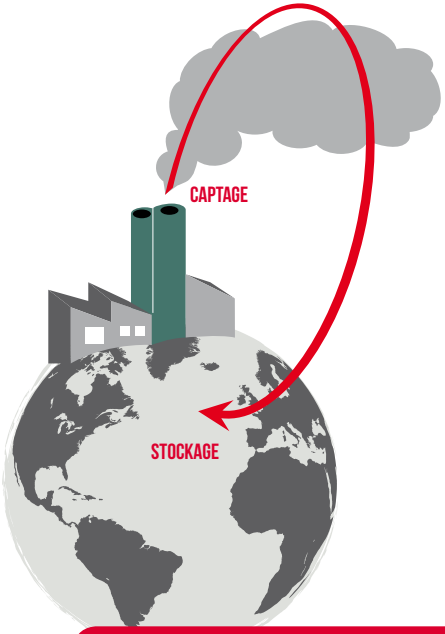


Captage & stockage du carbone

solution ou mirage ?

Rédaction : Noé Lecocq

Mise en page : Isabelle Gillard

Editeur responsable : Christophe Schoune
Rue Nanon 98 - 5000 Namur

L'auteur remercie chaleureusement Marie Cors, Pierre Courbe et Pierre Titeux pour leur relecture et leurs conseils précieux.

© Fédération Inter-Environnement Wallonie
Novembre 2013

Avec le soutien de la Fédération Wallonie-Bruxelles

FÉDÉRATION
WALLONIE-BRUXELLES

Imprimé sur papier 100% recyclé et blanchi sans chlore

SOMMAIRE

Introduction **7**
Focus : Les projets CCS en cours *8*

Chapitre 1 : Les technologies de captage et de stockage du carbone ... **11**

1. Captage 12
1.1. Postcombustion 13
1.2. Précombustion 14
1.3. Oxycombustion 15
2. Transport 15
3. Stockage 17
3.1. Gisements d'hydrocarbures épuisés (DOGF) 19
3.2. Aquifères salins profonds (SA) 19
3.3. Gisements de charbon 21
3.4. Potentiel de stockage belge 22
Focus : Impact du CCS sur la consommation d'eau des centrales électriques *23*

Chapitre 2 : Potentiel de réduction des émissions de CO_2 ..... **25**
Focus : Quand le CCS augmente les émissions de CO_2 ..... *28*

Chapitre 3 : Risques et responsabilité **31**

1. Tehnologies analogues et accidentologie 32
2. Risques spécifiques liés au stockage du CO_2 34
3. Une législation européenne peu responsabilisante 36
Focus : Le lobby du CCS *38*

Chapitre 4 : Économie et (sur)coûts **41**

1. Des étapes plus ou moins bien chiffrées 43
2. Une haute sensibilité aux hypothèses 45
Focus : Biomasse-énergie et CCS *46*

Conclusion **48**

Liste des sigles et acronymes **52**

Bibliographie **53**

INTRODUCTION

Face à la crise climatique – et à l'objectif de réduire de 80 à 95% nos émissions de CO_2 dans l'atmosphère d'ici 2050 afin de maintenir l'augmentation de température globale sous les 2°C, la technologie du captage et stockage du carbone (CCS[1]) suscite depuis quelques années un grand intérêt. Ainsi, bien que sa faisabilité technique et économique ne soit pas encore démontrée à large échelle, le développement de cette technologie est pris – avec plus ou moins de prudence – comme hypothèse dans de nombreux scénarios prospectifs (« World Energy Outlook », « Wallonie Bas Carbone 2050 ») et feuilles de routes politiques (« EU Energy Roadmap 2050 »). Mais le CCS est-il compatible avec le développement durable ?

En 1987, la Commission mondiale sur l'environnement et le développement définissait le développement durable de la manière suivante (rapport Brundtland) : « *Le développement durable est un développement qui répond aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures de répondre aux leurs. Deux concepts sont inhérents à cette notion : le concept de « besoins » – et plus particulièrement des besoins essentiels des plus démunis, à qui il convient d'accorder la plus grande priorité – et l'idée des limitations que l'état de nos techniques et de notre organisation sociale impose sur la capacité de l'environnement à répondre aux besoins actuels et à venir.* » En d'autres termes, la satisfaction des besoins essentiels de tous, aujourd'hui comme demain, doit être le but premier de l'activité économique, dans un environnement qui rend cette satisfaction possible.

Daly (1990) cite trois principes opérationnels[2] pour préserver un environnement compatible avec le développement durable :

- le taux d'utilisation des ressources renouvelables ne doit pas dépasser leur taux de régénération ;
- le taux d'utilisation des ressources non renouvelables ne doit pas dépasser le rythme de mise au point de substituts renouvelables ;
- le taux d'émission de polluants ne doit pas dépasser le pouvoir d'assimilation du milieu.

1 Carbon Capture and Storage. Pour les sigles techniques, nous faisons dans ce document le choix d'utiliser la version anglaise (voir aussi la liste des sigles et acronymes en fin de document).

2 Ces principes ont notamment inspiré l'OCDE dans sa définition du transport durable : http://www.oecd.org/dataoecd/28/56/2397016.pdf

« Carbon budget » for 2°C

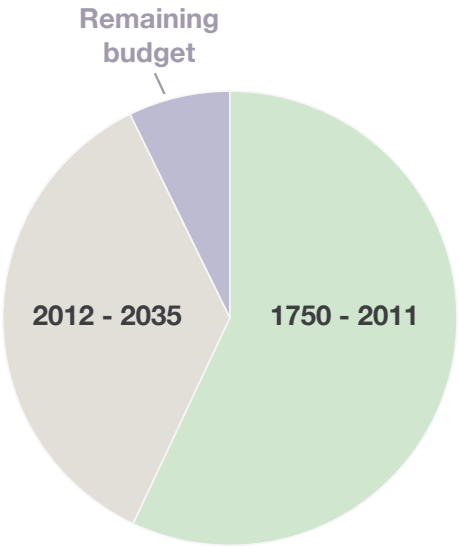


Figure 1 : Selon l'Agence internationale à l'énergie, il ne sera pratiquement plus possible d'émettre du CO_2 en brûlant des combustibles fossiles après 2035 si l'on souhaite préserver le climat. En vert, les émissions de gaz à effet de serre déjà réalisées, en gris celles qui devraient se produire d'ici 2035 dans le scénario de référence de l'AIE, en bleu le « budget d'émissions » restant après 2035 (AIE, 2013).

Le CSS répond-il à ces principes ? A-t-il un rôle à jouer dans une transition durable et, si oui, lequel ? Ce sont les questions que nous aborderons dans cet ouvrage qui alterne des passages d'informations« techniques » et d'autres centrés sur le débat.

FOCUS

LES PROJETS CCS EN COURS

Nous proposons ici un bref état des lieux des projets d'échelle industrielle actuellement actifs au niveau mondiale. Cette liste reprend les projets identifiés par la Commission européenne (CE, 2013). Plusieurs répertoires des projets CCS sont disponibles en ligne.

Nom	Pays	Expoitant principal	Source de CO_2	CO_2 capté (Mt/an)	Type de stockage	Motivation économique	Statut	Mise en service
Shute Creek	USA	Exxon-Mobil	Traitement du gaz naturel	7	EOR	récupération de pétrole	en cours	1986
Century Plant	USA	Occidental Petroleum	Traitement du gaz naturel	5	EOR	récupération de pétrole	en cours	2010
Great Plains & Weyburn	USA, Canada	Cenovus Energy	Gazéification du charbon	3	EOR	récupération de pétrole	en cours	2000
Val Verde	USA	Acteurs multiples	Traitement du gaz naturel	1,3	EOR	récupération de pétrole	en cours	1972
Sleipner	Norvège	Statoil	Traitement du gaz naturel	1	SA	Taxe CO_2 norvégienne	en cours	1996
In Salah	Algérie	BP	Traitement du gaz naturel	1	DGF	MDP	injection suspendue en 2011 suite à des problèmes d'étanchéité de sismicité induite	2004
Snøhvit	Norvège	Statoil	Traitement du gaz naturel	0,7	SA	Taxe CO_2 norvégienne	en cours	2008
Enid	USA	Koch Nitrogen	Production d'engrais	0,68	EOR	récupération de pétrole	en cours	2003

Lorsque les technologies formant la chaîne CCS sont utilisées à l'échelle commerciale, elles poursuivent généralement des fins autres que la lutte contre les changements climatiques. Ainsi, les projets fonctionnels aujourd'hui concernent surtout le traitement du gaz naturel – dont il est

nécessaire de séparer le CO_2 avant commercialisation – et l'enfouissement dans les champs pétroliers ou gaziers, technique qui permet une extraction plus complète des hydrocarbures.

Au niveau du « bio-CCS », les projets sont très récents et concernent en premier lieu la production d'éthanol au cours de laquelle le captage du CO_2 est relativement simple. Un des premiers projets de ce type est actif depuis 2009 à Liberal, au Kansas, où 0,18 Mt de CO_2 sont captés annuellement et transportés jusqu'au puit pétrolier de Booker, au Texas, pour la récupération assistée de pétrole (EOR).

A ce jour, il n'existe pas de centrale électrique de taille commerciale qui fonctionne avec la technologie CCS intégrée. Europe, États-Unis, Canada, Australie, Japon et Chine ont exprimé la volonté de mettre sur pied une série de projets de démonstration, notamment dans le secteur de la production d'électricité, mais les difficultés de financement impactent les ambitions à la baisse. En 2007, l'Europe prévoyait de cofinancer jusqu'à 12 projets de démonstration qui devaient être opérationnels entre 2015 et 2020 ; face au coût important et à un marché du carbone moribond, la plupart ont été gelés ou abandonnés. C'est ainsi qu'un seul projet CCS a répondu à l'appel à projet NER300 de la Commission européenne. Il s'agit du projet « White Rose », au Royaume Uni, où une nouvelle centrale à charbon (450 MWe) équipée en CCS pourrait voir le jour et obtiendrait plusieurs centaines de millions d'euros de subsides européens et britanniques. ■

CHAPITRE 1 : Les technologies du CCS

Le captage et stockage du carbone (CCS) consiste en une chaîne de procédés techniques visant à capter le CO_2 généré par des sources fortement émettrices et à le transporter vers des sites où il sera stocké de façon permanente. L'objectif : réduire les émissions de CO_2 dans l'atmosphère.

La production d'électricité à partir d'énergie primaire fossile ainsi que certains secteurs industriels (production de ciment, sidérurgie, pétrochimie, etc.) constituent les principales sources de CO_2 potentiellement visées par le CCS (**table 1**).

Processus	Nombre de sources	Émissions ($MtCO_2$/an)
Combustibles fossiles		
Énergie	4 942	10 539
Production de ciment	1 175	932
Raffineries	638	798
Industrie sidérurgique	269	646
Industrie pétrochimique	470	379
Traitement du pétrole et du gaz naturel	Non disponible	50
Autres sources	90	33
Biomasse		
Bioéthanol et bioénergie	303	91
Totale	**7 887**	**13 468**

Table 1 : Grandes sources fixes mondiales de CO_2 qui libèrent plus de 0,1 $MtCO_2$ par an (GIEC, 2005).

La production d'électricité et la sidérurgie sont les deux sources les plus intenses, avec une production moyenne par source de plus de 2 $MtCO_2$/an. Vu l'importance de ses émissions totales, la production d'électricité est prioritairement visée par les programmes de développement du CCS.

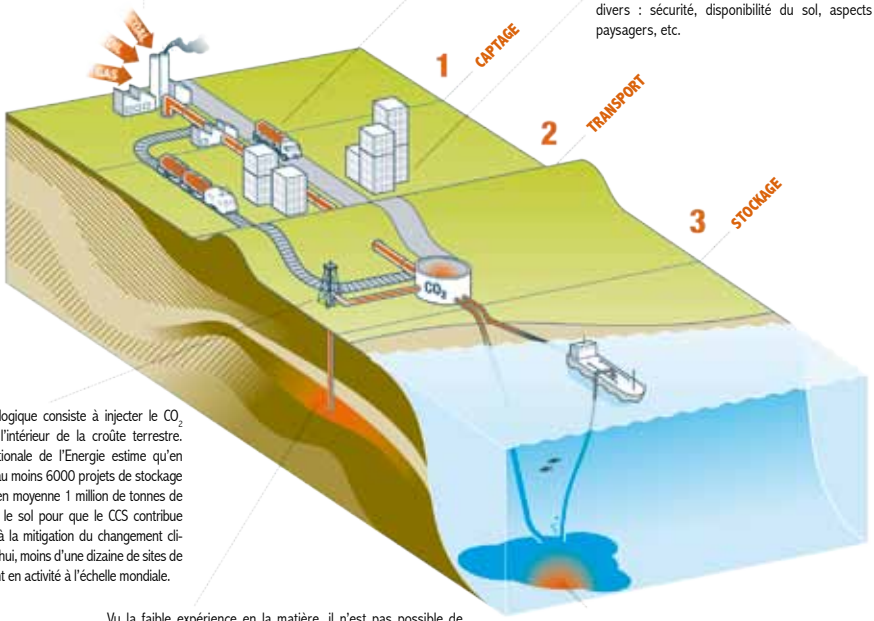
Une partie des technologies formant la chaîne CCS est déjà utilisée à l'échelle commerciale, généralement à des fins autres que la lutte contre les changements climatiques. Les projets fonctionnels aujourd'hui concernent surtout le traitement du gaz naturel — dont il est nécessaire de séparer le CO_2 avant commercialisation — et l'enfouissement dans les champs pétroliers ou gaziers — technique qui permet une extraction plus complète des hydrocarbures.
Nous nous focaliserons principalement ici sur le CCS dans le cadre de la production d'électricité à partir de centrales fossiles avec stockage

géologique du CO_2. Il s'agit en effet de l'application dans laquelle les promoteurs du CCS ont mis le plus d'espoir et qui a été la plus étudiée jusqu'à présent même si, à ce jour, il n'existe pas de centrale électrique de taille commerciale fonctionnant avec la technologie CCS intégrée.

Le captage est la phase qui consomme le plus d'énergie. Il n'existe encore aucune centrale électrique de taille commerciale équipée en système de captage. Selon les projections disponibles, les surcoûts liés au captage augmenteront à eux seuls le coût de l'électricité produite de 25 à 100%.

