



CAPTAGE ET STOCKAGE GEOLOGIQUE DU CO₂

Sommaire

- 1. Introduction**
- 2. Le captage et le transport du CO₂**
- 3. Le stockage géologique du CO₂**
- 4. Aspects économiques du stockage géologique du CO₂**
- 5. Situation actuelle et perspectives d'avenir**
- 6. Réglementation**
- 7. Les risques et l'acceptabilité sociétale**
- 8. Conclusion**

1. Introduction

Pour la sauvegarde de notre environnement la diminution des rejets du dioxyde de carbone, CO₂, dans l'atmosphère est l'un des principaux enjeux mondiaux auquel il nous faut faire face. Mais, contrairement à ce qui se passe pour les transports, il est une part de ce CO₂ qui est récupérable et, moyennant un stockage géologique, peut ne pas être rejetée dans l'atmosphère. Cela concerne le CO₂ émis par les chaufferies, les centrales électriques thermiques, l'industrie de production de matériaux, l'industrie chimique ainsi que les unités de production d'hydrogène à partir d'hydrocarbures. Or, ce dernier procédé pour obtenir de l'hydrogène en compensant le rejet de CO₂, pourrait permettre d'attendre que la production par électrolyse de l'eau avec de l'électricité renouvelable exempte de tout rejet, puisse se faire à une échelle suffisante pour satisfaire la demande d'hydrogène énergie. Une demande qui ne cesse de s'accroître compte tenu du développement souhaité de cette énergie.

Dans le cas particulier de la production d'hydrogène à partir d'hydrocarbures (cf. Fiche 4.1.1), le captage et le stockage géologique du CO₂, le CSC (en anglais CCS, Carbon Capture and Storage) est réalisable en trois étapes : captage, transport vers le lieu de stockage, stockage géologique. La figure 1 qui suit en illustre le principe.

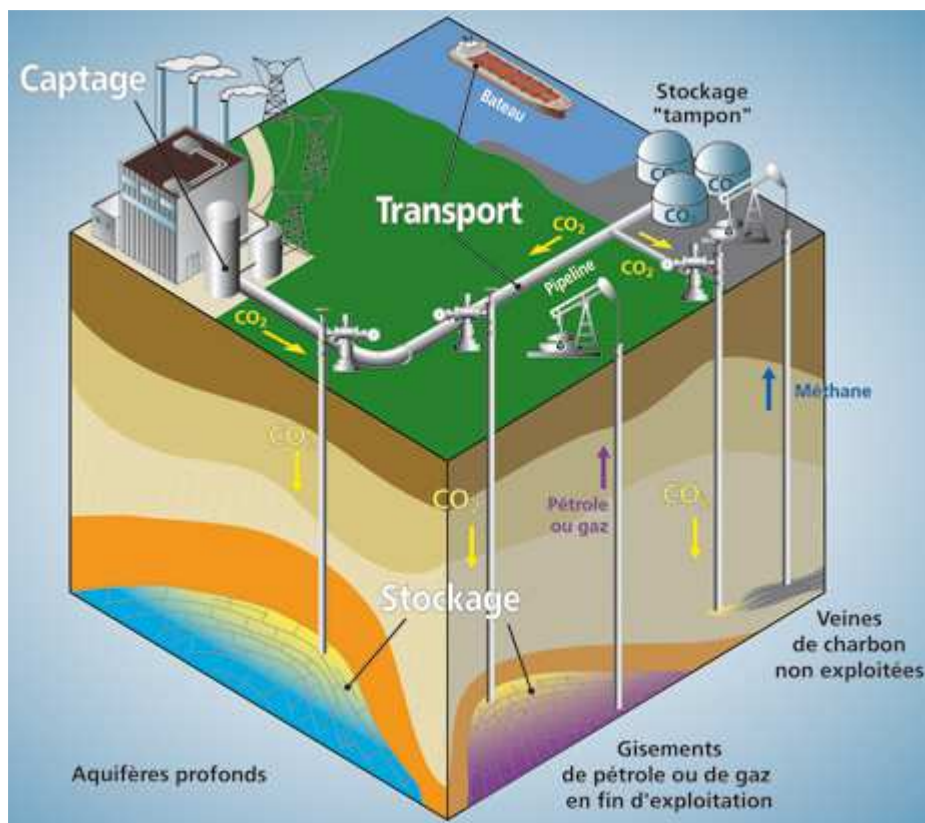


Figure 1 - Schéma de principe du CSC (source BRGM)

2. Le captage et le transport du CO₂

2.1 Captage au cours de la purification de l'hydrogène

Lors de la production par vaporeformage ou oxydation partielle, le CO₂ peut être capté lors de l'étape de purification de l'hydrogène. Celle-ci peut être réalisée suivant plusieurs procédés.

