

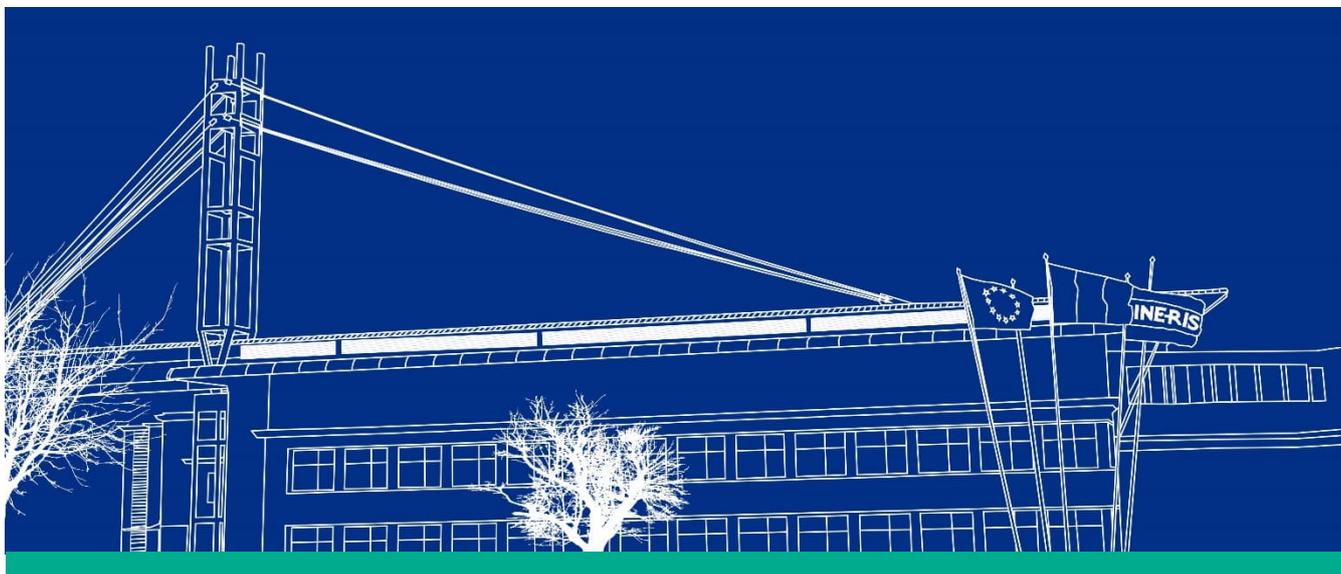


RÉPUBLIQUE
FRANÇAISE

*Liberté
Égalité
Fraternité*

INERIS

maîtriser le risque |
pour un développement durable |



(ID Modèle = 454913)

Ineris - 227402 - 2791307 - v2.0

14/01/2025

Synthèse des connaissances sur les projets pilotes et sites de stockage de CO₂

PRÉAMBULE

Le présent document a été réalisé au titre de la mission d'appui aux pouvoirs publics confiée à l'Ineris, en vertu des dispositions de l'article R131-36 du Code de l'environnement.

La responsabilité de l'Ineris ne peut pas être engagée, directement ou indirectement, du fait d'inexactitudes, d'omissions ou d'erreurs ou tous faits équivalents relatifs aux informations utilisées.

L'exactitude de ce document doit être appréciée en fonction des connaissances disponibles et objectives et, le cas échéant, de la réglementation en vigueur à la date d'établissement du document. Par conséquent, l'Ineris ne peut pas être tenu responsable en raison de l'évolution de ces éléments postérieurement à cette date. La mission ne comporte aucune obligation pour l'Ineris d'actualiser ce document après cette date.

Au vu de ses missions qui lui incombent, l'Ineris, n'est pas décideur. Les avis, recommandations, préconisations ou équivalents qui seraient proposés par l'Ineris dans le cadre des missions qui lui sont confiées, ont uniquement pour objectif de conseiller le décideur dans sa prise de décision. Par conséquent, la responsabilité de l'Ineris ne peut pas se substituer à celle du décideur qui est donc notamment seul responsable des interprétations qu'il pourrait réaliser sur la base de ce document. Tout destinataire du document utilisera les résultats qui y sont inclus intégralement ou sinon de manière objective. L'utilisation du document sous forme d'extraits ou de notes de synthèse s'effectuera également sous la seule et entière responsabilité de ce destinataire. Il en est de même pour toute autre modification qui y serait apportée. L'Ineris dégage également toute responsabilité pour chaque utilisation du document en dehors de l'objet de la mission.

Nom de la Direction en charge du rapport : DIRECTION SITES ET TERRITOIRES

Rédaction : VUIDART Isabelle

Vérification : THORAVAL ALAIN

Approbation : DUPLANTIER STEPHANE - le 14/01/2025

Liste des personnes ayant participé à l'étude :

Table des matières

1	Contexte général - Objectif de la synthèse.....	5
2	Quelques rappels sur le captage et stockage de CO ₂ (CCS).....	7
2.1	Le captage.....	8
2.2	Le transport.....	9
2.3	Le stockage.....	9
3	Les projets pilotes et sites de stockage en Europe.....	12
3.1	Les projets pilotes et sites de stockage passés ou en activité.....	12
3.2	Les projets de recherche en cours et les futurs projets de stockage en Europe.....	15
4	La situation hors Europe.....	20
5	Le contexte réglementaire français et européen.....	22
5.1	La réglementation française.....	22
5.2	Cas du stockage offshore.....	23
5.3	Aspects normatifs.....	23
6	Les enseignements tirés de plus de 30 ans de stockage géologique de CO ₂	25
7	Références.....	27
8	Annexes.....	30

Liste des figures

Figure 1	: principes du CCS (Ineris).....	7
Figure 2	: principaux procédés et systèmes de captage de CO ₂	8
Figure 3	: options de stockage géologique profond du CO ₂	10
Figure 4	: évolution d'un volume initial de 1 000 m ³ de CO ₂ en fonction de la profondeur.....	11
Figure 5	: cartes des projets de stockages de CO ₂ en Europe (source IOGP, mars 2024).....	17
Figure 6	: croissance de la capacité de stockage de CO ₂ au fil du temps en fonction des annonces actuelles (Clean Air Task Force, 2024).....	18
Figure 7	: les différentes origines des fuites possibles de CO ₂	26

Liste des tableaux

Tableau 1	: principales caractéristiques des stockages de CO ₂ mis en œuvre en Europe.....	14
-----------	---	----

Résumé

L'application de l'accord de Paris signé en 2015, dont l'objectif fixé est de limiter la hausse de la température du globe à +1,5°C à l'horizon 2100, implique de réduire les émissions de gaz à effet de serre, dont le dioxyde de carbone (CO₂) est un des principaux contributeurs. Au-delà des efforts nécessaires pour le développement massif des énergies propres, l'une des solutions aujourd'hui sérieusement envisagées pour réduire les émissions de CO₂ dans l'atmosphère consiste à le capter à la sortie d'installations industrielles particulièrement émettrices, à le transporter vers des zones propices au stockage souterrain puis à l'injecter dans des couches géologiques profondes jugées aptes à le retenir sur de très longues périodes.

Le nombre de projets CCS (Carbon Capture and Storage) est en progression dans le monde mais ne compte à l'heure actuelle qu'une quarantaine d'installations opérationnelles, ce qui reste modeste en comparaison avec les projections des scénarios de décarbonation (Haut Conseil pour le Climat, Novembre 2023). Les projets annoncés actuellement en Europe pourraient atteindre une capacité de stockage de plus de 140 Mt/an d'ici 2030, ou 200 Mt/an d'ici 2033, démontrant la croissance exponentielle des capacités de stockage. Cependant, la majorité de cette capacité concerne du stockage off shore au Royaume-Uni et en Norvège, la capacité des États membres de l'UE n'atteignant que 66 Mt/an d'ici 2030.

Une des conditions du développement de la filière CCS est la maîtrise des risques. Les projets de recherche et stockages pilotes ou industriels développés au cours de ces trente dernières années ont fait l'objet de nombreuses études et de publications scientifiques. L'INERIS y a contribué en produisant plusieurs rapports et publications visant à l'identification et l'analyse des risques associés au stockage du CO₂. Cette analyse s'est appuyée sur le retour d'expérience des incidents survenus sur les sites de stockage de CO₂, mais également sur les autres sites de stockage souterrain (gaz naturel, hydrocarbures).

Les risques sont essentiellement centrés sur le puits d'injection et sur son environnement proche au sein de la roche-réservoir. Ils concernent notamment :

- les fuites massives de CO₂,
- les fuites plus diffuses, ainsi que les contaminations de compartiments de l'environnement, par le CO₂ et/ou par des impuretés qu'il contient,
- les phénomènes de sismicité induite et les mouvements de terrain.

Le retour d'expérience acquis depuis une trentaine d'années a montré que les performances du stockage géologique et les risques associés sont très dépendants du contexte géologique. Dans chaque cas, une étude de faisabilité poussée et une surveillance adaptée, pendant et après la phase d'exploitation, sont donc indispensables pour une bonne gestion des risques.

Pour citer ce document, utilisez le lien ci-après :

Institut national de l'environnement industriel et des risques, , Verneuil-en-Halatte : Ineris - 227402 - v2.0, 14/01/2025.

Mots-clés :

Dioxyde de carbone, CO₂, CCS, stockage géologique souterrain, changement climatique

1 Contexte général - Objectif de la synthèse

L'application de l'accord de Paris¹, dont l'objectif fixé est de limiter la hausse de la température du globe à +1,5°C à l'horizon 2100, implique de réduire les émissions de gaz à effet de serre, dont le dioxyde de carbone (CO₂) est un des principaux contributeurs. Face à ce problème d'enjeu mondial, la France s'est engagée dès 2003, sur la scène internationale, à diviser par 4 d'ici 2050 ses émissions de gaz à effet de serre, soit une réduction de 75 %. Introduite par la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV), et adoptée pour la première fois en 2015, la Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC) a été révisée en 2018-2019, en visant d'atteindre la neutralité carbone en 2050 (ambition rehaussée par rapport à la première SNBC) (Ministère de la Transition Écologique et Solidaire, 2020).

Au-delà des efforts nécessaires pour le développement massif des énergies propres, l'une des solutions aujourd'hui sérieusement envisagées pour réduire les émissions de CO₂ dans l'atmosphère consiste à le capter à la sortie d'installations industrielles particulièrement émettrices, à le transporter vers des zones propices au stockage souterrain, puis à l'injecter dans des couches géologiques profondes jugées aptes à le retenir sur de très longues périodes de temps (plusieurs centaines à plusieurs milliers d'années) (GIEC, 2005).

Dans son scénario de neutralité carbone en 2050, l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) prévoit de capter 7,6 Gt de CO₂ chaque année d'ici 2050 (IEA, 2021). Quant au Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (GIEC), il souligne dans son sixième rapport publié en avril 2022 que le piégeage et le stockage du carbone constituent une stratégie de décarbonisation essentielle dans la plupart des scénarios d'atténuation (IPCC, 2022). En outre, l'Agence Internationale de l'Énergie estime que le CCUS (*Carbon Capture, Utilisation and Storage*) permettrait de réduire d'environ 10% des émissions mondiales de GES à l'horizon 2050 (Ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, 2024).

De son côté, La Commission Européenne a également publié le 6 février 2024 une première version de la stratégie pour la gestion industrielle du carbone, mettant l'accent sur le développement des capacités de stockage et du réseau de transport, ainsi que la mobilisation d'instruments financiers existants pour développer ces projets en lien avec les besoins, pour atteindre la neutralité climatique² en 2050 (Ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, 2024).

En France, la Première Ministre a présenté le 23 juin 2023 la stratégie française sur les technologies de Capture, Stockage et Utilisation du Carbone qui a été soumise à consultation publique jusqu'au 29 septembre 2023 (France 2030, Juin 2023). Le potentiel de CO₂ séquestré à horizon 2030 est estimé entre 4 et 8,5 millions de tonnes (Mt) de CO₂ par an. Les premières orientations stratégiques du déploiement du CCUS ont également fait l'objet d'un avis du Haut Conseil pour le Climat (Haut Conseil pour le Climat, Novembre 2023). En parallèle, les partenariats avec ses voisins européens continuent à être développés. En avril 2024, un appel à manifestation d'intérêt (AMI) pour identifier les industriels qui souhaitent s'engager dans le développement de la chaîne de capture, valorisation et séquestration du carbone a été lancé. L'AMI était ouvert jusqu'au 26 juillet 2024. Enfin, un rapport sur l'état des lieux et perspectives de déploiement du CCUS en France a été publié en juillet 2024 par le ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique (Ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, 2024).

Le stockage du CO₂ implique d'injecter en souterrain des volumes très importants de CO₂, notamment dans des aquifères salins profonds ou dans d'anciens gisements d'hydrocarbures épuisés (déplétés). La possibilité d'utiliser des formations poreuses profondes pour y stocker du CO₂ est à l'étude depuis une trentaine d'années. L'Ineris a produit différents documents sur les risques associés au captage, transport et stockage géologique du CO₂ entre 2010 et 2017 (Gombert, et al., 2010) (Farret, et al., 2010) (Farret, et al., 2013) (Farret, 2017) (Ouraga, 2019) (Hebrard, 2023).

¹ L'Accord de Paris est un traité international juridiquement contraignant sur les changements climatiques. Il a été adopté par 196 Parties lors de la COP 21, la Conférence des Nations unies sur les changements climatiques à Paris, France, le 12 décembre 2015. Il est entré en vigueur le 4 novembre 2016.

² La neutralité climatique fait référence à la réduction de tous les gaz à effet de serre (GES), et pas seulement du dioxyde de carbone.

Le nombre de projets CCS est en progression dans le monde mais ne compte à l'heure actuelle qu'une quarantaine d'installations opérationnelles, ce qui reste modeste en comparaison avec les projections des scénarios de décarbonation (Haut Conseil pour le Climat, Novembre 2023) (cf. Figure 6 et §4). Plusieurs stockages sont en activité en mer du Nord et de nombreux projets sont à l'étude au niveau européen. Plusieurs pilotes de stockages ont également été réalisés ces dernières années dans le cadre de programmes de recherche.

L'opération n°1 du programme d'appui SIT-04 prévoit la rédaction note de synthèse relative aux projets pilotes et aux sites de stockage de CO₂ en Europe. C'est l'objet du présent document. Après quelques rappels sur le captage et le stockage de CO₂, une présentation des projets pilotes et sites de stockage en Europe passés et en cours est proposé. Un point sur les futurs projets en Europe et la situation du CCS dans le monde est ensuite effectué, ainsi que bref rappel de la réglementation en vigueur. Les principaux enseignements tirés de plus de 30 ans de stockage géologique de CO₂ sont enfin exposés.

2 Quelques rappels sur le captage et stockage de CO₂ (CCS)

Le captage et stockage géologique du CO₂ consiste à récupérer le CO₂ émis en grande quantité lors de processus industriels tels que la production d'électricité, d'acier ou de ciment, pour le stocker dans le sous-sol afin de l'isoler de l'atmosphère. Le CCS se compose de trois étapes majeures (captage, transport, stockage du CO₂) qui se caractérisent par la mise en œuvre de technologies spécifiques.

L'utilisation du CO₂ après captage est une seconde voie qui ne sera pas abordée dans ce document.

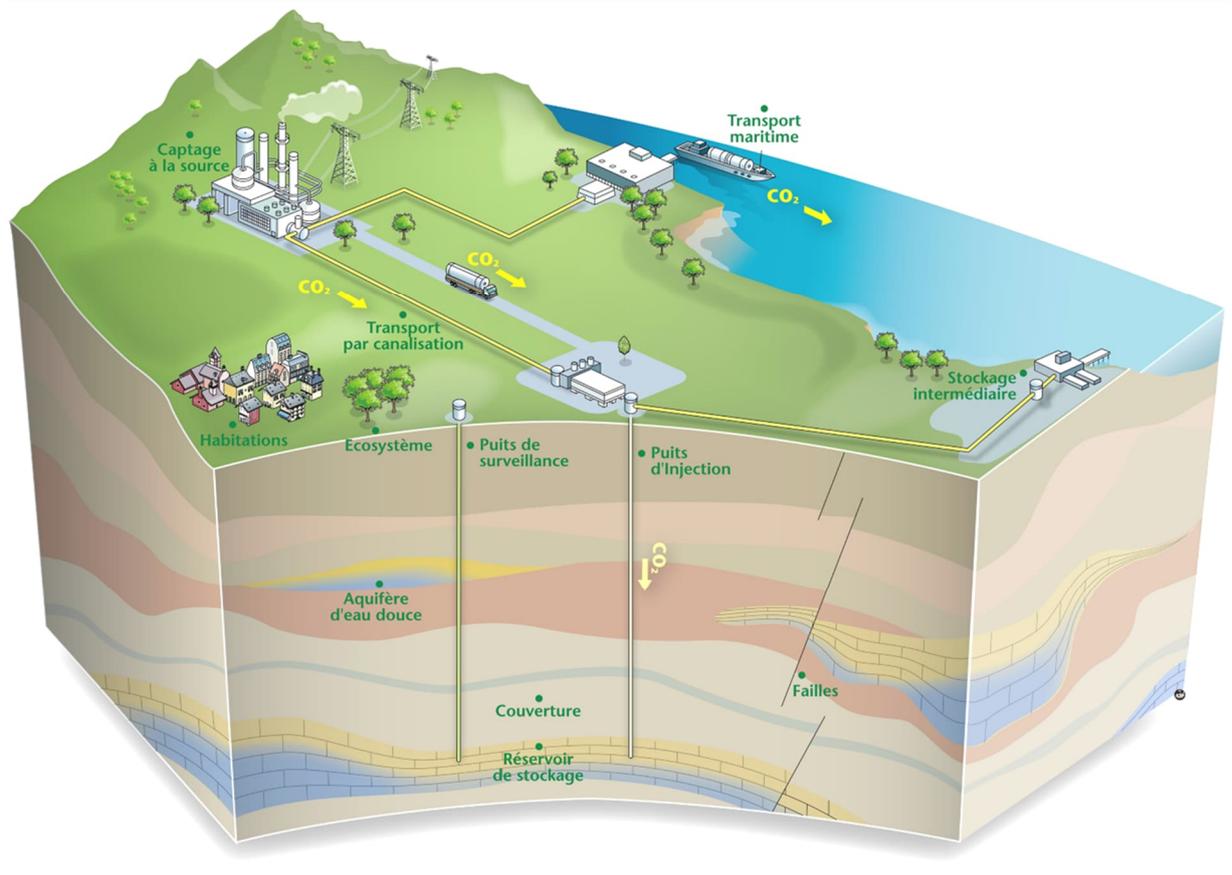


Figure 1 : principes du CCS (Ineris)

2.1 Le captage

Il y a trois grandes familles de procédés pour capter le CO₂ : précombustion, postcombustion et oxycombustion, chacune ayant plusieurs variantes (Farret, 2017), (Gombert, et al., 2010) :

- La postcombustion consiste à extraire le carbone à la sortie d'un flux de gaz généré par la combustion d'un combustible carboné. Il s'agit de la technique la plus utilisée.
- La précombustion consiste à gazéifier (brûler partiellement) le combustible solide, dans un premier temps pour le convertir en un gaz de synthèse, ou syngaz, destiné à produire de l'énergie, puis à utiliser dans un deuxième temps l'énergie calorifique des gaz brûlés (d'où le nom de « cycle combiné »).
- L'oxycombustion consiste à brûler le combustible avec de l'oxygène pur ou de l'air enrichi en oxygène : de ce fait, le gaz de combustion renfermera principalement du CO₂ et de l'eau, que l'on sépare par condensation.

