

Stockage géologique du dioxyde de carbone en Europe : un panorama

Guillaume Batôt*, Paul Jolie**,
Richard Lavergne**, Ilarion Pavel**

@ 60722

Mots-clés : CCS, CSC, stockage géologique du carbone, Europe, climat

Dans le cadre de l'élaboration de la stratégie française sur le captage et stockage du dioxyde de carbone, un état des lieux des projets européens de stockage géologique du dioxyde de carbone a été réalisé par les auteurs dans le récent rapport « Mission sur les projets européens de stockage géologique de carbone » [CGE, 2024], en se focalisant tout particulièrement sur la Norvège, le Danemark, les Pays-Bas, l'Italie et la Grèce. Cet article présente une synthèse de ce panorama et fait état des problématiques et enjeux actuels liés à la mise en œuvre concrète d'une chaîne de valeur du CCS en Europe : sa complexité, les difficultés de lancement des projets, les coûts d'abattement du CO₂ et le traitement des flux de CO₂.

Introduction

En fin d'année 2023, le ministre de la Transition énergétique et le ministre délégué de l'Industrie ont confié au Conseil général de l'économie (CGE) et à IFP Energies nouvelles (IFPEN) une mission sur les projets européens de stockage géologique du dioxyde de carbone. Les missionnaires désignés sont les coauteurs du présent article qui constitue une synthèse de leur rapport [CGE, 2024]. Plus précisément, l'objectif de la mission était d'établir un état des lieux des projets de stockage du dioxyde de carbone en Europe, notamment au sein de cinq pays — la Norvège, le Danemark, les Pays-Bas, l'Italie et la Grèce — ainsi que des solutions de transport des flux de CO₂ industriels potentiellement captés depuis la France. En effet, en juin 2023, le gouvernement avait rendu publiques des orientations stratégiques sur le recours au CCS, dont une ambition de stockage de 4 à 8,5 MtCO₂ par an

à l'horizon 2030 qui pourrait nécessiter d'utiliser des sites de stockage hors de France. Le présent article complète ainsi de récentes synthèses sur le sujet [Carême, 2022 ; Chevet et Le Ravalec, 2024].

Le CO₂ est un gaz à effet de serre présent dans les gaz de combustion émis par les usines sidérurgiques, les centrales thermiques ou thermoélectriques, mais il est aussi directement émis au cours des processus de fabrication du ciment, de l'acier ou de la production actuelle d'hydrogène, aujourd'hui essentiellement obtenu à partir de combustibles fossiles (hydrogène dit « noir », « marron » ou « gris » et utilisé notamment pour la synthèse de l'ammoniac, du méthanol ou encore pour le raffinage du pétrole). Le gouvernement a publié en septembre 2023 un « plan d'action pour réussir la transition écologique et énergétique » prévoyant en particulier de réduire de 44 % les émissions de l'industrie française et identifiant à cet effet 50 sites industriels à décarboner.

* IFP Energies nouvelles (IFPEN).

** Conseil général de l'économie.

Le cinquième rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC, ou IPCC en anglais) souligne que les technologies de captage et stockage du dioxyde de carbone (CSC, ou CCS pour *Carbon Capture and Storage* en anglais) sont nécessaires pour limiter le réchauffement climatique à moins de 2 °C par rapport à l'époque préindustrielle [IPCC, 2022]. L'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime que les technologies CCS et de valorisation du CO₂ comme matière première (CCU pour *Carbon Capture and Utilisation* en anglais, utilisation du CO₂ capté pour l'industrie chimique, les carburants de synthèse, etc.) seront essentielles pour atteindre la neutralité carbone en 2050, et que des progrès rapides sont nécessaires d'ici 2030 [IEA, 2020]. En effet, les technologies CCS apparaissent comme une des solutions techniques pouvant réduire l'impact sur le changement climatique des industries dont les émissions sont difficiles, voire impossibles, à réduire par d'autres voies (cimenterie, sidérurgie, etc.).