Le premier, la méthanisation, se fait en deux étapes : décarbonatation et méthanisation proprement dite (§ 1.1 et Tableau1 de la Fiche 3.1.1).

Le second se fait par adsorption des composés les plus lourds, dont le CO₂, sur des lits de tamis moléculaires suivant le procédé PSA (pression swing adsorption) qui utilise l'adsorption sélective des gaz suivant leur pression (ils sont adsorbés ou désorbés suivant que la pression augmente ou diminue, ce qui permet une séparation par une série de cycles successifs de compression - détente).

Le troisième consiste à séparer le CO₂ du flux de gaz de synthèse à l'aide de membranes séparatives. Ce sont des membranes microporeuses qui se comportent comme des barrières d'une épaisseur de quelques centaines de nanomètres à quelques millimètres et qui, sous l'effet d'une différence de pression partielle, permettent ou non le passage de certains composants. Parmi les nombreuses membranes existantes (polymères, au palladium, zéolites etc.), les membranes inorganiques, métalliques ou céramiques, bien que les plus onéreuses, sont celles qui tolèrent les flux les plus élevés et sont les plus résistantes (corrosion, pression, température).

2.2 Transport vers les sites de stockage

Le CO₂ est un gaz dense qui à la température ambiante se liquéfie lorsqu'on le comprime au delà de 55 bars, une technique de conditionnement utilisée de longue date pour le commercialiser. C'est par des canalisations appropriées, les carבודucs, que de très grandes quantités de CO₂ liquide peuvent

être acheminées des lieux de captage vers ceux de stockage. Cela est par exemple le cas depuis l'année 2000 pour le CO₂ récupéré d'une unité de gazéification de charbon située aux Etats-Unis, pour être transporté vers le gisement pétrolier à Weyburn au Canada (cf. ci-après § 6).

3. Le stockage géologique du CO₂

L'idée du procédé est d'injecter le CO₂ dans le sous-sol géologique pendant des durées importantes, couvrant au minimum la période pendant laquelle sa présence en tant que gaz à effet de serre risque de demeurer critique. Une période qui, d'après certaines hypothèses, ne devrait pas dépasser quelques siècles.

Le cycle du carbone est régi par les échanges entre l'atmosphère et l'océan, d'une part, la biosphère et l'atmosphère d'autre part. Si ces derniers se font sur des échelles décennales, le cycle des échanges avec l'océan s'étend sur plusieurs siècles. Une stabilisation des teneurs en CO₂ dans l'atmosphère impose donc que ce gaz soit conservé dans le sous-sol sur des durées compatibles avec le cycle océanique. Par mesure de précaution, on envisage des solutions qui permettraient de maintenir ce stockage sur des périodes pouvant atteindre des milliers d'années.

a) Le stockage dans l'océan

L'absorption naturelle du CO₂ par l'eau de mer peut être accélérée par l'injection du gaz liquéfié dans l'océan à des endroits appropriés et à une profondeur suffisante. En effet, pour que le CO₂ liquide soit plus dense que l'eau il faut qu'il soit soumis à une pression supérieure à 300 bars, ce qui est le cas à plus de 3 000 mètres de profondeur sous le niveau de la mer. Le CO₂ serait alors censé rester sous la forme de nappes plaquées sur les fonds sous-marins. Il reste à démontrer que cette présence n'est pas susceptible de modifier les écosystèmes marins concernés, la faune et la flore ainsi que les échanges océan-atmosphère. De plus, le devenir à long terme d'un tel stockage est difficile à modéliser et demeure donc largement incertain. Aussi, cette séquestration dans les fonds océaniques pourtant satisfaisante dans son principe puisqu'elle consiste à utiliser un processus naturel - en fait qu'elle accélère - n'est pas sans problèmes et n'est guère compatible avec le respect de l'environnement.

b) Le stockage géologique dans le sous-sol

- *Stockage dans des gisements de pétrole et de gaz épuisés ou en cours d'exploitation.*