Le transport du CO_2 peut se faire sous plusieurs formes : via pipeline, par bateau ou, dans une moindre mesure, par la route ou le rail. Le transport par pipeline devrait s'imposer dans les nombreux cas où il s'agira de déplacer de gros volumes de CO_2 sur des distances allant jusqu'à plusieurs centaines de kilomètres.

La mise en place d'un réseau de pipelines intégrant différents sites de captage et de stockage ne peut se faire sans investissements extrêmement importants. Le déploiement éventuel de telles infrastructures de transport dans des zones densément peuplées, comme en Europe occidentale, n'ira pas sans soulever des questions d'ordre divers : sécurité, disponibilité du sol, aspects paysagers, etc.



Le stockage géologique consiste à injecter le CO_2 profondément à l'intérieur de la croûte terrestre. L'Agence Internationale de l'Energie estime qu'en 2050, il faudrait au moins 6000 projets de stockage injectant chacun en moyenne 1 million de tonnes de CO_2 par an dans le sol pour que le CCS contribue significativement à la mitigation du changement climatique. Aujourd'hui, moins d'une dizaine de sites de cette ampleur sont en activité à l'échelle mondiale.

Vu la faible expérience en la matière, il n'est pas possible de quantifier précisément le risque de fuite de CO_2. Il s'agit là d'une des grosses incertitudes pesant sur le CCS. Outre la possible contamination de l'environnement local par le CO_2 ou les impuretés qu'il contient, des taux de fuite faibles, de l'ordre de 1 % par an, peuvent annihiler les bénéfices climatiques du CCS.

Le stockage sur les fonds marins est généralement écarté en raison de ses impacts environnementaux (acidification des océans néfaste à la vie marine), d'une rétention de CO_2 trop partielle et de non traçabilité de la responsabilité.

Source : adapté de Greenpeace

1. Le captage

Le captage du CO_2 est le premier maillon de la chaîne CCS. Il consiste à extraire le CO_2 de sources où il est présent en grande quantité et en concentration relativement importante.

On distingue généralement trois techniques pour extraire le CO_2 des rejets industriels : la postcombustion, la précombustion et l'oxycombustion (**figure 2**). Aucune de ces trois techniques n'émerge à ce stade comme favorite, chacune présentant à la fois certains avantages et certains inconvénients.

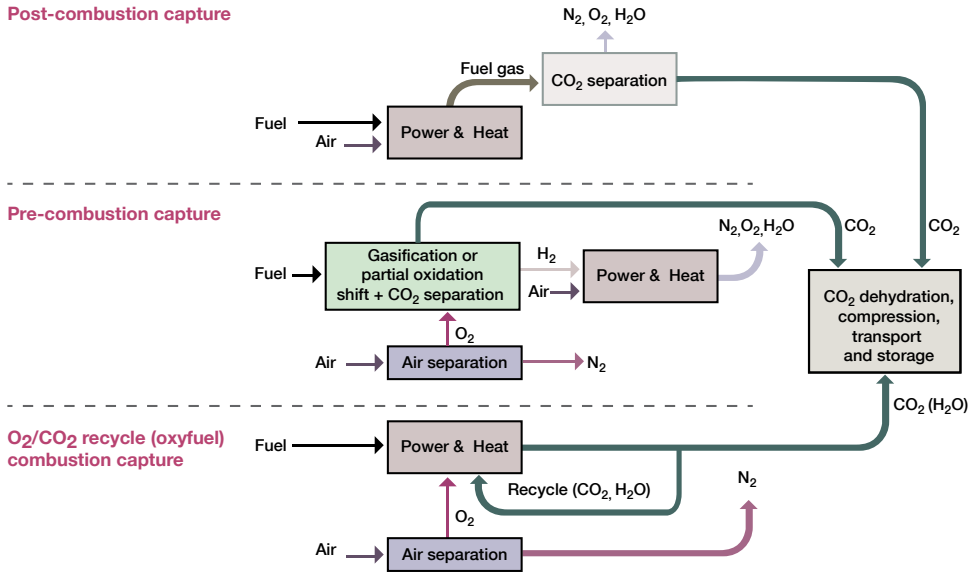


Figure 2 : Représentation schématique des principales possibilités de captage du CO_2 (ZEP, 2006).

1.1. La postcombustion

La postcombustion, technique la plus ancienne et la mieux éprouvée, permet de capter le CO_2 présent dans les fumées de combustion qui se dégagent lorsqu'un combustible est brûlé dans l'air. Les fumées passent dans une colonne de lavage où le CO_2 présent est absorbé sur un solvant chimique (généralement à base d'amines[1]), formant un composé avec celui-ci. Il est ensuite nécessaire de séparer le CO_2 du solvant en chauffant ce dernier dans une unité de régénération. Cette étape consommatrice d'énergie est à l'origine d'un surplus de 20 à 30 % d'énergie consommée dans les centrales équipées en CCS. Le solvant régénéré peut ensuite être réutilisé. Ce solvant devient toutefois progressivement inutilisable par oxydation avec l'oxy-

1 Le monoéthanolamine (MEA), de formule $C_2H_4OHNH_2$, est le plus couramment utilisé.

gène résiduel dans les fumées de combustion. Cela implique une consommation d'amines de l'ordre de 1 à 1,5 kg par tonne de CO_2 produit ainsi que la formation de déchets liquides acides à éliminer (INERIS, 2010a).
La postcombustion permet typiquement d'extraire 75 à 95 % du CO_2 présent dans les fumées (Piessens et al., 2008). Le flux de CO_2 obtenu est concentré à plus de 99 %, même si de faibles quantités de solvant sont toujours présentes comme impuretés.

La recherche se focalise sur la mise au point de nouveaux absorbants et adsorbants, principalement pour diminuer le surplus de consommation énergétique. L'INERIS (2010a) note que « *la course au rendement énergétique risque de se traduire par un recours plus important aux solvants, donc par un degré d'impuretés plus fort du CO_2 obtenu* ».
L'avantage de la postcombustion est qu'elle peut théoriquement être appliquée à de nombreuses centrales et unité industrielles existantes. Ses inconvénients sont sa consommation énergétique, sa consommation de solvant et sa production de déchets.

1.2. La précombustion

Le principe de la précombustion est d'extraire le CO_2 du combustible fossile avant la combustion proprement dite. On obtient ainsi de l'hydrogène dont la combustion ne dégage pas de CO_2. La précombustion est une adaptation de la technologie du cycle combiné à gazéification intégrée (Integrated Gasification Combined Cycle - IGCC). Dans une centrale IGCC, un combustible solide tel que du charbon est transformé en gaz de synthèse avant combustion de ce dernier.

La première étape de la précombustion consiste donc à former un gaz de synthèse à partir du combustible fossile (typiquement du charbon ou du méthane). Dans le cas du charbon, cela se fait par oxydation partielle en présence d'oxygène quasi pur. Le gaz de synthèse contient du monoxyde de carbone (CO) et de l'hydrogène (H_2). On fait ensuite réagir ce gaz de synthèse avec de la vapeur d'eau pour obtenir un mélange de dioxyde de carbone (CO_2) et d'hydrogène (H_2). La séparation du CO_2 se

fait par absorption, adsorption, cryogénie ou par membranes.
La précombustion est une technologie récente, principalement applicable sur de nouvelles centrales à construire. Les coûts d'investissement nécessaires sont très élevés et la technologie de cycle combiné à gazéification intégrée n'est pas encore considérée comme mature ni compétitive. En 2008, seules cinq centrales IGCC au charbon de taille commerciale étaient en opération au niveau mondial (Piessens et al., 2008). A ce stade, ces centrales ne sont pas intégrées dans une chaîne CCS mais sont parfois considérées comme «aptes au captage», c'est-à-dire prêtes pour une future application du CCS.

1.3. Oxycombustion

Si on brûle un combustible fossile dans de l'oxygène pur, procédé d'oxycombustion, les fumées obtenues présentent une concentration élevée en CO_2 (de 95 à 98%)[2]. Cela permet une séparation à moindre coût : par refroidissement et compression, la vapeur d'eau présente dans la fumée peut être condensée. La combustion dans l'oxygène donnant lieu à des températures très élevées, une partie des fumées de combustion est recirculée dans le brûleur pour y limiter la température de combustion.

Comme pour la précombustion, la production d'oxygène est coûteuse et consommatrice d'énergie (jusqu'à 15 % de l'électricité produite par la centrale). Elle se fait dans une unité de séparation de l'air qui retire l'azote et fournit un flux d'oxygène concentré (INERIS, 2010a).
L'oxycombustion est une technologie expérimentale, en phase de développement.

2. Le transport

Le transport du CO_2 peut se faire sous plusieurs formes : via pipeline, par bateau ou, dans une moindre mesure, par la route ou le rail.

Pour réduire le volume à transporter, il est nécessaire d'amener le CO_2 à l'état supercritique. Cet état, intermédiaire entre les états liquide

2 Pour une combustion classique dans l'air, la concentration en CO_2 dans les fumées est de 3 à 15 %.

et gazeux, est obtenu à une pression supérieure à 7,4 MPa et une température supérieure à 31°C. A l'état supercritique, le volume est proche du volume à l'état liquide tandis que la viscosité reste faible, proche de celle à l'état gazeux. Une faible viscosité facilite l'écoulement dans un pipeline. Il est également nécessaire d'éliminer la vapeur d'eau éventuellement présente avec le CO_2 car le CO_2 humide est corrosif pour les aciers qui constituent les pipelines.

Les risques associés au transport de CO_2 sont modérés et pas plus importants que ceux associés au transport de gaz naturel. La différence tient au fait que le CO_2 n'est pas inflammable en cas de fuite mais peut causer des asphyxies pour les hommes et les animaux (effet mortel sur l'homme à partir de 10 % de concentration en volume dans l'air) (INERIS, 2010a).

Le transport par pipeline (**figure 3**) est économiquement préférable pour déplacer de gros volumes de CO_2 sur des distances modérées, le bateau étant plus intéressant pour de petits volumes à transporter sur de longues distances.

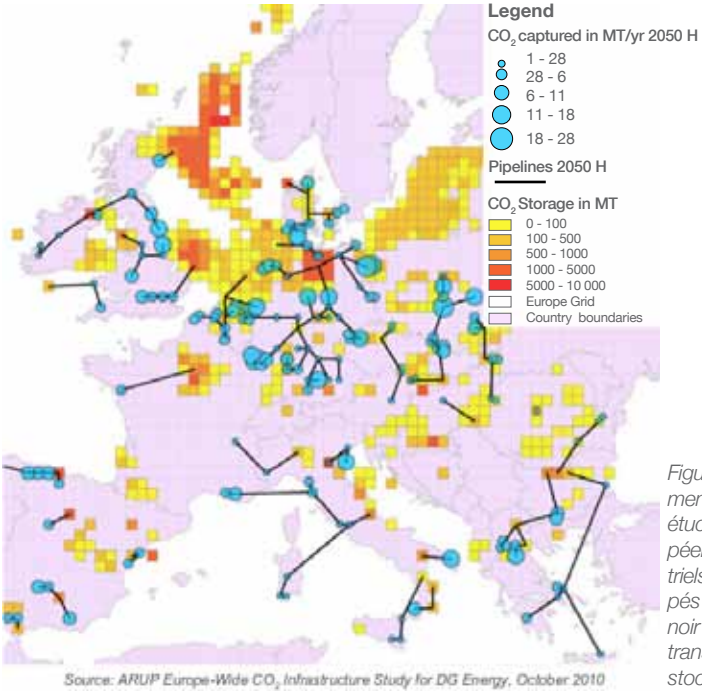


Figure 3 : Un scénario de déploiement d'un réseau de pipelines étudié par la Commission européenne. En bleu, les sites industriels émetteurs qui seraient équipés de systèmes de captage, en noir le réseau de pipelines pour transporter le CO_2 vers les sites de stockage potentiels, en orangé.

Bien que le captage soit généralement cité comme le maillon le plus coûteux de la chaîne CCS à l'échelle d'un projet, la mise en place d'une infrastructure de transport de CO_2 efficace, sous la forme d'un réseau de pipelines intégrant différents sites de captage et de stockage, ne peut se faire sans investissements préalables extrêmement importants. Par ailleurs, le déploiement éventuel de telles infrastructures de transport dans des zones densément peuplées, comme en Europe occidentale, n'ira pas sans soulever des questions d'ordre divers : sécurité, disponibilité du sol, aspects paysagers, etc.

3. Le stockage

Les éléments critiques du stockage sont la sécurité et la permanence à long terme du piégeage. Les risques potentiels sont à la fois nombreux et mal évalués à cause du faible retour d'expérience. Le Centre d'analyse stratégique (CAS 2012) indique qu'« *une période de stockage de plusieurs siècles est nécessaire si l'on veut lutter efficacement contre le réchauffement climatique* ».

Le stockage du CO_2 peut prendre plusieurs formes :

- **stockage géologique**, où le CO_2 est piégé dans des gisements d'hydrocarbures épuisés, des aquifères salins profonds, des veines de charbon inexploitées ou d'autres roches ;
- **stockage océanique**, où le CO_2 est envoyé à grande profondeur dans l'océan pour se dissoudre dans l'eau ou former un « lac » de CO_2 liquide sur le fond océanique ;
- **stockage dans les écosystèmes**, par la croissance de la végétation.

La durée de ces formes de « stockage » varie en fonction de l'application.

Il faut aussi noter que le CO_2 capté peut être utilisé dans certains processus industriels. En 2008, 100 Mt CO_2 ont servi d'intrant à l'industrie chimique (production d'urée, de méthanol, etc.) et 13,5 Mt CO_2 ont été utilisées pour la production de réfrigérants, solvants, gazéifiants des boissons, etc. (CAS, 2012).
Nous nous intéresserons principalement ici au stockage géologique

(**table 2 et figure 4**). La possibilité de stockage océanique doit en effet être écartée pour des raisons d'impact environnemental important (acidification des océans néfaste à la vie marine (GIEC, 2005)), de rétention du CO_2 trop partielle et de non traçabilité de la responsabilité. Le stockage dans les écosystèmes est quant à lui un processus important mais qui concerne plus le CO_2 déjà présent sous forme diluée dans l'atmosphère que celui capté en flux concentrés dans des sources industrielles.