L'étape de captage consiste à séparer le CO₂ des fumées de combustion — contenant potentiellement d'autres gaz tels que l'azote (N₂), la vapeur d'eau (H₂O) et l'oxygène (O₂), etc. — par l'intermédiaire d'une unité spécifique de séparation ou par une modification des procédés industriels existants.

Le flux de CO₂ est ensuite compressé ou liquéfié pour être transporté à l'état gazeux ou liquide par pipeline ou par navire jusqu'au site de stockage géologique. Il peut être stocké dans

des gisements pétrolifères déplétés, en occupant l'espace précédemment occupé par les hydrocarbures, ou dans des aquifères salins où il déplacera l'eau initialement présente, se dissoudra, puis réagira chimiquement avec les minéraux de la roche environnante pour se minéraliser en carbonates stables.

Ces nombreuses opérations conduisent à une chaîne de valeur complexe qui comprend les sites émetteurs, les pôles de collecte et de conditionnement des flux de CO₂ captés, les moyens de transport, les terminaux de réception et les sites de stockage géologiques. Les émetteurs et les stockeurs doivent construire des infrastructures coûteuses, tout en cherchant une rentabilité. Cependant, les émetteurs hésitent à prendre des engagements fermes du fait d'une relative incertitude sur la dynamique de développement du marché CCS, notamment de l'offre de transport et de stockage à venir en Europe. Réciproquement, les stockeurs souhaitent obtenir des contrats fermes de la part d'émetteurs afin de démarrer effectivement l'exploitation du site. Cette situation engendre une certaine difficulté dans la mise en place de cette chaîne de valeur.

Des spécifications en matière de pureté du flux de CO₂ sont mises en place par les différents opérateurs de transport et de stockage (cf. annexe 4.3 du rapport [CGE, 2024]). Parfois très exigeantes (exemple : Northern Lights en Norvège), elles pourraient rendre les opérations de captage et de traitement des flux de CO₂ captés trop coûteuses pour certains émetteurs, et conduire ainsi à des

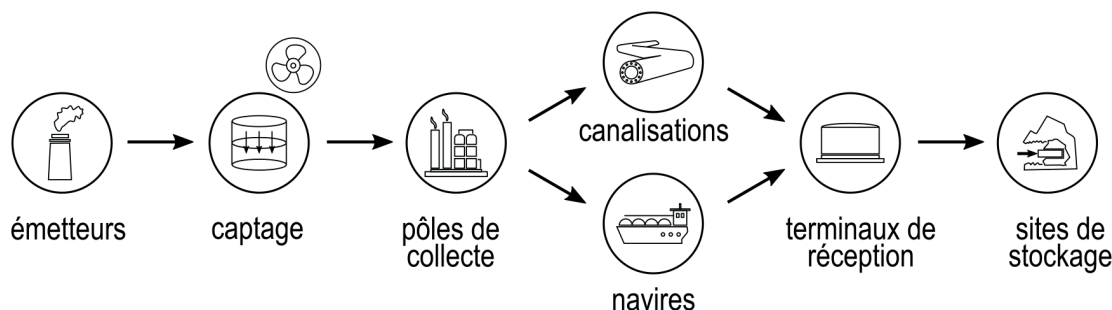


Figure 1. La chaîne de valeur du CCS

risques de distorsion de concurrence, notamment lors du stockage du CO_2 au-delà des frontières. Il apparaît alors nécessaire d'établir des normes internationales concernant les spécifications de pureté des flux de CO_2 en vue de son transport et son stockage géologique.

1. Le captage et le stockage du CO_2

Le dioxyde de carbone (CO_2) est un gaz inerte, incolore et inodore, sauf à des concentrations suffisamment élevées où il dégage une odeur piquante et un goût acide. À température et pression normales, sa densité est de $1,98 \text{ kg/m}^3$, soit 1,5 fois plus que l'air. Le CO_2 est soluble dans l'eau, sous forme d'acide carbonique, légèrement corrosif.

La séparation du CO_2 des fumées de combustion — contenant potentiellement d'autres gaz tels que de l'azote (N_2), de la vapeur d'eau (H_2O), de l'oxygène (O_2), etc. — se fait par l'intermédiaire d'une unité spécifique de séparation, ou bien en modifiant les procédés industriels existants.

