de ce règlement, les projets d'infrastructure de transport du CO₂ peuvent prétendre au statut de projet d'intérêt commun européen et éventuellement bénéficier d'un financement. Néanmoins, dans un premier temps, les projets de CSC explorent le plus souvent les possibilités offertes par les puits de CO₂ situés à proximité des points de captage, et l'infrastructure devra donc d'abord être développée au niveau national. Les États membres devront apporter une réponse appropriée à ces besoins d'infrastructure nationale avant de pouvoir envisager des réseaux transfrontières.

3.5. Coopération internationale

La lutte contre le changement climatique ne pourra donner des résultats que si elle est menée dans le monde entier. L'action menée par l'UE peut susciter la coopération internationale nécessaire, mais il est en outre parfaitement justifié d'un point de vue stratégique de promouvoir l'utilisation de technologies de mitigation dans les pays qui en auront besoin pour réorienter leur économie en expansion sur la voie du développement à faible intensité de carbone. Ces technologies incluent sans aucun doute le CSC, pour lequel le marché non européen est probablement beaucoup plus vaste que le marché intérieur.

À titre d'exemple, la consommation de charbon de la Chine a augmenté de 10 % en 2010 et représente actuellement 48 % de la consommation mondiale. Une part importante des centrales au charbon, d'une puissance totale de 300 GW, qui sont actuellement en construction ou en prévision en Chine sera probablement encore en exploitation en 2050. À moins que les nouvelles centrales construites en Chine et dans le monde puissent être équipées du CSC et que les centrales existantes soient mises à niveau, une large part des émissions mondiales entre 2030 et 2050 est d'ores et déjà inéluctable. La Commission européenne engage donc le dialogue avec les pays tiers, en particulier les économies émergentes, et l'industrie. L'objectif est d'internationaliser davantage les activités de partage des connaissances entre projets de CSC, dans le cadre du réseau européen de projets de démonstration du CSC, du Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF) (forum pour la promotion du piégeage du carbone), dont la Commission est membre, et du Global CCS Institute (GCCSI), auquel est elle participe.

4. Aller de l'avant

Le second appel à projets NER300, qui sera lancé en avril 2013, offrira à l'industrie européenne et aux États membres une seconde chance d'améliorer les perspectives en ce qui concerne le CSC. Toutefois, au vu des retards patents pris par le programme de démonstration du CSC, il est temps de réévaluer les objectifs fixés par le Conseil européen et de réorienter nos propres objectifs et instruments.

Dans l'optique de la commercialisation du CSC, la démonstration et le déploiement à grande échelle de cette technologie sont plus que jamais nécessaires. Il est essentiel pour notre compétitivité à long terme que nos secteurs énergétique et industriel parviennent à amener le CSC au stade du déploiement commercial⁴¹ de manière à pouvoir réduire les coûts, démontrer la sécurité du stockage géologique du CO₂, générer des connaissances

⁴¹ Couvrant toute la chaîne intégrée du captage, du transport et du stockage du CO₂ pour une puissance de plus de 250 MWe – ou un minimum de 500 ktCO₂/an dans le cas des applications industrielles.

transférables sur le potentiel du CSC et réduire les risques liés aux investissements dans ces technologies.

Le CSC sera toujours plus coûteux que la combustion de combustibles fossiles sans aucune mesure de réduction des émissions, et une compensation serait donc nécessaire car le captage implique davantage d'investissements et d'énergie. Cette compensation pourrait être obtenue par diverses interventions. Nous disposons déjà du SEQE, qui encourage directement le CSC en ce sens qu'il fixe un prix pour le carbone, quoique ce prix soit beaucoup trop faible. En outre, il est possible d'utiliser une partie du produit de la mise aux enchères des quotas d'émission (programme NER300) pour financer le CSC et des projets relatifs aux énergies renouvelables.