Type de réservoir	Estimation inférieure de la capacité de stockage ($GtCO_2$)	Estimation supérieure de la capacité de stockage ($GtCO_2$)
Gisements de pétrole et de gaz naturel	675[a]	900[a]
Veines de charbon inexploitables (RAMCH)	3 - 15	200
Formations salines profondes	1000	Incertain, mais peut-être 10[4]

*Ces chiffres seraient majorés de 25% si les gisements «non découverts» étaient inclus dans l'évaluation.

Table 2 : Capacité mondiales de stockage dans diverses formations géologiques, y compris les options qui ne sont pas économiquement rentables (GIEC, 2005).

Le stockage géologique du CO_2 peut en principe s'étendre sur des durées extrêmement longues de milliers voire de millions d'années. On distingue dès lors plusieurs phases dans le cycle de vie d'un site de stockage géologique (**figure 4**).
La période d'exploitation (conception, construction, injection et fermeture) est celle dont la durée est la plus courte, de l'ordre d'une cinquantaine d'années.

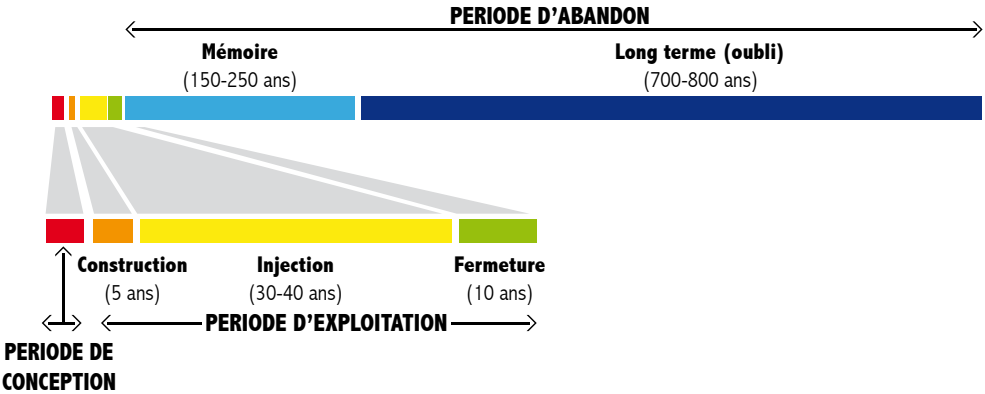


Figure 4 : Les différentes phases de vie d'un site de stockage géologique (durées indicatives) (INERIS, 2010a).

La période de mémoire, pendant laquelle la société conserve une mémoire du stockage et des risques associés, en assurant une surveillance active ou allégée du site. Selon INERIS (2010a), « *sa durée est incertaine, mais on estime qu'elle ne saurait dépasser 300 ans* ». La période d'oubli (long terme) est la plus longue et couvre des centaines voire des milliers d'années. L'existence même du stockage et des risques associés aura été oubliée.

3.1. Gisements d'hydrocarbures épuisés (DOGF)

Depuis une quarantaine d'années, l'industrie pétrolière utilise la technique de récupération assistée d'hydrocarbures par injection de CO_2. Ce procédé permet d'extraire plus complètement le pétrole ou le gaz présents dans les gisements par augmentation de la pression dans ceux-ci. On distingue la récupération assistée de pétrole (EOR – Enhanced Oil Recovery) et la récupération assistée de gaz (EGR – Enhanced Gas Recovery). Dans ces cas, même si environ 60 % du CO_2 injecté est retenu ensuite dans le réservoir (INERIS, 2010a), l'objectif n'est pas de stocker le CO_2 mais de récupérer les hydrocarbures. Les gisements utilisables doivent se trouver à une profondeur d'au moins 800 m pour que le CO_2 soit à l'état supercritique.

Il faut noter que lorsqu'une injection de CO_2 permet d'extraire une quantité de pétrole qui aurait été inaccessible autrement, l'opération se solde généralement par un surplus d'émissions de CO_2 dans l'atmosphère. En effet, malgré le piégeage d'une partie importante du CO_2 injecté dans la nappe de pétrole, la combustion du pétrole extrait mènera inévitablement à des émissions supplémentaires. Nous montrons dans l'encadré 3 que pour le site de Weyburn, au Canada, chaque kilogramme de CO_2 injecté provoque *in fine* l'émission d'environ 3,02 kg de CO_2 dans l'atmosphère… sans même compter les émissions liées aux processus d'injection-extraction, au transport, au raffinage, etc.

3.2. Aquifères salins profonds (SA)

Un aquifère est une formation géologique poreuse et perméable qui contient de l'eau. Les plus superficiels contiennent de l'eau douce

(nappes phréatiques) et sont fréquemment utilisés pour les besoins humains. Les plus profonds, dont il sera question ici, contiennent de l'eau salée (saumure).

En aquifère salin profond, les mécanismes de piégeage du CO_2 sont les suivants (INERIS, 2010a, 2010b) :

- au point d'injection, le CO_2 supercritique forme une bulle moins dense que l'eau qui est retenue par les roches supérieures, c'est **le piégeage hydrodynamique** ;
- très progressivement, le CO_2 se dissout dans l'eau de l'aquifère autour de la bulle supercritique, c'est **le piégeage en phase aqueuse**. Des simulations montrent que la dissolution du CO_2 dans la saumure commence à être significative après 2000 ans. L'eau ainsi enrichie en CO_2 est plus dense ; elle finira par couler à la base de la formation ;
- finalement, le CO_2 peut réagir avec l'eau et les roches présentes et former des composés minéraux solides, appelés carbonates. Ce processus très lent s'étend sur des dizaines de milliers d'années, c'est **le piégeage en phase minérale**.

Selon INERIS, « *l'introduction massive de CO_2 dans des aquifères profonds fortement minéralisés induira une perturbation des équilibres chimiques et des propriétés thermodynamiques du système CO_2-H_2O-NaCl qui est à la base de leur fonctionnement hydrogéochimique.* »

Au niveau mondial, il n'existe actuellement qu'un seul site de stockage du CO_2 en aquifère salin profond, le site norvégien de Sleipner, en Mer du Nord. Le CO_2 injecté dans l'aquifère est obtenu par traitement du gaz naturel issu d'un gisement proche. Il est en effet courant que le gaz naturel contienne du CO_2 dont il doit être débarrassé avant commercialisation.

L'utilisation d'aquifères salins profonds pour stocker le CO_2 peut entrer en conflit avec d'autres utilisations telle que la production d'énergie par géothermie ou l'exploitation de la saumure (Christensen *et al.*, 2004).

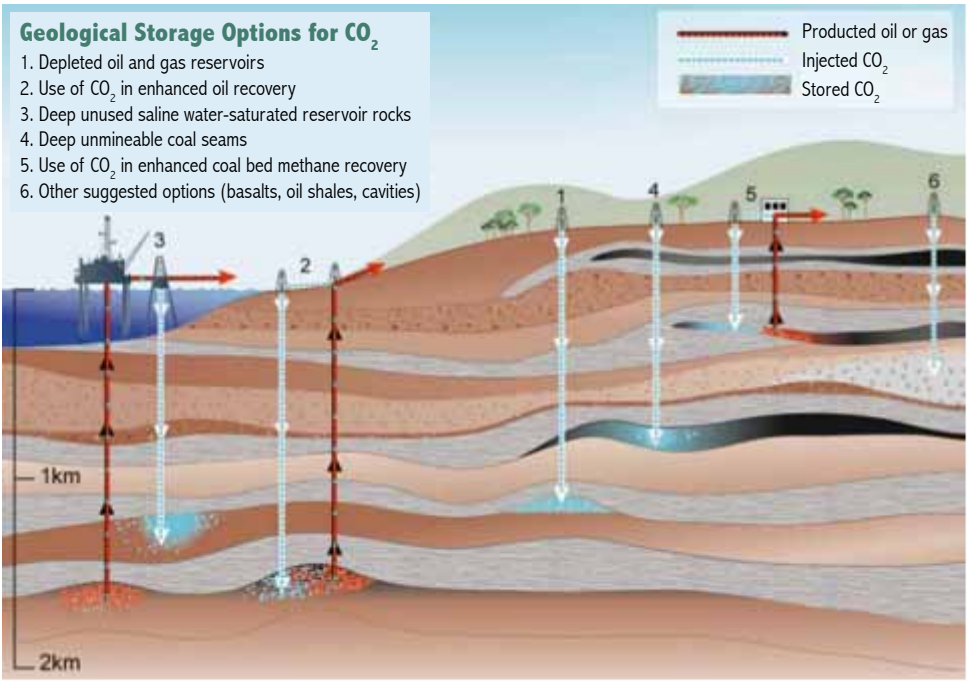


Figure 5 : Les options de stockage géologique du CO_2 (Cook, 1999).

3.3. Gisements de charbon

Le charbon est un milieu fortement microporeux, sa très grand surface spécifique interne lui permet de fixer efficacement le CO_2 par adsorption. Une tonne de charbon peut emmagasiner jusqu'à 40 à 60 m^3 de CO_2 par ce mécanisme (INERIS, 2010a). Le risque de fuite est faible car la liaison chimique est forte. Cependant, si le charbon est brûlé, le CO_2 fixé est libéré. Le CO_2 peut également être emmagasiné comme gaz dans les micropores mais ce mécanisme présente un potentiel de stockage environ 10 fois plus faible et n'est pas aussi stable que l'adsorption.

Les gisements de charbon, bien que présentant un potentiel modéré pour le CCS à l'échelle globale (voir **table 2**), suscitent un intérêt croissant dans certaines régions d'Europe. Certaines industries émettrices de CO_2 (sidérurgie, centrales thermiques) se trouvent en effet à proximité directe d'anciens sites houillers. De plus, l'adsorp-

tion du CO_2 sur le charbon permet de désorber le méthane naturellement présent dans le charbon en s'y substituant[3]. Il s'agit de la technique de récupération assistée du méthane dans les veines de charbon (ECBMR – Enhanced Coal Bed Methane Recovery).

Le site de San Juan aux États-Unis, caractérisé par une perméabilité très élevée de la veine de charbon, est actuellement le seul cas d'exploitation industrielle de cette technique. En Europe, les gisements de charbon pourraient nécessiter une étape de fracturation artificielle pour augmenter la perméabilité préalablement à une éventuelle exploitation de type ECBMR (INERIS, 2010a).

3.4. Potentiel de stockage belge

En Belgique, le projet PSS-CCS (Piessens *et al.*, 2008) a étudié plusieurs sites de stockage potentiels. Parmi les quatre réseaux aquifères envisagés en Flandre, seule la formation de Bundsandstein présente un potentiel de stockage appréciable associé à une bonne porosité mais sa perméabilité est modérée. En Wallonie, l'aquifère dinantien (aquifère des calcaires carbonifères) est mentionné, avec une capacité de 180 à 270 $MtCO_2$ dans sa partie belge la plus profonde. Son utilisation potentielle pour le CCS entrerait néanmoins en conflit avec une autre utilisation possible : la production d'énergie géothermique.

Les gisements houillers wallons sont caractérisés par une assez faible concentration en charbon et des veines étroites (<1m en moyenne). Ils ne sont pas adaptés à l'injection en veine simple. L'étude PSS-CSS envisage la perspective d'une injection en veine multiples avec stockage du CO_2 non seulement dans le charbon mais plus encore dans le grès adjacent. Avec ces hypothèses, le potentiel de stockage est évalué à 700 $MtCO_2$ à des profondeurs de 700 à 1300 m dans les gisements non exploités. Les gisements anciennement exploités posent quand à eux des difficultés au niveau de l'étanchéité et de la permanence du stockage.

Le projet européen GESTCO (Christensen *et al.*, 2004) avait pour sa part

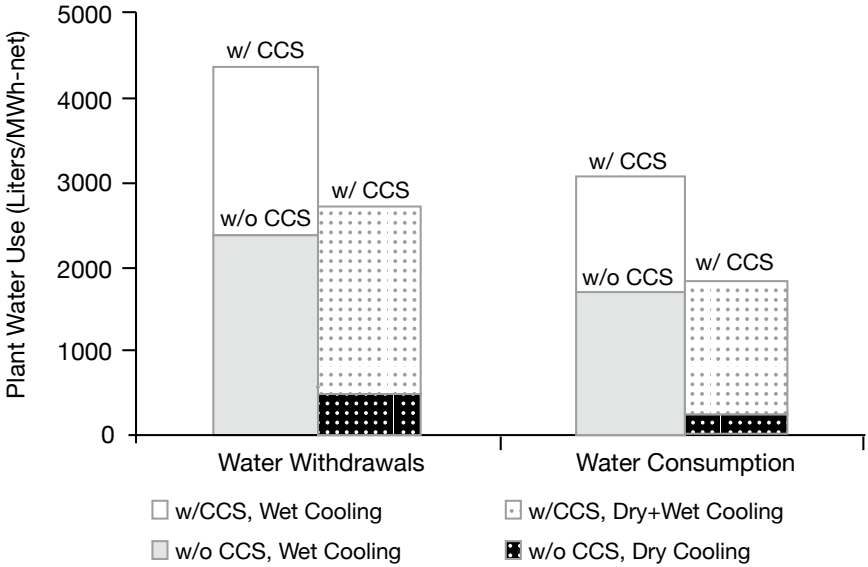
3 Le CO_2 se lie plus fortement au charbon que le méthane. Le charbon fixe par adsorption entre deux et cinq fois plus de moles de CO_2 que de méthane.

identifié en Belgique un potentiel de 100 $MtCO_2$ dans les aquifères de Campine et de 432 $MtCO_2$ en association avec la technique ECBMR. Pour donner un ordre de grandeur, les émissions belges de CO_2 sont d'approximativement 100 $MtCO_2$ par an.

FOCUS

IMPACT DU CCS SUR LA CONSOMMATION D'EAU DES CENTRALES ÉLECTRIQUES

Les centrales thermiques utilisent d'importantes quantités d'eau, d'une part pour produire la vapeur nécessaire au fonctionnement des turbines, d'autre part pour refroidir la vapeur relâchée en fin de cycle. Aux États-Unis, où près de 50 % de l'électricité est produite dans des centrales à charbon, les centrales thermiques sont responsables de 39 % des prélèvements d'eau douce ce qui en fait le second secteur le plus utilisateur d'eau après l'agriculture (Zhai *et al.*, 2011).
L'application du CCS à une centrale électrique a pour effet d'augmenter encore sa consommation d'eau. En effet, la diminution de rendement d'une centrale équipée en CCS implique qu'il faut plus de combustible et plus d'eau de refroidissement pour produire la même quantité d'électricité.