Le captage en postcombustion consiste à extraire le CO_2 des fumées de combustion par absorption à l'aide d'un solvant, en général à base d'amines, puis à le libérer dans l'unité de séparation par augmentation de la température. D'autres technologies sont envisagées : par cycle calcium (transformation de la chaux vive en calcaire par absorption de CO_2 , puis libération du CO_2 et retransformation en chaux vive par augmentation de la température), par cryogénie (solidification du CO_2 par givrage), par séparation membranaire ou par contact avec un adsorbant solide. Les technologies de captage du CO_2 en postcombustion disposent d'une grande maturité et présentent l'avantage de pouvoir être facilement mises en œuvre sans induire de modifications trop importantes sur les installations existantes. En revanche, elles peuvent être fortement consommatrices d'énergie, et en conséquence coûteuses.

Le captage en oxycombustion consiste à séparer l'oxygène de l'air et à l'utiliser comme comburant, ce qui permet d'obtenir en fin de combustion un mélange binaire de CO_2 et de vapeur d'eau,

plus facile à séparer. Pour éviter des températures excessives qui pourraient endommager les installations, une partie du gaz de sortie est recyclée en chambre de combustion. La séparation de l'oxygène peut se faire par cryogénie ou par membranes, entraînant d'importantes consommations d'énergie. Le bilan énergétique global de cette technologie est possiblement moindre que pour certains procédés en postcombustion.

Le captage par «boucle chimique» est un procédé qui vise à apporter de l'oxygène pour la combustion sous forme d'oxydes métalliques, qui vont être utilisés en boucle entre la chambre de combustion et un réacteur à air. Au cours d'un cycle, les oxydes métalliques vont se réduire dans la chambre de combustion en oxydant le combustible, puis retourner dans le réacteur pour s'oxyder. Les oxydes métalliques permettent donc la combustion sans apport d'azote, les gaz de combustion étant composés de CO_2 et de vapeur d'eau. Cette technologie consomme relativement peu d'énergie mais se trouve encore en phase de développement.

Le captage en précombustion consiste à extraire le CO_2 en amont de la combustion, en transformant par oxydation partielle le combustible initial en un mélange de gaz de synthèse ($\text{CO} + \text{H}_2$), puis par une réaction supplémentaire en CO_2 et H_2 . Il s'agit en fait, des réactions mises en œuvre pour la production de l'hydrogène. Le CO_2 est séparé de l'hydrogène par un solvant physique, sans avoir besoin de chaleur pour la désorption. L'hydrogène est par la suite brûlé dans la chambre de combustion qui ne rejette que de l'eau dans l'atmosphère.

Le captage du CO_2 est généralement l'étape la plus énergivore et onéreuse de la chaîne de valeur CCS car elle nécessite des investissements importants, et entraîne une surconsommation énergétique du site émetteur. En Europe, les coûts de la chaîne CCS peuvent varier sur une large plage de valeurs, d'environ 100 €/tCO_2 à plus de 250 €/tCO_2 . Ils sont fonction d'un grand nombre de paramètres à la fois techniques et économiques : la composition des fumées traitées, la qualité du flux de CO_2 capté, la technologie déployée et

son taux de captage, ainsi que la durée de vie des installations, le prix du gaz naturel ou de l'électricité, le taux d'actualisation. En général, le coût du captage du CO_2 peut représenter jusqu'à 70 % du coût total de la chaîne CCS, tandis que le transport et le stockage représenteraient de façon égale environ 15 % des coûts (les coûts liés à la phase de transport devraient décroître avec le développement du réseau de transport à venir à l'échelle nationale et européenne). Par ailleurs, d'importants efforts de R&D sont réalisés pour développer des technologies de captage plus performantes et moins coûteuses.