L'anticipation de prix du quota de CO₂ est aujourd'hui bien inférieure à l'évaluation de 2008 du paquet énergie et climat, qui prévoyait un prix de l'ordre de 30 EUR (aux prix de 2005) en 2020⁴². Aujourd'hui, le signal de prix du SEQE n'incite pas à renoncer au charbon au profit du gaz et accroît les coûts de financement des investissements dans les technologies à faible intensité de carbone en raison des risques perçus comme étant associés à ces investissements. Une enquête menée auprès des 363 exploitants du SEQE de l'UE confirme que le prix des quotas d'émission européens pèse depuis peu moins lourd dans les décisions d'investissement⁴³.

Une réforme structurelle du SEQE pourrait entraîner une hausse des prix et peut prouver au marché que le SEQE sera à même de fournir, à long terme également, un signal de prix du carbone suffisamment fort pour promouvoir le déploiement du CSC. En conséquence, la Commission a présenté un rapport sur le marché du carbone et lancé simultanément une consultation publique en vue d'examiner les diverses solutions possibles pour y parvenir. En l'absence de toute autre mesure d'incitation, le déploiement du CSC nécessitera d'importantes hausses (ou anticipations de ces hausses), d'au moins 40 EUR, du prix fixé par le SEQE⁴⁴.

L'AIE fait valoir qu'une stratégie en faveur du CSC doit prendre en considération l'évolution des besoins de la technologie au fur et à mesure de sa maturation, et que les mesures plus spécifiques nécessaires dans les premiers stades doivent laisser la place à des mesures plus neutres afin de garantir que le CSC restera compétitif par rapport aux autres possibilités de réduction des émissions en se rapprochant de la commercialisation⁴⁵. D'où l'importance, indépendamment de l'issue du débat sur la réforme structurelle du SEQE, d'un processus de démonstration tenant la route pour bien préparer le déploiement du CSC. Plusieurs solutions doivent donc être envisagées pour permettre dès que possible une démonstration à grande échelle en vue de la poursuite du déploiement et de la commercialisation.

⁴²Voir également la section 4.3 du document de travail des services de la Commission sur le fonctionnement du marché du carbone.

⁴³ Les prix du carbone à long terme restent le facteur décisif pour 38 % des répondants et sont un des facteurs entrant en ligne de compte pour 55 % des exploitants interrogés. Toutefois, pour la première fois depuis 2009, le pourcentage des exploitants ne tenant en fait pas du tout compte des prix du carbone a pratiquement doublé et s'élève à 7 % dans l'enquête de 2012. Thomson Reuters Point Carbon, Carbon 2012, 21 mars 2012, <http://www.pointcarbon.com/news/1.1804940>

⁴⁴ Personne ne s'attend à ce que le prix du carbone atteigne de tels niveaux dans un proche avenir, et il est donc peu probable que l'industrie réalise les investissements nécessaires dans des projets de CSC sur la seule base du prix du carbone. Cette probabilité est d'autant plus faible qu'il manque un cadre d'action clair et des mesures d'incitation au niveau national, ce à quoi s'ajoute encore la résistance de l'opinion publique, à moins que des mesures ne soient prises au niveau de l'Union européenne et des États membres.

⁴⁵ AIE (2012), «A Policy Strategy for Carbon Capture and Storage»

Il a été admis dans le paquet énergie et climat que le signal de prix du carbone ne serait probablement pas suffisant pour promouvoir la démonstration. Des mesures d'incitation supplémentaires ont été prévues au moyen du dispositif financier NER300 et PEER, ainsi que dans le cadre de la directive CSC. Actuellement, le SEQE prévoit d'accorder un soutien financier à des projets de CSC et à des projets innovants relatifs aux énergies renouvelables, à l'issue du second appel à propositions de NER300. Il serait également envisageable d'étendre ce type de financement jusqu'en 2030. Ce mode de financement pourrait correspondre à certains des objectifs du plan SET et pourrait aussi cibler l'innovation dans les secteurs à forte intensité énergétique, car le CSC est une technologie clé applicable aussi bien au secteur de l'énergie qu'au secteur industriel. En outre, le principe de la mise en concurrence permet de mettre toutes les entreprises de l'UE sur un pied d'égalité et de faire un usage optimal de ressources limitées.