Impact du CCS sur la consommation d'eau d'une centrale à charbon (supercritique).

L'essentiel de cette sur-consommation d'eau provient du système de refroidissement propre au système de captage du CO_2. Dans le cas d'un système de captage utilisant les amines appliqué à une centrale à charbon (post-combustion), plus de 90 tonnes d'eau de refroidissement sont nécessaires pour chaque tonne de CO_2 captée. Selon les estimations, ce type de système devrait augmenter de 25 % (Smart *et al.*, 2009) à 100 % (Zhai *et al.*, 2011) la consommation d'eau des centrales équipées.

Même si le refroidissement humide est le plus courant, il existe des systèmes de refroidissement à sec dont l'utilisation d'eau est nettement moindre. Ces systèmes sont cependant sensiblement plus onéreux et ne s'appliquent pas, à l'heure actuelle, au refroidissement propre au système de captage. Par ailleurs, la différence entre l'eau prélevée et l'eau consommée vient du fait qu'une partie de l'eau prélevée (un peu moins d'un tiers, typiquement) est retournée à la source de prélèvement. Deux tiers de l'eau prélevée sont donc consommés, principalement par l'évaporation dans les tours de refroidissement (Zhai *et al.*, 2011). ■

CHAPITRE 2 : Potentiel de réduction des émissions de CO_2

La réduction des émissions de CO_2 est l'unique motivation du soutien politique au développment du CCS. Il importe donc de bien évaluer le potentiel en la matière.

Le GIEC (2005) estime que les technologies disponibles devraient permettre de capter 85 à 95 % du CO_2 émis par les centrales équipées en CCS. Vu la surconsommation énergétique de celles-ci, la réduction nette d'émissions de CO_2 par rapport à une centrale non équipée est plus faible, de l'ordre de 80 à 90 % (**figure 6**).

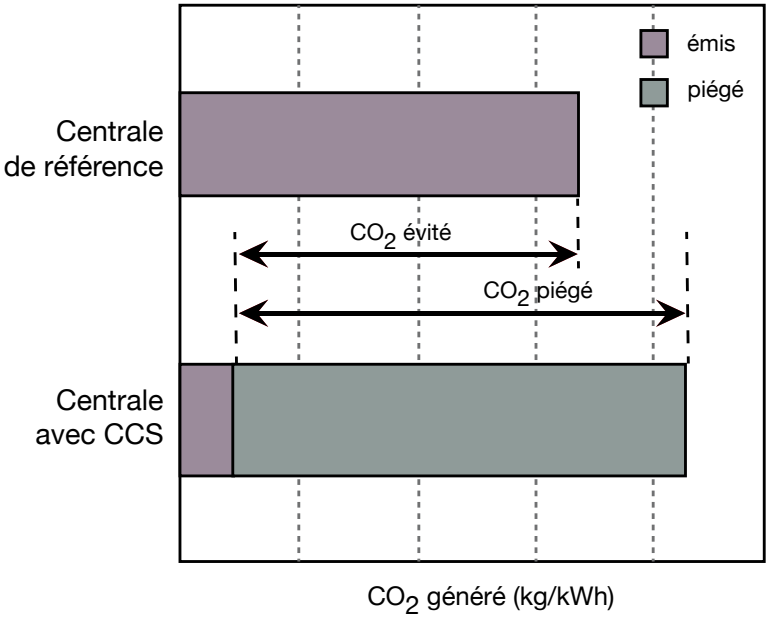
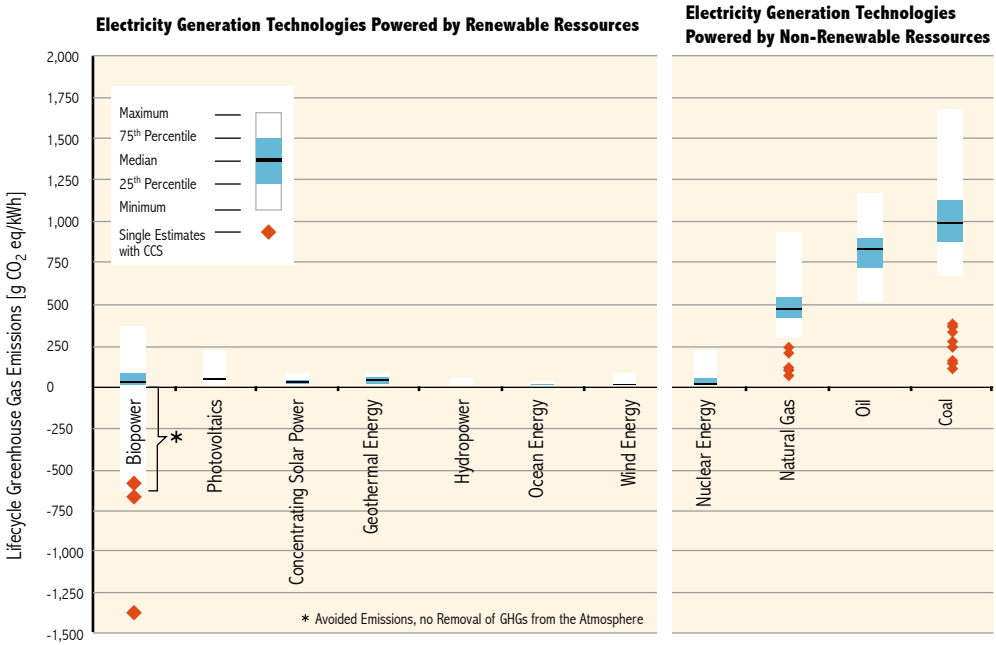


Figure 6 : Il ne faut pas confondre CO_2 piégé et CO_2 évité. Au final, une centrale équipée avec un système CCS totalement fonctionnel devrait émettre dans l'atmosphère environ 10 à 20 % du CO_2 émis par une centrale classique (GIEC 2005).

Si l'on compare les émissions de différentes filières de production d'électricité décarbonée, on constate que les centrales fossiles équipées en CCS devraient continuer à émettre sensiblement plus de gaz à effet de serre par unité d'énergie produite que la plupart des filières renouvelables (**figure 7**).



	Biopower	Photovoltaics	Concentrating Solar Power	Geothermal Energy	Hydropower	Ocean Energy	Wind Energy	Nuclear Energy	Natural Gas	Oil	Coal
Count of Estimates	222(+4)	124	42	8	28	10	126	125	83(+7)	24	169(+12)
Count of References	52(+0)	26	13	6	11	5	49	32	36(+4)	10	50(+10)

Figure 7 : Estimations des émissions de CO_2 pour différents moyens de production de l'électricité (GIEC, 2011). Les changements dans l'affectation des sols ne sont pas pris en compte dans ces chiffres, ce qui donne des valeurs biaisées en faveur de la biomasse (et, dans une moindre mesure, de l'hydroélectricité). Les chiffres présentés pour la biomasse ont été critiqués par l'Académie des Sciences allemande (Leopoldina, 2012) qui les considère comme excessivement « optimistes » et « irréalistes ».

Il importe de replacer ces niveaux d'émission dans leur contexte. Pour avoir 50 % de chances de rester sous les 2°C d'augmentation moyenne des températures à l'horizon 2100, les émissions de CO_2 cumulées entre 2010 et 2050 ne doivent pas dépasser 1176 $GtCO_2$ (321 GtC). Pour avoir 75 % de chances, il faut émettre moins de 736 $GtCO_2$ (200 GtC) (Meinshausen *et al.*, 2009). La **figure 8** reprend des chiffres du GIEC qui vont dans le même sens.

Face à ces chiffres, l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) souligne que «*si nous voulons atteindre l'objectif mondial de 2°C, notre consommation, d'ici à 2050, ne devra pas représenter plus d'un tiers des réserves prouvées*[1] *de combustibles fossiles, à moins d'un déploiement à grande échelle*

1 Les réserves prouvées sont les réserves jugées récupérables avec une certitude de 90 %, en utilisant la technologie existante et dans les conditions économiques et politiques actuelles. Les réserves probables et les réserves possibles recouvrent des quantités plus importantes mais dont la possibilité de récupération est moins certaine.

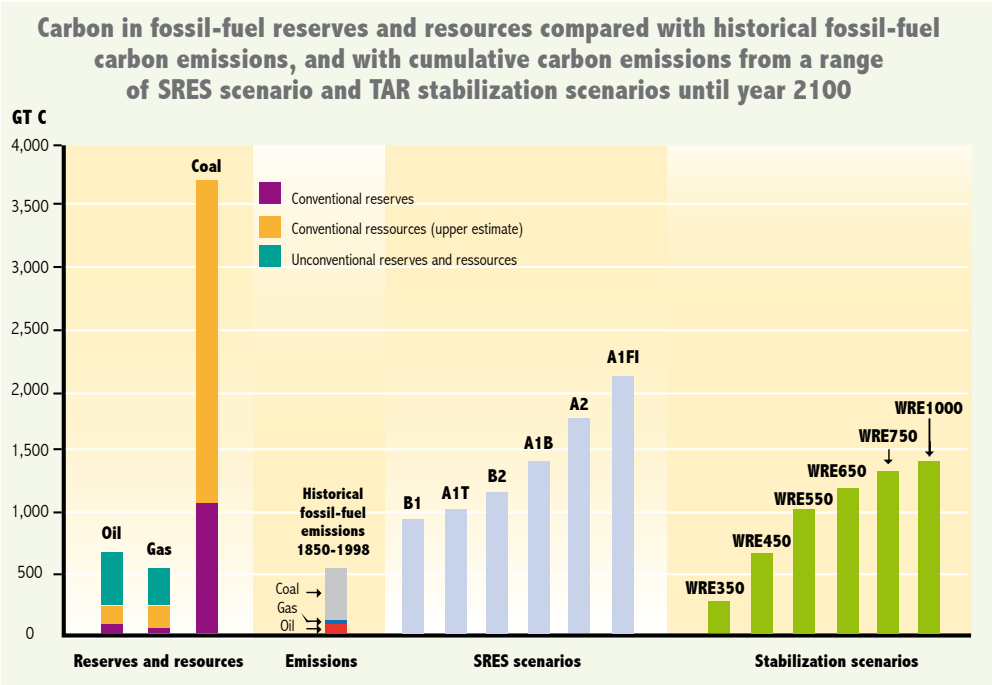


Figure 8 : La quantité de carbone contenue dans les réserves fossiles (trois barres de gauche) dépasse très largement ce qu'il est possible d'émettre de manière compatible avec un scénario de stabilisation à 450 ppm du CO_2 dans l'atmosphère (scénario WRE450, en vert à droite). Ce scénario implique de limiter les émissions cumulées entre 2001 et 2100 à des valeurs comprises entre 365 et 735 GtC (valeur supérieure représentée ici) (GIEC 2001).

de la technologie de captage et de stockage du carbone. (…) Le rythme de déploiement demeure malheureusement très incertain » (WEO 2012). En 2011, l'Agence déclarait «*la technologie CCS n'a pas encore été prouvée à l'échelle commerciale et le niveau d'engagement derrières les centrales de démonstration suscite des doutes sur la rapidité avec laquelle elle pourrait l'être*».

De manière illustrative, l'AIE a récemment revu fortement à la baisse le rôle du CCS dans la mitigation des changements climatiques. Les projections pour le CCS sont ainsi passées de 18 % des réductions globales de CO_2[2] (WEO 2011) à 12 % (WEO 2012). La différence étant compensée par des efforts plus importants de déploiement des énergies renouvelables et, surtout, par un recours plus important aux économies d'énergie.

Par ailleurs, l'Agence souligne que 80 % des émissions permises d'ici à

2 Émissions évitées entre maintenant et 2035 dans le scénario 450 par rapport au scénario central « nouvelles politiques ».

2035 sont déjà «*cadenassées*» par l'infrastructure existante (centrales, bâtiments, industrie), ce qui laisse très peu de marge de manœuvre.

Notons également que la production d'électricité est une application des énergies fossiles pour laquelle il existe des alternatives renouvelables qui peuvent être déployées de manière importante. C'est beaucoup moins le cas des applications liées au transport (automobile, transport routier, aviation, etc.) où le pétrole est difficilement substituable. Ces applications mobiles, peu compatibles avec le CCS, seront probablement celles qui continueront le plus longtemps à brûler des énergies fossiles, imposant de ce fait aux autres secteurs d'atteindre rapidement des niveaux d'émissions proches de zéro. Le niveau de réduction des émissions dans les centrales CCS, pour autant qu'il soit confirmé en conditions réelles, risque donc fort de s'avérer rapidement insuffisant.

Il ne sera pas possible de continuer à utiliser les énergies fossiles à long terme, même si les centrales équipées en CCS n'émettent que 10 à 20 % du CO_2 émis par une centrale classique. En effet, ces émissions, ajoutées aux émissions prévisibles des autres secteurs émetteurs resteraient supérieures aux niveaux compatibles avec une stabilisation du climat…

A cela s'ajoutent les incertitudes sur la permanence du stockage (voir chapitre 3). Il a ainsi été montré (Greenpeace, 2008) que des taux de fuite faibles, de l'ordre de 1 % par an, peuvent annihiler les bénéfices climatiques du CCS.

Si les incertitudes pesant sur la permanence du stockage étaient levées, la technologie CCS appliquée aux centrales fossiles pourrait éventuellement devenir une technologie « *de transition* » vers une électricité réellement décarbonée. Cependant, sa durée de pertinence serait vraisemblablement assez limitée. A partir du moment où les filières renouvelables aux émissions de CO_2 quasi-nulles deviennent abordables, elle perd beaucoup de sa raison d'être.

FOCUS

QUAND LE CCS AUGMENTE LES ÉMISSIONS DE CO_2

Aujourd'hui, la plupart des projets de CCS à grande échelle misent sur la récupération assistée de pétrole (EOR) pour viser la rentabilité. Pour rappel, avec ce procédé, le CO_2 capté est injecté dans des gisements de pétrole en fin de vie afin d'y augmenter la pression et d'extraire plus complètement leur contenu. On enfuit le CO_2 et on récupère du pétrole,

irrécupérable autrement. Mais si la vente de ce pétrole permet de compenser les surcoûts du CCS, sa combustion… génère inévitablement du CO_2 dans l'atmosphère. Elle est en effet très majoritairement réalisée dans des applications décentralisées (véhicules, chaudières, groupes électrogènes, etc.), inaptes à tout captage. Il y a environ 0,85 kg de carbone dans un kilogramme de pétrole. En cas de combustion, ce carbone s'associe à l'oxygène de l'air pour former du CO_2. La combustion complète de 1 kg de pétrole libère ainsi 3,12 kg de CO_2.