Pour des conditions de pression et température respectivement supérieures à 74 bar et 31 °C, le CO_2 se trouve à l'état de fluide supercritique, ce qui le rend alors particulièrement adapté au transport et à son stockage géologique. En effet, il présente dans cet état une faible résistance à l'écoulement (du fait d'une faible viscosité, spécifique des gaz), et une densité élevée (spécifique des liquides), soit une plus grande quantité de matière pour un même volume de CO_2 à déplacer ou stocker (masse volumique plus importante). Du fait d'un gradient géothermique moyen en Europe de 30 °C par kilomètre au sein de la

croûte continentale, les conditions supercritiques du CO_2 sont normalement atteintes dans le cas d'un stockage géologique situé à des profondeurs supérieures à 800 m.

Différentes formations géologiques peuvent être envisagées : gisements déplétés de pétrole ou de gaz, aquifères salins, ou basalte.

Au sein d'un gisement pétrolier déplété, le CO_2 injecté va occuper une partie de l'espace précédemment occupé par les hydrocarbures qui s'est progressivement saturé en eau lors de la production du site. Ce type de stockage est utilisé en mer du Nord, au nord de la mer Adriatique et en mer Égée. Ce sont des réservoirs qui ont été très bien caractérisés durant leur exploitation, mais dont il est nécessaire de s'assurer que leur intégrité ait bien été préservée.

Dans un aquifère salin, le flux de CO_2 injecté va d'abord déplacer l'eau initialement présente. Ce type de stockage est utilisé en mer du Nord ou dans les zones continentales du Danemark.

Dans un cas comme dans l'autre, une fois injecté, le CO_2 va se dissoudre dans l'eau en

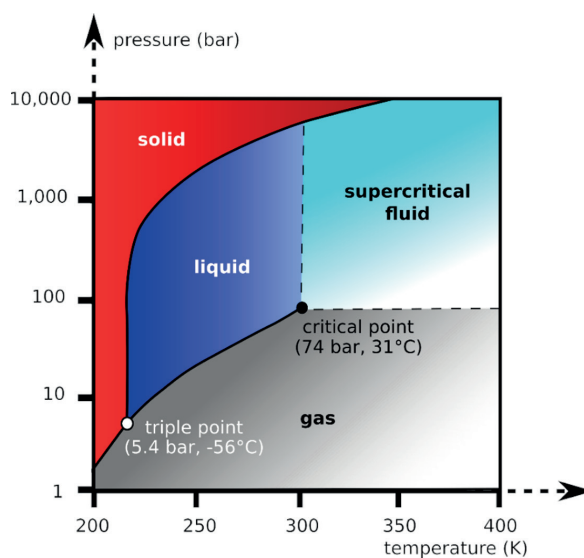


Figure 2. Diagramme de phase du CO_2

Source : adapté de https://en.wikipedia.org/wiki/Carbon_dioxide

Stockage géologique du dioxyde de carbone en Europe : un panorama

place, puis réagir chimiquement avec les minéraux de la roche environnante et finalement se minéraliser en carbonates stables. C'est un processus lent, qui s'étale sur plusieurs siècles, et qui dépend de la composition et des propriétés chimiques de la roche.

Dans le cas particulier d'un site de stockage dans du basalte, le CO_2 est injecté dissous dans une saumure. Il réagit facilement avec la roche basaltique, qui est très riche en minéraux comme le calcium ou le fer, et se minéralise rapidement, offrant une sécurité accrue et constituant un des principaux avantages de ce type de stockage. L'Islande, située sur la dorsale nord-atlantique, riche en basalte, dispose ainsi d'un environnement géologique approprié. C'est le seul pays à proposer une telle solution de stockage en Europe.

Les veines de charbon inexploitable ont pu être considérées comme de potentiels sites de stockage souterrain. En effet, celles-ci contiennent du méthane piégé dans leur structure interne. Le charbon ayant une plus grande affinité avec le CO_2 , ce dernier se substitue au méthane qui est alors produit : c'est une récupération assistée de méthane. Cependant, la faible perméabilité matricielle du charbon, qui réduit les capacités d'injection, et des questions liées à la stabilité du stockage font que ce type de site est actuellement peu considéré.