De surcroît, eu égard aux approches examinées et/ou retenues dans plusieurs pays, plusieurs moyens d'action allant au-delà des mesures existantes pourraient également être envisagés. Ils sont brièvement exposés ci-après.

Il est évident que, même si le prix du carbone n'est pas suffisamment élevé, le déploiement d'un petit nombre de projets de CSC n'en reste pas moins nécessaire afin de développer l'infrastructure du CSC et les compétences et connaissances requises pour cette technologie. Les mesures visant à promouvoir la démonstration pourraient être d'ampleur limitée, ce qui permettrait de maîtriser les coûts pour l'économie globale tout en procurant la sécurité nécessaire aux investisseurs, et ainsi de tirer les bénéfices d'un déploiement à bref délai. Le processus de démonstration donnerait aussi une idée plus précise du rôle que le CSC sera appelé à jouer dans l'avenir, en particulier dans une situation où, à court et moyen termes, le prix du carbone n'est pas suffisamment élevé pour encourager les investissements dans cette technologie.

Un système contraignant de certificats CSC pourrait obliger les émetteurs de carbone (au-delà d'un certain seuil) ou les fournisseurs de combustibles fossiles à acheter des certificats de CSC pour couvrir une certaine quantité de leurs émissions ou des émissions en amont (si l'obligation incombe aux fournisseurs de combustibles fossiles). Des certificats pourraient être délivrés à l'industrie pétrolière et gazière, de manière que les connaissances déjà acquises par ces secteurs sur les plans de la géologie et du savoir-faire contribuent à la mise en évidence des sites de stockage les plus appropriés, y compris la possibilité de récupération assistée des hydrocarbures, pour autant que cela garantisse un stockage permanent du CO₂.

Encadré 1: obligation de CSC en vigueur actuellement

À compter de 2015, les compagnies d'électricité de l'État d'Illinois, aux États-Unis, devront faire appel à des centrales à charbon propre pour produire 5% de l'électricité qu'elles fournissent, l'objectif étant d'atteindre 25 % d'ici 2025. Les centrales en exploitation avant 2016 seront considérées comme des centrales à charbon propre si au moins 50 % de leurs émissions de CO₂ sont captées et piégées. Ce pourcentage sera de 70 % pour les centrales au charbon censées entrer en exploitation en 2016 ou 2017, et sera porté à 90 % pour les centrales qui entreront en exploitation ultérieurement.

Un tel système pourrait fonctionner avec le SEQE, à condition que le nombre de certificats CSC qui serait requis ait son équivalent en quotas d'émission, lesquels devraient être définitivement retirés du marché (la quantité de réductions de carbone attestée par les certificats CSC est connue, de sorte qu'une réduction équivalente du nombre de quotas d'émission du SEQE garantirait une intégration rapide des deux systèmes). Un tel système pourrait déterminer l'ampleur nécessaire du développement et du déploiement du CSC. Si son champ d'application est bien délimité, le système pourrait avoir une incidence modérée

sur le fonctionnement du SEQE, tout en offrant la souplesse nécessaire aux entreprises pour respecter le plafond fixé.

Les normes d'émission pourraient constituer une solution ciblée qui consisterait à créer des normes d'émission contraignantes qui s'appliqueraient soit uniquement aux nouveaux investissements, soit à tous les émetteurs d'un secteur et qui contraindraient les entreprises ou les installations à ne pas dépasser une quantité déterminée d'émissions par unité de production.