Weyburn au Canada est un des plus anciens et des plus importants sites de stockage artificiel de CO_2 au monde. L'exploitant, Cenovus Energy, y pratique la récupération assistée de pétrole avec un rendement de 0,97 kg de pétrole extrait pour 1 kg de CO_2 injecté (Greenpeace, 2008). Il en résulte donc que **chaque kilogramme de CO_2 injecté provoque l'émission d'environ 3,02 kg de CO_2 dans l'atmosphère !**

Pour être complet, il faudrait encore ajouter les émissions liées aux processus de captage, de compression, de transport et d'injection du CO_2 ainsi qu'aux processus d'extraction, de transport, de raffinage et de distribution du pétrole. Les émissions réelles sont donc supérieures à celles rapidement estimées ici.

Un autre cas de figure est celui du projet *Quest*, mis en place par Shell au Canada.

Quest vise à diminuer les émissions de CO_2 liées à l'exploitation des sables bitumineux grâce au CCS. Les émissions finales resteront cependant supérieures à celles du pétrole conventionnel (WWF, 2009). Outre le fait que la compagnie va recevoir près d'un milliard de dollars canadiens en subsides pour ce projet, le Gouvernement canadien a décidé de comptabiliser doublement les réductions d'émissions de CO_2 obtenues pour l'attribution de crédits carbone (Bream, 2012). Ici aussi, le résultat final sera une augmentation des émissions globales de CO_2. Par-delà ces exemples et de manière plus fondamentale, le CCS est aujourd'hui en concurrence directe avec les énergies renouvelables et les politiques d'économies d'énergie pour recevoir les financements publics. Les moyens importants dévolus à la recherche et à l'expérimentation grandeur nature du CCS ne sont pas investis dans des options qui ont fait la preuve de leur meilleure efficacité en terme de réduction des émissions de gaz à effet de serre. ■

CHAPITRE 3: Risques et responsabilités

La notion de risque possède deux dimensions indissociables : la probabilité d'occurrence d'un événement, d'une part ; la sévérité des conséquences de sa réalisation d'autre part. Analyser les risques, c'est donc répondre aux questions suivantes (INERIS, 2010a)[1] :

1. Qu'est-ce qui peut mal tourner ?
2. Quelle est la probabilité que cela se produise ?
3. Si cela se produit, quelles en seront les conséquences ?
4. Quelle confiance peut-on accorder aux réponses données à ces questions ?

Dans certains cas, il est extrêmement difficile, voire impossible, de répondre de manière complète et précise à ces questions. S'il faut garder en tête son caractère forcément incomplet, l'analyse de risques permet néanmoins d'identifier certains scénarios à éviter ainsi que les lacunes de nos connaissances. Cet élément est particulièrement vrai pour le CCS : l'expérience en la matière est balbutiante[2] et on ne dispose pas des éléments de recul nécessaires à une analyse fine du risque. Tout au plus peut-on s'inspirer de l'expérience existante sur des activités similaires pour imaginer les scénarios problématiques (voir ci-dessous).

En conclusion de sa volumineuse recherche, l'Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques (INERIS, 2011) indique clairement la nécessité de combler certaines lacunes dans nos connaissances, parmi d'autres mesures d'anticipation des risques : « *Sans préjuger de l'intérêt d'un recours au stockage souterrain de CO_2 par rapport à d'autres dispositions de lutte contre l'effet de serre, la mise en exergue de risques potentiels liés à une fuite de CO_2 permet de faire les préconisations suivantes :*

- *afin de disposer d'un retour d'expérience au niveau international, il convient de capitaliser les informations et données relatives aux incidents rencontrés par les opérateurs, en incluant notamment les insuffisances des dispositifs de surveillance ou des modélisations numériques, et ce dès les sites démonstrateurs ;*
- *il apparaît nécessaire de préciser les critères de choix des sites de*

1 Pour ce chapitre, nous faisons régulièrement référence à une série d'études menées par l'Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques (INERIS). Créé en 1990, INERIS est un établissement public français placé sous la tutelle du ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie. Il a pour mission de contribuer à la prévention des risques que les activités économiques font peser sur la santé, la sécurité des personnes et des biens, et sur l'environnement.

2 A Sleipner, un des plus anciens sites de stockage artificiel, le stockage a débuté en 1996.

stockage. La structure géologique et les conditions tectoniques, les propriétés mécaniques et géochimiques du réservoir, la forme et l'épaisseur de la roche-couverture ainsi que sa perméabilité et son hétérogénéité sont autant de paramètres essentiels pour assurer la sécurité de l'homme et de l'environnement ;

• il semble pertinent de prévoir, dès le stade de la conception, des mesures de maîtrise du risque (barrières de sécurité) répondant en priorité à deux fonctions de sécurité : limiter les perturbations mécaniques, hydrauliques et chimiques d'une part et assurer le confinement des fluides d'autre part. »

Mettre en place un outil international de rapportage est une proposition qui mérite d'être entendue. Cet outil pourrait s'appliquer au stockage géologique de CO_2 – dans l'hypothèse où il est mis en œuvre – mais aussi à d'autres activités proches pour lesquelles une base de données détaillée d'accidentologie serait pertinente, comme l'extraction et l'exploitation des ressources fossiles.

1. Techniques analogues et accidentologie

Vu la quasi-absence de retour d'expérience en matière de CCS, il est nécessaire d'étudier les enseignements d'activités proches. Il en va ainsi du transport et du stockage d'hydrocarbures et de gaz naturel dans des formations géologiques, des techniques EOR, EGR et ECBMR, du forage onshore et offshore, de réservoirs géologiques naturels de CO_2, du stockage géologique de déchets radioactifs, etc.

Dans l'attente d'une base de donnée universelle et consolidée, il existe des recensements partiels. Citons donc quelques événements répertoriés pour des activités proches de certaines étapes du CCS.

Fuite de gazoducs et pipelines :

- le 30 juillet 2004, explosion meurtrière d'une conduite de gaz à Ghislenghien, en Belgique ;
- Wikipédia (2012) répertorie 105 accidents (ruptures, fuites, explosions, etc.) sur des pipelines aux États-Unis entre 2000 et 2010.

Fuite sur puits de forage offshore :

- le 20 avril 2010, explosion sur la plate-forme Deepwater Horizon exploitée par BP dans le Golfe du Mexique. La plate-forme coule deux

jours plus tard et le pétrole s'échappe par 1500 m de fond. Après plusieurs tentatives infructueuses, la fuite est finalement colmatée trois mois plus tard. On estime à plus de 4 millions de barils la quantité de pétrole libérée ;

• le 25 mars 2012, une importante fuite de gaz survient sur la plate-forme Elgin-Franklin exploitée par Total en Mer du Nord. La fuite est colmatée le 16 mai 2012. On estime à plus de 4 millions de mètres cubes la quantité de gaz (méthane principalement) qui s'est échappée dans l'atmosphère.

Échappement de gaz stocké dans des réservoirs géologiques (INERIS, 2010a) :

• en 2001, du gaz provenant d'un stockage souterrain en site naturel est remonté le long d'anfractuosités dans le sol et a provoqué des éruptions de geysers à Hutchinson aux USA ;

• en France, une éruption de puits de gaz s'est produite en 1989 à Chémery ;

• l'IEA a recensé 9 incidents avant 1970 et 8 sur la période 1980-2004 dans des réservoirs géologiques où l'on a stocké du gaz naturel.

Libération spontanée de gaz d'un réservoir naturel :

• le 21 août 1986, libération subite de 240 000 tonnes de CO_2 d'origine profonde dans le lac Nyos, au Cameroun. Les fortes concentrations de CO_2 dans l'air causèrent la mort par asphyxie de 1700 personnes et de dizaines de milliers d'animaux.

Mouvements géologiques suite à l'extraction ou l'injection de fluides dans le sol :

• sur le site de In Salah, en Algérie, une élévation de la surface du sol suite à l'injection de CO_2 a été mise en évidence en 2009 (INERIS, 2010b) ;

• sur son site d'information publique[3], le Lawrence Berkeley National Laboratory indique que « *au cours de la dernière décennie, on a observé un certain nombre de cas de sismicité induite par l'exploitation du pétrole et du gaz naturel, ainsi que par l'injection de liquides à haute pression* ».

Le stockage géologique de déchets radioactifs est un domaine pour lequel le retour d'expérience est faible mais les études nombreuses. Abou Akar *et al*. (2005) considèrent que « *les méthodes d'évaluation des risques pour les stockages de déchets radioactifs sont les plus pertinentes et disponibles pour l'évaluation des risques du stockage de* CO_2 ».

3 http://esd.lbl.gov/research/projects/induced_seismicity/oil&gas/

2. Risques spécifiques liés au stockage du CO_2

Au-delà des similitudes mises en évidence ci-dessus, l'INERIS (2010a) montre que le CCS présente certaines caractéristiques propres qui ne se retrouvent pas dans d'autres activités et génèrent des risques spécifiques à cette technologie.

La nature du fluide :

- le CO_2 n'est pas inflammable mais peut causer la mort par asphyxie à forte concentration dans l'air[4];
- le CO_2 est soluble dans l'eau et conduit à une acidification de celle-ci;
- le CO_2 peut s'avérer corrosif vis-à-vis des tubages en aciers, des ciments classiques et des roches souterraines (ce qui, outre le risque de fuite, peut l'amener à remobiliser des micropolluants minéraux ou organiques) ;
- le CO_2 en provenance d'unités industrielles est chargé en impuretés telles que SOx, NOx, H2S, Ar, N2, O2, H2O, solvants, etc.

Le stockage est envisagé pour des périodes de très longue durée. Si le CCS se développe et vise plus qu'une contribution anecdotique à la lutte contre le changement climatique, il y aura, à terme, plusieurs milliers de sites de stockage géologique répartis dans un nombre important de pays sur toute la planète (contrairement à l'éventuel stockage géologique de déchets radioactifs). Les principaux risques identifiés par INERIS (2010a, 2011) en matière de stockage du CO_2 sont :

- fuites et éruptions de CO_2 : dangers pour les êtres vivants, annihilation d'efforts importants de maîtrise du CO_2 atmosphérique;
- contamination de l'environnement (dont les nappes phréatiques) par le CO_2 ou des impuretés qu'il contient (métaux lourds, autres polluants, bactéries) et effets sanitaires subséquents;
- sismicité induite et mouvements de terrain à cause de l'augmentation de la pression souterraine résultant de l'injection.

Ces effets peuvent découler d'un certains nombre de scénarios plus ou moins bien connus (**figure 8**). La sismicité induite peut à son tour mener au développement ou à la réactivation de failles ou de zones de fracture (Zoback *et al*., 2012). Ce cas de figure s'est récemment produit sur le site de stockage d'In Salah, en Algérie (Verdon *et al*., 2013), en conséquence de quoi l'injection de CO_2 y a été interrompue en juin 2011 par crainte de fuites[5].

4 Étant plus lourd que l'air, le CO_2 est susceptible de s'accumuler au-dessus du sol lors d'une fuite.
5 Voir la base de données CCS du MIT : http://sequestration.mit.edu/tools/projects/in_salah.html

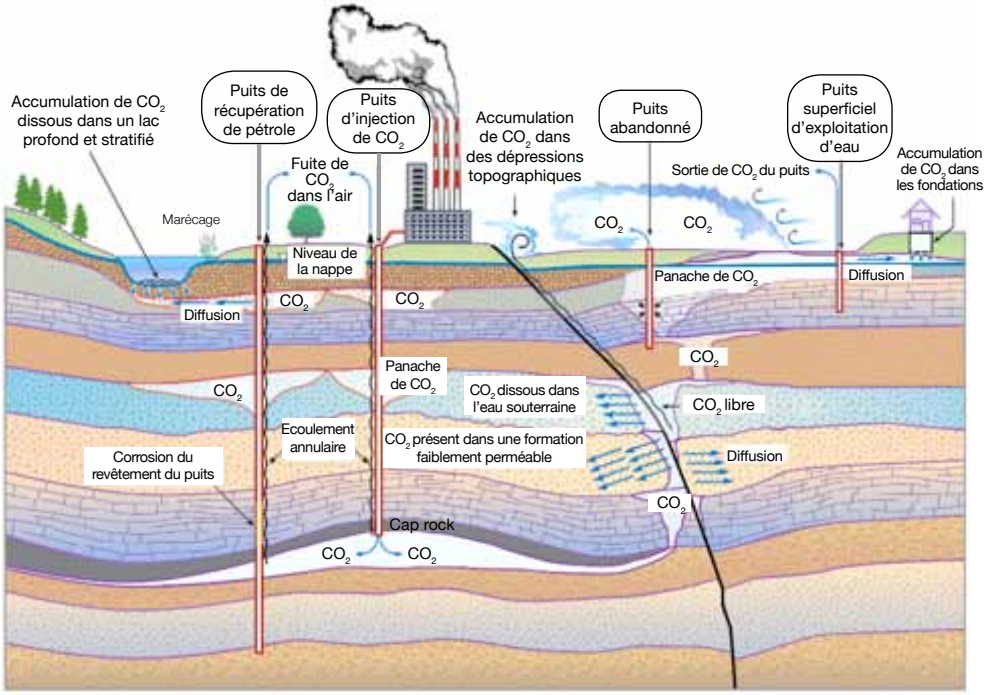


Figure 8 : Identification de scénarios possibles de fuite du CO_2 piégé (Hovorka et al., 2006). Le scénario de fuite le long d'un puits après son abandon et son colmatage est jugé « fort probable » par l'INERIS (2011) à cause des propriété corrosives du CO_2 dissout sur l'acier et le ciment.