Enfin, le CO_2 pourrait être utilisé pour la récupération assistée de pétrole (ou de gaz). Injecté sous haute pression, le CO_2 se déplace à travers les pores de la roche, se dissout dans les résidus de pétrole brut. Augmentant leur volume et diminuant leur viscosité, il améliore ainsi les propriétés de transport des hydrocarbures qui sont plus facilement produits. Du fait d'un différentiel de

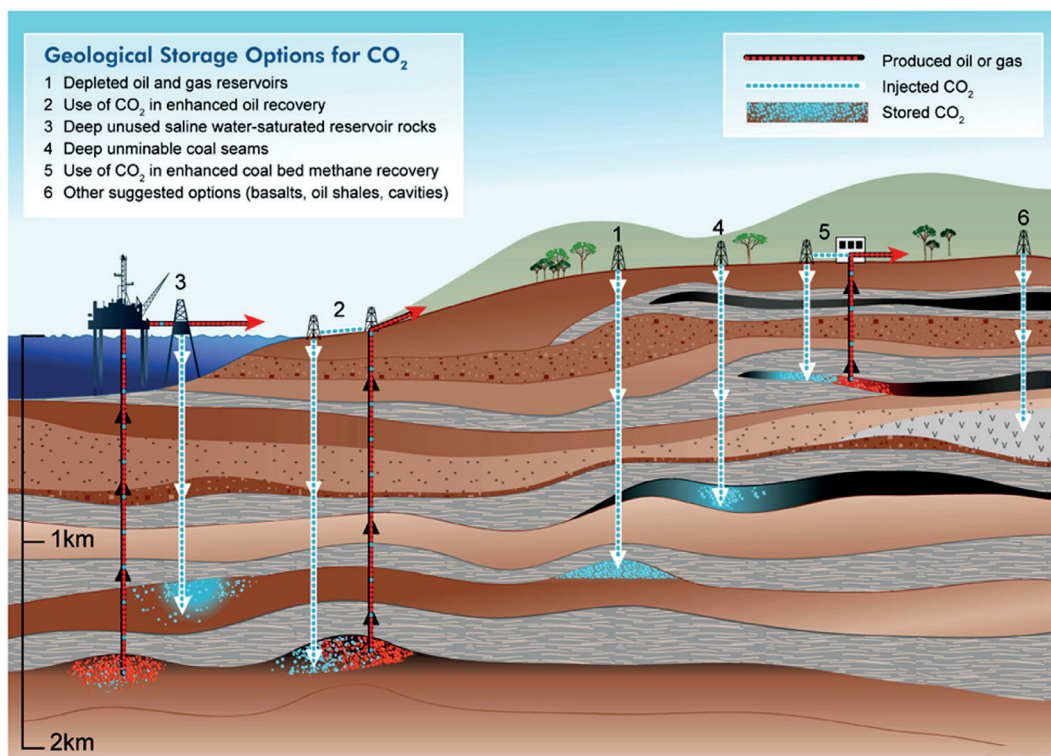


Figure 3. Différentes options de stockage du CO_2

Source : IPCC

pression entre les puits injecteurs et producteurs, les hydrocarbures sont entraînés vers les puits de production et ensuite récupérés en surface. C'est une technologie très populaire aux États-Unis, mais qui exploite en majorité des réserves de CO₂ naturel. En Europe, l'utilisation du CO₂ pour la récupération assistée d'hydrocarbures n'est pas considérée comme une technologie CCS.

Les modes de transport du CO₂ vont dépendre des conditions de température et de pression. En vue d'un stockage géologique, le transport du CO₂ peut se faire sous forme gazeuse ou liquide. En phase liquide, sa densité plus élevée facilite son transport, mais nécessite des équipements conçus spécifiquement.

Dans les canalisations dédiées (carboducs), le CO₂ peut être transporté à l'état supercritique, à des pressions supérieures à 74 bar et des températures supérieures à 31 °C (selon la distance, des recompressions intermédiaires seront nécessaires), ou à l'état gazeux, par exemple à 10 bar et -40 °C (ce qui demande une bonne isolation des pipelines). Ce type de transport est déjà utilisé depuis les années 1980, pour les activités de récupération assistée de pétrole.