Lorsque le CO₂ est injecté dans ces gisements en phase de production, l'opération peut être mise à profit pour effectuer de la récupération assistée. Il est évidemment essentiel que le CO₂ pouvant s'échapper avec les fluides produits soit récupéré et renvoyé dans le réservoir. L'aspect attractif en matière de stockage est le confinement naturel qu'offrent de telles structures : elles ont en effet constitué des pièges à hydrocarbures pendant plusieurs millions d'années et devraient être étanches. Une hypothèse qui reste discutable si l'on prend en compte l'existence des puits de forage, les effets des mouvements tectoniques, et le caractère corrosif du CO₂ vis-à-vis de certains minéraux (sa dissolution dans l'eau génère l'acide carbonique).

- *Le stockage dans les veines de houille non exploitées.*

La capacité des charbons à adsorber préférentiellement le CO₂ au méthane constitue un piègeage intéressant. Cette adsorption sélective provoque la libération du méthane qui peut ainsi être récupéré, un attrait économique potentiellement intéressant. Le paramètre gênant de ce mode de stockage est la très faible perméabilité de ces gisements qui fait que la possibilité d'injecter des quantités importantes de CO₂, sans multiplier les puits d'injection, n'est pas certaine. Un point que des travaux de recherche ont pu confirmer.

- *Le stockage dans les aquifères salins profonds.*

Cette autre solution présente le plus gros potentiel en termes de capacité de stockage. La profondeur de ces formations et leur teneur élevée en sel les rendent tout à fait inadaptées en tant que ressources en eau potable ou en eau d'irrigation. Ces aquifères sont de deux types: fermés ou ouverts. Les aquifères fermés ont une configuration identique aux gisements d'hydrocarbures et offrent de bonnes garanties de confinement, tant vertical que latéral. C'est dans ce type d'aquifères que l'on stocke du gaz naturel. Il s'agit d'une option certainement plus « sûre » pour un stockage sur le continent, mais offrant toutefois des capacités limitées. Les aquifères ouverts ont, eux, une structure plane ou peu inclinée. Du fait de leur absence de confinement latéral, le CO₂ pourrait migrer.

Le mécanisme principal de piégeage est ici la dissolution du gaz dans l'eau qui, s'alourdissant, entraîne le CO₂ vers le bas de l'aquifère. A plus long terme c'est une minéralisation du CO₂¹ à laquelle on assisterait rendant ainsi ce piégeage de plus en plus sûr. Le « point faible » de cette solution réside dans le peu de connaissance de telles nappes aquifères qui, n'offrant aucune ressource particulière, n'ont quasiment pas été étudiées. Un important effort de caractérisation devra être mené afin de qualifier ces sites pour le stockage géologique dans des conditions de totale sécurité. Les stockages en aquifères fermés, comme en gisement d'hydrocarbures, sont réversibles : le gaz stocké pourra y être récupéré (au moins en grande partie) pour être réutilisé dans des applications industrielles.

Le tableau 1 présente le potentiel de stockage de CO₂ dans les différentes structures géologiques (données AIE). Malgré l'imprécision des estimations actuelles, on observe que le potentiel de stockage est en principe tout à fait à la mesure des quantités de CO₂ émises à cette réserve près que ces volumes de stockage ne sont pas tous accessibles au même coût.

Options de stockage	Capacité globale	
	Gt CO ₂	% d'émissions cumulées d'ici 2050
Champs d'hydrocarbures déplétés	920	45
Cavités salines profondes	400 - 10 000	20 - 500
Mines de charbon non exploitables	>15	>1

Tableau 1 :
volume potentiel

par voie géologique

Estimation du
de CO₂ stockable

4. Aspects économiques du stockage géologique du CO₂

Si le stockage géologique semble à l'heure actuelle une solution plus réaliste que le stockage sous-marin il présente des inconvénients qui reposent sur l'incertitude de ses conséquences environnementales tout autant que sur son coût car la chaîne complète : captage, compression, transport, injection et stockage est un procédé énergivore. Le captage et le stockage ont été évalués par l'ADEME en 2013 à 60 € la tonne. Aujourd'hui, le coût du captage varie entre 15 € par tonne récupérée dans une centrale à gaz jusqu'à 100 euros la tonne sur un site sidérurgique et même 120 euros dans une cimenterie. Selon l'AIE, 450 millions de tonnes de CO₂ pourraient être captées et stockées dans le monde avec une subvention de moins de 40 € par tonne. L'augmentation correspondante du prix de revient du produit énergétique obtenu (gaz, électricité) varie de 20% à 40%. Le Tableau 2, ci-dessous, donne les éléments de ces coûts moyens, il révèle clairement que le poste

¹ Elle résulterait d'une altération par le fluide saturé en CO₂ des roches avoisinantes par une redistribution des cations (Ca²⁺, Mg²⁺, Fe²⁺) et la transformation du carbone en carbonates.