Encadré 2: normes d'émission actuellement en vigueur

Une norme d'émission tenant lieu de mesure de soutien à long terme est en vigueur en Californie: il s'agit d'une norme non négociable de 500g CO₂/kWh applicable aux nouvelles centrales électriques. Les États-Unis envisagent également une norme d'émission fédérale, dans le cadre de la loi sur la qualité de l'air (Clean Air Act) mise en œuvre par l'EPA, qui impose concrètement que les nouvelles centrales au charbon soient «prêtes pour le CSC» et mises à niveau ultérieurement. À cet effet, la loi autorise le respect de la norme d'émission en moyenne sur une période de 30 ans. Un autre exemple est la Norvège, où aucune centrale au gaz non équipée du CSC ne peut être construite.

Les normes d'émission soulèvent un certain nombre de questions méthodologiques. Elles ne fournissent aucune garantie que les installations qui seront construites seront équipées du CSC et pourraient en fait n'avoir pour seul effet que de déplacer les investissements vers des sources d'énergie à plus faibles émissions de carbone conformément aux exigences de la norme. De surcroît, un tel système, s'il était appliqué rigoureusement, remplacerait de facto le signal de prix du carbone fourni par le SEQE en tant qu'incitation à la «décarbonisation», sans offrir aux secteurs concernés la souplesse prévue par le SEQE. Par conséquent, avant d'opter pour des normes d'émission, il conviendrait d'examiner de façon plus approfondie l'incidence qu'elles pourraient avoir sur le SEQE et les secteurs concernés⁴⁶.

Par ailleurs, les gouvernements nationaux ont également un rôle à jouer dans la démonstration. Les États membres pourraient, par exemple, mettre en place des systèmes garantissant une rentabilité minimale des investissements de CSC, à l'instar des tarifs de rachat souvent employés pour permettre la démonstration et la pénétration des technologies renouvelables. Pour autant qu'ils soient conçus de manière flexible, afin d'éviter des bénéfices exceptionnels, et qu'ils soient exclusivement limités à la démonstration, de tels systèmes pourraient se révéler efficaces et ne devraient pas perturber outre mesure le fonctionnement du SEQE ou du marché intérieur.

5. Conclusions

La feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050, de même que les conférences et les rapports internationaux⁴⁷, indiquent clairement que les énergies fossiles feront toujours partie du bouquet énergétique européen et mondial et qu'elles continueront d'être utilisées dans de nombreux procédés industriels. Le CSC est aujourd'hui une des principales technologies disponibles pour réduire les émissions de CO₂ du secteur de la production d'électricité. Pour tirer parti de ce potentiel, il faut que le CSC devienne une technologie compétitive en matière de coûts, afin que son déploiement commercial puisse débuter et qu'il puisse ainsi faciliter la transition de l'Europe vers une économie à faible intensité de carbone.

⁴⁶ Voir par exemple http://ec.europa.eu/clima/policies/lowcarbon/ccs/docs/impacts_en.pdf

⁴⁷ D'après le rapport Perspectives énergétiques mondiales 2012 de l'AIE, la part des combustibles fossiles dans la consommation énergétique mondiale est aujourd'hui de 80 % et elle sera de 75 % en 2035 selon le scénario «New policies» (nouvelles mesures).

Mais le CSC est aujourd'hui à la croisée des chemins.

Tous ses aspects ont déjà fait l'objet de démonstrations en dehors de l'Union européenne où il est appliqué à l'échelle commerciale pour le traitement du gaz et où une vingtaine de projets de taille industrielle devraient être en cours d'ici 2020. En dépit des nombreux efforts et du soutien considérable de l'UE, les projets de démonstration du CSC à l'échelle commerciale dans l'UE ont pris du retard et les financements disponibles sont insuffisants. En fait, il va falloir redoubler d'efforts pour qu'au moins les quelques projets auxquels un financement de l'UE a été octroyé puissent être menés à bien. Les retards pris dans le domaine du CSC appliqué aux centrales au charbon et au gaz feront probablement augmenter à plus long terme les coûts de la «décarbonisation» du secteur de l'électricité, en particulier dans les États membres où la dépendance à l'égard des combustibles fossiles est forte.