Ces technologies nécessitent :

- soit de compléter les installations industrielles existantes par une installation supplémentaire : par exemple, pour le procédé de postcombustion, le CO₂ présent dans les fumées est adsorbé à l'aide d'un réactif ou d'un solvant spécifique ;
- soit de modifier sensiblement le process existant : par exemple en « revampant » (transformant) une chaudière pour qu'elle fonctionne avec de l'oxygène, c'est le procédé d'oxycombustion.

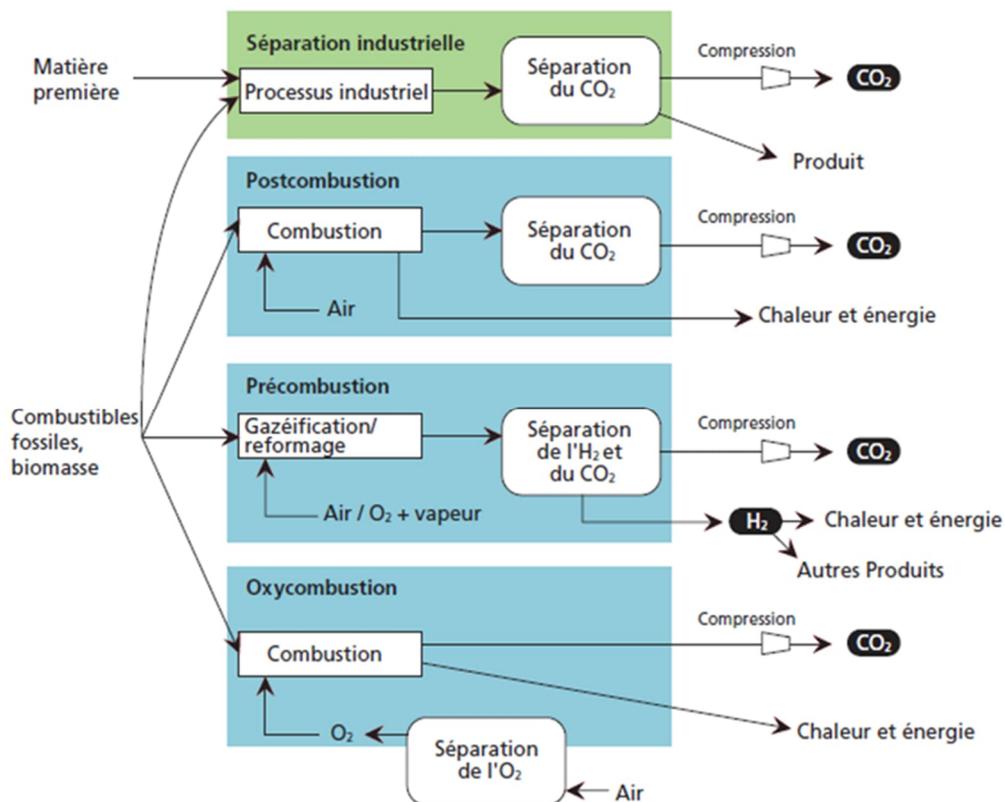


Figure 2 : principaux procédés et systèmes de captage de CO₂(GIEC, 2005)

2.2 Le transport

Les sites de stockage de CO₂ étant rarement situés à proximité des zones de captage, il est nécessaire de le transporter. Le transport du CO₂ ne pose pas de problème particulier et est déjà couramment pratiqué à l'échelle industrielle, aussi bien par bateau, camion, train, que par canalisations.

Une infrastructure qui transporte du CO₂ dans des quantités suffisantes pour contribuer de façon significative à la lutte contre le réchauffement climatique, nécessite un réseau important de canalisations s'étalant sur plusieurs centaines de kilomètres. Pour des raisons économiques, le transport du CO₂ se fera principalement à l'état dense (c'est-à-dire à une pression supérieure à la pression critique) du fait de sa faible viscosité et de sa densité élevée dans cet état. On parle d'état « supercritique ». Pour information, une canalisation typique de 100 km de long et de 400 mm de diamètre contiendra approximativement 10 000 t de CO₂ à l'état dense contre moins de 2 000 t à l'état de gaz comprimé (Hebrard, 2023).

2.3 Le stockage

Plusieurs types de roches réservoirs sont actuellement considérées comme aptes au stockage géologique du CO₂ :

- les aquifères salins profonds,
- les gisements d'hydrocarbures épuisés (ou déplétés),
- les veines de charbons, en ciblant en priorité les veines inexploitable,
- les roches ignées basiques et ultrabasique, telles que les basaltes.

Actuellement, ce sont les deux premiers types de réservoirs qui sont principalement mis en œuvre. A l'échelle globale, le stockage en aquifère salin profond est celui qui est susceptible de permettre de stocker les plus grandes quantités, du fait de la prédominance de ces configurations par rapport aux gisements déplétés.

La récupération assistée d'hydrocarbures dans les champs pétrolifères (Enhanced Oil Recovery ou EOR) ou la récupération assistée de méthane dans les veines de charbons (Enhanced Coal Bed Methane Recovery ou ECBMR) offrent également des possibilités de séquestration de CO₂ dans des formations géologiques profondes, bien que la finalité de ces opérations ne soit pas à proprement parler le stockage de CO₂.

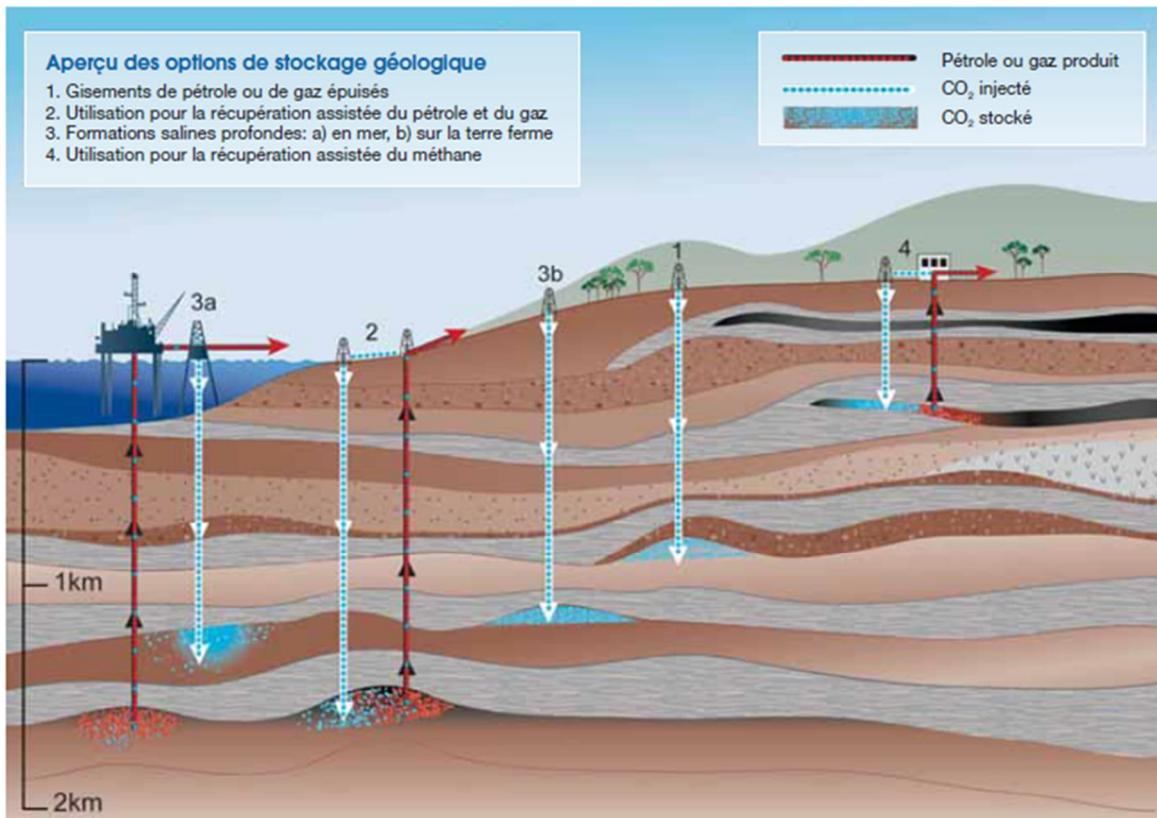


Figure 3 : options de stockage géologique profond du CO₂ (GIEC, 2005)

En aquifère salin comme en gisement d'hydrocarbures déplété, le CO₂ est injecté et stocké sous forme supercritique, toujours à cause de la meilleure pénétration du fluide dans les pores du réservoir et de la réduction drastique de volume qui accompagne ce changement de phase. Dans le sous-sol, le CO₂ passera spontanément à l'état supercritique à partir d'environ 800 m de profondeur (en fait au-delà de certaines conditions de pression et de température, que l'on rencontre vers 800 m en conditions hydrostatiques). A cette profondeur, un volume initial de 1 000 m³ de CO₂ gazeux se réduit à seulement 3,8 m³ de CO₂ supercritique. Au-delà de cette profondeur, la compressibilité du CO₂ supercritique étant moindre, le volume du fluide diminuera encore légèrement jusqu'à environ 2 000 m de profondeur, pour atteindre 2,7 m³, puis l'évolution du volume deviendra négligeable (cf. Figure 4) (Farret, 2017).

Le stockage en aquifère salin présente l'inconvénient de générer une surpression dans l'aquifère. Cette surpression s'atténue ensuite peu à peu, sous l'effet d'un rééquilibrage naturel du système souterrain et de la dissolution du CO₂.

Le stockage en gisement déplété, pour sa part, permet d'éviter la surpression (le CO₂ vient simplement remplacer le gaz ou le pétrole extrait précédemment du gisement) et offre une couverture géologique *a priori* étanche puisqu'elle a piégé les hydrocarbures au préalable. Cependant, le volume global accessible par cette solution est plus limité et par ailleurs, un ancien gisement d'hydrocarbures est souvent le siège de nombreux puits d'extraction, qui sont autant de chemins potentiels de fuites pour le CO₂, comme en témoigne l'incident survenu sur le site de stockage d'In Salah en Algérie (Farret, 2017).

En moyenne, les débits d'injection considérés dans les projets de stockage sont de l'ordre de 1 à 3 Mt de CO₂ par an et par puits d'injection, soit 33 à 100 kg/s. La valeur haute correspond à la production de CO₂ d'une centrale de 500 MW fonctionnant au fuel (Farret, et al., 2013).

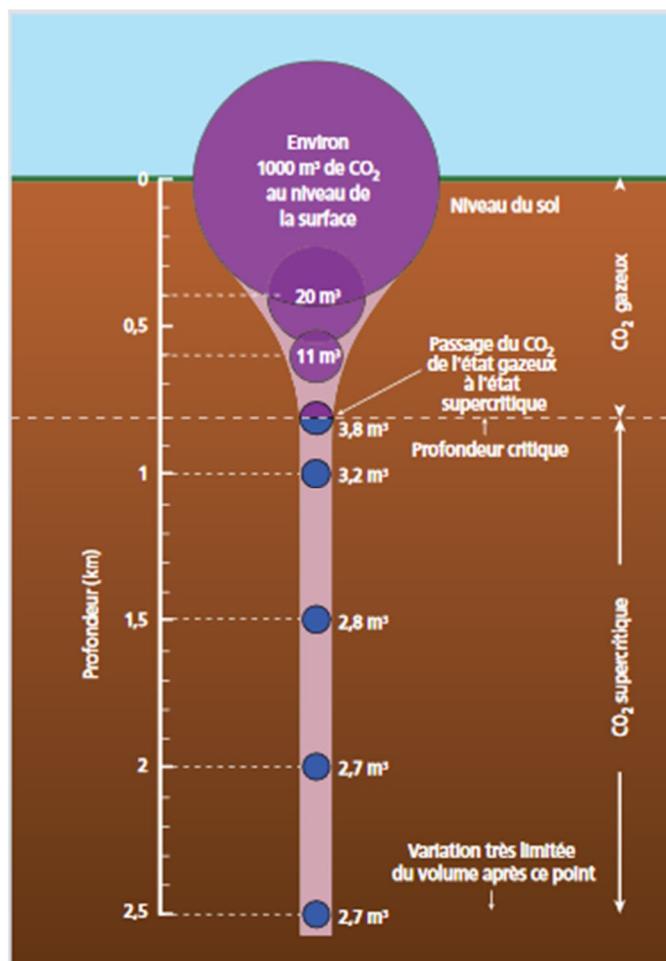


Figure 4 : évolution d'un volume initial de 1 000 m³ de CO₂ en fonction de la profondeur (CO2GeoNet, 2008)

3 Les projets pilotes et sites de stockage en Europe

3.1 Les projets pilotes et sites de stockage passés ou en activité

Depuis le milieu des années 1990, plusieurs pilotes de stockage ont été développés en Europe à des fins scientifiques ou industrielles. Le Tableau 1 présente les principales caractéristiques des pilotes et stockages industriels recensés en Europe, qu'ils soient toujours en activité ou non. Des fiches descriptives spécifiques à chacun d'eux sont disponibles en annexe 1. Chaque fiche présente le projet, ses objectifs, les aspects réglementaires, ainsi qu'une synthèse du retour d'expérience associé. Une présentation générale de chaque projet est effectuée ci-dessous. Pour de plus amples informations, le lecteur pourra consulter les fiches en annexe.

Sleipner (Norvège)

Le stockage de Sleipner est situé dans la mer du Nord en Norvège. Il s'agit du premier projet industriel en mer de captage et de stockage de CO₂ au monde. Le gaz naturel, exploité à partir d'un réservoir situé à une profondeur d'environ 2 500 m, présente une teneur en CO₂ d'environ 9% vol. Le captage du CO₂, réalisé sur une plate-forme dédiée en mer, réduit la teneur initiale en CO₂ du gaz à moins de 2,5 % vol.. Le stockage de CO₂ est quant à lui réalisé dans une formation gréseuse très perméable (la formation d'Utsira), à une profondeur comprise entre 800 m et 1 000 m. Le puits d'injection de CO₂, situé à 2,4 km de la zone d'extraction du gaz est en fonctionnement depuis 1999. L'injection n'est interrompue que temporairement pour des opérations de maintenance.

Snøhvit (Norvège)

Snøhvit est un champ gazier situé dans la mer de Barents, à l'extrême nord de la Norvège. Il est situé à environ 800 km au nord du cercle polaire arctique, et à 143 km au large au nord-ouest de Melkøya, en Norvège. Le gaz exploité contient entre 5% et 8% de CO₂. Il est envoyé à terre, où le CO₂ est capturé à l'usine de traitement du gaz de Melkøya. Le CO₂ est ensuite transporté jusqu'au site de stockage par une conduite sous-marine longue de 143 km. Toutes les infrastructures des puits sont immergées car les fonds marins sont situés à 300 m de profondeur. Le stockage est réalisé dans un aquifère salin situé à 2 500 m de profondeur. L'injection, toujours en cours, a débuté en 2007.

Rousse (France)

En 2006, la société Total a lancé un projet de captage, transport et stockage du CO₂ dans l'ancien réservoir de gaz naturel déplété de Rousse dans les Pyrénées françaises. Ce projet pilote, nommé Lacq-Rousse, était situé dans le bassin de Lacq, à 5 km au sud de Pau. La construction du pilote a débuté en 2008. En mai 2009, Total a reçu l'autorisation d'exploitation. L'injection a cessé en 2013 conformément au programme du projet et la période de surveillance post-injection de trois ans s'est achevée en 2016.

Ketzin (Allemagne)

Le projet pilote de Ketzin est le premier site européen de stockage du CO₂ en domaine continental (on shore). Situé à environ 25 km à l'ouest de Berlin en Allemagne, il a été exploité par le Centre de recherches des sciences de la terre allemand (GFZ). Le projet visait à étudier le stockage géologique à terre dans une nappe salée dans une formation gréseuse. Une masse totale de 67 kt de CO₂ a été injectée entre 2008 et 2013. L'injection de CO₂ a cessé en août 2013 et le programme de surveillance scientifique s'est terminé en 2017, avec la fermeture et le démantèlement de tous les puits (injection et monitoring). Le site de stockage est désormais fermé et la zone est utilisée à d'autres fins.

Hontomin (Espagne)

Le site de Hontomín est situé dans la province de Burgos, dans le centre-nord de l'Espagne et héberge l'usine de développement technologique (TDP) pour le stockage géologique du CO₂. Il a été développé dans le cadre du projet Compostilla OXYCFB300, exploité par la « Fundación Ciudad de la Energía »

(CIUDEN). Si aucune injection de CO₂ n'a été réalisée dans le cadre du projet Compostilla entre 2009 et 2014, des tests d'injection de CO₂ ont été menés dans le cadre du projet européen ENOS (Enabling Onshore CO₂ Storage in Europe) entre 2016 et 2020.