"captage" (séparation + compression) est le plus coûteux. En revanche, le transport est le poste le moins onéreux de la chaîne tout en restant, évidemment, fonction des distances. Quant au stockage géologique proprement dit, son coût serait relativement faible mais il dépendra surtout de l'ampleur de la surveillance et du contrôle que la sécurité exigera durant la période du stockage.

Captage	Compression	Transport	Injection et stockage
€/t	€/t	€/t	€/t
40 - 120	10-12	2 par 100 km	6

Tableau 2 : Coûts moyens des opérations de la chaîne captage-stockage

Des réductions de coûts sont indispensables pour rendre crédibles ces techniques et par la suite en assurer la diffusion : la somme de 20 €/t ou moins est une prévision avancée par l'IEA pour 2030.

5. Situation actuelle et perspectives d'avenir

Bien qu'elles soient relatives au CO₂ émis par les centrales thermiques et l'industrie (raffineries, usines métallurgiques, cimenteries etc.), les opérations de stockage géologiques en cours sont les mêmes que celles que nécessiterait une production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles.

Le GIEC et l'Agence internationale de l'énergie estiment qu'une vingtaine de pourcents des émissions industrielles de dioxyde de carbone pourrait être injecté en sous-sol à l'horizon de 2050. Pour sa part l'Europe qui nourrit de grandes ambitions en la matière, pourrait envoyer sous terre 400 MtCO₂/an à l'horizon 2030 et deux fois plus vers 2050. Dans cette perspective – mais également dans celle de diminuer les redevances carbone - de nombreuses initiatives ont vu le jour au point qu'est apparue aujourd'hui une véritable filière industrielle CSC. Citons quelques-unes des plus significatives. :

En Europe

Les projets GESTCO (*European potential for Geological Storage of CO₂ from fossil fuel combustion*), puis CASTOR ont été développés pour l'étude du captage et de la séquestration géologique du CO₂ à grande échelle. Il existe également un projet qui vise le développement de systèmes de production d'électricité avec séquestration du CO₂, à partir de différents combustibles : charbon, gaz naturel ou combustibles pétroliers.

L'opération **norvégienne** du champ de Sleipner, en Mer du Nord est une des premières du genre. Depuis 1996, la compagnie norvégienne Statoil récupère par an un million de tonnes de CO₂ mélangé au gaz naturel extrait et le réinjecte dans un aquifère salin à 1000 m de profondeur sous le plancher océanique. Tout récemment, toujours en Mer du Nord, a été mis en exploitation le gisement de pétrole et de gaz de Gundrun situé à 55 km au nord de Sleipner. L'Institut Français du Pétrole Energies Nouvelles a participé au suivi de l'opération de Sleipner dans le cadre du projet européen CO₂ReMove et est partenaire de la nouvelle opération de Gundrun. Cette même compagnie Statoil capte et injecte dans le sous-sol de la mer de Barents, 700 000 tonnes de gaz carbonique/an rejeté par son usine de liquéfaction de gaz naturel de Snohvit. Une autre importante initiative norvégienne de CSC fut le centre d'essais de Monstags inauguré en 2012 mais abandonné fin 2013.



Figure 2 - Champ gazier de Sleipner en Mer du Nord

Les Pays-Bas, se sont aussi fixé de fortes contraintes carbone : -30 % d'émissions d'ici à 2020. Là encore, le stockage géologique pourrait jouer un rôle important. En 2007, la ville de Rotterdam (1er port d'Europe) a lancé un programme visant à collecter le CO₂ produit par les usines de la zone portuaire pour l'envoyer par le fond. Plusieurs compagnies énergétiques, telles GDF Suez, Nuon, Gasunie, RWE, étudient des projets comparables, dans le Nord du pays. Tous envisagent avec intérêt la fin de l'exploitation du gaz néerlandais offshore, prévue pour 2023. Car, c'est dans les gisements vides («déplétés», disent les géologues) que les industriels entendent injecter leur gaz carbonique. A 150 km au large d'Amsterdam, GDF Suez réalise le même type d'opération, depuis 2004, à partir de sa plate-forme K12B.