Il est urgent d'agir pour réussir à stimuler l'investissement dans la démonstration du CSC, de manière à pouvoir vérifier si le déploiement ultérieur de la technologie et la construction de l'infrastructure du CSC sont faisables. La première étape de ce processus consiste donc à permettre la démonstration du CSC à l'échelle commerciale en Europe afin de confirmer la viabilité technique et économique du CSC en tant que mesure économiquement rationnelle pour atténuer les émissions de GES du secteur de l'électricité et du secteur industriel.

Le CSC sera également nécessaire à plus long terme pour obtenir des réductions des émissions dans les secteurs où les émissions de procédés sont inévitables. Si de nouveaux retards étaient pris, l'industrie européenne pourrait en définitive se trouver contrainte de s'adresser aux pays tiers pour accéder à la technologie CSC.

Étant donné les difficultés exposées dans ce qui précède et compte tenu des travaux entrepris pour la mise en place du cadre pour l'énergie et le climat à l'horizon 2030, de la nécessité d'organiser un débat en connaissance de cause, y compris sur la question des facteurs déterminants pour le déploiement du CSC, la Commission sollicite des contributions sur le rôle du CSC en Europe, en particulier sur les questions suivantes:

- 1) Faut-il imposer aux États membres qui aujourd'hui font largement appel au charbon et au gaz dans leur bouquet énergétique et dans leurs procédés industriels, et qui ne l'ont pas encore fait:
 - a. d'établir une feuille de route détaillant clairement la manière dont ils envisagent de restructurer leur secteur de la production d'électricité au profit de combustibles non carbonés (nucléaire ou énergies renouvelables) d'ici à 2050 ?
 - b. d'élaborer une stratégie nationale préparant le déploiement de la technologie CSC ?
- 2) Comment conviendrait-il de restructurer le SEQE pour qu'il encourage également le déploiement du CSC? Cette restructuration devrait-elle être complétée par des instruments fondés sur le produit de la mise aux enchères tels que NER300?
- 3) La Commission devrait-elle proposer d'autres moyens de soutien ou envisager d'autres mesures ouvrant la voie à un déploiement rapide, notamment:

- a. une aide provenant du recyclage des enchères ou d'autres méthodes de financement⁴⁸,
 - b. une norme d'émission,
 - c. un système de certificats CSC,
 - d. un autre type de mesure.
- 4) Faut-il par conséquent obliger les compagnies de distribution d'énergie à équiper toutes leurs nouvelles centrales (alimentées en charbon et peut-être aussi en gaz) de systèmes permettant le CSC afin de faciliter la nécessaire conversion à celui-ci ?
 - 5) Convient-il de faire participer les fournisseurs de combustibles à la démonstration et au déploiement du CSC au moyen de mesures spécifiques garantissant un financement supplémentaire?
 - 6) Quels sont les principaux obstacles qui empêchent la démonstration du CSC dans une mesure suffisante dans l'UE ?
 - 7) Comment renforcer l'acceptabilité du CSC par l'opinion publique ?

En fonction des réponses à cette consultation et après analyse approfondie de la transposition et de la mise en œuvre de la directive CSC dans les États membres, la Commission étudiera l'opportunité de présenter des propositions, le cas échéant dans le contexte de ses travaux sur le cadre pour l'énergie et le climat à l'horizon 2030.

⁴⁸ Compte tenu de la complémentarité avec les Fonds structurels et d'investissement européens, décrite dans le cadre stratégique commun annexé à la proposition de règlement portant dispositions communes pour les Fonds structurels et d'investissement européens présentée par la Commission.