K12-B (Pays-Bas)

Le champ gazier K12-B est situé dans le secteur néerlandais de la mer du Nord, à environ 150 km au nord-ouest d'Amsterdam. Il est exploité depuis 1987. Le gaz naturel produit a une teneur en CO₂ relativement élevée (13 %) et le CO₂ est séparé du flux de production sur site avant le transport du gaz vers la côte. Le CO₂ était auparavant évacué dans l'atmosphère mais à partir de 2004, il a été injecté dans le champ gazier au-dessus du contact gaz-eau, à une profondeur d'environ 4 000 m. K12-B a été le premier site au monde où le CO₂ a été réinjecté dans le même réservoir d'où il est issu. L'injection s'est arrêtée en 2017.

Greensand Project (Danemark)

Le projet Greensand a démarré en 2021. Le site est situé en mer du Nord, à environ 200 km des côtes danoise. Le stockage est réalisé dans un ancien réservoir pétrolier, à 1 800 m de profondeur. Le projet est entré dans sa phase de démonstration (phase 2) en mars 2023, marquant une étape importante pour l'industrie du CCS, puisqu'il est devenu le premier projet CCS transfrontalier opérationnel à chaîne de valeur complète en Europe. Le CO₂ est capturé sur le site INEOS Oxide (industrie chimique) à Anvers, en Belgique, expédié de l'autre côté de la frontière, et stocké de manière permanente dans le champ pétrolier déplété danois Nini West dans le sud de la mer du Nord. Si la phase 2 s'avère concluante, le déploiement à grande échelle du projet Greensand pourrait démarrer en 2025 avec une capacité de stockage de CO₂ potentielle de 8 Mt/an à horizon 2030.

CO₂ EOR Project (Croatie)

Bien que n'étant pas un stockage géologique au sens strict, nous citerons également le projet de récupération assistée de pétrole (EOR) par injection de CO₂ réalisé actuellement dans les champs pétrolier d'Ivanic en Croatie. Entre 2001 et 2006, un projet pilote d'injection alternée d'eau et de CO₂ a été réalisé sur une partie limitée du gisement pétrolier. Dans le cadre du projet pilote, qui a utilisé un puits d'injection et deux puits de production, la récupération de pétrole et de gaz a été considérablement augmentée, ce qui a justifié la préparation du projet EOR sur les champs pétrolifères d'Ivanic et de Žutica. L'injection de CO₂ dans le champ pétrolifère d'Ivanic a commencé en octobre 2014 et dans la partie nord des champs pétrolifères de Žutica en octobre 2015. Le CO₂ provient de la purification du gaz naturel extrait.

Orca (Islande)

Citons enfin le projet Orca en Islande, en activité depuis 2021. L'Islande dispose d'une géologie particulière, riche notamment en basaltes, du fait de sa position géographique sur la dorsale nord-atlantique. Le CO₂ capté dans l'atmosphère n'est pas injecté en étant supercritique mais dissous dans l'eau. La réaction chimique entre l'eau chargée en CO₂ et les basaltes provoque la minéralisation du CO₂ sous forme de carbonates. Les roches basaltiques libèrent plus facilement les ions, ce qui rend la minéralisation plus rapide, de l'ordre de quelques années. Cependant les débits d'injections actuels sont bien plus faibles que dans les cas du stockage dans les gisements déplétés ou dans les aquifères salins. On estime que l'Islande pourrait stocker plus de 400 Gt de CO₂.

Le stockage de CO₂ par réinjection dans les roches basaltiques est également mis en œuvre à la centrale géothermique de Svartsengi et celle d'Hellisheiði (projet CARBFIX).

Nom	Pays	Date d'activité	Off shore / On shore	Volume stocké	Projet de recherche/ exploitation industrielle	Type de stockage	Commentaire
Sleipner	Norvège	Depuis 1996	Off shore	Plus de 20 Mt CO ₂	Exploitation industrielle	Aquifère salin	Réinjection du CO ₂ extrait lors de l'exploitation du gaz
Snohvit	Norvège	Depuis 2008	Off shore	1,1 MT CO ₂ dans la formation Tubåen, 6,5 MT en 2019	Exploitation industrielle	Aquifère salin	
Rousse	France	2010 - 2013	On shore	51 kt de CO ₂ en 39 mois	Projet de recherche	Ancien gisement d'hydrocarbure déplété	
Ketzin	Allemagne	2008 - 2013	On shore	67 kt de CO ₂	Projet de recherche	Aquifère salin	
Hontomin	Espagne	2016 - 2020	On shore	?	Projets de recherche	Aquifère salin	
K12b	Pays-Bas	2004 - 2017	Off shore	100 kt de CO ₂	Projet de recherche	Gisement d'hydrocarbure	Réinjections dans le gisement du CO ₂ extrait lors de l'exploitation
Greensand	Danemark	Depuis 2021	Off shore	Potentiel de 8 Mt	Exploitation industrielle	Gisement d'hydrocarbure	Dans un premier temps, création d'un pilote. Les résultats des essais étant positif, le passage à une échelle industrielle est prévu d'ici 2025
CO₂ EOR Project	Croatie	2014 - 2039	Récupération assistée de pétrole (EOR)	-	Exploitation industrielle	Gisement d'hydrocarbure	Injection de CO ₂ pour faciliter la production de pétrole
Orca	Islande	Depuis 2021	On shore		Exploitation industrielle	Roches basaltiques	Injection de CO ₂ dissous dans l'eau dans des roches basaltiques

Tableau 1 : principales caractéristiques des stockages de CO₂ mis en œuvre en Europe

3.2 Les projets de recherche en cours et les futurs projets de stockage en Europe

De nombreux projets de recherche, à visée industrielle et/ou commerciale sur le long terme pour certains, ont été lancés ces dernières années. La Figure 5 présente une carte des projets de stockages de CO₂ en Europe établie par l'association internationale des producteurs de pétrole et de gaz (IOGP) en mars 2024.

Quelques-uns dont la France est soit partenaire, soit leader sont décrits dans les paragraphes suivants.

Le projet ENOS (ENabling ONshore CO₂ Storage in Europe), coordonné par le BRGM (France), a été lancé fin 2016 et a duré quatre ans. Il a fédéré 29 organisations dans 17 pays et était cofinancé par le programme H2020 de l'Union européenne avec un budget de 12,5 M€. Il s'agit d'une initiative de CO₂GeoNet, le réseau européen d'excellence sur le stockage géologique du CO₂ (www.co2geonet.com). Huit de ses membres étaient impliqués dans ce projet, à savoir : BRGM, BGR, CGS, CIUDEN, IRIS, OGS, TNO et UNIROMA La Sapienza. Plusieurs publications, que l'on retrouve sur le site internet du projet, ont été réalisées (<http://www.enos-project.eu>), dont certaines abordent la gestion des risques liés au stockage du CO₂. Le site d'Hontomin (cf. §3.1) a été utilisé pour des tests d'injection de CO₂. L'objectif principal du projet était de permettre le développement du stockage du CO₂ on shore en Europe, et plus précisément :

- De développer, tester et démontrer sur le terrain, en « conditions réelles », des technologies clés spécifiquement adaptées aux contextes onshore par le biais de sites pilotes.
- D'intégrer le stockage géologique du CO₂ dans le tissu socio-économique en impliquant les populations locales.
- De contribuer à la création d'un environnement favorable au stockage terrestre à travers l'Europe :
 - soutenir le partage des connaissances pour maximiser les avantages de la démonstration de chaque site ;
 - intégrer les résultats de la recherche et définir les meilleures pratiques sur des sujets clés en s'appuyant sur les résultats d'expériences réelles ;
 - soutenir la préparation de nouveaux projets pilotes et le passage du pilote à la démonstration ;
 - apporter l'innovation à la société par le dialogue et la communication ;
 - promouvoir le CSC par la formation et l'éducation.

Le projet STRATEGY CCUS (<https://strategyccus.brgm.fr/>), un projet CSA (Coordination and Support Action) H2020 cofinancé par l'UE pour une durée de 3 ans (avril 2019 à juillet 2022), avait pour objectif de promouvoir une transition à faible émission de carbone en Europe orientale et méridionale. Huit régions prometteuses ont été identifiées dans 7 pays européens (France, Espagne, Portugal, Croatie, Pologne, Grèce, Roumanie) pour y étudier les possibilités et perspectives de déploiement de ces technologies. Parmi ses activités, le consortium avait prévu :

- d'explorer les pistes de développement du CCS : zones d'émissions, lieux potentiels de stockages, infrastructures et corridors de transports et possibilités de captage, stockage et valorisation du CO₂ ;
- de réaliser des études économiques et environnementales, comme l'analyse approfondie du cycle de vie (ACV) et une analyse technico-économique (ATE), pour étayer les propositions (élaboration de scénarios) et l'exploitation des résultats ;
- de travailler et collaborer avec des parties prenantes locales et décisionnaires à l'échelle régionale, nationale et européenne, par la consultation et la prise en compte de leurs ressentis, besoins et attentes, tout au long du projet.

L'objectif était d'établir des feuilles de route détaillées sur le captage, l'utilisation et le stockage du carbone (CCUS) et de proposer des solutions applicables dans d'autres régions, en particulier pour les

émissions non énergétiques, qui résultent de procédés industriels (cimenteries, incinérateurs, procédés de fermentation, de distillation, etc.).

D'une durée totale de 5 ans, le projet européen PilotSTRATEGY (<https://pilotstrategy.eu/>) fait suite au projet STRATEGY CCUS. Seize partenaires, issus de 7 pays, forment l'équipe transdisciplinaire qui contribue à sa réalisation. Ce projet, d'un montant de 10 millions d'euros, cofinancé par l'Union européenne, inclut plusieurs partenaires français - BRGM, IFP Energies nouvelles, Pôle Avenia (associant trois de ses membres : Vermilion, Arverne, S3 pour l'acquisition sismique 3D), Geostock, ainsi que SYMLOG pour les sciences humaines et sociales. L'objectif de PilotSTRATEGY est de progresser dans la compréhension de l'aptitude des aquifères salins profonds au stockage géologique du CO₂ dans cinq régions industrielles du Sud et de l'Est européen. En France, le projet se concentre sur le Bassin parisien, plus précisément sur une zone de 100 km² autour du site industriel de Grandpuits, où se trouve une usine d'engrais capable de capter ses propres émissions de CO₂.

Les objectifs du projet sont :

- se concentrer sur les aquifères salins profonds qui promettent une grande capacité de stockage du CO₂ ;
- soutenir des projets pilotes de stockage sûrs et efficaces. Trois pilotes devraient être développés dans le cadre de ce projet dont un dans le Bassin parisien ;
- collaborer avec les citoyens et les parties prenantes dès le début du projet sur la base des comités régionaux des parties prenantes déjà mis en place dans le projet STRATEGY CCUS. Elles seront invitées à proposer des recommandations pour la conception et la réalisation de chacun des projets pilotes.
- étudier les facteurs affectant l'acceptation du CCS.

Le programme PYCASSO (Pyrenean CO₂ Abatement through Sustainable Sequestration Operation) a été lancé début 2021 par le pôle Avenia, un pôle de compétitivité basé dans le Sud-Ouest rassemblant plus de 200 adhérents dans les secteurs de l'énergie et de l'environnement. Ce programme de grande ampleur regroupait une trentaine d'institutions et d'industriels et avait pour ambition d'étudier la façon dont d'anciens gisements pétroliers et gaziers du sud-ouest de la France peuvent être un vecteur de décarbonation de l'activité industrielle de cette région et du nord de l'Espagne, régions émettrices de plus de 15 millions de tonnes de CO₂ par an. Après plusieurs phases d'études, les premières utilisations et injections étaient prévues en 2030 avec un 1 à 3 Mt de CO₂ stockées par an. En 2035, la phase 2 du projet devait démarrer avec pour objectif de stocker annuellement 5 Mt de CO₂. Le projet a été abandonné à l'automne 2024 en raison des oppositions locales.

Le pôle AVENIA poursuit ses travaux sur le sujet du stockage du CO₂ dans le cadre du programme baptisé PICTUrS.

CO₂ storage projects in Europe

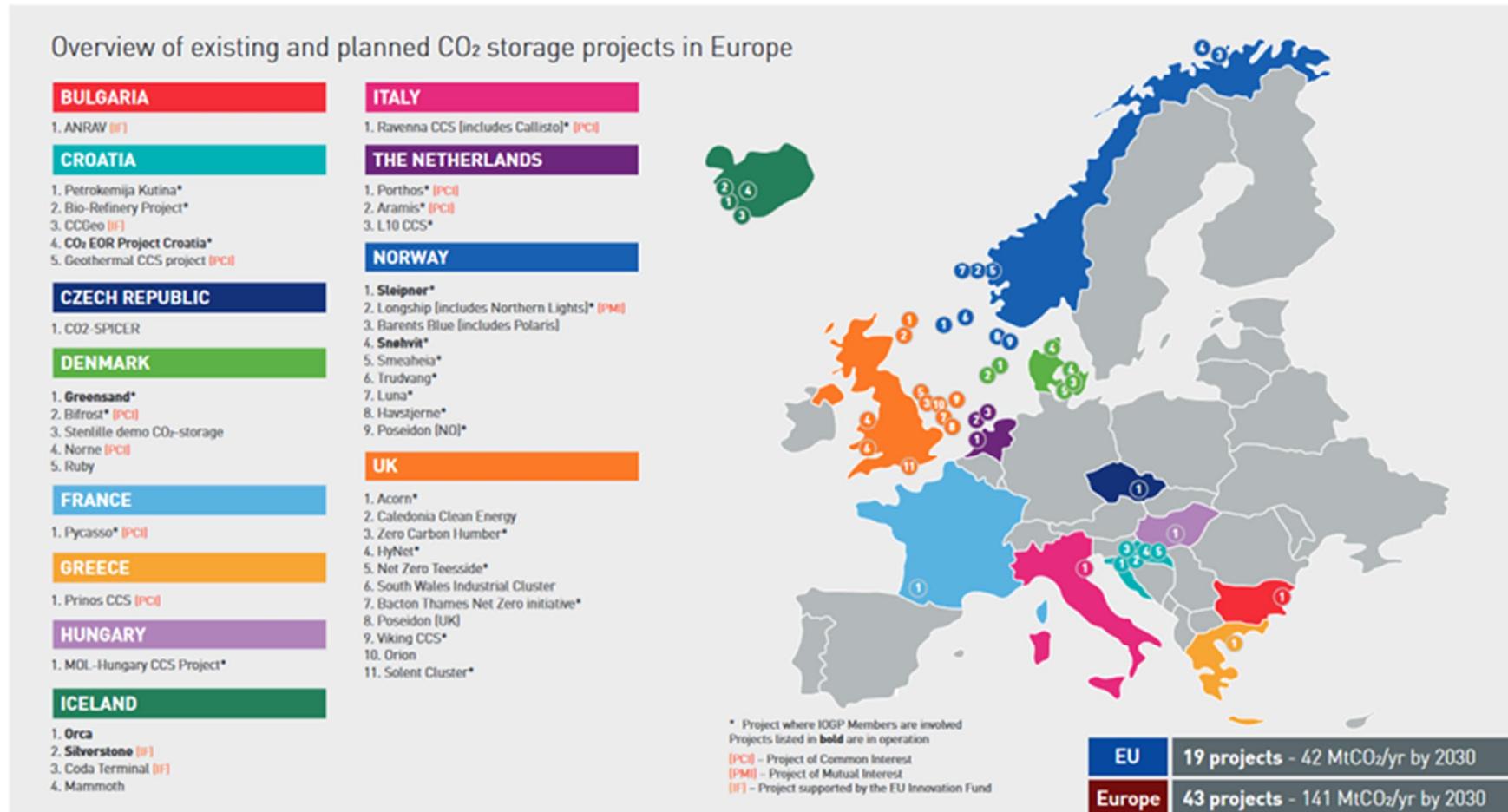


Figure 5 : cartes des projets de stockages de CO₂ en Europe (source IOGP, mars 2024)

Outre ces projets de R&D, de nombreux projets industriels CCUS à l'échelle européenne sont prévus prochainement ou ont déjà été lancés ces dernières années. La Figure 6 montre que les projets annoncés actuellement en Europe pourraient atteindre une capacité de stockage de plus de 200 Mt/an d'ici 2033, ou 140 Mt/an d'ici 2030. Cependant, la majorité de cette capacité concerne du stockage off shore au Royaume-Uni et en Norvège, la part des États membres de l'UE n'atteignant que 66 Mt/an d'ici 2030. La majeure partie de la capacité prévue dans l'UE est située au Danemark et aux Pays-Bas, dont plus de 26 Mt/an dans des sites terrestres annoncés au Danemark (Clean Air Task Force, 2024).