En **Allemagne**, il était prévu de diminuer d'un tiers ses émissions carbonées d'ici à 2020. Et là encore, le CSC jouerait un rôle de premier plan. Trois expériences – deux de captage (Schwarze Pumpe avec Vattenfall et Niederaussen avec RWE), l'autre de stockage (Ketzin) – sont en cours. L'officialisation de ce projet a été établie par une loi, votée en juillet 2011, autorisant et réglementant le stockage du CO₂ dans les sous-sols du pays tout en laissant le choix aux différents Länders de le refuser. Il était ainsi prévu un ensemble d'actions par étapes pour le développement de ces technologies. Dans ce cadre, les essais et démonstrations de certains sites de stockage ont été prévus avec une évaluation de l'état d'avancement des technologies en 2017. Cette loi devrait servir de base et de cadre pour permettre à l'Allemagne d'arriver à des technologies CSC viables pour le pays et, dans un second temps, offrir une opportunité d'exportation à l'international.

Sur l'autre rive de la Mer du Nord, le **Royaume-Uni** affiche aussi ses ambitions : réduire de 80 % ses émissions de GES entre 1990 et 2050. La CSC tiendra une place importante dans l'arsenal britannique en particulier pour capter et enfouir le CO₂ émis par les centrales thermiques qui, pour la plupart, se trouvent à l'est du Royaume, au bord de la mer du Nord. Or, à quelques dizaines de miles au large, il y a d'importants gisements de gaz en voie d'épuisement ainsi que des aquifères salins. Plusieurs projets ont été avancés : Peterhead, Captain Energy, Don Valley, White Rose. Seul le dernier consistant en une centrale thermique à oxycombustion équipée d'un CSC approprié a été retenu; en fait, il n'en est qu'à la phase d'avant-projet en attendant les financements.

En **Pologne**, le projet Recopol (Reduction of CO₂ emissions by means of CO₂ storage in coal seams in the Silesian Coal Basin of Poland), visant à étudier l'injection de CO₂ dans les veines de charbon avait donné lieu à la réalisation d'un pilote de démonstration dans le bassin houiller de Silésie où 1000 t de CO₂ ont pu être injectées entre 2004 et 2005.

Pour la **France**, l'IFP Energies Nouvelles anime aux côtés du BRGM, le Club CO₂, sous l'égide de l'ADEME, il regroupe les acteurs majeurs concernés du monde industriel et de la recherche. L'IFPEN coordonne également un important projet français sur l'optimisation du stockage dans les différentes formations géologiques. Total entre 2010 et 2013 a mené une opération de captage et séquestration

sur le site de Lacq dans le gisement de gaz naturel. Il s'en est suivi une phase de surveillance de 3 ans qui a démontré que le CO₂ injecté reste confiné de manière sûre et permanente dans la formation géologique dans laquelle il a été injecté.

Ailleurs dans le Monde

Depuis 2004, en **Algérie**, 1,2 million de tonnes par an de CO₂ provenant de la purification du gaz naturel capté dans le gisement d'In Salah sont réinjectés dans un aquifère salin profond et dans certains puits de pétroles sahariens abandonnés. Mais durant de nombreuses années ceci fut fait sans cadre juridique spécifique. Des fuites détectées en 2007 et 2011 sur le site d'injection de Krechba ont conduit à la suspension du stockage. Actuellement ce stockage de CO₂ est mentionné dans la législation algérienne en attendant la rédaction d'un code précis concernant les sites dans lesquels il sera pratiqué

En 2000, une opération de récupération assistée de pétrole par injection de CO₂ a été entreprise par la société EnCana sur le champ pétrolier de Weyburn au **Canada** (Saskatchewan). Puis en 2001, un programme de recherche international a démarré sous l'égide de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), baptisé *AIE Weyburn CO₂ Monitoring and Storage Project*. Achevée en 2012, cette opération a donné lieu à la rédaction d'un manuel de pratiques exemplaires, un guide de la marche à suivre pour la conception, la mise en œuvre, la surveillance et la vérification de projets de stockage géologique du CO₂, en particulier dans le contexte de la récupération assistée du pétrole.