Annexe I - Projets de CSC à l'échelle industrielle

Projets de CSC en cours⁴⁹. Les projets marqués d'un astérisque sont des projets qui portent sur toute la chaîne du CSC (captage, transport et stockage). La justification économique des projets est détaillée sous le tableau.

Nom du projet	Pays	Type de projet	Secteur	Échelle	Statut	Année de mise en service	Taille (tonne CO ₂ /an)
<u>*Shute Creek</u>	ÉTATS-UNIS	Captage et stockage	Traitement du pétrole et du gaz	Grande	En cours	1986	7 000 000
<u>*Century Plant</u>	ÉTATS-UNIS	Captage et stockage	Traitement du pétrole et du gaz	Grande	En cours	2010	5 000 000
<u>*Great Plains Synfuels Plant</u>	ÉTATS-UNIS	Capture	Liquéfaction du charbon	Grande	En cours	1984 (centrale) injections de CO ₂ depuis 2000	3 000 000
<u>*Val Verde natural gas plants</u>	ÉTATS-UNIS	Captage et stockage	Traitement du pétrole et du gaz	Grande	En cours	1972	1 300 000
<u>*Sleipner West</u>	Norvège	Captage et stockage	Traitement du pétrole et du gaz	Grande	En cours	1996	1 000 000
<u>*In Salah</u>	Algérie	Captage et stockage	Traitement du pétrole et du gaz	Grande	En cours	2004	1 000 000
<u>*Snøhvit</u>	Norvège	Captage et stockage	Traitement du pétrole et du gaz	Grande	En cours	2008	700 000
<u>*Enid Fertiliser Plant</u>	ÉTATS-UNIS	Captage et stockage	Produits chimiques	Moyenne	En cours	2003	680 000
<u>Mt. Simon Sandstone</u>	ÉTATS-UNIS	Site de stockage	Biocarburants	Moyenne	En cours	2011	330 000
<u>Searles Valley Minerals</u>	ÉTATS-UNIS	Captage	Autre	Moyenne	En cours	1976	270 000

⁴⁹ Source: base de données sur le CSC des projets ZÉRO, qui permet de suivre les progrès du développement et du déploiement du CSC dans le monde. <http://www.zeroco2.no/projects> et GSSCI, The Global Status of CCS: 2012 2.1 An overview of large-scale integrated CCS projects: <http://www.globalccsinstitute.com/publications/global-status-ccs-2012/online/47981>

Aonla urea plant	Inde	Captage	Produits chimiques	Grande	En cours	2006	150 000
Phulpur urea plant	Inde	Captage	Produits chimiques	Grande	Operative	2006	150 000
Husky Energy CO2 Capture and Liquefaction Project	Canada	Captage et stockage	Production d'éthanol	Grande	En cours	2012	100 000
CO2 Recovery Plant to Urea production in Abu Dhabi	Émirats arabes unis	Captage	Produits chimiques	Grande	En cours	2009	100 000
Plant Barry CCS Demo	ÉTATS-UNIS	Captage et stockage	Centrale au charbon	Grande	En cours	2011	100 000
Salt Creek EOR	ÉTATS-UNIS	Captage et stockage	Traitement du pétrole et du gaz	Grande	En cours	2003	100 000
SECARB - Cranfield and Citronelle	ÉTATS-UNIS	Stockage		Grande	En cours	2009 et 2012	100 000
Luzhou Natural Gas Chemicals	Chine	Captage	Produits chimiques	Grande	En cours		50 000
Jagdishpur - India. Urea plant	Inde	Captage		Grande	En cours	1988	50 000
Sumitomo Chemicals Plant - Chiba - Japan	Japon	Captage	Traitement du pétrole et du gaz	Grande	En cours	1994	50 000

Détails concernant les 8 projets de démonstration commerciale:

Projet	Justification économique
Shute Creek	RAH (récupération assistée des hydrocarbures) L'usine de traitement de gaz d'Exxon Mobil à Shute Creek, près de LaBarge, dans le Wyoming, capte actuellement environ 7 millions de tonnes de CO ₂ par an qui servent à la récupération assistée des hydrocarbures.
Century Plant	RAH (récupération assistée des hydrocarbures) La première tranche de la centrale permet aujourd'hui de capter 5 millions de tonnes de CO ₂ par an. Ce chiffre devrait atteindre près de 8,5 millions de tonnes par an lorsque la seconde tranche, actuellement en construction, sera opérationnelle.