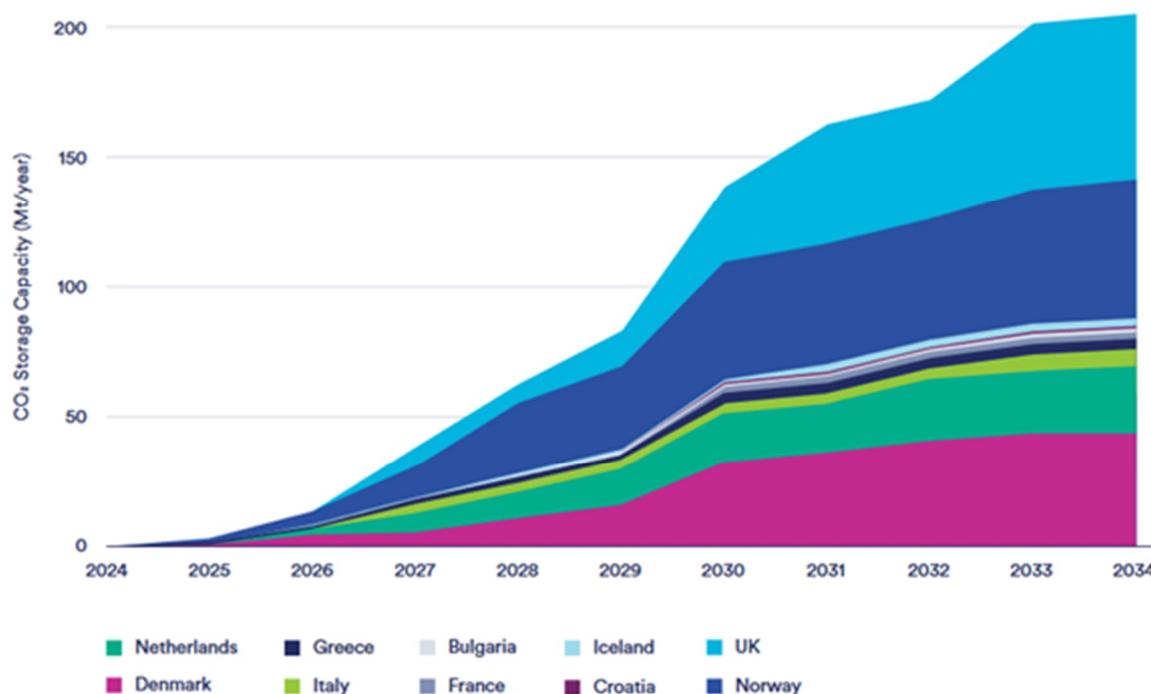


Figure 6 : croissance de la capacité de stockage de CO₂ au fil du temps en fonction des annonces actuelles (Clean Air Task Force, 2024)

En novembre 2023, la Commission européenne a sélectionné 14 projets de transport et de stockage de CO₂ dans le cadre de sa dernière liste de projets d'intérêt commun (PCI) et de projets d'intérêt mutuel (PMI). Ce nombre illustre la volonté de l'institution européenne de soutenir le développement du CCS, conformément aux objectifs du Net-Zero Industry Act. Les projets labellisés PCI ou PMI peuvent bénéficier de plusieurs avantages, notamment d'un processus d'autorisation et d'une évaluation environnementale accélérés, ainsi que d'une éligibilité aux subventions de l'UE dans le cadre du Mécanisme pour l'interconnexion en Europe (MIE). Les 14 projets relatifs au CO₂ sélectionnés sont les suivants (transport et/ou stockage) :

- CO₂ TransPorts : ce projet vise à soutenir la capture, le transport et le stockage du CO₂ depuis Rotterdam, Anvers et les zones portuaires de la mer du Nord.
- Aramis : projet transfrontalier de transport et de stockage, où le CO₂ sera capturé dans la zone portuaire de Rotterdam et transporté pour être stocké sur le plateau continental néerlandais. (<https://www.aramis-ccs.com/>)
- ECO2CEE : projet transfrontalier de transport et de stockage du CO₂. Le Danemark, la Norvège, les Pays-Bas et le Royaume-Uni sont identifiés comme sites de stockage possibles. (<https://www.energy.gov/sites/default/files/2023-08/8.%20ECO2CEE%20PKN%20ORLEN.pdf>)
- Bifrost : ce projet tirera parti du Danemark pour le stockage du CO₂ provenant d'émetteurs basés en Allemagne, en Pologne et au Danemark. (<https://bifrost-ccs.com/>)

- Callisto : développement d'un hub de CO₂ basé en Méditerranée stockant les émissions de France et d'Italie.
- CCS Baltic Consortium : ce consortium développera un projet transfrontalier de CO₂ entre la Lettonie et la Lituanie. (<https://ccs-baltic.eu/>).
- Delta Rhine Corridor : ce projet acheminera le CO₂ de l'Allemagne et de la région de Rotterdam vers des sites de stockage offshore au large des côtes néerlandaises. (<https://www.delta-rhine-corridor.com/en/>).
- EU2NSEA : l'objectif de ce projet est de développer un réseau transfrontalier de CO₂ entre la Belgique, l'Allemagne, la Norvège, le Danemark, la France, la Lettonie, les Pays-Bas, la Pologne et la Suède pour le stockage sur le plateau continental norvégien. (<https://www.equinor.com/energy/eu2nsea>).
- GT CCS Croatie : ce projet verra la construction d'un pipeline de transport de CO₂ en Croatie et en Hongrie, avec un stockage souterrain en Hongrie. (<https://azu.hr/en-us/projects/geothermal-ccs/>).
- Norne : construction d'une infrastructure de transport de CO₂ pour le stockage au Danemark, avec des émetteurs principalement du Danemark, de Suède, de Belgique et de Suède, et du Royaume-Uni. (<https://norneccs.com/en/>).
- Prinos CO₂ Storage : projet de stockage de CO₂ dans le réservoir d'hydrocarbure déplété grec de Prinos et dans les aquifère sous-jacent. Le projet Prinos fait partie du plan stratégique méditerranéen CSC développé par la France, l'Italie et la Grèce, qui vise à développer la première plateforme de stockage de CO₂ industrielle/à l'échelle commerciale dans le sud-est de la Méditerranée. (<https://www.iene.eu/articlefiles/inline/sardi%20-%2014th%20seed.pdf>)
- Pycasso : ce projet étudie comment développer le stockage du CO₂ dans le sud-ouest de la France, le CO₂ provenant de la France et du nord de l'Espagne. (<https://www.pycasso-project.eu/>)
- Northern Lights : il s'agit d'un projet transfrontalier entre plusieurs initiatives européennes de capture de CO₂, dont la Belgique, l'Allemagne, l'Irlande, la France et la Suède. Le CO₂ sera transporté par bateau vers un site de stockage en mer du Nord. (<https://norlights.com/>)
- Nautilus CCS : le projet Nautilus permettra de capturer et de transporter du CO₂ provenant de Norvège, de France et d'Allemagne vers un site de stockage en mer du Nord.

La liste définitive a été publiée au Journal officiel de l'Union européenne le 8 avril 2024, à la suite de l'approbation positive du Parlement européen et du Conseil de l'UE. Les 14 projets initialement retenus ont été confirmés.

4 La situation hors Europe

Comme en Europe, de nombreux projets de stockage géologique de CO₂ ont été menés, sont en cours ou à l'étude dans le monde. Les projets les plus anciens encore en activité concernent dans leur très grande majorité la récupération assistée de pétrole (EOR) par injection de CO₂, essentiellement au Canada, Etats-Unis et en Chine.

Historiquement, les installations CCS étaient intégrées verticalement, capturant le CO₂ à partir d'une seule installation et transportant et stockant ce CO₂ dans le cadre d'une chaîne unique.

Une nouvelle tendance émerge très rapidement ces dernières années : les opérateurs développent désormais des installations axées uniquement sur le transport et le stockage du CO₂ sans source de captage intégrée dédiée. Au 31 juillet 2023, 101 installations de transport et de stockage de CO₂ étaient opérationnelles ou en cours de développement dans le monde, Europe comprise. Presque toutes ces installations (91 sur 101), ont été annoncées entre 2020 et 2023. En lien avec ces projets, le développement des projets de réseaux s'accélère (Global CCS Institute, 2024).

Outre l'essor des réseaux de CCS, l'autre tendance est le très fort développement de sites de stockage géologique dédiés, par opposition au stockage de CO₂ par récupération assistée du pétrole qui était jusqu'à présent la voie principale de stockage de CO₂ dans le monde. Selon le Global CCS Institute, 78 % de la capacité totale des installations de CCS en développement ou en construction ont déclaré qu'elles utiliseraient un stockage géologique dédié (15 % de cette capacité, n'a pas communiqué sur le schéma retenu entre un stockage géologique dédié ou une récupération assistée du pétrole).

Nous présentons ci-dessous brièvement deux cas de stockage géologique de CO₂, l'un au Canada, l'autre en Algérie, dont le retour d'expérience est riche d'enseignements.

Weyburn (Canada)

Depuis 2000, du CO₂ pur à 95% est injecté à 1 500 mètres de profondeur dans le champ pétrolier de Weyburn-Midale (Saskatchewan, Canada) à des fins de récupération assistée du pétrole (EOR). Plusieurs projets de recherche se sont succédé dans cette zone :

- the IEAGHG Weyburn-Midale CO₂ Monitoring and Storage Project de 2000 à 2012 ;
- the Saskatchewan CO₂ Oilfield Use for Storage and EOR Research project (SaskCO2USER) de 2014 à 2015.

Le Saskatchewan abrite la plus grande quantité de CO₂ anthropique injectée au monde, qui a été injectée dans les champs pétroliers de Weyburn et de Midale. Ensemble, ces deux réservoirs contenaient environ 40 Mt de CO₂ en 2019, auxquelles s'ajoutent environ 2,8 millions de tonnes supplémentaires injectés chaque année. Le projet actuel s'appuie sur les résultats des recherches et de la surveillance des réservoirs menées entre 2000 et 2015.

En 2011 une suspicion de fuite a eu lieu sur ce site, des fermiers voisins se plaignant de la présence de CO₂ au voisinage de la surface, cependant les études techniques qui ont été entreprises n'ont pas permis de faire le lien avec le site de Weyburn et ont suggéré une origine naturelle de ce phénomène. Le PTRC (Petroleum Technology Research Centre) effectuait dans le cadre du projet de recherche un suivi précis, en collaboration avec plusieurs organismes internationaux (dont le British Geological Survey, l'INGV -Institut Italien de Géologie et de Vulcanologie- et l'université de Regina). Ce suivi a permis d'affirmer que depuis 2001 aucune fuite de CO₂ n'avait été détectée dans la biosphère, et que les concentrations mesurées dans les gaz du sol étaient toujours apparues compatibles avec les valeurs habituelles pour ce type d'environnement (Farret, 2017).

In Salah (Algérie)

A In Salah en Algérie, un consortium entre plusieurs opérateurs pétroliers a été monté pour réaliser un projet CCS qui a été opérationnel en 2005 : le CO₂ issu du traitement des gaz acides d'un gisement pétrolier était injecté dans la partie déplétée à la base du même gisement. Lorsque l'injection a été arrêtée en 2011 en raison des capacités limitées de la structure géologique, 3,86 millions de tonnes de CO₂ avaient été stockées (<https://www.equinor.com/energy/carbon-capture-utilisation-and-storage>).

Une surveillance assez complète du site avait été engagée. Ainsi, un soulèvement progressif des terrains (ou surrection) a été constaté, pouvant atteindre 5 mm par an, avec un cumul de 10 à 20 mm, sur une zone de 4x5 km : cela n'est ni surprenant ni inquiétant, puisqu'on peut supposer que cela est venu « compenser » une baisse qui avait eu lieu préalablement lors de l'extraction des hydrocarbures. Parmi les faits notables, une fuite a été constatée le long d'un ancien puits d'extraction d'hydrocarbures, situé à 1,3 km du puits d'injection, et qui avait été préalablement reconverti en puits de surveillance. Ce puits a été atteint par le panache de CO₂ en 2007, environ deux ans après le début des opérations, 2,5 Mt de CO₂ ayant déjà été injectées).

Au vu des éléments du domaine public qui sont disponibles, la cause de cette fuite qui est apparue en 2007 est double :

- En premier lieu une migration latérale supérieure aux prévisions, probablement due à l'existence d'un chemin préférentiel au sein du réservoir (zone faillée ou hétérogénéité). Ce chemin préférentiel, qui n'avait pas été détecté lors des campagnes initiales de caractérisation du site, a guidé le panache de CO₂ jusqu'au puits d'observation (l'injection d'un gaz traceur a par la suite montré que le cheminement sur 1,3 km s'effectuait en 9 mois).
- En second lieu, le CO₂ a pu remonter le long de ce puits, qui avait vraisemblablement été mal étanchéifié, lors de sa réalisation ou lors de son abandon. Cette fuite a nécessité la mise en œuvre de mesures correctives. Après travaux d'étanchéification au niveau de la tête de ce puits, il subsistait en 2012 une petite fuite de quelques dizaines à une centaine de kg CO₂/an (Farret, et al., 2012).

5 Le contexte réglementaire français et européen

5.1 La réglementation française

La directive européenne 2009/31/CE dite « CCS Directive » (EU, 2009) définit un cadre législatif européen pour assurer l'intégrité et la sécurité des sites de stockage géologique de CO₂ sur le long terme. Cette directive a été transposée en droit national par la loi Grenelle 2, votée et promulguée en 2010.

Plus généralement, le cadre réglementaire français mis en place pour les stockages souterrains s'appuie à la fois sur la réglementation des installations classées pour en réglementer l'exploitation mais également sur les procédures prévues par le code minier pour l'encadrement des activités d'exploration et l'attribution de droits patrimoniaux.

En effet, la loi n° 2015-1567 du 2 décembre 2015 portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne dans le domaine de la prévention des risques (article 10) a ajusté le code minier concernant les stockages souterrains de gaz, d'hydrocarbures ou de produits chimiques. Avant 2015, les stockages souterrains, bien que soumis aux directives Seveso et aux plans de prévention des risques technologiques, n'étaient pas soumis à la législation des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) mais au code minier, induisant des différences de traitement et de procédure par rapport aux autres sites à hauts risques. A l'occasion de la transposition de la directive Seveso III du 4 juillet 2012 concernant la maîtrise des dangers liés aux accidents majeurs impliquant des substances dangereuses, il a été décidé d'intégrer ces stockages souterrains à la nomenclature des ICPE (rubrique 2970 – stockage géologique de CO₂). En conséquence, l'article 10 de la loi n° 2015-1567 exclut du champ du code minier, à compter du 1^{er} juin 2015, les travaux souterrains liés à ces stockages, afin d'éviter l'application d'une double législation relative à la sécurité pour ces installations.

Le droit du sous-sol reste en revanche inchangé et un titre minier reste nécessaire pour rechercher une formation apte au stockage et en réaliser une exploitation économique. A noter qu'une surveillance de 30 ans est par ailleurs exigée avant le transfert à l'État du site.

Le rapport sur l'état des lieux et les perspectives de déploiement du CCUS en France synthétise le cadre réglementaire sur le stockage géologique de CO₂ en France (Ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, 2024).

A noter que les essais d'injection et de soutirage de CO₂ durant la phase de recherche sont soumis au régime de l'autorisation environnementale en tant que première phase d'un projet de stockage géologique de CO₂, lequel est soumis à autorisation au titre de la rubrique 2970 des installations classées. Depuis le décret n° 2024- 529 du 10 juin 2024, ces essais sont soumis à une procédure au cas par cas au lieu d'une évaluation environnementale systématique.

Les principaux textes en vigueur relatifs aux stockages souterrains sont les suivants (source : <https://www.ecologie.gouv.fr/politiques-publiques/stockage-souterrain> et <https://aida.ineris.fr/thematiques/stockage-geologique-co2>) :

- la directive 2012/18/UE du 4 juillet 2012 dite directive Seveso III et ses textes de transposition ;
- la directive 80/68/CEE du 17 décembre 1979 et ses textes de transposition ;
- la directive 2000/60/CE du 23 octobre 2000 et ses textes de transposition ;
- la directive 96/82/CE du 6 décembre 1996 et ses textes de transposition ;
- le code de l'environnement (articles L229-27 à L229-54) ;
- la loi n°2015-1567 du 2 décembre 2015 portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne dans le domaine de la prévention des risques ;
- la loi n°2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie ;
- le décret n° 2016-1303 du 4 octobre 2016 relatif aux travaux de recherche par forage et d'exploitation par puits de substances minières, qui s'applique aux travaux de stockage souterrain de gaz naturel, d'hydrocarbures liquides, liquéfiés ou gazeux ou de produits chimiques à destination industrielle lorsqu'ils ne sont pas soumis au titre I^{er} du livre V du code de l'environnement ;

- le décret n° 2006-648 du 2 juin 2006 modifié relatif aux titres miniers et aux titres de stockage souterrain ;
- le décret n° 2006-649 du 2 juin 2006 modifié relatif aux travaux miniers, aux travaux de stockage souterrain et à la police des mines et des stockages souterrains ;
- décret n° 2024-529 du 10 juin 2024 portant diverses dispositions relatives à l'évaluation environnementale des projets.

Signalons enfin la mise en chantier de l'arrêté ministériel prévu en application de l'article L. 229-33 du code de l'environnement précisant les concentrations maximales admissibles pour les substances ajoutées au CO₂ injecté en couches géologiques profondes.

A noter que l'article 2 de la directive européenne 2009/31/CE prévoit que celle-ci ne s'applique pas au stockage géologique du CO₂, avec un stockage total prévu inférieur à 100 kt, entrepris pour la recherche, le développement ou les tests de nouveaux produits et processus.

5.2 Cas du stockage offshore

Le stockage dans le sous-sol marin est régi par deux textes internationaux :

- la Convention de Londres (1972) et son Protocole (1996) sur la prévention de la pollution des mers résultant de l'immersion de déchets ;
- la Convention Oskar pour la protection du milieu marin de l'Atlantique du Nord-Est.

Le protocole de Londres interdit l'enfouissement dans les fonds océaniques de tout déchet et matière, dont le CO₂.

En 2007, la convention Oskar a adopté des amendements pour permettre le stockage du CO₂ dans les structures géologiques sous les fonds marins.

Les échanges de CO₂ transfrontaliers sont encadrés par l'amendement de 2009 à l'article 6 du Protocole de Londres, permettant l'export de CO₂ par voie maritime à des fins de stockage dans les formations géologiques du sous-sol marin. Néanmoins, à ce jour, l'amendement au Protocole de Londres n'est toujours pas entré en vigueur faute d'avoir été ratifié par les deux-tiers des états membres, dont la France. La non-ratification de l'amendement empêche la mise en place de projet CCS entre différents pays. Récemment, un accord a été trouvé sans ratification de l'amendement pour permettre des conventions bipartites entre deux pays qui accepteraient d'exporter/recevoir du CO₂ pour le stocker dans le sous-sol marin. La condition est qu'aucun pays membre de la convention ne s'oppose à la mise en place de la convention bipartite (Ademe, 2020) (Haut Conseil pour le Climat, Novembre 2023).

En ce qui concerne la situation de la France, les travaux sont en cours pour la ratification de l'amendement de 2009, qui pourrait avoir lieu à la fin de l'année 2024 (Ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, 2024).

5.3 Aspects normatifs

Il n'y a pas de travaux de normalisation sur le captage et le stockage de CO₂ au niveau français (AFNOR). Les travaux sont actuellement menés uniquement au niveau international (ISO) et le sont depuis peu au niveau européen (CEN).

Les processus de captage, transport et stockage géologique du CO₂ ont été l'objet d'une succession de normes ISO/TC 265 établies entre 2016 et 2019.

Le comité technique TC265 de l'ISO a pour ambition de proposer des normes ou des documents guides pour l'ensemble de la filière de captage, transport et stockage du CO₂. Le périmètre actuel du TC265 inclut la normalisation de la conception, de la construction, de l'exploitation, de la planification et de la gestion environnementale, de la gestion des risques, de la quantification, de la surveillance et vérification, ainsi que des activités connexes dans le domaine du captage, du transport et du stockage géologique du CO₂. Le TC265 s'intéresse aujourd'hui exclusivement au CO₂ émis par de larges sources fixes et qui est transporté pour être stocké dans des formations géologiques (Lafortune, 2023).