Le transport par navire est plus économique sur les longues distances, mais nécessite l'installation de stockages tampons importants afin de faire face aux irrégularités du flux ainsi transporté. Le CO₂ est acheminé à l'état liquide dans des citernes dédiées : à basse (5-10 bar; -55 °C à -40 °C), moyenne (15-20 bar; -30 °C à -20 °C), ou haute pression (35-50 bar; 0 à 15 °C). Les conditions thermodynamiques précises dépendent des volumes à transporter (les navires de grande taille sont conçus pour de faibles pressions), des méthodes de liquéfaction et stockage du CO₂ lors du chargement (émetteur) ainsi qu'au cours du déchargement au site de stockage, et de l'optimisation des coûts opérationnels associés.

Les risques de fuites associés au CCS se situent au niveau des phases de traitement (captage, liquéfaction), puis de transport du CO₂. Une fuite importante, en volume, pourrait déplacer

l'air respirable et provoquer l'asphyxie des personnes à proximité¹.

2. Le cadre européen

Le cadre juridique européen est donné par la directive 2009/31/CE relative au stockage géologique du dioxyde de carbone [CE, 2009], qui vise à garantir que cette technologie ne nuit pas à l'environnement et permet la construction et l'exploitation, jusqu'à 2015, d'un «maximum de 12 installations de démonstration». Cette directive fixe également des règles pour la délivrance de permis afin de garantir la sécurité et l'intégrité environnementale du stockage de CO₂ et prévoit que l'accès aux infrastructures de CCS doit être transparent et non discriminatoire.

En 2019 et 2020, le Conseil européen a fixé pour l'Union européenne (UE) un objectif de neutralité carbone en 2050 assorti d'un objectif de baisse de 55 % des émissions nettes en 2030 par rapport à 1990. L'UE s'est ensuite engagée dans la mise au point d'une ambitieuse stratégie d'un *European Green Deal*, puis d'un *Green Deal Industrial Plan*, en commençant par l'élaboration d'un vaste paquet législatif Fit for 55 [EC, 2021].

En ce qui concerne l'industrie, la Commission européenne a publié en février 2023 son plan industriel du Pacte vert pour l'ère du zéro émission nette (*Net Zero Industry Act*, NZIA) visant à développer les technologies vertes en Europe, dont le CCS [CE, 2023]. Il est ainsi proposé de mettre en place les mesures nécessaires pour stocker dans les couches géologiques au moins 50 millions de tonnes de CO₂ par an, d'ici 2030.

L'UE a mis en place de nombreux dispositifs de financement pour des projets de R&D. Le Fonds pour l'innovation mobilise plus de 25 milliards d'euros (Md€), en fonction du prix du CO₂, sur 10 ans, pour soutenir des technologies de pointe dans les domaines du CCS, ainsi que dans les énergies renouvelables, les industries à forte intensité énergétique et le stockage de l'énergie. Le Mécanisme pour l'interconnexion en Europe, par son volet énergie, soutient les projets d'infrastructures clés pour la politique énergie-climat de l'UE, dans

le cadre du règlement relatif aux réseaux trans-européens d'énergie (RTE-E). La Facilité pour la reprise et la résilience vise à atténuer l'impact économique et social de la pandémie de coronavirus en investissant dans des domaines phares tels que les technologies propres et les énergies renouvelables, par exemple le CCS et l'utilisation du carbone. Le Fonds pour une transition juste apporte son soutien aux territoires confrontés à de graves défis socio-économiques découlant de la transition vers la neutralité carbone en 2050, notamment en soutenant les technologies de CCS. Horizon Europe, programme clé de l'UE pour le financement de la recherche et de l'innovation, soutient également la recherche, les projets pilotes et les projets de démonstration à petite échelle liés au CCS.