Aux Etats-Unis, le projet «FutureGen», un partenariat public-privé, visait à développer, pour la première fois, une centrale électrique à oxy-combustion à l'échelle industrielle à Meredosia dans l'Illinois, intégrant la capture du carbone et son stockage géologique. Le CO₂ capté devait être transporté, via un gazoduc de plus de 48km, puis injecté dans une formation saline à 1200 mètres de profondeur. Plus de 90% des émissions de CO₂ et l'intégralité des autres émissions devaient ainsi être soustraites à l'atmosphère, soit 1,1 million de tonnes chaque année. La période de démonstration devait durer 56 mois et commencer en 2017. A noter que la société Air Liquide était partenaire du projet. Ce projet a été abandonné.

Au Japon, le gouvernement a lancé une expérimentation de grande ampleur à Tomakomai dont la première phase consiste à identifier sous les eaux les couches géologiques qui seraient adaptées au stockage du CO₂.

En **Chine**, le projet GreenGen est développé par un consortium de compagnies chinoises comprenant Huaneng, ainsi qu'avec Peabody Energy, une compagnie américaine. La première phase correspond à l'inauguration de la centrale électrique à cycle combiné et à gazéification intégrée de 250 mégawatts, qui transformera le charbon en « syngaz », un mélange de monoxyde de carbone et d'hydrogène², qui sera brûlé dans des turbines spécialisées pour produire de l'électricité. Les rejets en dioxyde de carbone émis par ces processus peuvent être séparés plus facilement que dans les centrales électriques traditionnelles au charbon et donc permettre le CSC à moindre coût. La compagnie Huaneng a abordé une seconde phase : une centrale pilote plus petite qui enverra l'hydrogène purifié dans des piles à combustible et des turbines pour produire de l'électricité, le dioxyde de carbone étant capté pour en faire un usage industriel. La troisième phase, prévue pour 2015-2020, est la construction d'une centrale électrique de 400 mégawatts ayant un système complet de captage et stockage du CO₂ dans des couches rocheuses souterraines.

En **Australie**, a été lancé un projet d'usine de production thermo-chimique d'hydrogène dans la vallée de Latrobe (état de Victoria) à partir de lignite très abondant et bon marché dans cette contrée. Il est prévu que le CO₂ coproduit soit injecté dans le bassin du Gippsland voisin. L'hydrogène produit destiné au Japon, une fois liquéfié, y sera transporté par bateaux équipés de réservoirs cryogéniques sphériques (cf. Fiches 4.3 et 4.5.1). Il s'agit du premier projet de production d'hydrogène à partir de combustible fossile avec stockage géologique du CO₂ coproduit.

² Mélange équivalent à ce qu'était, autrefois, le gaz de ville.

6. Réglementation

Pour l'Europe le CSC était depuis 2009 encadré par une directive qui exige un stockage permanent et sûr prévenant et maîtrisant les remontées de CO₂ vers la surface tout en limitant les perturbations du milieu souterrain. Pour cela le site envisagé doit être étudié notamment au niveau de sa stabilité sismique et de l'étanchéité de sa couverture et après sa fermeture, il doit être surveillé pour assurer sa pérennité. Cette directive européenne a été transférée en droit national français en 2011.

Plus récemment, les processus de captage, transport et stockage géologique du CO₂ ont été l'objet d'une succession de normes [ISO/TC 265](https://www.iso.org/fr/committee/648607/x/catalogue/) établies entre 2016 et 2019 <https://www.iso.org/fr/committee/648607/x/catalogue/>

7. Les risques et l'acceptabilité sociétale

D'après le document de l'INERIS en référence, en l'état actuel des connaissances scientifiques concernant la toxicité du dioxyde de carbone, les valeurs de référence sont : une concentration de 5% en volume dans l'air pour les effets irréversibles, de 10% pour les premiers effets létaux et de 20% pour les effets létaux significatifs.