GESTCO (Christensen *et al*., 2004) mentionne également la possibilité de fracturation de la roche de couverture sous l'effet de la pression du fluide injecté, de manière similaire à la technique de fracturation hydraulique. Zoback *et al*. (2012), arrivent à la conclusion que, pour la majorité des roches continentales, «*même des tremblements de terre d'amplitude faible ou modérée menacent l'intégrité du confinement du CO_2; dans ce contexte le recours à large échelle au CCS est une stratégie risquée et vraisemblablement vouée à l'échec dans son objectif de réduire significativement les émissions de gaz à effet de serre* ». Si le caractère généralisant de cette conclusion fait débat entre les scientifiques, il n'en reste pas moins indéniable que de lourdes incertitudes pèsent sur la permanence du stockage géologique du CO_2.

Par ailleurs, INERIS (2010) souligne le caractère incomplet des connaissances actuelles : «*Certains processus sont actuellement méconnus, notamment ceux relatifs à l'impact des perturbations thermo-hydro-mécano-chimiques (THMC) sur les éléments traces ou bien au comportement bio-géochimique*

des micro-organismes à grande profondeur. D'autres mécanismes sont mieux connus et leur occurrence est fort probable ».

Certains promoteurs du CCS affirment que « *le stockage de CO_2 devient plus sûr avec le temps* » (ZEP & EBTP, 2012). En réalité, si la fixation du carbone par les procédés géochimiques augmente en effet avec le temps, il est faux de dire que la probabilité de fuite diminue parallèlement. Plusieurs processus pouvant aboutir à une fuite se produisent sur une échelle de temps de plusieurs dizaines d'années : corrosion des éléments constitutifs du puits d'injection, diffusion du CO_2 d'un point à un autre de la nappe aquifère, création de nouveaux chemins de percolation lors de mouvements sismiques, etc. L'INERIS (2010b) indique que «*des phénomènes d'occurrence soudaine en surface peuvent avoir lieu tout en étant initiés par des mécanismes profonds à cinétique plutôt lente* ».

3. Une législation européenne peu responsabilisante

Au niveau européen, la directive 2009/31/CE relative au stockage géologique du carbone prépare le terrain législatif pour d'éventuels projets. Cette directive, actuellement en cours de transposition dans la législation des Etats membres, prévoit les modalités selon lesquelles des projets de stockage peuvent voir le jour dans les pays qui y consentent.

Si la directive a le mérite de définir des conditions minimales pour le stockage géologique du CO_2, on peut cependant s'inquiéter de la faiblesse de certaines de ces conditions
Il est notamment prévu que la responsabilité du site de stockage peut être transférée de l'exploitant à l'autorité compétente après une période minimale de 20 ans prenant court à la fin de la période d'injection. Pour un stockage devant durer au minimum plusieurs siècles, utilisant de surcroît une technique nouvelle dont le retour d'expérience est lacunaire (INERIS, 2010a, 2010b), une limitation de la responsabilité à 20 ans peut sembler dérisoire. D'autant que la directive précise que cette durée peut encore être réduite « *si l'autorité compétente est convaincue que tous les éléments disponibles tendent à prouver que le CO_2 stocké restera confiné parfaitement et en permanence* » (article 18 §1). Une autorité complaisante pourrait donc accepter de prendre la responsabilité du stockage dès la fin de l'injection, libérant ainsi l'exploitant de sa responsabilité. Quand on sait la faiblesse des connaissances actuelles en matière de stockage géologique du CO_2 et

les incertitudes qui pèsent sur cette technique, cette possibilité de dérogation semble totalement inadéquate.

Par ailleurs, le transfert de responsabilité doit logiquement s'accompagner du versement par l'exploitant d'une contribution financière à l'autorité compétente qui prend en charge la surveillance du site. Cette contribution « *couvre au moins le coût prévisionnel de la surveillance pendant une période de trente ans* » (article 20 §1).
A nouveau, ce minimum est bien trop faible quand on sait que les sites de stockage devraient être surveillés pendant des périodes nettement plus longues. Et que si une fuite se déclare après quelques années, les coûts de gestion à charge des pouvoirs publics peuvent être extrêmement élevés. Or, sauf en cas de faute prouvée de la part de l'exploitant, la directive précise qu' « *il n'y a pas d'autre récupération de frais après le transfert de responsabilité* » (article 18 §7).

Le mécanisme de transfert de responsabilité prévu dans la directive semble avoir été conçu avec le souci principal de ne pas décourager les investissements privés dans le CCS. L'exigence de sécurité et le souci d'une gestion saine des finances publiques n'ont pas reçu la même attention. Actuellement, le développement du stockage géologique du CO_2 en Europe pourrait ainsi se faire sur le mode de la privatisation des gains et de la socialisation des risques[6].

L'Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques (INERIS, 2011) estime que « *même si la directive 2009/31/CE sur le stockage géologique du CO_2 établit un cadre juridique pour cette filière industrielle, de nombreuses questions scientifiques et techniques demeurent afin de garantir sa sécurité* ».

6 De manière similaire, des mécanismes de limitation de la responsabilité des exploitants ont été mis en place pour permettre le développement de l'industrie nucléaire.

FOCUS

LE LOBBY DU CCS

L'importance donnée au CCS dans la politique énergétique européenne n'est pas le fruit du hasard. La perspective – réelle ou illusoire – de pouvoir maintenir une industrie et une production énergétique basées en grande partie sur les combustibles fossiles est conforme aux intérêts à court terme de cette même industrie.

Le principal lobby européen du CCS est la plate-forme Zéro Emission (ZEP – European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants). ZEP se définit comme « *une coalition unique de parties prenantes unies dans leur soutien au CCS comme technologie clé pour combattre le changement climatique. ZEP conseille la Commission européenne en matière de recherche, démonstration et déploiement du CCS* ».
Cette plate-forme est dominée par des compagnies ayant des intérêts importants dans les énergies fossiles ou la production d'électricité. Parmi ses membres, on retrouve des compagnies telles que Shell, BP, Total, Statoil, Vattenfall, Alstom, Siemens, RWE, E.ON, Enel, GDF-Suez, EDF, etc. ainsi que quelques centres de recherche et trois ONG (Bellona, E3G et la Confédération Européenne des Syndicats).

De manière étonnante, ZEP a été fondé par la Commission européenne en 2005. La Commission continue à financer ZEP… tout en étant une des principale cible du lobby déployé par ZEP en faveur du CCS !

Le Corporate Europe Observatory a montré en détail comment les industriels rassemblés dans ZEP ont pesé sur la politique climatique européenne et obtenus d'importants financements publics pour le CCS (CEO, 2009, 2010). En 2007, l'Europe prévoyait de cofinancer jusqu'à 12 projets de démonstration. Après l'attribution au CCS de plus d'un milliard d'euros du programme énergétique pour la relance (EEPR) en 2009, la Commission a mis sur pied le programme NER300 qui prévoyait d'attribuer plusieurs milliards d'euros de soutien au CCS en 2012 et 2013.
Le Corporate Europe Observatory révèle que tout en réclamant des mesures incitatives pour le CCS, les industries se sont fortement opposées à toute mesure contraignante, du type obligation aux nouvelles installations d'utiliser le CCS. Et face au coût important du CCS et à un mar-

ché du carbone moribond, les programmes incitatifs n'ont pas donné les résultats escomptés : au moment d'écrire ces lignes, aucun des projets candidats n'a encore obtenu la décision finale d'investissement de la part des opérateurs privés. Dans une communication récente, la Commission révèle que les projets qui lui ont été proposés « *reposent presque entièrement sur un financement public* », l'industrie limitant son concours financier à 10 % environ des coûts supplémentaires liés au CCS (CE, 2013).

Aujourd'hui, les industriels réclament plus de soutien encore pour le CCS. La plateforme ZEP mène un lobby actif pour que des mécanismes de soutien supplémentaires soient mis en place rapidement (feed-in tariffs, contrats d'achat CCS, garanties publiques de prêts, déductions fiscales, etc.) (ZEP, 2012). Le secteur insiste également pour que l'infrastructure de transport du CO_2 (réseau de pipelines) soit financé et déployé vers les sites potentiels de stockage sans attendre l'existence effective des sites de captage du CO_2 (ZEP, 2013) !

La Commission européenne, de son côté, continue d'espérer que « *la technologie du captage et du stockage du carbone 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* », notant au passage que « *pour certains secteurs industriels européens en perte de vitesse, [le CCS] ouvre des perspective de revitalisation* ». Ce qui l'amène à affirmer qu'en matière de CCS, « *il est clair que l'inaction n'est pas une solution envisageable et que de nouvelles mesures s'imposent* ». Les mesures envisagées vont du financement supplémentaire à l'instauration d'un système de certificats CCS, obligeant les fournisseurs de combustibles fossiles à acheter ces certificats auprès de l'industrie pétrolière et gazière qui enfuirait le CO_2 sous terre... ■

CHAPITRE 4 : Economie et (sur)coûts

Le CCS est une technologie coûteuse. Le surcoût des centrales équipées en CCS par rapport aux centrales thermiques classiques est notamment dû à leur surconsommation d'énergie primaire : il leur faut entre 11 et 40 % de combustible en plus pour produire la même quantité d'électricité. Et d'autre facteurs viennent encore alourdir la facture pour arriver à une production électrique plus chère de 25 à 100 % (GIEC, 2005). Dans son analyse de coûts des diverses options de réduction des émissions de gaz à effet de serre[1], McKinsey (2009) conclu que le CCS figure parmi les options les plus chères.

La plateforme ZEP (Zero Emission Platform) rassemblant les principaux stakeholders industriels du CCS en Europe (voir Focus «Le lobby du CCS») a réalisé une étude détaillée des coûts de la chaîne CCS (ZEP, 2011a, 2011b). Cette étude, présentée par ses auteurs comme «*la meilleure estimation actuelle des coûts pour de nouvelles centrales électriques équipées en CCS qui entreraient en fonction en Europe dans les années 2020*», envisage deux scénarios pour les centrales équipées en CCS :

- le scénario BASE prend en compte les technologies de captage actuelles et prouvées et concerne les centrales qui seraient construites juste après la phase de démonstration ;
- le scénario OPTI prend en compte les optimisations et améliorations technologiques attendues par le secteur juste après la mise en service des premières centrales commerciales.

Les résultats principaux sont présentés dans le graphe de la **figure 9**.

Pour le scénario BASE, il faut ajouter légèrement plus de 10 EUR/MWh aux coûts de captage. Les trois composantes supérieures des histogrammes correspondent à trois hypothèses sur le coût des permis d'émissions de CO_2 dans le cadre du système ETS. L'estimation des coûts dans cette étude est basée les valeurs de fin 2009 (ZEP, 2011a).

Le captage est, de loin, l'étape la plus chère du CCS même si les contraintes de transport et de stockage seront déterminantes, tant pour la localisation que pour la décision de construire ou non une centrale équipée en CCS.

Le coût des émissions de CO_2 évitées est respectivement d'environ 40 et

1 Cette analyse est aussi connue sous l'appellation « courbe des coûts » de McKinsey.

50 EUR/tCO_2 pour les centrales à charbon OPTI et BASE, tandis qu'il est respectivement d'environ 90 et 120 EUR/tCO_2 pour les centrales à gaz OPTI et BASE. Les auteurs de l'étude espèrent une diminution rapide des coûts de captage[2].

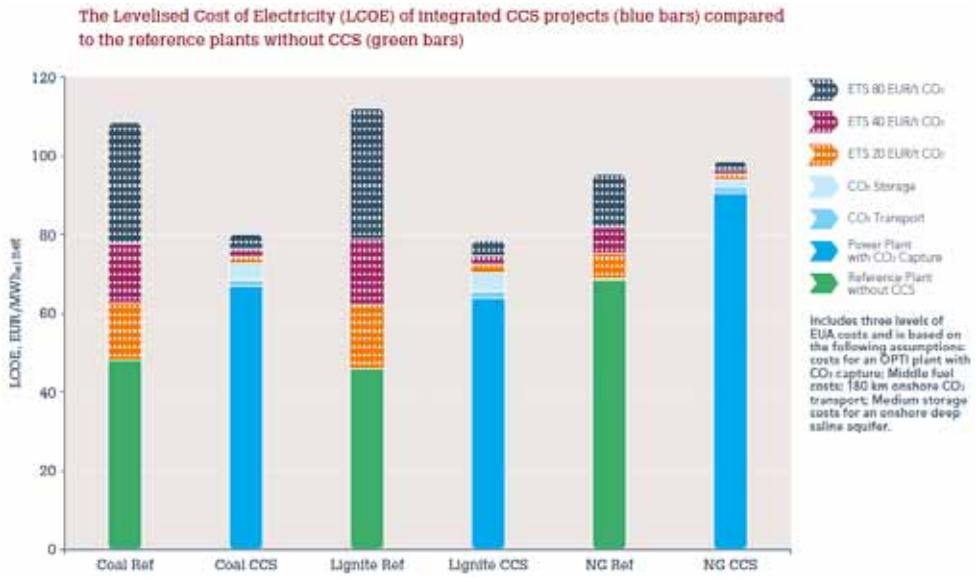


Figure 9 : LCOE pour des centrales (charbon, lignite et gaz naturel) équipées ou non en CCS pour le scénario le plus favorable (OPTI).*

*Le Levelised Cost of Electricity (LCOE) représente le coût d'un système de production électrique au cours de son cycle de vie complet. Répartir la totalité des coûts sur l'ensemble de la production permet de comparer des technologies différentes. Certaines technologies ont un coût important en investissement initial, mais un coût d'exploitation relativement faible, comme les renouvelables ou, dans une moindre mesure, le charbon. Pour d'autres comme le gaz, c'est l'inverse.

Typiquement, une centrale au charbon émet 1 tCO_2 /MWh là où une centrale au gaz émet environ la moitié. L'infrastructure de captage permet donc de capter moins de CO_2 sur une centrale au gaz que sur une centrale au charbon, d'où un coût plus important par tonne de CO_2 évitée. *A contrario*, le surcoût du CCS par MWh d'électricité produite est inférieur pour le gaz étant donné qu'il y a moins de CO_2 à compresser, transporter et stocker.