Great Plains Synfuels Plant	RAH (récupération assistée des hydrocarbures). La séquestration a débuté en 2000 et environ 3 millions de tonnes de CO ₂ continuent d'être injectées chaque année.
Val Verde natural gas plants	RAH (récupération assistée des hydrocarbures). Cinq installations distinctes de traitement de gaz dans la région de Val Verde au Texas captent environ 1,3 million de tonnes de CO ₂ par an, qui sont utilisées pour la récupération assistée des hydrocarbures au gisement pétrolifère Sharon Ridge.
Sleipner West	La qualité du gaz naturel qui est vendu requiert que la teneur en CO ₂ du gaz soit inférieure à 2,5 %. Le captage du CO ₂ est commercialement viable en raison de la taxe sur le CO ₂ qui est appliquée sur le plateau continental norvégien.
In Salah	La qualité du gaz naturel qui est vendu requiert que la teneur en CO ₂ du gaz soit inférieure à 2,5 %. Le projet a fait l'objet de demandes de crédits MDP.
Snøhvit	Identique à Sleipner West
Enid Fertiliser Plant	RAH (récupération assistée des hydrocarbures). Le CO ₂ doit être éliminé pour la production des engrais. Au lieu de rejeter le gaz, l'usine d'engrais Enid le capte et l'utilise pour la récupération assistée des hydrocarbures dans un complexe d'extraction pétrolière situé à près de 200 km de distance.

Annexe II – État d’avancement des projets de démonstration à l’échelle industrielle financés au titre du PEER

Au titre du programme PEER, six projets de démonstration du CSC ont été retenus pour un financement à hauteur de 180 millions EUR chacun. Cependant, aucun de ces projets n'est parvenu au stade de la décision d'investissement finale.

Principaux résultats

Le PEER a permis le démarrage rapide de six projets (en Allemagne, au Royaume-Uni, en Italie, aux Pays-Bas, en Pologne et en Espagne). Pour l'un d'eux (le projet ROAD, aux Pays-Bas), le PEER a facilité l'obtention d'un financement national. En ce qui concerne la délivrance des permis, le PEER a favorisé la mise en place d'un dialogue et d'une coopération ciblés avec les autorités et les populations locales.

Certains projets ont également aidé à structurer la mise en œuvre effective de la directive CSC dans les États membres. En outre, les études techniques approfondies réalisées à ce jour ont permis à des entreprises de services publics d'acquérir connaissances et savoir-faire sur le fonctionnement futur d'une installation de CSC intégrée. Le travail de caractérisation sur des sites spécifiques de stockage géologique a également permis de recenser des sites appropriés pour le stockage sûr et permanent du CO₂.

Le sous-programme CSC impose aux promoteurs de projets d'échanger leurs expériences et bonnes pratiques; cette obligation a été concrétisée par la mise en place du réseau des projets CSC, qui est le premier réseau de partage des connaissances de ce type dans le monde. Dans le cadre d'une coopération inédite dans un nouveau domaine de la technologie énergétique, les six membres de ce réseau produisent, entre autres, des guides de bonnes pratiques. Le réseau est en outre à l'origine de la publication de rapports qui tirent les enseignements des projets relatifs au stockage du CO₂ et font le point sur le degré d'engagement du public et les questions de délivrance des permis. Il vise également à promouvoir l'établissement d'un cadre mondial de partage des connaissances.