À ce jour, le TC265 a publié 12 documents normatifs (normes et rapports techniques). Sept autres documents sont en cours de rédaction. Les listes de tous ces documents sont consultables sur le site Internet de l'ISO. L'ISO 27914 : 2017 traite du stockage géologique du CO₂. Le document est en cours de révision.

La création d'un comité technique « CCUS » auprès du comité européen de normalisation (CEN) qui porte sur l'ensemble du cycle de vie des projets captage, stockage et utilisation du CO₂ (CCUS) a été proposée par les Pays-Bas en 2023 et validée en fin d'année 2023 (TC474). La première réunion a eu lieu en février 2024. La France était représentée par l'AFNOR. Cette réunion a permis de cadrer le champ d'intervention de ce comité et les aspects administratifs. La prochaine réunion est prévue à l'automne 2024.

La participation française aux travaux et aux réunions des TC265 (ISO) et TC474 (CEN) est coordonnée par la commission miroir nationale AFNOR/CSC « Captage, transport et stockage géologique du CO₂ ». Le secrétariat de la commission est assuré par l'AFNOR. L'Ineris est membre de la commission miroir.

6 Les enseignements tirés de plus de 30 ans de stockage géologique de CO₂

Une des conditions du développement de la filière CCS est la maîtrise des risques. Les projets de recherche et stockages pilotes ou industriels développés au cours de ces trente dernières années ont fait l'objet de nombreuses études et de publications scientifiques. L'INERIS a consacré plusieurs rapports et publications à l'identification et l'analyse des risques associés au stockage du CO₂ (Farret, et al., 2012)(Farret, et al., 2010)(Gombert, et al., 2010). Cette analyse s'est appuyée sur le retour d'expérience des incidents survenus sur les sites de stockage de CO₂, mais également sur les autres sites de stockage souterrain (gaz naturel, hydrocarbures) (Farret, et al., 2013).

Dans son rapport, R. Farret, (2017) synthétise les risques principaux suivants :

- Fuite massive à partir d'un puits induisant une éruption en surface ou « blowout ». Le retour d'expérience montre qu'une grande partie des accidents majeurs répertoriés sur des puits en contexte de stockage souterrain concernent de tels événements ; ceux-ci ont le plus souvent pour origine une défaillance d'un équipement de puits en cours d'exploitation ou lors d'une opération de maintenance.
- Fuite le long d'un puits d'injection ou d'un autre puits en exploitation. Dans le cas du CO₂, l'interface roche-ciment à l'extrados du puits constitue un chemin d'écoulement privilégié du fait de l'endommagement des parois lors du forage : il s'y ajoute les fortes sollicitations du puits au cours de la phase d'injection (variations de pression et de température), qui sont éventuellement susceptibles d'affaiblir également les interfaces ciment-cuvelage. Les défauts de la cimentation (« cracks » ou « mud channels »), la lixiviation du ciment ou sa dégradation par carbonatation, la corrosion des cuvelages, sont autant de causes pertinentes. La formation d'un micro annulaire aux interfaces des éléments du puits est également possible.
- Fuite le long d'un puits colmaté ou abandonné. Un stockage de CO₂ y est *a priori* moins sensible qu'un stockage souterrain de gaz qui connaît des cycles d'injection et de soutirage successifs. En revanche, dans le cas du CO₂, les cuvelages et les ciments pourront s'altérer par voie géochimique. Bien que nous manquions à ce jour de retour d'expérience, les cas concrets de stockage de CO₂ étant peu nombreux, la fuite constatée à In Salah vient confirmer la pertinence de ces deux événements principaux liés aux puits.
- Fuite par une faille ou à travers la roche-couverture. Le risque de cheminement du CO₂ par une faille est un risque qui doit être pris en compte dès la conception. La difficulté est de caractériser la roche couverture et le recouvrement, et de détecter failles et hétérogénéités préexistantes, avant d'exploiter un site. Ce cheminement peut éventuellement se combiner avec une migration *via* la porosité de la couverture ou *via* des éléments de puits. Il peut également résulter d'une rupture mécanique au toit du réservoir. Il est donc important de prévoir une marge d'incertitude et d'adapter la pression d'injection pour qu'elle ne fasse pas rejouer d'éventuelles failles préexistantes.
- Fuite à la suite à une migration latérale trop importante ou différente des prévisions (comme dans le cas de Sleipner évoqué plus haut, où le CO₂ ne s'est pas étendu de manière isotrope – même si dans ce cas il n'y a pas eu de fuite). Le risque dans ce cas est que le CO₂ atteigne une faille (ou un puits) qui était supposée initialement hors d'atteinte. Dans le cas de In Salah, également évoqué plus haut, c'est un cheminement préférentiel à l'intérieur même du réservoir qui a mené le CO₂ jusqu'à un puits, le long duquel il a pu remonter : la cause initiale est donc bien une migration latérale supérieure aux prévisions. Dans le cas d'une faille, une difficulté supplémentaire serait que même si la fuite est détectée, localiser la faille en cause demanderait des investigations complexes et, contrairement à une fuite au niveau d'un puits, il serait très difficile de mettre en place des mesures correctives.
- Perturbations mécaniques ou hydromécaniques dues aux surpressions. Outre le soulèvement des terrains, il existe le risque de fracturation de la roche : le risque de rupture matricielle et de cisaillement est généralement limité mais il doit être modélisé au cas par cas. Une sismicité induite est également susceptible d'apparaître, même si elle est globalement faible : pas de sismicité ressentie à Ketzin, magnitude de l'ordre de -3 à 0 sur l'échelle de Richter dans le cas de Rouse, ; quelques séismes de magnitude 2 à 3 dans le cas de Sleipner dans un rayon de 50 km, sans toutefois que le lien direct avec l'injection de CO₂ soit démontré.

La Figure 7 présente les différentes origines des fuites possibles pour un stockage géologique de CO₂.

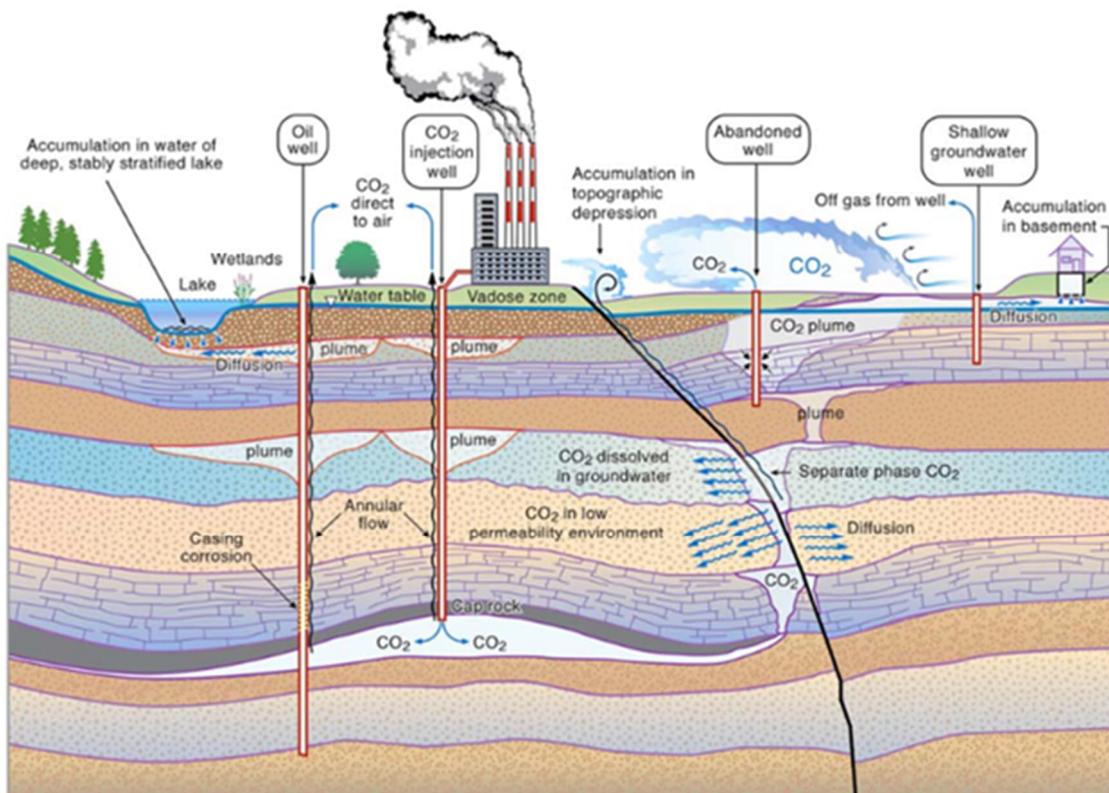


Figure 7 : les différentes origines des fuites possibles de CO₂ (Oldenburg, 2005)

Bien que les stockages géologiques de CO₂ soient encore peu nombreux, le retour d'expérience acquis depuis plus de trente ans permet de tirer les principaux enseignements suivants :

- Importance de bien connaître la géologie du site et les caractéristiques des roches « réservoir » afin d'anticiper les éventuels problèmes (montée en pression du réservoir, surestimation du volume de stockage prévisionnel, migration non contrôlée du panache de CO₂, réactivation de faille...cf. Sleipner, Snohvit). Les études préliminaires sont essentielles et les résultats de la surveillance doivent permettre de mettre à jour les modèles afin d'anticiper le comportement du stockage.
- Nécessité, en cas d'injection dans les anciens réservoirs d'hydrocarbure déplétés de connaître l'ensemble des ouvrages ayant atteint le gisement (forages de recherche, d'exploitation) et surtout leur état et étanchéité (sources de fuite possible, comme à In Salah).
- Importance du suivi, pendant et après le stockage, et du choix des méthodes de suivi. Chaque projet de stockage possède une géologie unique et les performances du stockage géologique pour chaque site peuvent changer au fil du temps. Une surveillance et ingénierie de haute qualité constituent une exigence constante et continue. Chaque projet proposé doit budgétiser et s'équiper pour faire face aux imprévus, tant pendant qu'après la fin des opérations.
- Acceptation sociétale : anticiper les oppositions locales, importance de la communication en amont et pendant le projet.

7 Références

- Ademe. 2020. *Avis technique. Le captage et stockage géologique du CO₂ (CSC) en France. Le CSC, un potentiel limité pour la réduction des émissions industrielles.* 2020.
- Bouc, Olivier, et al. 2011. *Lignes de conduite pour la sécurité d'un site de stockage géologique de CO₂. Rapport BRGM/RP-60369-FR.* 2011.
- Chiquet, Pierre, et al. 2013. *Geochemical Assessment of the Injection of CO₂ into Rousse Depleted Gas Reservoir Part II : Geochemical Impact of the CO₂ Injection.* 2013.
- Clean Air Task Force. 2024. *Tracking CO₂ storage project capacity in Europe.* 2024.
- CO₂GeoNet. 2008. *Que signifie vraiment le stockage géologique du CO₂ ? », Revue du réseau d'excellence européen CO₂GeoNet.* 2008.
- de Dios, J. Carlos et Martinez, R. 2019. *The permitting procedure for CO₂ geological storage for research purposes in a deep saline aquifer in Spain.* *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2019, 91.
- de Dios, José Carlos, Le Gallo, Yann et Marin, Juan Andrés. 2019. *Innovative CO₂ Injection Strategies in Carbonates and Advanced Modeling for Numerical Investigation.* *Fluids*. *Fluids* 2019, 4, 52; doi:10.3390/fluids4010052, 2019.
- ENDESA, CIUDEN, Foster Wheeler. 2013. *OXYCFB300 Compostilla, Carbon Capture and Storage Demonstration Project, Knowledge Sharing FEED Report.* 2013.
- English, Joseph M. et English, Kara L. 2022. *An overview of carbon capture and storage and its potential role in the energy transition.* 2022.
- EU. 2009. *Directive 2009/31/CE du Parlement Européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative au stockage géologique du dioxyde de carbone.* 2009.
- . 2016. *European Parliament resolution of 14 January 2014 on implementation report 2013 : developing and applying carbon capture and storage technology in Europe (2013/2079(INI)). s.l. : Journal Officiel de l'Union Européenne, 2016. (2016/C 482/02).*
- Farret, Régis. 2017. *Captage et stockage géologique du CO₂ : retour d'expérience et perspectives. Rapport INERIS DRS-17-164859-08281A.* 2017.
- Farret, Régis et Thoraval, Alain. 2013. *Retour d'expérience des incidents et accidents sur des sites d'exploitation ou de stockage en milieu souterrain – Application au stockage géologique du CO₂. Rapport INERIS DRS-12-126009-13886B.* 2013.
- . 2012. *Synthèse de l'état des connaissances sur les risques liés au stockage géologique du CO₂. Rapport n°2 : les risques en phase de stockage à long terme. DRS-12-126009-01377A.* 2012.
- Farret, Régis, Gombert, Philippe et Hulot, Corinne. 2010. *Etat de l'art et analyse des risques pour un stockage de CO₂ en aquifère salin. Rapport INERIS DRS-10-100887-12619A.* 2010.
- France 2030. Juin 2023. *Stratégie française CCUS - Capture, stockage et utilisation du carbone. Juin 2023.*
- Gal, Frédéric, et al. 2019. *Soil-Gas Concentrations and Flux Monitoring at the Lacq-Rousse CO₂-Geological Storage Pilot Site (French Pyrenean Foreland) : From Pre-Injection to Post-Injection.* 2019.
- GIEC. 2005. *Piégeage et stockage du dioxyde de carbone. Résumé à l'intention des décideurs. Rapport du groupe de travail III.* 2005.
- Girard, Jean-Pierre, et al. 2013. *Geochemical assessment of the injection of CO₂ into Rousse depleted gas reservoir. Part I: Initial mineralogical and geochemical conditions in the Mano reservoir.* 2013.
- Global CCS Institute. 2024. *Global status of CCS 2023. Scaling up through 2030. .* 2024.
- Gombert, Philippe et Thoraval, Alain. 2010. *Etat des connaissances sur les risques liés au stockage géologique du CO₂ - Rapport n°1 : les risques en phase d'injection. Rapport INERIS DRS-08-95145-11842B.* 2010.

Hansen, O, et al. 2013. Snohvit ; the history of injecting and storing 1Mt CO2 in the fluvial Tubaen Formation. Energy Procedia. 2013, Vol. 37.

Haubert, Grant. 2023. Norway's Sleipner and Snohvit CCS : Industry models or cautionary tales ? s.l. : Institute for Energy Economics and Financial Analysis, 2023.

Haut Conseil pour le Climat. Novembre 2023. Avis sur la stratégie de capture du carbone, son utilisation et son stockage (CCUS). Novembre 2023.

Hebrard, Jérôme. 2023. Synthèse des travaux de recherche de l'INERIS sur les phénomènes dangereux liés aux technologies de captage, transport et stockage du CO2. Rapport INERIS-207066-2778839-v1.0. 2023.

IEA. 2021. Net Zero by 2050. 2021.

INEOS Energy. 2023. Greensand Project Safe and Reliable Offshore Transport and Storage of CO2 in the Danish Sector of the North Sea. 2023.

INERIS. 2014. Tierce expertise du bilan d'exploitation du pilote d'injection de CO2 à Rouse, en vue du dossier de Déclaration d'Arrêt Des Travaux (DADT). Rapport INERIS DRS-14-146896-11965B . 2014.

IPCC. 2022. Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. 2022.

—. 2005. IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. 2005.

Lafortune, Stéphane. 2023. Bilan pour l'année 2023 du suivi des travaux de normalisation des activités de captage, transport et stockage géologique du CO2 - Note de synthèse Ineris-213565-2787399-v1.0. 2023.

Levina, Ellina, Gerrits, Bruno et Blanchard, Mathilde. 2023. CCS in Europe - Regional overview. s.l. : Global CCS Institute, 2023.

Martens, Sonja, et al. 2013. CO2 storage at the Ketzin pilot site, Germany : Fourth year of injection, monitoring, modelling and verification. s.l. : Elsevier. Energy Procedia 37 (2013) 6434 – 6443, 2013.

Martin, Juan Alcade. 2014. 3D seismic imaging and geological modeling of the Hontomin CO2 storage site, Spain. 2014.

Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire. 2020. Stratégie nationale bas-carbone. La transition écologique et solidaire vers la neutralité carbone. 2020.

Ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique. 2024. Etat des lieux et perspectives de déploiement du CCUS en France. 2024.

Monne, J et Prinnet, C. 2013. Lacq-Rousse Industrial CCS reference project : description and operational feedback after two and half years of operation. 2013.

Oldenburg, Curtis M. 2005. Health, Safety, and Environmental Screening and Ranking Framework for Geologic CO2 Storage Site Selection. 2005.

Ortiz, G, et al. 2015. Hontomin reservoir characterisation tests - Final technical report. s.l. : Global CCS Institute, 2015.

Ouraga, Zady. 2019. Retour d'expérience sur les risques liés au stockage en réservoir déplété : cas de l'accident d'Aliso Canyon (Etats-Unis). Rapport INERIS-180582-1785835-v1.0. 2019.

Oyewole, K.A., et al. 2023. Carbon dioxide emission, mitigation and storage technologies pathways. s.l. : Sustainable Environment, 2023.

Payre, Xavier, et al. 2014. Analysis of the passive seismic monitoring performance at the Rouse CO2 storage demonstration pilot. 2014.

Perez-Lopez, Raul, et al. 2020. An active tectonic field for CO2 storage management : the Hontomin onshore case study (Spain). Copernicus Publications on behalf of the European Geosciences Union, 2020.

Pourtoy, Dominique, et al. 2013. Seal Integrity of the Rousse depleted gas field impacted by CO2 injection (Lacq industrial CCS reference project - France). 2013.

Ringrose, Philip S. 2018. The CCS hub in Norway : some insights from 22 years of saline aquifer storage. International Carbon Conference 2018. 2018.

Schovsbo, N.H. 2021. Project Greensand - An emerging offshore CCS site in the danish part of the North Sea. 2021.

Snohvit CO2 monitoring using wells pressure measurement and 4D seismic. Fourth EAGE CO2 Geological Storage Workshop. Osdal, B, et al. 2014. 2014.

Szabados, A et Poulsen, R.S. 2023. The CCS greensand project: CO2 pilot injection and monitoring. BALTIC CARBON FORUM. OCTOBER 2023, VOLUME 2. 2023.