Le système d'échange de quotas d'émissions de l'UE (SEQE ou EU-ETS) est un système d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre visant à réduire les émissions au sein de l'UE. La quantité totale, en équivalent CO₂, pouvant être émise par les entreprises est limitée par un plafond, qui est réduit progressivement chaque année conformément aux objectifs climatiques, ce qui devrait conduire à la diminution globale des émissions de CO₂ d'ici à 2050.

Le mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF) vise à mettre en place une taxe douanière sur les produits importés dans l'UE, équivalente à la tarification du carbone appliquée aux industriels européens fabriquant ces produits. Ce mécanisme permettra à l'UE d'étendre ses normes environnementales aux entreprises exportant sur son territoire.

Lors du Forum CCUS 2023, la déclaration d'Aalborg a été rédigée et signée par le Danemark, la France, l'Allemagne, les Pays-Bas et la Suède, reconnaissant le rôle du CCS dans la réduction des émissions dans les secteurs où elles sont difficiles à réduire. La déclaration reconnaît également que la coopération transfrontalière est essentielle pour atteindre cet objectif commun.

3. Situation par pays

Les pays situés autour de la mer du Nord possèdent des avantages indéniables en matière de CCS, du fait des caractéristiques géologiques favorables de cette zone géographique. Cette région est de plus facilement accessible en raison des nombreuses activités et infrastructures d'exploitation d'hydrocarbures existantes. Elle dispose également de grandes capacités de stockage dans les aquifères salins. Les pays de l'Europe du Nord présentent le plus grand nombre de projets CCS, qui totalisent la plus grande capacité de stockage de CO₂ en Europe, comme on peut le constater sur la Figure 4.

Effectivement, le pôle CCS de la mer du Nord est axé sur l'acheminement du CO₂ et son stockage permanent au sein d'aquifères salins, ainsi que dans des gisements d'hydrocarbures déplétés. Le développement des infrastructures dédiées au CO₂ pourrait permettre l'importation de flux de CO₂ à partir de sources situées autour de la mer du Nord et à l'intérieur de l'Europe continentale, par canalisation et par voie maritime.

Norvège

Les émissions totales de la Norvège s'élèvent à 36 MtCO₂eq en 2021 (0,11 % des émissions mondiales) : les émissions industrielles représenteraient 23 % des émissions nationales et la production de pétrole et de gaz 28 %. Le pays stocke actuellement 1,7 Mt de CO₂ par an et prévoit d'en stocker 40 Mt par an en 2030, avec un stockage exclusivement en mer. Son potentiel théorique de stockage est de 80 Gt, estimé par l'Atlas of Norwegian Petroleum Directorate.

La loi norvégienne sur le changement climatique fixe pour 2030 un objectif de réduction des émissions nationales de gaz à effet de serre de 50-55 % par rapport à 1990, ambition portée à 90-95 % d'ici 2050 pour ainsi faire de la Norvège une société à faible émission. Depuis 2005, le ministère du Pétrole et de l'Énergie soutient le programme CLIMIT, dédié au CCS, qui comporte deux volets : l'un de recherche et développement, administré par le Conseil norvégien de la

recherche, l'autre de démonstration, géré par la société Gassnova. Le budget moyen est de 14 millions d'euros par an.

Les sites de stockage géologiques norvégiens sont situés exclusivement en mer, ce qui facilite l'acceptabilité sociale. Les coûts d'abattement du CO₂ se situent entre 100 et 120 dollars par tonne. En tant que membre de l'Espace économique européen, la Norvège participe au système européen d'échange de quotas d'émissions (EU-ETS).

Neuf projets CCS sont déployés ou en cours de déploiement sur le territoire norvégien. Les projets Sleipner (initié en 1996) et Snøhvit (2007)

sont des projets « historiques » financés par le secteur pétrolier, résultant d'une taxe sur les émissions de CO₂ introduite en 1991, et dont l'objectif est de séparer et stocker le CO₂ naturellement contenu dans le gaz naturel produit depuis ces champs gaziers. Le projet Northern Lights (2020) devrait être le premier projet commercial de CCS en Europe à stocker du CO₂ anthropogénique issu du secteur industriel, son lancement effectif est attendu en 2025. Une licence d'exploitation a été accordée en janvier 2019 aux sociétés Equinor, Shell et TotalEnergies. Les six autres projets sont relativement récents : licences d'exploration accordées en 2022 (Smeaheia, Barents Blue et Luna) et 2023 (Havstjerne, Poseidon et Trudvang).