Un prix élevé du carbone sur le marché ETS est nécessaire pour rendre

2 Seuls les résultats du scénarios OPTI sont mis en avant dans la synthèse du rapport ZEP ce qui semble indiquer une volonté du secteur de présenter l'estimation des coûts la plus optimiste.

le CCS viable économiquement. Pour les centrales à charbon, le prix à atteindre (> 40-50 EUR/tCO_2) est moins élevé que pour le gaz (> 90-120 EUR/tCO_2). Cependant, l'atteinte de prix élevés du carbone sur le marché ETS ne garantit pas nécessairement le déploiement du CCS. En effet, si un prix élevé du carbone est nécessaire pour rendre les centrales équipées en CCS compétitives vis-à-vis des centrales fossiles non équipées, il faut aussi noter que ce prix élevé avantagerait plus encore les filières renouvelables moins émettrices qui pourraient dès lors devenir plus intéressantes financièrement que les centrales CCS. Par ailleurs, le surcoût lié au CCS se retrouve majoritairement dans les investissements initiaux, alors que les bénéfices liés à un prix élevé du carbone concerneraient les coûts d'exploitation.

La majorité des acteurs estiment aujourd'hui que le CCS ne pourra être viable sans un soutien financier important de la part des pouvoirs publics. Le « marché » ne développera pas spontanément le CCS affirme l'AIE. La plateforme ZEP mène un lobby actif pour que des mécanismes de soutien (autres que le marché ETS) soient mis en place rapidement (feed-in tariffs, contrats d'achat CCS, garanties publiques de prêts, déductions fiscales, etc.) (ZEP, 2012).

Il convient enfin de noter que les applications industrielles du CCS ainsi que l'équipement de centrales existantes devraient être plus coûteuses que la construction de centrales neuves équipées en CCS (McKinsey, 2008).

1. Des étapes plus ou moins bien chiffrées

Pour le captage, ce sont les étapes de séparation du CO_2 ainsi que sa compression qui sont coûteuses, notamment à cause du surplus de consommation d'énergie primaire. A eux seuls, les différents surcoûts liés au captage correspondent à une augmentation de 30 à 50 % du coût de l'énergie produite dans le scénario OPTI[3] et de 50 à 70 % dans le scénario BASE.

Le transport est l'étape la moins coûteuse. Les pipelines semblent plus compétitifs pour transporter de larges volumes sur des distances courtes à moyennes tandis que le bateau le serait pour des volumes réduits mais des distances plus longues. Cependant, la question de la responsabilité

3 Avec des hypothèses légèrement différentes, l'étude PSS-CCS (Piessens *et al.*, 2008) arrive à des surcoûts de 27 à 45 %, toujours sans prendre en compte le transport et le stockage, ni le mécanisme ETS.

financière pour la mise en place d'un réseau de pipelines intégrant différents sites de captage et de stockage n'est pas résolue.

Le stockage est le maillon pour lequel l'information sur les coûts est la plus lacunaire. Les chiffres présentent donc d'importantes incertitudes (**figure 10**).

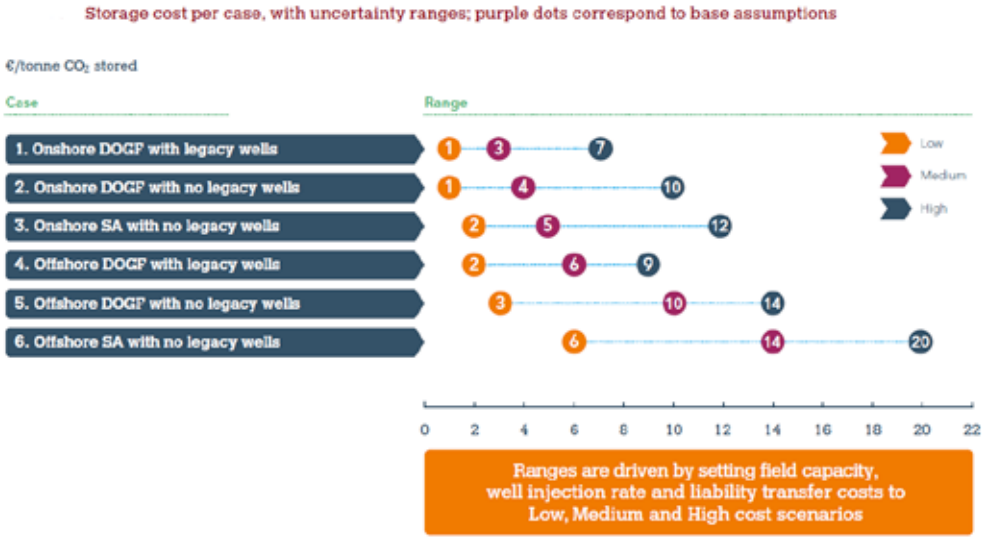


Figure 10 : Les coûts de stockage peuvent varier de 1 à 20 EUR/tCO_2 selon ZEP (2011a).

Le stockage *offshore* est plus cher qu'*onshore* ; les aquifères salins (SA) sont plus chers que les gisements d'hydrocarbures épuisés (DOGF) ; la capacité de stockage, la profondeur et l'injectivité influencent fortement les coûts.

Les sites les plus nombreux sont de petite capacité (25-50 MtCO2) et en conséquence non-viables d'un point de vue économique. La majeure partie des capacités estimées se trouve cependant dans des réservoirs de capacité plus importante (>200 MtCO_2) : des gisements épuisés ou, plus encore, des aquifères salins *offshore* et *onshore*. Les auteurs de l'étude (ZEP, 2011a) recommandent de se focaliser sur ce type de réservoir mais ne manquent pas de noter que « *les réservoirs les moins chers sont aussi ceux qui contribuent le moins à la capacité totale disponible* ». Ces auteurs soulignent également que, en cas de déploiement de la technologie CCS, les sites présentant les meilleures caractéristiques, économiquement plus intéressants, seront utilisés en premier. Cela pourrait mener à une augmentation progressive des coûts de stockage : une fois les meilleurs sites

remplis, l'industrie devra se rabattre sur des sites moins accessibles, de plus petite capacité ou de moins bonne injectivité.

2. Une haute sensibilité aux hypothèses

L'étude ZEP (2011a) considère un prix de 2,4 EUR/GJ pour le charbon et 8 EUR/GJ pour le gaz, tout en soulignant qu'il existe « *une incertitude considérable* » sur l'évolution de ces prix. L'impact d'une variation du prix du combustible est plus important pour le gaz que pour le charbon, ce qui reflète la structure des coûts de ces modes de production. Vu la surconsommation en combustible des centrales CCS par rapport aux centrales non équipées, l'accroissement du prix des combustibles est défavorable à la viabilité des centrales CCS.

L'étude ZEP considère une durée de fonctionnement de 7500 h/an pour calculer les coûts. En cas d'utilisation réduite à 5000 h/an, le coût par MWh produit devient nettement plus élevé (augmentation du LCOE de 19 EUR/MWh). Ce facteur pourrait à lui seul remettre en cause une viabilité économique déjà fragile des centrales équipées en CCS. C'est en particulier le cas pour des pays fortement équipés en énergies renouvelables, ces dernières ayant généralement une priorité supérieure pour l'accès au réseau électrique[4].

La manière dont se passe le transfert de responsabilité entre l'exploitant et les autorités publiques après la période d'exploitation influence les coûts de stockage. La responsabilité est-elle limitée ou entière en cas d'accident ? Combien de temps l'exploitant reste-t-il responsable ? Quelle somme est versée par l'exploitant aux autorités publiques pour que celles-ci reprennent à leur compte la responsabilité ? Telles sont les principales questions qui influencent ces coûts.

Soulignons que les évaluations de coûts présentées correspondent à un fonctionnement théorique optimal : pas de coûts spéciaux, pas d'imprévus, pas d'accidents. Comme l'indique CAS (2012), « *les estimations de coûts disponibles aujourd'hui doivent être validées lors de la mise en place des projets (...) des incertitudes pesant notamment sur les coûts réels de la surveillance et du suivi des sites à long terme* ».

4 Indépendamment des questions environnementales, les centrales électriques dont les coûts marginaux de production sont les plus faibles sont mises prioritairement en fonctionnement (notion de *merit order*). Il en va ainsi de la production éolienne ou solaire, dont les coûts marginaux sont quasi nuls.

BIOMASSE-ÉNERGIE ET CCS (BIO-CCS OU BECCS)

Si une centrale électrique équipée en CCS est alimentée par de la biomasse, le CO_2 capté dans l'atmosphère par les végétaux pendant leur croissance pourrait être stocké géologiquement. Cette possibilité, encore théorique actuellement, suscite certains espoirs. Le GIEC (2011) estime que la bioénergie combinée au CCS pourrait mener à des émissions négatives, c'est-à-dire à un retrait de CO_2 de l'atmosphère. Ce qui fait dire à Levina (2012) que « *la bioénergie associée au captage et stockage du carbone pourrait devenir l'aspirateur à CO_2 de demain* ». Pourtant, dans son World Energy Outlook, l'AIE (2011) est prudente, estimant que « *cette technologie n'est pas prouvée à une échelle commerciale, il n'est donc pas possible de compter dessus* ».

Au-delà des aspects technico-économiques, le précédent des agrocarburants devrait inciter à la plus grand prudence lorsqu'il s'agit d'exploiter la bioénergie à grande échelle. Il n'existe en effet à ce jour aucun consensus politique sur la manière de comptabiliser les émissions de CO_2 liées à la bioénergie. Dans le cas des agrocarburants, des facteurs importants ne sont pas pris en compte dans les politiques de promotion mises en œuvre. Cela aboutit à des économies de CO_2 virtuelles, soutenues financièrement par les pouvoirs publics alors que de nombreuses études (IEEP 2010, AEE 2011) ont montré que le résultat réel est une augmentation des émissions de CO_2.

Parmi les facteurs non pris en compte, mentionnons les changements indirects dans l'affectation des sols (ILUC – Indirect Land Use Change), que l'on peut définir de la manière suivante : « *Si un sol est affecté à une nouvelle culture énergétique, sa fonction antérieure (production alimentaire, habitat, etc.) n'est plus assurée. Dans de très nombreux cas, cela mène à un changement d'affectation pour des terres situées ailleurs, afin remplacer la fonction antérieure.* » Il en résulte souvent des déforestations qui augmentent les émissions de gaz à effet de serre.

Un second facteur d'erreur, mis en évidence notamment par l'Agence Européenne pour l'Environnement (AEE 2011), correspond au fait que si la biomasse n'avait pas été cultivée, coupée et brûlée pour produire de la bioénergie, la végétation aurait tout de même grandit sur ce sol avant de se décomposer, jouant ainsi son rôle de puits de carbone. Cette dimi-

nution de séquestration du carbone doit être quantifiée correctement et ensuite prise en compte dans les politiques d'utilisation de la bioénergie.

Par ailleurs, les impacts négatifs d'une exploitation croissante de la biomasse dépassent largement la question du carbone. Il s'agit d'impacts directs ou indirects, environnementaux ou sociaux, qui se produisent aux différentes étapes du cycle de vie des filières bioénergie : déforestation, perte de biodiversité (monocultures), consommation et pollution de l'eau et des sols, pression foncière et accaparement de terres, accroissement de la volatilité des marchés agricoles et alimentaires, marginalisation et paupérisation de la petite paysannerie à l'échelle mondiale, etc.

L'Académie des Sciences allemande a récemment publié un rapport détaillé sur la bioénergie (Leopoldina, 2012) où elle considère que de nombreux scénarios d'utilisation de la bioénergie pêchent par optimisme. Elle qualifie d'« *irréalistes* » les chiffres avancés dans le rapport SRREN (GIEC, 2011) qui suggèrent que la combinaison bioénergie et CCS pourrait offrir une voie de salut. En Europe, en particulier, la biomasse est déjà souvent exploitée de manière excessive, ce qui empêche un maintien correct de la fertilité des sols. Le potentiel d'utilisation durable de la biomasse à des fins énergétiques étant relativement limité, l'Académie des Sciences recommande de se focaliser plutôt sur des énergies renouvelables telles que la chaleur solaire, le photovoltaïque et l'énergie éolienne, ainsi que sur les économies d'énergie.

Tout comme pour les centrales au gaz ou au charbon, l'application du CCS à une centrale à biomasse implique une augmentation sensible de la consommation de combustible pour produire une quantité fixe d'électricité, d'où une pression encore accrue sur la ressource biomasse.

A ce jour, il n'existe pas de centrale électrique mettant en œuvre le Bio-CCS. Le captage de CO_2 lié à l'exploitation de la biomasse est réalisé depuis peu dans des unités de production d'éthanol (agrocarburant) et envisagé dans des unités de production de pâte à papier. Ces applications ont la particularité d'avoir des flux de CO_2 relativement aisés à capter.

En tout état de cause, le Bio-CCS ne pourra être utilisé pour capter « en urgence » un surplus de CO2 atmosphérique. La vitesse de captage est en effet limitée par le taux de croissance de la biomasse, taux sur lequel les marges de manœuvre sont limitées. ■

Conclusion

L'objectif de la technologie de captage et stockage du carbone (CCS) est clair : diminuer les émissions atmosphériques de CO_2 de sources fortement émettrices qui utilisent des combustibles fossiles. En ce sens, elle agit comme un remède qui pourrait faire disparaître un symptôme particulièrement gênant… mais sans en supprimer la cause. En outre, son potentiel réel fait débat, notamment en raison des incertitudes pesant sur la permanence du stockage. Et ce n'est pas là le seul élément qui pose question voire problème.

Sur le plan économique, le CCS ne peut actuellement se développer sans un soutien public massif et il n'est nullement acquis qu'il deviendra un jour économiquement viable. Par ailleurs, l'analyse de risques doit encore progresser. L'absence de retour d'expérience en matière de stockage géologique du CO_2 sur de longues durées laisse irrésolues d'importantes questions de sécurité et de responsabilité.

A la croisée de ces enjeux économique et de sécurité, la limitation de la responsabilité de l'exploitant pour le stockage (montant et durée de prise en charge) correspond en pratique à un report des coûts réels de gestion à long terme du stockage sur la société et les générations futures.

Il faut donc se garder de placer trop d'espoir dans le CCS. Les institutions internationales concernées balancent entre un optimisme excessif et une prudence révélatrice de leurs doutes et interrogations. Ainsi, tout en déclarant que « *le CCS est une option clé pour la réduction des émissions* », l'Agence Internationale de l'Energie (2011) souligne que son déploiement est « *incertain* ». Elle envisage de ce fait un scénario compatible avec la contrainte climatique où le CCS est quasi-absent jusqu'en 2035[1].