Szabados, A, et al. 2022. Greensand Focused Seismic Monitoring for Offshore CO2 Pilot Injection. 2022.

Thibeau, Sylvain, et al. 2013. Lacq-Rousse CO2 Capture and Storage demonstration pilot - Lessons learnt from reservoir modelling studies. 2013.

TNO. K12-B, CO2 storage and enhanced gas recovery.

TotalEnergie. 2015. Carbon capture and storage. The Lacq pilot. Project and injection period 2006-2013. 2015.

Vandeweyer, V, et al. 2021. CO2 injection at K12-B, the final story. 15th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, GHGT-15. 2021.

Vandeweyer, V, Hofstee, C et Graven, H. 2018. 13 Years Of Safe CO2 Injection At K12-B. 2018.

Zhao, Kaiyin, et al. 2023. Recent Advances and Future Perspectives in Carbon Capture, Transportation, Utilization, and Storage (CCTUS) Technologies : a Comprehensive Review. 2023.

8 Annexes

Liste des annexes :

- Annexe 1 : fiches de présentations de projets et site pilotes de stockage de CO₂ en Europe

Le projet pilote de Lacq-Rousse (France)

Description du projet

Localisation : Lacq, Pyrénées Atlantiques (64)

Offshore :

Onshore :

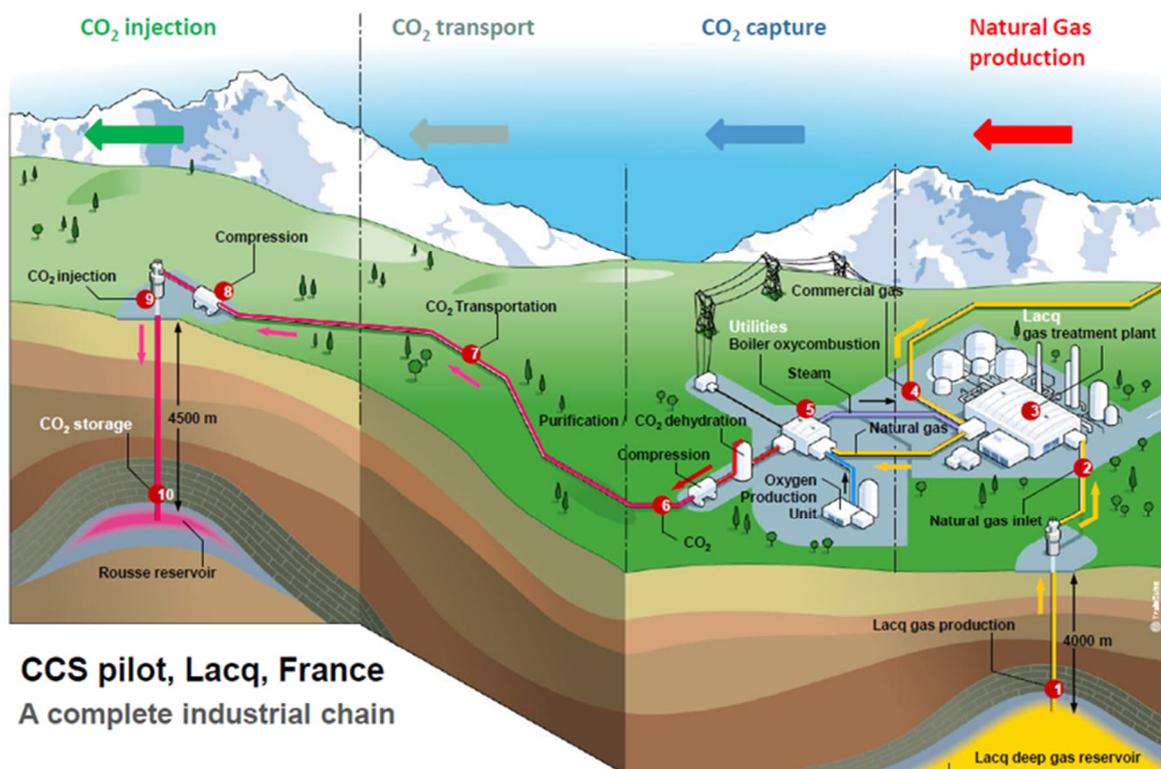
Type de stockage : ancien réservoir de gaz déplété de Rouse

Démarrage de l'injection : 8 janvier 2010.

Fin d'injection : 15 mars 2013.

Volume injecté : 51 kt de CO₂ en 39 mois.

En 2006, la société Total a lancé un projet de captage, transport et stockage du CO₂ dans l'ancien réservoir de gaz naturel déplété de Rouse. Ce projet pilote, nommé Lacq-Rousse, était situé dans le bassin de Lacq, à 5 km au sud de Pau. La construction du pilote a débuté en 2008. En mai 2009, Total a reçu l'autorisation d'exploitation. La période de surveillance post-injection de trois ans s'est achevée en 2016.



(Source : Total Energies)

L'ancien réservoir de gaz naturel de Rouse n'est recoupé que par un seul puits. Il est situé à 4 500 m de profondeur et est composé de dolomies et de brèches dolomitiques datant du Jurassique supérieur. Le premier aquifère sus-jacent se trouve à 2 500 m au-dessus du toit du réservoir. Pendant la phase de production du gaz naturel (du milieu des années 1970 jusqu'à la fin des années 2000), le réservoir a été déplété d'une pression initiale voisine de 34 MPa à une pression finale voisine de 4 MPa. L'injection de CO₂ a entraîné une remontée de la pression du réservoir à environ 8 MPa. Le plan de monitoring incluait le suivi de la pression du réservoir, la surveillance microsismique et la surveillance environnementale (eaux souterraines, eaux de surface, faune, flore, gaz du sol et atmosphère). Un rapport complet des résultats du projet est disponible en ligne [1].

Objectif du projet

Le projet pilote de Lacq-Rousse consistait à transformer une chaudière à combustion air-gaz existante en une chaudière à combustion oxygène-gaz, utilisant l'oxygène fourni par une unité de séparation de l'air pour obtenir un gaz de combustion plus concentré en CO₂. La chaudière à oxygène de 30 MWth a pu fournir jusqu'à 38 t/h de vapeur au réseau de vapeur haute pression de l'usine de production et de traitement de gaz acide du complexe industriel de Lacq. Après le refroidissement rapide du gaz de combustion, le CO₂ était comprimé (à 2,8 MPa), séché et transporté en phase gazeuse par des conduites existantes jusqu'au réservoir déplété de Rouse, situé à 29 km.

Pour l'industriel et les partenaires du projet, les principaux objectifs du projet pilote étaient :

- de démontrer la faisabilité technique et la fiabilité d'une chaîne intégrée captage-transport-stockage ;
- d'acquérir une expérience et des données d'exploitation pour faire passer la technologie d'oxycombustion de l'échelle du pilote à l'échelle industrielle (captage du CO₂) ;
- de développer et d'appliquer des méthodologies de qualification du stockage géologique, des méthodologies et des technologies de surveillance sur site et, enfin, de promouvoir la filière.

La mise en œuvre de ce pilote a permis de lancer un vaste programme de recherche avec le monde académique pour faire progresser les connaissances dans le domaine du CCUS (environ 3 M euros, 3 projets européens, 15 thèses, 3 projets ANR, 25 Articles, un livre).

Permis et autorisations

En 2006, aucune réglementation spécifique à la filière captage-transport-stockage du CO₂ n'était en vigueur en Europe (la directive européenne 2009/31/CE étant entrée en vigueur seulement en juin 2009). Les autorités françaises ont donc décidé de réglementer le projet pilote de Lacq-Rousse, à la fois en vertu du code minier (pour les aspects souterrains) et à la fois du code de l'environnement (pour les aspects liés aux installations de surface). Elles ont aussi pris en compte toutes les recommandations écrites dans le projet de la directive européenne.

Une tierce expertise du dossier au titre du Code Minier a été réalisée par le BRGM à la demande de la DIRE Aquitaine en 2008 et janvier 2009.

En mai 2009, Total a été autorisé à exploiter le projet pilote pour une injection maximale de 120 kt de CO₂ sur deux ans, avec trois ans de surveillance post-injection. En 2011, Total a demandé une prolongation de 18 mois afin de permettre la finalisation du programme de recherches. Les autorités françaises ont répondu positivement à cette demande et un permis complémentaire a donc été émis en novembre 2011. La quantité pouvant être injectée a alors été révisée et limitée à 90 kt de CO₂.

Deux tierces expertises ont été réalisées par l'INERIS dans le cadre du dossier de demande d'arrêt des travaux (DADT).

Une Commission Local d'Information et de Surveillance (CLIS) a été mis en place par les Autorités dès 2008 après la procédure de concertation.

Retour d'expérience

Pas d'incident recensé dans la littérature.

Le projet s'est globalement bien déroulé, malgré des aléas techniques au niveau du captage et une opposition locale qui a occasionné une action en justice. Il a été riche en enseignements techniques, tant sur le captage par oxycombustion que sur le stockage et le monitoring. Le retour d'expérience sur la partie stockage est que le comportement du réservoir de Rouse a été conforme aux anticipations. Cela concerne les évolutions de pression liées à l'injection de CO₂, l'injectivité du puits et la tenue géomécanique de l'ensemble du site. Le puits d'injection a été rebouché en 2015, en même temps que de nombreux puits du bassin de Lacq.

Un document synthétisant l'ensemble des informations, depuis la conception du projet jusqu'à la fermeture du puits d'injection, ainsi que les résultats des diverses études menées dans le cadre de ce projet a été publié par Total en 2015 (TotalEnergie, 2015).

La tierce expertise menée par l'INERIS à l'issue des 3 ans de monitoring post exploitation a conclu à l'absence d'impact environnemental du stockage. De même, l'INERIS a conclu que les études réalisées et les documents fournis par TotalEnergies ne mettaient pas en évidence de scénario de risque inacceptable (INERIS., 2014).

Références bibliographiques

Chiquet, Pierre, et al. 2013. Geochemical Assessment of the Injection of CO₂ into Rouse Depleted Gas Reservoir Part II : Geochemical Impact of the CO₂ Injection. 2013.

Gal, Frédéric, et al. 2019. Soil-Gas Concentrations and Flux Monitoring at the Lacq-Rouse CO₂- Geological Storage Pilot Site (French Pyrenean Foreland) : From Pre-Injection to Post-Injection. 2019.

Girard, Jean-Pierre, et al. 2013. Geochemical assessment of the injection of CO₂ into Rouse depleted gas reservoir. Part I: Initial mineralogical and geochemical conditions in the Mano reservoir. 2013.

INERIS. 2014. Tierce expertise du bilan d'exploitation du pilote d'injection de CO₂ à Rouse, en vue du dossier de Déclaration d'Arrêt Des Travaux (DADT). Rapport INERIS DRS-14-146896-11965B bv. 2014.

Monne, J et Prinet, C. 2013. Lacq-Rouse Industrial CCS reference project : description and operational feedback after two and half years of operation. 2013.

Payre, Xavier, et al. 2014. Analysis of the passive seismic monitoring performance at the Rouse CO₂ storage demonstration pilot. 2014.

Pourtoy, Dominique, et al. 2013. Seal Integrity of the Rouse depleted gas field impacted by CO₂ injection (Lacq industrial CCS reference project - France). 2013.

Thibeau, Sylvain, et al. 2013. Lacq-Rouse CO₂ Capture and Storage demonstration pilot - Lessons learnt from reservoir modelling studies. 2013.

TotalEnergie. 2015. Carbon capture and storage. The Lacq pilot. Projet and injection period 2006-2013. 2015.

Site de stockage de Sleipner

Description du projet

Localisation : Mer du Nord (Norvège)

Offshore :

Onshore :

Type de stockage : Aquifère salin

Démarrage de l'injection : 1996

Fin d'injection : en cours

Volume injecté : plus de 20 Mt CO₂

Sleipner a été le premier projet industriel en mer de captage et de stockage de CO₂ au monde. C'est un gisement de gaz naturel situé dans la partie norvégienne de la mer du Nord à 250 km des côtes. Le gaz exploité est composé de gaz naturel et de CO₂. Le captage du CO₂, réalisé sur une plateforme dédiée en mer, réduit la teneur initiale en CO₂ du gaz d'environ 9 % vol. à moins de 2,5 % vol.

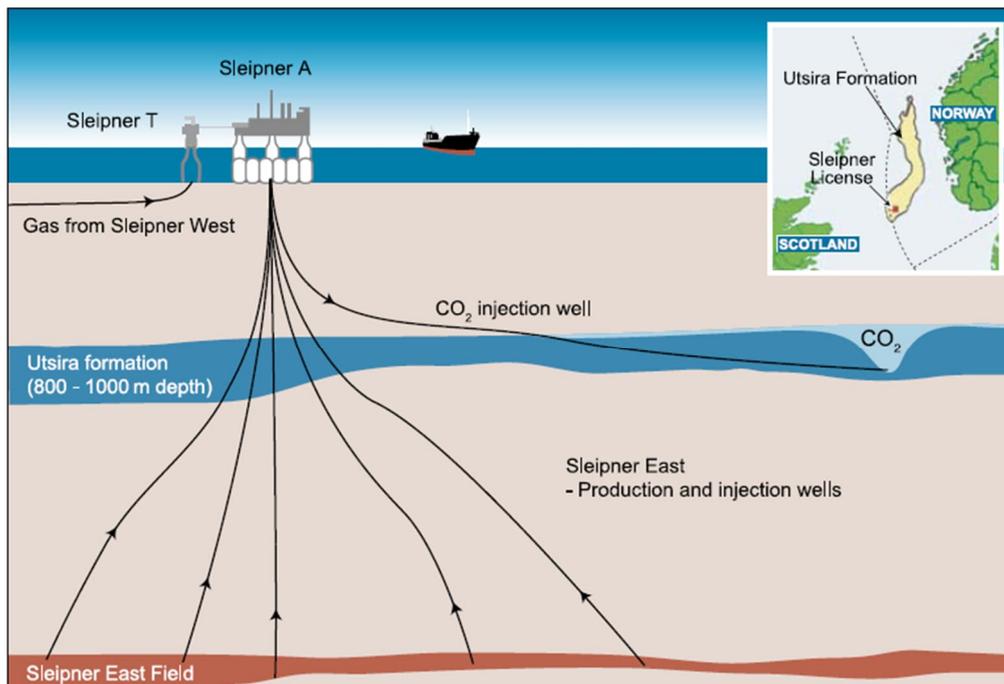


Diagramme simplifié du stockage de CO₂ de Sleipner (IPCC, 2005)

Le gaz est produit à partir d'un réservoir situé à une profondeur d'environ 2 500 m. Le stockage est quant à lui réalisé dans une formation gréseuse très perméable (la formation d'Utsira), à une profondeur comprise entre 800 m et 1 000 m. Le puits d'injection, situé à 2,4 km de la zone d'extraction du gaz est aujourd'hui en fonctionnement depuis plus de 25 ans. L'injection n'est interrompue que temporairement pour des opérations de maintenance.

Objectif du projet

Le gisement de gaz de Sleipner est exploité depuis 1992. Le gouvernement norvégien a instauré une taxe sur les émissions atmosphériques de CO₂ en décembre 1990 pour le secteur du gaz et du pétrole en mer ; ce secteur étant alors responsable de la moitié des émissions atmosphériques de CO₂ du pays. En 2022, la taxe s'élevait à environ 700 couronnes norvégiennes (NOK ; ~60 €) par tonne de CO₂ émise. La mise en place de la taxe a incité la compagnie pétrolière à proposer une solution de gestion du CO₂, par captage puis stockage dans un aquifère salin. Depuis la transposition de la directive européenne ETS22 en 2005, les émissions de CO₂ sont également soumises à des quotas, en plus de la taxe sur le CO₂ émis. Sleipner avait aussi pour objectif d'être le premier démonstrateur en mer, à l'échelle industrielle et commerciale. Les enseignements tirés du projet Sleipner ont contribué à élaborer un schéma directeur pour la surveillance des projets d'injection et de stockage géologique de CO₂(Lafortune, 2023).

Permis et autorisations

L'injection et le stockage de CO₂ à Sleipner a débuté en 1996 selon les dispositions alors prévues dans la loi norvégienne du pétrole (Norwegian petroleum law). Le projet d'injection et de stockage faisait partie du plan initial d'exploitation du gisement de Sleipner soumis aux autorités norvégiennes. À la suite de la transposition de la directive UE 2009/31/CE dans le droit norvégien en décembre 2014, une nouvelle autorisation de stockage a été demandée et accordée. Dans le cadre du renouvellement de l'autorisation de stockage, l'exploitant a procédé à une évaluation des risques incluant les scénarios suivants : la migration du CO₂ injecté au-delà des limites du stockage ou vers les puits dans le stockage ou à proximité, une fuite du CO₂ injecté par des failles ou des zones de faiblesse de la roche couverture, ou par les puits abandonnées et bouchés dans la formation de stockage.

Retour d'expérience

Aucun incident recensé dans la littérature.

Après trois ans d'exploitation, les études de surveillance ont mis en évidence que le CO₂ se déplaçait de manière inattendue et rapide vers le sommet de la formation de stockage et dans une strate géologique jusqu'alors inconnue et non identifiée. Le CO₂ injecté a commencé à s'accumuler dans cette couche supérieure en quantités importantes. Si cette couche inconnue n'avait pas été géologiquement délimitée, le CO₂ stocké aurait pu s'échapper (Haubert, 2023).

Les études menées sur ce site et la surveillance effectuée montrent que la migration latérale est sensiblement différente des prévisions initiales. Au lieu d'une forme en « disque » d'environ 1,5 km de diamètre tel qu'attendu, le panache de CO₂ est très allongé et atteint plus de 4 km de long dans le sens Nord-Sud. Cette incertitude de la prédiction résulte à la fois de la difficulté à caractériser le milieu – ici la non prise en compte d'anisotropies, point qui a cependant été amélioré par la suite dans les modèles – et de la très faible pente au toit de l'aquifère : celui-ci est de fait un « aquifère ouvert », c'est-à-dire qu'il n'y a ni anticlinal ni discontinuité géologique susceptible de contenir le CO₂ dans sa migration latérale, et comme le précise Chadwick (2008) les incertitudes quant à l'étendue du panache sont généralement fortes dans ce contexte.(Farret, et al., 2013)

Toutefois, les nombreuses études menées depuis plus de 20 ans sur la couche concernée, dite « couche 9 » et les roches de couverture mettent en lumière les incertitudes sur la géologie et sur la nécessité de poursuivre l'acquisition de connaissances. Le modèle établi à partir des campagnes sismiques au démarrage du projet n'avaient pas observé la couche appelée « 9 ». Le gaz était remonté en 3 ans des couches les plus profondes jusqu'à cette couche 9 située à environ 800 m, profondeur limite pour que le CO₂ soit supercritique. Le site fait l'objet de nombreuses modélisations depuis plus de 20 ans. Une campagne de surveillance sismique est réalisée tous les 2 ans avec mise à jour du modèle mis à disposition de la communauté scientifique. Le dernier modèle date a priori de 2019.