Les risques lors du captage et du transport du CO₂ sont du même ordre que ceux inhérents aux filières de chimie industrielle des substances toxiques. Pour ce qui concerne le stockage souterrain proprement dit les principaux risques identifiés sont :

- la fuite lente de CO₂ et de substances associées dans l'eau profonde des sites de stockage aquifères à travers de failles géologiques existantes ou créées par des mouvements telluriques imprévisibles (aléas sismiques), les déplacements de la croûte terrestre, la dérive des continents ;
- la migration de métaux toxiques contaminant l'eau de surface, les sols et l'eau de mer car le CO₂, acide faible, acidifie l'eau et mobilise les métaux toxiques ;
- l'apparition de fuites locales importantes présentant un danger d'asphyxie pour les hommes et les animaux car plus dense que l'air le CO₂ s'accumule dans des aires peu ventilées et devient un danger à partir d'une concentration de 3%. Des fuites difficiles, si ce n'est impossible, à colmater ;
- l'affleurement du CO₂ en surface, le CO₂ avec des effets létaux sur les plantes (asphyxie par les racines) sur les microorganismes et sur les animaux des sols ;
- la présence de substances chimiques résiduelles provenant du captage et leur éventuel transfert dans les différents milieux (eau, air, sol). En effet, les procédés de captage ne permettent pas d'éliminer complètement les impuretés présentes dans les fumées de combustion : des substances chimiques résiduelles (SO₂, H₂S, NO_x, HAP, COV, métaux lourds...) seront ainsi transportées et injectées avec le CO₂ dans le réservoir de stockage ;
- interaction entre le CO₂ injecté et des substances déjà présentes dans la roche-réservoir, comme les Eléments-Traces Métalliques (ETM) ou les micropolluants organiques ;
- les émissions potentielles de gaz du sol, en fonction du comportement des gaz déjà présents dans le sous-sol (méthane, H₂S) et chassés par le CO₂ lors de l'injection.

L'acidification et la suppression de la respiration racinaire ont été observées dans des zones volcaniques et sismiques. Sur la montagne Mammoth en Californie, le relâchement de CO₂ suite à plusieurs faibles tremblements de terre a suffi à tuer une centaine d'hectares de forêt.

- l'injection souterraine peut augmenter la pression souterraine, déplacer la saumure et être à l'origine d'activités sismiques.

De nombreuses mesures et des contrôles sont effectués sur les actuels sites de stockages et sur leur environnement, notamment en Europe où cela est réalisé sous la forme d'opérations de démonstration en conditions réelles. L'objectif est la validation de cette filière CSC sur le plan industriel et environnemental, afin d'être en mesure d'obtenir l'adhésion des autorités et du public. Mais, au vu des risques et compte tenu de l'importance des quantités de CO₂ à stocker et des échelles de temps à considérer, quel degré de confiance accorder à ces garanties avancées à partir

d'expérimentations ponctuelles? Un contexte qui exige une sérieuse remise en cause du procédé qui, concernant le CO₂ indésirable, semble s'apparenter à « mettre la poussière sous le tapis ».

8. Conclusion

En quelque sorte, le stockage géologique consiste à remettre dans le sous-sol, sous forme de CO₂, une partie du carbone qu'on y a extrait sous forme d'hydrocarbures ou de charbon. Un procédé à la limite acceptable pour les industries qui ne peuvent se passer d'émissions de CO₂ : cimenteries, matériaux de construction, métallurgie, industrie chimique, traitement des déchets, production d'ammoniac ou encore du traitement de combustibles fossiles comme c'est le cas lors de l'extraction du gaz naturel.

Dans le cas de la mobilité hydrogène la production de ce dernier avec des procédés émetteurs de CO₂, le CSC reviendrait, de manière imagée, à ce que le CO₂ irrécupérable que rejettent nos automobiles soit capté en amont et éliminé de l'atmosphère. Les dites automobiles ne rejetteraient alors que de la vapeur d'eau. Mais par ses inconvénients, son danger potentiel et son coût cette filière de stockage du CO₂ perd son intérêt au profit de la production d'hydrogène sans carbone, issues des EnR. Une orientation aujourd'hui adoptée en France par le plan ministériel « Hydrogène » – plan Hulot – qui préconise cette production sans carbone non seulement pour la mobilité mais aussi pour les besoins industriels et le stockage de l'énergie par le Power-to-gas.

Pour en savoir plus

Captage et stockage géologique du CO₂ : retour d'expérience et perspectives INERIS, RAPPORT D'ÉTUDE 30/11/2017 DRS-17-164859-08281A <https://www.ineris.fr/fr/captage-stockage-geologique-co2-retour-experience-perspectives>

www.industrie.gouv.fr/energie/prospect/textes/sequestration

www.colloqueco2.com

www.tns-sofres.com/etudes/pol

[www.connaissancedesenergies.org/fiche-pédagogique :capture-et-stockage-du-CO2-csc](http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique:capture-et-stockage-du-CO2-csc)

www.CCS101.ca