Points critiques:

Le sous-programme CSC dans son ensemble est confronté à de graves incertitudes sur les plans réglementaire et économique qui risquent de compromettre sa mise en œuvre. Le fait que la décision d'investissement finale n'ait été prise pour aucun projet illustre les difficultés actuelles. Cette étape a été retardée pour des raisons diverses, notamment: les permis n'ont pas encore été totalement établis; la caractérisation des sites de stockage n'est pas terminée; la structure financière doit encore être achevée. En outre, la faiblesse du prix du carbone dans le cadre du système d'échange de quotas d'émission (SEQUE) rend peu attrayantes les analyses de rentabilité à court et à moyen termes des projets de CSC. Enfin, dans le contexte économique actuel, les projets rencontrent des difficultés croissantes d'accès au financement.

Au début de l'année 2012, il a été mis fin au projet Jaenschwalde cofinancé par le PEER en Allemagne. Outre le fait qu'ils se heurtaient à l'opposition de l'opinion publique au sujet des lieux de stockage potentiels, les promoteurs ont estimé que les retards importants pris dans la transposition de la directive sur le CSC dans le droit allemand ne permettraient pas d'obtenir les permis de stockage de CO₂ requis dans les délais impartis.

Perspectives

Les cinq projets restants doivent surmonter divers problèmes brièvement exposés ci-dessous:

- **ROAD (NL):** Tous les travaux techniques et réglementaires préliminaires ont été menés à bien. Le projet est donc prêt pour la phase d'adoption de la décision d'investissement finale, et ce depuis la mi-2012. Néanmoins, les arguments économiques plaidant en faveur du CSC ont été sérieusement ébranlés (anticipations de prix du CO₂) et ont ouvert

une brèche de 130 millions d'euros dans le financement, qui a retardé la décision. La décision d'investissement finale ne pourra intervenir que si le déficit de financement est comblé. Des discussions sont en cours avec de nouveaux investisseurs. Une décision est attendue entre le deuxième et le troisième trimestre 2013 à ce sujet. Le projet de démonstration intégrée du CSC devait être opérationnel en 2016.

- **Don Valley (UK):** La décision récente du Royaume-Uni de ne pas soutenir le projet est un sérieux revers. Après consultation des principaux partenaires privés et investisseurs (dont Samsung et BOC), les promoteurs (2Co, National Grid Carbon) sont néanmoins résolus à poursuivre l'aventure, mais peut-être avec un projet de taille restreinte, reposant sur le régime du contrat d'écart compensatoire proposé le 29 novembre 2012 par le gouvernement du Royaume-Uni, dans le cadre de la loi sur l'énergie. La Commission examine actuellement un plan de restructuration avec les bénéficiaires. Si elle approuve ce plan, la décision d'investissement finale pourrait intervenir en 2015.
- **Porto Tolle (IT):** le projet a pris de sérieux retards à cause de la révocation du permis environnemental de la centrale de base. En mai 2013, les promoteurs achèveront les études techniques préliminaires. La suite dépendra du franchissement d'une étape cruciale au deuxième trimestre 2013: démontrer la capacité à atténuer considérablement les risques financiers et les risques liés à la délivrance des permis.
- **Compostilla (ES):** la phase pilote sera menée à bien d'ici la fin 2013, mais le projet ne dispose pas des ressources financières nécessaires pour la phase de démonstration. La prochaine phase nécessiterait également que l'Espagne adopte des dispositions législatives permettant de planifier et construire l'infrastructure de transport du CO₂.
- **Belchatow (PL):** Le projet n'a pas reçu de subventions au titre de NER300 et souffre d'un sérieux déficit de financement. En outre, la Pologne doit encore transposer la directive CSC et adopter des dispositions législatives pour planifier et construire l'infrastructure de transport du CO₂. Dans ce contexte, le promoteur a décidé de mettre fin au projet en mars 2013.