Les observations de surveillance du panache de CO₂ à Sleipner indiquent une efficacité globale de stockage d'environ 5 % après 14 ans d'injection, avec environ un dixième de ce volume dissous dans

la phase saumure³. D'après (Ringrose, 2018), ces estimations sont cohérentes avec les évaluations théoriques basées sur la dynamique des fluides, pour lesquelles les processus dominés par la gravité devraient avoir des efficacités comprises entre 1 et 6 %. À Sleipner, la présence de bancs de schiste dans la formation gréseuse provoque un panache multicouche neutralisant les effets de la flottabilité, qui autrement ferait monter rapidement le panache jusqu'au sommet de la formation gréseuse. L'efficacité de stockage observée de 5% sur le stockage de Sleipner est donc fonction de l'hétérogénéité géologique de l'unité de stockage ainsi que de la physique des fluides. Toujours selon (Ringrose, 2018), les futurs projets de stockage de CO₂ pourraient avoir des efficacités de stockage d'un ordre de grandeur similaire, bien qu'elles soient très dépendantes des spécificités de la géologie locale. Il existe également plusieurs moyens potentiels d'augmenter l'efficacité du stockage au-dessus de 6 %, en localisant judicieusement les puits d'injection en fonction de la géologie ou en modifiant le flux d'injection.

Références bibliographiques

Farret, Régis et Thoraval, Alain. 2013. Retour d'expérience des incidents et accidents sur des sites d'exploitation ou de stockage en milieu souterrain – Application au stockage géologique du CO₂. Rapport INERIS DRS-12-126009-13886B. 2013.

Haubert, Grant. 2023. Norway's Sleipner and Snohvit CCS : Industry models or cautionary tales ? s.l. : Institute for Energy Economics and Financial Analysis, 2023.

Ringrose, Philip S. 2018. The CCS hub in Norway : some insights from 22 years of saline aquifer storage. International Carbon Conference 2018.

³ L'efficacité d'un stockage du CO₂ se réfère à la proportion du dioxyde de carbone capturé qui est effectivement stockée de manière permanente par rapport à la quantité initialement capturée. Une efficacité de stockage de 5 % signifie que 5 % du CO₂ capturé est séquestré de façon durable. C'est un indicateur crucial de la performance des technologies de capture et de stockage du carbone (CSC), car il détermine l'impact réel sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Site de stockage de Snøhvit

Description du projet

Localisation : mer de Barents au nord de la Norvège

Offshore :

Onshore :

Type de stockage : Aquifère salin

Démarrage de l'injection : 2008 jusqu'en 2011 dans la formation de Tubåen puis dans la formation de Stø depuis 2011

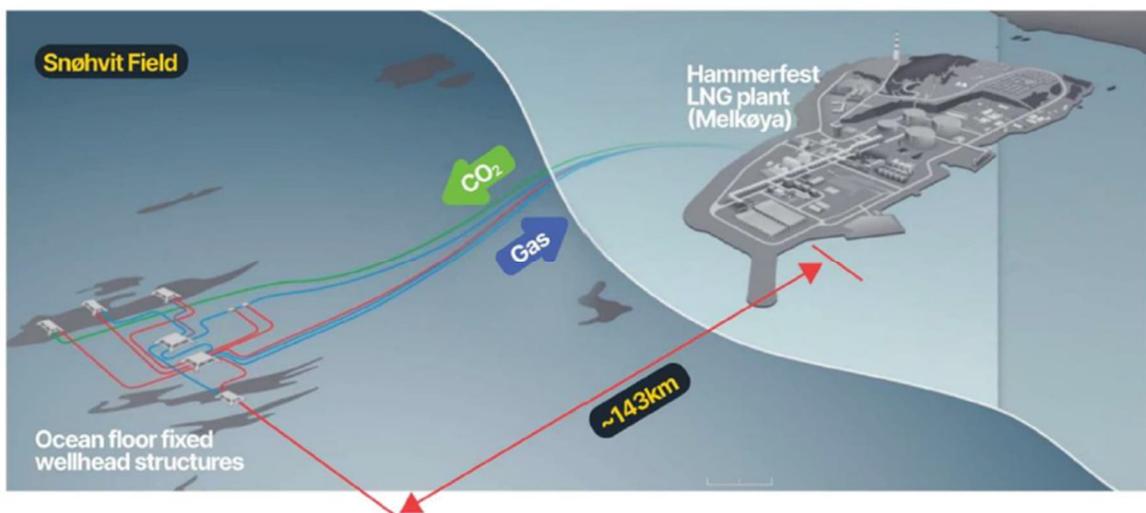
Fin d'injection : en cours

Volume injecté : 1,1 MT CO₂ dans la formation Tubåen, 6,5 MT en 2019

Snøhvit est un champ gazier situé dans la mer de Barents, à l'extrême nord de la Norvège. Il est situé à environ 800 km au nord du cercle polaire arctique et à 143 km au large au nord-ouest de Melkøya, en Norvège. Le gaz exploité contient entre 5% et 8% de CO₂.

Le CO₂ est capturé à terre à l'usine de traitement du gaz de Melkøya et est transporté jusqu'au site de stockage par une conduite sous-marine longue de 143 km. Toutes les infrastructures des puits sont immergées car les fonds marins sont situés à 300 m de profondeur.

L'aquifère salin est situé à 2 500 m de profondeur. Le volume injecté était de l'ordre de 6,5 Mt à fin 2019 dont 1 Mt injecté dans la formation de Tubåen.



Configuration projet Snøhvit (Haubert, 2023)

Objectif du projet
L'objectif du projet était d'injecter le CO ₂ extrait du gaz naturel exploité, en s'appuyant sur l'expérience acquise sur le site de Sleipner. En raison des enjeux élevés de l'investissement, une étude sismique souterraine approfondie des sites de stockage de gaz et de CO ₂ du champ Snøhvit a été menée pour garantir un potentiel de stockage de CO ₂ approprié et suffisant.
Permis et autorisations
Comme pour Sleipner, l'injection et le stockage de CO ₂ à Snøhvit a débuté en 2007 selon les dispositions alors prévues dans la loi norvégienne du pétrole (Norwegian petroleum law).
Retour d'expérience
<p>Au cours des trois premières années d'injection, une augmentation progressive de la pression a été observée, la formation de Tubåen n'étant pas suffisamment poreuse pour accepter le CO₂. Les estimations de capacité de stockage sont passées de 18 ans d'exploitation à moins de deux. Des études ont alors été lancées en urgence afin d'identifier un autre horizon géologique capable de stocker le CO₂.</p> <p>Cela a conduit à la décision d'injecter le CO₂ dans l'aquifère de la formation de Stø située au-dessus de la formation initiale, d'abord par le même puits d'injection, puis en 2016 par un nouveau puits d'injection situé dans la formation de Sto mais plus proche de la zone exploitée, afin d'éviter que le puits d'origine, au fil du temps, laisse échapper du CO₂ dans le réservoir de gaz du champ de Snøhvit.</p> <p>L'injection s'est poursuivie depuis lors avec une tendance de pression stable. L'utilisation des données de surveillance en particulier la sismique 4D ainsi que les modélisations de réservoir ont été cruciales et ont permis d'optimiser le plan d'injection de CO₂.</p>
Références bibliographique
<p>Hansen, O, et al. 2013. Snøhvit ; the history of injecting and storing 1Mt CO₂ in the fluvial Tubaen Formation. Energy Procedia. 2013, Vol. 37.</p> <p>Haubert, Grant. 2023. Norway's Sleipner and Snohvit CCS : Industry models or cautionary tales ? s.l. : Institute for Energy Economics and Financial Analysis, 2023.</p> <p>Osdal B., et al. 2014. "Snøhvit CO₂ Monitoring Using Well Pressure Measurement and 4D Seismic" Fourth EAGE CO₂ Geological Storage Workshop (2014), 10.3997/2214-4609.20140110.</p> <p>Ringrose, Philip S. 2018. <i>The CCS hub in Norway : some insights from 22 tears of saline aquifer storage. International Carbon Conference 2018.</i></p>

Site pilote de Ketzin

Description du projet

Localisation : Allemagne, à l'ouest de Berlin

Offshore :

Onshore :

Type de stockage : aquifère salin

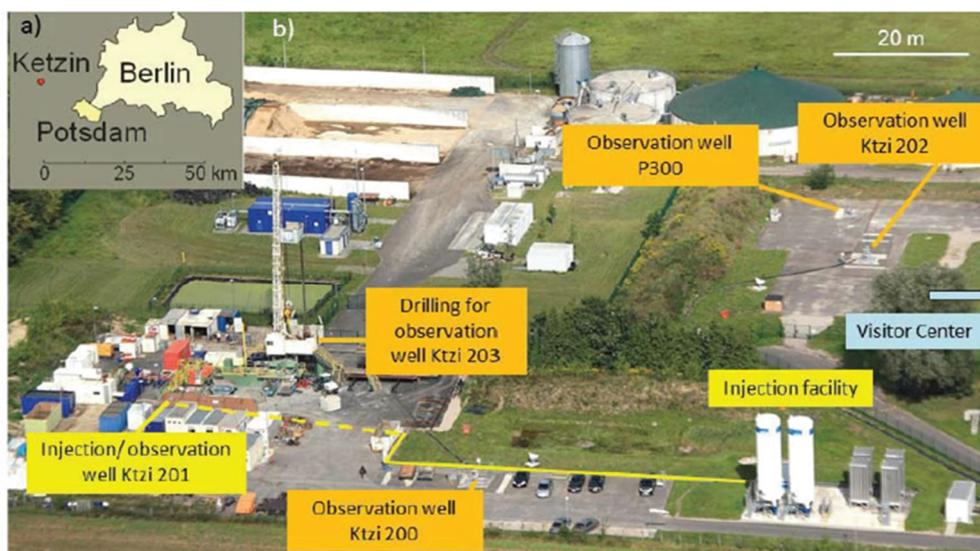
Démarrage de l'injection : 2008

Fin d'injection : 2013

Volume injecté : 67kt de CO₂

Le projet pilote de Ketzin est le premier site européen de stockage du CO₂ en domaine continental (onshore). Il est situé à environ 25 km à l'ouest de Berlin. Il a été exploité par le Centre de recherches des sciences de la terre allemand (GFZ). Le projet visait à étudier le stockage géologique à terre dans une formation de grès salin. Une masse totale de 67 kt de CO₂ a été injectée entre 2008 et 2013. L'injection de CO₂ a cessé en août 2013 et le programme de surveillance scientifique s'est terminé en 2017, avec la fermeture et le démantèlement de tous les puits (injection et monitoring). Le site de stockage est désormais fermé et la zone est utilisée à d'autres fins.

Pour le projet, cinq puits ont été forés : quatre ont atteint une profondeur d'environ 700 m à 800 m ; le dernier était moins profond (418 m). L'un des puits profonds a servi de puits injecteur ; trois autres ont été utilisés à des fins de monitoring uniquement. Enfin, le dernier puits, moins profond, a servi de puits de monitoring, pour surveiller le sous-sol au-dessus du réservoir dans lequel le CO₂ était injecté.



Site pilote de Ketzin (a) emplacement ; (b) photographie aérienne avec infrastructure et forage pour le puits Ktzi 203 (septembre 2012) (Martens, et al., 2013)

Objectif du projet

Le projet pilote de Ketzin a été financé par les programmes-cadres FP6 et FP7 de la Commission européenne, par les ministères fédéraux allemands de l'Économie et de l'Énergie (BMW) et de l'éducation et de la recherche (BMBF), ainsi que par des partenaires industriels. Le projet visait à étudier le stockage géologique du CO₂ dans un aquifère salin.

Le projet a inclus un programme de surveillance multidisciplinaire comprenant des analyses géophysiques, géochimiques et microbiologiques. Le CO₂ injecté, de qualité alimentaire (99,9 %vol.), était fourni par l'industrie chimique, stocké temporairement en surface sur place, et transporté par une courte canalisation jusqu'au puits d'injection.

La pression initiale de l'aquifère de stockage était égale à 6,2 MPa, pour une température de 33°C. L'épaisseur totale de la zone de stockage était comprise entre 15 m et 20 m. À l'issue de l'injection, la pression mesurée était comprise entre 7,4 MPa et 7,8 MPa au point d'injection, pour une température allant jusqu'à 36°C. Le débit d'injection minimal était de 1,6 t/h ; le maximum était de 3,2 t/h.

Permis et autorisations

L'autorisation d'exploitation du projet pilote de Ketzin à des fins de recherche a été donnée par l'état fédéral allemand du Brandebourg, dans le cadre de la loi relative aux mines. L'autorité chargée de l'octroi du permis était l'autorité minière du Brandebourg (LBGR). Le GFZ a agi en tant qu'exploitant du site ; la société VNG Gasspeicher GmbH (exploitant allemand de services de stockage de gaz) étant le propriétaire foncier du site. Il était prévu que la quantité de CO₂ maximale injectée ne dépasse pas 100 kt, pour rester dans le cadre d'un projet pilote. En effet, l'article 2 de la directive européenne 2009/31/CE prévoit que celle-ci ne s'applique pas au stockage géologique du CO₂, avec un stockage total prévu inférieur à 100 kt, entrepris pour la recherche, le développement ou les tests de nouveaux produits et processus.

Retour d'expérience

Le projet a permis d'étudier le cycle de vie complet d'un réservoir de stockage de CO₂, y compris la phase de post-injection et de fermeture, ainsi que le transfert de responsabilité.

Le projet a été accompagné d'un important travail en termes de communication et de relations publiques, avec notamment l'organisation de visites du site, et la publication de nombreux articles scientifiques consultables sur un site internet dédié (<https://www.co2ketzin.de/en/media-publications/publications>)

Parmi les enseignements (Martens, et al., 2013) :

- Aucune fuite n'a été détectée.
- Les méthodes de surveillance géophysique et géochimique mises en œuvre se sont avérées efficaces pour détecter de petites quantités de CO₂ et peuvent être utilisées pour imager la distribution spatiale du CO₂ et quantifier la quantité de CO₂ stockée.
- Les simulations dynamiques ont permis de décrire la distribution temporelle et spatiale du CO₂ et soulignent leur aptitude à prédire l'évolution de la pression et le comportement du CO₂ dans le réservoir.
- La migration du panache est fortement influencée par les hétérogénéités du réservoir. Ceci rejoint les constats effectués sur les sites de Sleipner et Snohvit.

Si le projet a été un vrai succès, il est également connu pour avoir été le siège de difficultés spécifiques de colmatage des pores ("pore plugging") durant l'injection, avec pertes d'injectivité. La cause est selon toute vraisemblance d'origine bactérienne, des bactéries sulfato-réductrices ayant proliféré puis provoqué la formation de sulfures de fer. Sans remettre en cause ni le projet, ni la faisabilité du CCS, cet épisode montre que l'injection et le stockage ne peuvent pas être maîtrisés avec autant de certitudes qu'un procédé industriel classique (Farret, 2017).

Références bibliographique

<https://www.co2ketzin.de/en/media-publications/publications>

Site pilote de Hontomin

Description du projet

Localisation : Province de Burgos au nord de l'Espagne

Offshore :

Onshore :

Type de stockage : Aquifère salin

Démarrage de l'injection : 2016

Fin d'injection : 2020

Volume injecté : Aucune injection de CO₂ n'a été réalisée dans le cadre du projet Compostilla OXYCFB300 entre 2009 et 2014. Des tests d'injection de CO₂ ont été menés dans le cadre du projet ENOS entre 2016 et 2020. Le volume injecté n'a pas été retrouvé dans la bibliographie consultée.

Le site de Hontomín est situé dans la province de Burgos, dans le centre-nord de l'Espagne et héberge l'usine de développement technologique (TDP) pour le stockage géologique du CO₂. Il a été développé dans le cadre du projet Compostilla OXYCFB300, exploité par la « Fundación Ciudad de la Energía » (CIUDEN). Le site a ensuite été étudié dans le cadre du projet européen ENOS (Enabling Onshore CO₂ Storage in Europe).



The Hontomín Site schematic view and location(Ortiz, et al., 2015)

Objectif du projet

Le site de Hontomín est situé dans la province de Burgos, dans le centre-nord de l'Espagne et héberge l'usine de développement technologique (TDP) pour le stockage géologique du CO₂ dans le cadre du projet Compostilla OXYCFB300, exploité par la « Fundación Ciudad de la Energía » (CIUDEN) (ENDESA, 2013).

Le projet Compostilla comprenait deux phases :

- La première (Développement technologique) concernait la conception, la construction et l'exploitation de trois installations indépendantes pour le captage, le transport et le stockage du CO₂. Les deux premières sont situées dans le village de Cubillos del Sil (León), à proximité de la centrale électrique existante de Compostilla, tandis que l'usine de développement de technologies de stockage de CO₂ (TDP) de Hontomin est située à 250 km à l'est.
- La deuxième phase du projet consistait en un projet commercial intégré qui devait entrer en exploitation sous la direction d'Endesa sur un site situé à 130 km à l'est de Compostilla. Elle a été reportée.

Le stockage devait être réalisé dans un anticlinal situé dans des formations du Jurassique inférieur : des marnes comme couverture, des calcaires et des dolomites des anhydrites comme formation inférieure. Le CO₂ devait être injecté dans les carbonates situés entre environ 1 440 et 1 570 m de profondeur. (Ortiz, et al., 2015).

Le site a ensuite été étudié dans le cadre du projet européen ENOS (Enabling Onshore CO₂ Storage in Europe). Dans le but d'améliorer les connaissances sur le comportement du réservoir d'Hontomín, il était prévu d'injecter jusqu'à 10 000 tonnes de CO₂ sur le site au cours de la période 2016-2020 afin de démontrer un stockage sûr et respectueux de l'environnement en vue d'un déploiement industriel ultérieur.