Le risque est pourtant réel de voir l'attention et les moyens détournés de solutions prioritaires et durables en matière d'énergie (sobriété, efficacité, renouvelables) au profit du CCS, que ce soit pour la recherche, l'inves-

1 Ce scénario (Delayed CCS 450 Case) fait un recours accru au nucléaire. A côté de son scénario climatique principal (450 Scenario), l'AIE étudie également un autre scénario climatique où la part du nucléaire recule fortement (Low Nuclear 450 Case), mais qui fait alors un recours important au CCS. Les différences de coûts d'investissement entre les scénarios de l'AIE compatibles avec la contrainte climatique sont modérées (moins de 10%), surtout au vu des incertitudes pesant sur ces estimations. On peut toutefois regretter que n'ait pas été étudié un scénario climatique sans CCS et faiblement nucléarisé, mettant plus de priorité sur la maîtrise de la consommation.

tissement ou les différentes formes de soutien public. La Commission européenne donne une illustration claire de ce risque avec son initiative NER300. Ce programme majeur de l'Union destiné à cofinancer de nouveaux projets d'énergie décarbonée pour lutter contre les changements climatiques met en effet de facto en concurrence des projets d'énergie renouvelables avec des projets CCS. Si à ce stade les projets CCS n'ont pas raflé la mise à cause du manque d'investissements privés, la volonté politique initiale allait bien dans le sens d'un financement prépondérant pour le CCS (Buckens, 2012).
Une stratégie pour le moins étonnante lorsque l'on sait que la directive européenne 2009/31/CE sur le stockage géologique du CO_2 indique qu'il s'agit d'une « *technologie de transition* » dans la lutte contre les changements climatiques et que « *cette technologie ne devrait pas être utilisée comme une incitation en faveur d'un accroissement des centrales électriques fonctionnant avec des combustibles fossiles. Son développement ne devrait pas conduire à une réduction des efforts visant à soutenir les politiques d'économie d'énergie, les énergies renouvelables et d'autres technologies sûres et durables à faibles émissions de CO_2, tant en matière de recherche qu'en termes financiers.* »

Cette position paradoxale voire schyzophrénique de l'Europe traduit à n'en pas douter l'importance et l'efficacité du lobby exercé en faveur du CCS.

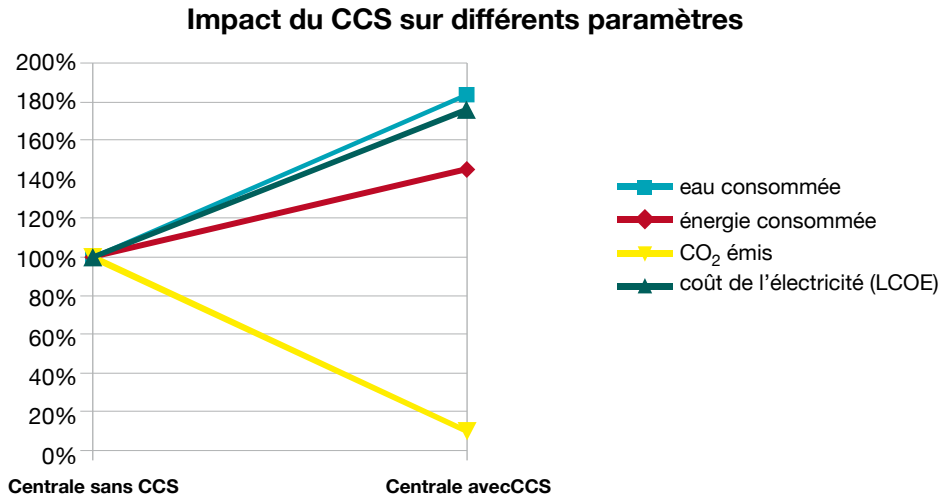


Figure 11 : Pour une même quantité d'électricité produite, variation des émissions de CO_2, de la consommation d'énergie, de la consommation d'eau et du coût de l'électricité pour une centrale au charbon (supercritique) sans ou avec CCS. Diagramme réalisé à partir des données de Zhai et al. (2011).

Il existe également un risque de se focaliser uniquement sur le CO_2 et de mettre de côté d'autres aspects de la durabilité. Or, que l'on songe aux mines de charbon, à l'exploitation des gaz de schistes, aux marées noires ou aux sables bitumineux, des plateaux du Shanxi aux collines du Colorado et du delta du Niger aux forêts de l'Alberta, l'extraction, le transport, la transformation et la combustion des combustibles fossiles ont bien d'autres effets néfastes que les seules émissions de CO_2. Par la diminution des rendements qu'il occasionne, le CCS impose de brûler plus de ressources fossiles et de consommer plus d'eau douce pour produire la même quantité d'électricité (**figure 11**). Le CCS augmentera donc les impacts négatifs (hors CO_2) du recours aux énergies fossiles.

De manière illustrative, le CCS est aujourd'hui mis en avant par l'industrie pétrolière pour « verdir » l'exploitation de ressources non-conventionnelles polluantes comme les sables bitumineux. Il est de même utilisé pour « verdir » les agrocarburants, par le captage d'une partie des émissions de CO_2 liées à la production d'agroéthanol alors que ce CO_2 est ensuite utilisé pour extraire plus de pétrole augmentant ainsi les émissions de CO_2 (voir Focus « *Quand le CCS augmente les émissions de CO_2* »).

Plus que le climat, ce que les promoteurs du CCS semblent vouloir sauver, c'est une organisation économique basée sur l'exploitation des ressources fossiles et les profits que cette exploitation engendre. Le renoncement à l'exploitation de la majeure partie des ressources fossiles, nécessaire pour faire face aux enjeux climatiques, remettrait ces intérêts en jeu de façon radicale[2]. La concurrence est donc bien réelle entre le CCS – qui pourrait permettre de brûler un peu plus de ressources fossiles – et des mesures telles que la maîtrise des consommations énergétiques et le développement des énergies renouvelables – qui permettent de sortir plus rapidement de l'ère fossile.

Pour autant, la technologie CCS est-elle à rejeter définitivement dans son ensemble ?
Rêvons un peu : avec le préalable d'une garantie de solutions de stockage sûres (condition aujourd'hui non réalisée) et mis en œuvre dans une logique réellement axée vers une transition énergétique durable (dégagée des intérêts financiers sus-mentionnés), il n'est pas exclu que le CCS

2 Selon Carbon Tracker (2012), la valorisation boursière des compagnies pétrolières, reposant notamment sur les réserves estimées de celles-ci, pourrait s'écrouler si la contrainte climatique aboutissait à la décision de laisser la majeure partie de ces réserves dans le sous-sol.

trouve à l'avenir des applications pertinentes, complémentaires avec les autres mesures de mitigation. Sans préjuger du résultat d'une étude de pertinence détaillée, citons :

- l'application du CCS à des industries telles que la sidérurgie, qui existeront vraisemblablement encore longtemps[3] ;
- l'application transitoire du CCS à des centrales au gaz permettant de pallier l'intermittence de certaines productions électriques renouvelables, comme le photovoltaïque ou l'éolien[4] ;
- l'association bioénergie et CCS, qui permet également de faire face à l'intermittence d'autres filières, avec les réserves exprimées au Focus « Biomasse-énergie et CCS »

La transition vers une société durable nécessite de résoudre le défi climatique. En conclusion d'un colloque[5], le professeur Albert Germain soulignait que pour arriver à une société bas carbone à l'horizon 2050, il sera impératif de faire preuve de discernement : beaucoup de solutions sont proposées mais toutes n'ont pas la même pertinence et les moyens sont limités. Il ne sera pas possible de développer toutes les filières, non seulement parce que nos moyens financiers sont limités mais plus fondamentalement encore parce que les moyens humains et les compétences le sont aussi. On ne peut se permettre d'investir dans une voie sans issue. En miroir de cette analyse, il y a l'invitation à tous ceux qui ont des moyens, des compétences ou du talent, à ne pas les gaspiller dans de fausses solutions.

3 Pour la fabrication d'acier à partir de minerai, des procédés alternatifs à l'usage du coke en haut-fourneaux existent, tels que la réduction directe (DRI) utilisant généralement du gaz naturel.

4 Soulignons qu'il existe d'autres moyens, encore peu développés, pour faire face à l'intermittence, comme la gestion temporelle de la demande ou la mise en place de capacités de stockage. Il faut par ailleurs noter que des énergies renouvelables telles que l'hydroélectricité, la géothermie, la bioénergie ou l'énergie marémotrice ne sont pas intermittentes ou ont une intermittence limitée.

5 « *La biomasse, ressource énergétique et chimique du futur* », organisé par l'AILg le 7 juin 2012.

Liste des sigles et acronymes

AEE	Agence européenne pour l'environnement
AIE	Agence internationale à l'énergie
BECCS	Biomasse-énergie associée au CCS
Bio-CCS	Biomasse-énergie associée au CCS
CAS	Centre d'analyse stratégique
CCS	Carbon Capture and Storage – captage et stockage du carbone
DOGF	Depleted Oil and Gas Fields – champs pétroliers et gaziers déplétés
DRI	Direct Reduced Iron – réduction directe du minerai de fer
EBTP	European Biofuels Technology Platform
ECMBR	Enhanced Coal Bed Methane Recovery – récupération assistée de méthane dans les veines de charbon
EEPR	European Energy Programme for Recovery – Programme énergétique pour la relance
EGR	Enhanced Gas Recovery – récupération assistée de gaz
ETS	Emissions Trading Scheme - système communautaire d'échange de quotas d'émission
EOR	Enhanced Oil Recovery – récupération assistée de pétrole
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle – cycle combiné à gazéification intégrée
IEEP	Institute for European Environmental Policy
INERIS	Institut national de l'environnement industriel et des risques
LCOE	Levelised Cost of Electricity – coût moyen actualisé de l'électricité
MDP	Mécanisme de développement propre
NER300	Important programme européen de financement de projets CCS et/ou d'énergie renouvelable
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
SA	Saline Aquifer – aquifère salin
ZEP	European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants (Zero Emission Platform)

Bibliographie

AEE, (2011). Opinion of the EEA Scientific Committee on Greenhouse Gas Accounting in Relation to Bioenergy.

AIE, (2011). World Energy Oultook 2011, Paris.

AIE, (2012). World Energy Oultook 2012, Paris.

AIE, (2013). World Energy Oultook 2013, Paris.

Buckens M.-M., (2012). NER300: Three CCS projects to be co-funded. Europolitics, online publishing : 20 July 2012.

Bream R., (2012). Shell to build oil sands CO_2 capture plant. Financial Times, online publishing : 5 September 2012.

Carbon Tracker Initiative, (2012). Unburnable Carbon – Are the world's financial markets carrying a carbon bubble?

CAS, (2012). Des technologies compétitives au service du développement durable.

CE, (2013). Communication consultative sur l'avenir du captage et du stockage du carbone en Europe. COM(2013) 180 final.

CEO, (2009). Public funds used to lobby for fossil fuel in Copenhagen.

CEO, (2010). EU billions to keep burning fossil fuels, the battle to secure EU funding for carbon capture and storage.

Cook P.J., (1999). Sustainability and nonrenewable resources. Environmental Geosciences, 6(4), 185-190.

Christensen *et al*., (2004). GESTCO : Geological Storage of CO_2 from Fossil Fuel – Summary report, Second edition.

Daly H., (1990). Towards some operational principles of sustainable development. Ecological Economics, vol. 2, issue 1, p. 1-6.

GIEC, (2001). Climate Change 2001: Synthesis Report. Cambridge University Press, Cambridge.

GIEC, (2005). Piégeage et stockage du dioxyde de carbone – Résumé à l'intention des décideurs et Résumé technique.

GIEC, (2011). IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation (SRREN). Cambridge University Press, Cambridge.

Greenpeace, (2008). False Hope – Why carbon capture and storage won't save the climate.

Hovorka *et al.*, (2006). Measuring permanence of CO_2 storage in saline formations : the Frio Experiment. Environmental Geology 13, 105-121.

IEEP, (2010). Anticipated Indirect Land Use Change Associated with Expanded Use of Biofuels and Bioliquids in the EU – An Analysis of the National Renewable Energy Action Plans.

INERIS, (2010a). Etat des connaissances sur les risques liés au stockage géologique du CO_2. Rapport n°1 : les risques en phase d'injection.

INERIS, (2010b). Etat de l'art et analyse des risques pour un stockage de CO_2 en aquifère salin.

INERIS, (2011). Fiche : Les risques liés au stockage géologique du CO_2 en aquifère salin profond.

Leopoldina, (2012). Bioenergy – Chances and Limits.

Levina E., (2012). Making CCS Viable. Journal of the IEA, Issue 2, p. 32.

McKinsey, (2008). Carbon Capture & Storage: Assessing the Economics.

McKinsey, (2009). Pathways to a low-carbon economy.

Meinshausen *et al.*, (2009). Greenhouse-gas emission targets for limiting global warming to 2 °C. Nature 458, 1158-1162.

Piessens *et al.*, (2008). Policy Support System for Carbon Capture and Storage (PSS-CCS). Belspo, Brussels.

Smart *et al.*, (2009). Water and the electricity generation industry. Waterlines Report Series No. 18.

Verdon *et al.*, (2013). Comparison of geomechanical deformation induced by megatonne-scale CO_2 storage at Sleipner, Weyburn, and In Salah.

PNAS, 110 (30), E2762-E2771.

Wikipédia, (2012). List of pipeline accidents in the United States in the 21st Century, consulté le 13 août 2012.

WWF & The Co-operative Bank, (2009). Carbon Capture and Storage in the Alberta Oil Sands – A Dangerous Myth.

ZEP, (2006). The final report from Working Group 1 – Power Plant and Carbon Dioxide Capture.

ZEP, (2011a). The Costs of CO_2 Capture, Transport and Storage – Post-demonstration CCS in the EU.

ZEP, (2011b). The Costs of CO_2 Capture – Post-demonstration CCS in the EU.

ZEP, (2012). CCS: Creating a secure environment for investment in Europe.

ZEP, (2013). Building a CO_2 transport infrastructure for Europe.

ZEP & EBTP, (2012). Biomass with CO_2 Capture and Storage (Bio-CCS) – The way forward for Europe.

Zhai *et al.*, (2011). Water Use at Pulverized Coal Power Plant with Post-combustion Carbon Capture and Storage. Environnemental Science & Technology, 45, 2479-2485.

Zoback *et al.*, (2012). Earthquake triggering and large-scale geologic storage of carbon dioxide. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America.