Permis et autorisations

Le projet « Compostilla OXYCFB300 » (The Compostilla Project, 2019) a été cofinancé par le Programme énergétique européen pour la relance (EEPR) et le gouvernement espagnol par l'intermédiaire de la Fondation Ciudad de la Energía (CIUDEN).

L'octroi d'un permis d'exploration était nécessaire pour garantir la faisabilité du stockage du CO₂. La directive européenne 2009/31/CE a été transposée dans la législation espagnole sous la forme de la loi 40/2010 du 29 décembre sur le stockage géologique du dioxyde de carbone). Cependant, cette loi n'est pas applicable aux projets de recherche où la quantité de CO₂ prévue à injecter est inférieure à 100 kt.

La loi minière 22/1973 ne prévoyait pas non plus le stockage de CO₂, car l'activité était trop récente. Il y avait donc une absence de réglementation pour ce type de site pilote.

Conformément à la Loi minière 22/1973 et au Règlement général du régime minier (Décret royal du 25 août 1978), l'Autorité minière en Espagne est responsable de l'octroi des permis d'exploration et de stockage. Cette autorité a donc considéré le site d'Hontomin comme une ressource de la Section B.3 « Structures souterraines » en vertu de la Loi minière 22/1973.

Le permis d'exploration a été accordé pour trois ans et a bénéficié de deux prolongations de deux ans chacune. Pendant toute la période, CIUDEN et ses partenaires ont mené les travaux de recherches prévus (investigations géophysique, fonçage des deux forages et construction des installations de surface).

Par la suite, pour l'octroi du permis de stockage à Hontomín, J. Carlos en vertu de la loi 22/1973, l'Autorité minière et CIUDEN ont convenu d'utiliser les exigences établies dans la loi 40/2010 en complément du cadre juridique minier existant. Le permis de stockage a été accordé pour une période de 30 ans, 10 ans pour injecter une quantité maximale de 100 kilotonnes de CO₂ et 20 ans pour la surveillance du site.

Toute la procédure est décrite dans un article paru dans l'International Journal of Greenhouse Gaz Control en 2019 (de Dios, et al., 2019).

Notons enfin que le Parlement Européen a demandé en 2014 à la Commission d'évaluer les avantages de l'adoption et du développement du projet pilote Ciuden CCS en Espagne, qui a reçu un financement de soutien de quelque 100 millions d'euros provenant de sources européennes, en tant qu'installation d'essai européenne pour les technologies de captage et de stockage intérieur du CO₂ (EU, 2016). Hontomín est un site d'injection de CO₂ terrestre en Europe, reconnu par le Parlement européen comme une installation de test clé pour le développement de la technologie CCS.

Retour d'expérience

Aucune injection n'a été réalisée sur le site de Hontomin dans le cadre du projet « Compostilla OXYCFB300 ». Deux puits ont été forés sur le site en 2013 (un puits d'injection et un puits d'observation). Des injections de saumure ont été effectuées afin de caractériser le réservoir (Ortiz, et al., 2015). Des investigations géophysiques ont également été menées (Martin, 2014).

Dans le cadre du projet ENOS, des tests d'injection de CO₂ ont été réalisés afin de caractériser le réservoir et d'évaluer son comportement lors des injections, notamment au regard du contexte faillé de la zone (de Dios, et al., 2019).

En parallèle, et en complément des études déjà menées en 2014-2015, des études de la tectonique locale ont été menées avec pour objectifs notamment : la détermination du champ de déformation tectonique actif, l'application de l'analyse de tendance au glissement, la reconnaissance et l'étude des failles actives dans la zone d'influence (20 km), l'estimation du séisme naturel maximal potentiellement déclenché et la modélisation de l'évolution des contraintes pendant l'injection de fluide et la chute de contrainte (Perez-Lopez, et al., 2020).

Les résultats du projet ENOS sont consultables sur le site internet du projet : www.enos-project.eu

Références bibliographique

de Dios, J. Carlos et Martinez, R. 2019. The permitting procedure for CO₂ geological storage for research purposes in a deep saline aquifer in Spain. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2019, 91.

de Dios, José Carlos, Le Gallo, Yann et Marín, Juan Andrés. 2019. Innovative CO₂ Injection Strategies in Carbonates and Advanced Modeling for Numerical Investigation. Fluids. Fluids 2019, 4, 52; doi:10.3390/fluids4010052, 2019.

ENDESA, CIUDEN, Foster Wheeler. 2013. OXYCFB300 Compostilla, Carbon Capture and Storage Demonstration Project, Knowledge Sharing FEED Report.

Martin, Juan Alcade. 2014. 3D seismic imaging and geological modeling of the Hontomin CO₂ storage site, Spain. 2014.

Ortiz, G, et al. 2015. Hontomin reservoir characterisation tests - Final technical report. s.l. : Global CCS Institute, 2015.

Perez-Lopez, Raul, et al. 2020. An active tectonic field for CO₂ storage management : the Hontomín onshore case study (Spain). Copernicus Publications on behalf of the European Geosciences Union, 2020.

Site de K12-B

Description du projet

Localisation : Mer du Nord

Offshore :

Onshore :

Type de stockage : gisement gazier déplété

Démarrage de l'injection : 2003

Fin d'injection : 2017

Volume injecté : plus de 100 kt

Le champ gazier K12-B est situé dans le secteur néerlandais de la mer du Nord, à environ 150 km au nord-ouest d'Amsterdam. Il est exploité depuis 1987. Le gaz naturel produit a une teneur en CO₂ relativement élevée (13 %) et le CO₂ est séparé du flux de production sur site, avant le transport du gaz vers la côte. Le CO₂ était auparavant évacué dans l'atmosphère, mais à partir de 2004, il a été injecté dans le champ gazier au-dessus du contact gaz-eau, à une profondeur d'environ 4 000 m. K12-B a été le premier site au monde où le CO₂ a été réinjecté dans le réservoir dont il est issu.



Localisation du site K12-B (source : TNO)

Objectif du projet

Le projet avait pour objectif d'étudier la faisabilité de l'injection et du stockage de CO₂ dans les gisements de gaz naturel épuisés du plateau continental néerlandais, dans le but de réaliser une installation d'injection permanente de CO₂.

Le projet, mené par le TNO (Organisation néerlandaise pour la recherche scientifique appliquée), en collaboration avec les exploitants du champ gazier, a étudié les différents aspects du stockage géologique de CO₂, de l'étude des équipements de surface et des puits au comportement du champ gazier, en passant par les aspects sociaux, environnementaux et l'évaluation des risques (Vandeweijer, et al., 2021), (Vandeweijer, et al., 2018).

Le programme global comprenait trois phases (Vandeweijer, et al., 2021):

- phase 1 : étude de la faisabilité de l'injection souterraine de CO₂ en utilisant les installations, l'équipement et les techniques existants,
- phase 2 : démonstration réelle de l'injection souterraine de CO₂ en mer. Le but de cette phase était d'acquérir de l'expérience sur tous les aspects de l'injection et du stockage souterrains,
- phase 3 : mise à l'échelle de l'installation de démonstration en une installation d'injection de CO₂ de taille industrielle à grande échelle, y compris l'étude des possibilités de réutilisation du CO₂ injecté. Le CO₂ supplémentaire pour cette phase pourrait provenir directement du champ gazier ou être transporté depuis d'autres endroits par pipeline ou par bateau.

Le volume de stockage total potentiel disponible à l'emplacement de K12-B a été estimé à environ 25 Mt de CO₂. Les phases 1 et 2 ont été exécutées, la phase 3 n'a pas été lancée. On notera cependant que d'autres projets de stockage en mer du nord sont à l'étude ou lancés (ARAMIS, Porthos) (Levina, et al., 2023).

Permis et autorisations

Les activités d'injection de CO₂ à K12-B ont été autorisées dans le cadre de la licence de production de gaz existante pour le gisement gazier K12-B. Rappelons que l'injection de CO₂ à K12-B a commencé bien avant l'entrée en vigueur de la directive européenne de 2009. À l'époque, le gouvernement néerlandais a considéré que les législations en vigueur étaient suffisantes (la nouvelle loi sur les mines, la loi sur la gestion de l'environnement et la convention OSPAR) (Vandeweijer, et al., 2021).

Retour d'expérience

Le projet global comprenait de nombreux projets plus petits, formant ensemble un projet pluriannuel et continu, financé par divers organismes. Cela s'est avéré être un bon moyen de lancer un tel projet pluriannuel, sans avoir tous les besoins de financement requis au départ.

D'après la littérature, l'ensemble des opérations s'est déroulé sans complication majeure. La réponse du réservoir a pu être reproduite par les modélisations, bien qu'initialement quelques anomalies aient été observées.

Après quelques années d'injection de CO₂, les variations de l'épaisseur du tubage des puits d'injection se sont révélés plus importants que prévu à certains intervalles de profondeur. Les études ont pu comprendre et solutionner ce problème.

Références bibliographique

TNO. K12-B, CO₂ storage and enhanced gas recovery.

Vandeweijer, V, et al. 2021. CO₂ injection at K12-B, the final story. 15th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, GHGT-15. 2021.

Vandeweijer, et al. 2021. 13 years of safe CO₂ injection at K12-B. 2018.

Projet Greensand

Description du projet

Localisation : zone de Nini et Siri Fairway en mer du Nord - Danemark

Offshore :

Onshore :

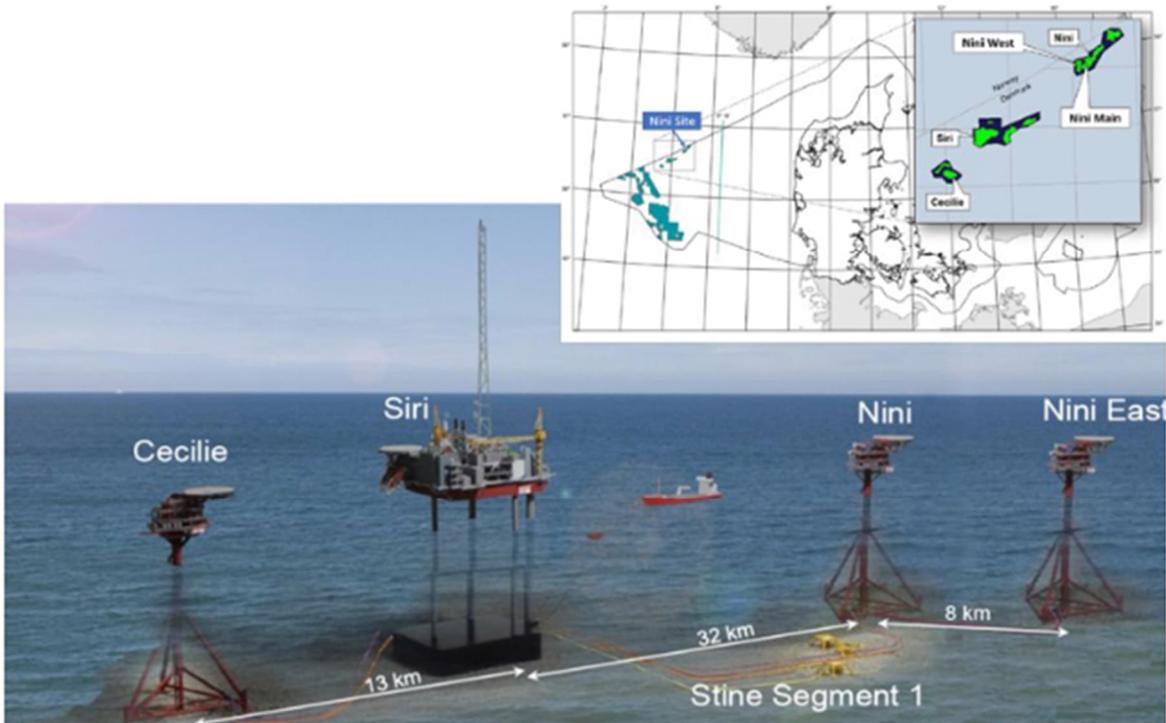
Type de stockage : ancien gisement pétrolier déplété

Démarrage de l'injection : 2021

Fin d'injection : -

Volume injecté : 1,5 mt/an d'ici 2025 et à horizon 2030, potentiellement 8Mt/an

Le site est localisé en mer du Nord, à environ 200 km des côtes danoise. Le stockage est réalisé dans un ancien réservoir pétrolier à 1 800 m de profondeur. Le projet Greensand est considéré comme la première injection transfrontalière de CO₂ en mer au monde (le CO₂ capté provient de Belgique). Le projet se déroule en plusieurs phases, avec initialement une étude de faisabilité, un pilote à partir de 2023 pour étudier la faisabilité commerciale, puis le développement du stockage en grand à partir de 2025/2026. L'originalité du projet réside dans le développement d'un transport du CO₂ liquéfié jusqu'au site de stockage en mer par bateau dans des conteneurs et non par pipeline.



Localisation du site de stockage du projet Greensand (Szabados, et al., 2022)

Objectif du projet

Le projet Greensand comporte trois phases : évaluation, pilote (preuve de concept) et exécution complète du projet. Nous sommes actuellement dans la phase de projet pilote :

- **2021-2023** : étude de faisabilité. Le CO₂ utilisé dans le cadre du projet pilote provient de l'usine Ineos Oxide en Belgique, où le CO₂ est déjà capté. Il est liquéfié et transporté dans des conteneurs spéciaux vers la plateforme pétrolière Nini West en mer du Nord. Le CO₂ est alors injecté via un puits existant dédié à l'injection de CO₂. À 1 800 mètres sous le fond marin, le CO₂ atteint un réservoir de grès, où il est stocké de manière permanente.
- **2023-2025/2026** : phase pilote. La zone de stockage est étendue au champ principal de Nini. Le CO₂ y est transporté sur des navires spéciaux, qui peuvent transporter plus de CO₂ que les conteneurs de la première phase. Le CO₂ est transféré via un système de pompage jusqu'à la plate-forme de Nini, puis injecté dans les réservoirs de grès via des puits d'injection de CO₂ nouvellement créés. Capacité de stockage jusqu'à 1,5 million de tonnes de CO₂/an.
- **2026-2030** : projet d'extension du Siri Fairway. Dans cette phase, les zones de stockage seront étendues pour inclure ce que l'on appelle le « Siri Fairway ». Il comprend les champs restants de la zone Siri, de sorte que la capacité de stockage atteindra potentiellement jusqu'à 8 millions de tonnes de CO₂ par an.

Greensand a reçu un financement public de 197 millions de DKK (26,5 millions d'euros) du programme de développement des technologies énergétiques (EUDP), dirigé par l'Agence danoise de l'énergie pour aider les entreprises privées et les universités à progresser dans la transition verte.

Permis et autorisations

Les licences de stockage géologique du CO₂ peuvent être demandées en vertu de l'article 23 de la loi danoise sur le sous-sol.

L'Agence danoise de l'énergie est chargée des procédures d'octroi de licences pour l'exploration et le stockage du CO₂ dans le sous-sol danois. L'Agence danoise de l'énergie organise également régulièrement des réunions de consultation avec les citoyens, l'industrie, les autorités locales et d'autres autorités, les nouveaux sites de stockage de CO₂ potentiels devant faire l'objet d'une évaluation environnementale. L'État danois est copropriétaire de licences d'exploration et de stockage de CO₂ au Danemark par l'intermédiaire du fonds public Nords-fonden. Le sous-sol danois est une ressource partagée et, en tant que copropriétaire des licences d'exploration et de stockage de CO₂, l'État est garant en matière d'information et d'influence sur les activités du sous-sol. Dans le même temps, la copropriété publique garantit que la société dans son ensemble bénéficie du stockage du CO₂ (<https://ens.dk/en/our-responsibilities/ccs-carbon-capture-and-storage/licenses-exploration-and-storage-co2-including>).

En février 2023, INEOS Energy Denmark (Op.), Wintershall Dea et Nordseafonden (participation de l'État danois) ont obtenu la première licence d'exploration de stockage de carbone.

Le 8 mars 2023, Son Altesse Royale, le prince héritier Frederik du Danemark, a donné l'ordre officiel de stocker le CO₂ via une liaison directe avec la plateforme offshore INEOS, située à plus de 1,8 km au-dessus du réservoir souterrain de la mer du Nord. Cette annonce a été faite lors du premier événement sur le stockage de carbone à Esbjerg, au Danemark.

Le projet Greensand, a conduit à la conclusion de plus de 7 accords politiques visant à améliorer le cadre du CCS au Danemark.

Dans le cadre du programme de travail sur les licences, il était prévu de soumettre une demande de licence de stockage d'ici février 2024 pour mettre en service la première installation de stockage permanent de CO₂ au Danemark d'ici 2025.

Retour d'expérience

Jusqu'à présent, aucun incident n'a été relaté autour de ce projet.

La première phase d'injection s'est accompagnée d'un programme de surveillance sismique ciblé, notamment pour suivre la migration du panache de CO₂ pendant et après l'injection (Szabados, et al., 2023).

Des capteurs de fonds marin capables de détecter et d'enregistrer des fuites de CO₂ ont également été développés.

A partir de l'expérience et des données acquises lors de la phase 1, la phase 2, qui a débutée en 2023, a pour objectifs (INEOS Energy, 2023) :

- de tester l'injectivité du réservoir (taux/cyclicité) ;
- de développer une chaîne de valeur pilote complète ;
- de vérifier l'applicabilité de la technologie de surveillance ;
- d'établir et lancer un processus de maturation à grande échelle.

Références bibliographique

INEOS Energy. 2023. Greensand Project Safe and Reliable Offshore Transport and Storage of CO₂ in the Danish Sector of the North Sea. 2023

Schovsbo, N.H. 2021. Project Greensand - An emerging offshore CCS site in the danish part of the North Sea. 2021.

Snohvit CO₂ monitoring using wells pressure measurement and 4D seismic. Fourth EAGE CO₂ Geological Storage Workshop. Osdal, B, et al. 2014. 2014.

Szabados, A et Poulsen, R.S. 2023. The CCS greensand project: CO₂ pilot injection and monitoring. BALTIC CARBON FORUM. OCTOBER 2023, VOLUME 2. 2023.

Szabados, A, et al. 2022. Greensand Focused Seismic Monitoring for Offshore CO₂ Pilot Injection. 2022.

<https://www.projectgreensand.com/en>