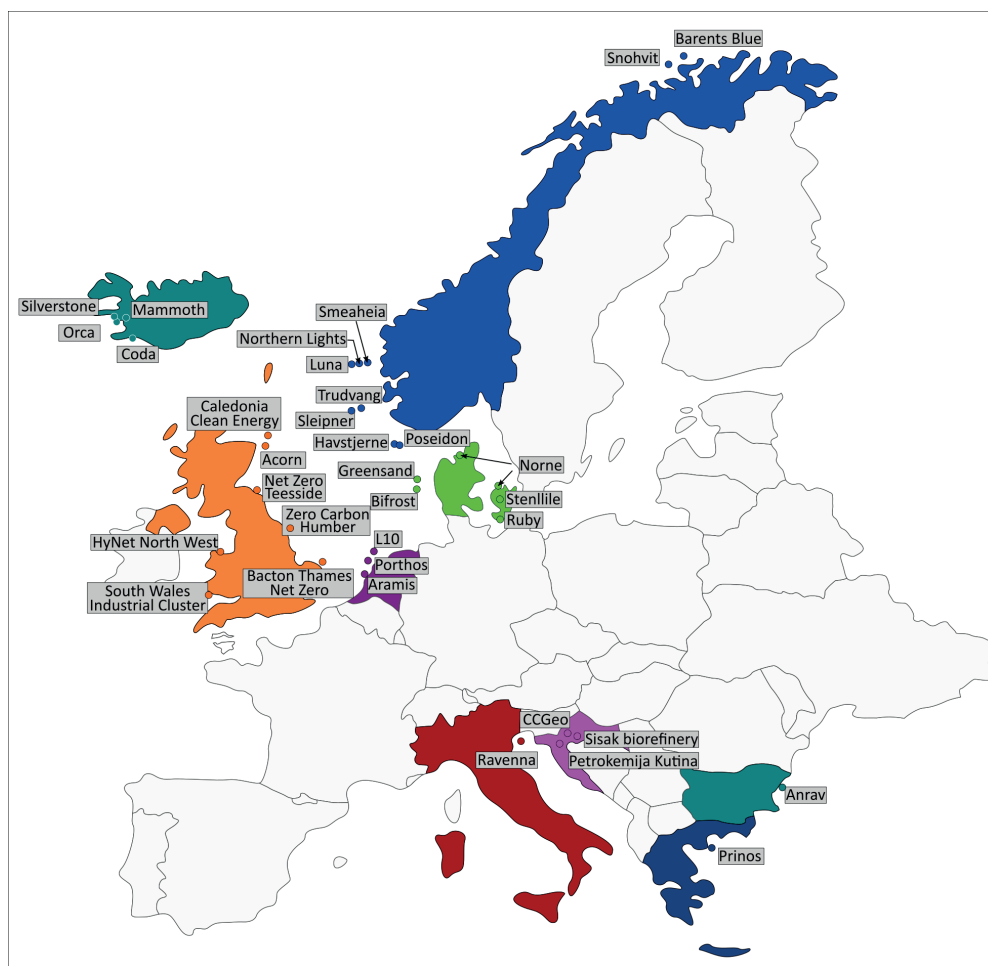


Figure 4. La carte des projets CCS en Europe

Danemark

Le Danemark s'est fixé un objectif de réduction de ses émissions de CO₂ de 70 % d'ici à 2030 et le gouvernement actuel souhaite atteindre la neutralité climatique d'ici à 2045. En juin 2020, le gouvernement et une large majorité du Parlement danois ont conclu un accord sur le climat pour l'énergie et l'industrie, qui prévoit des investissements substantiels dans le CCS : 37 milliards de couronnes danoises (5 milliards d'euros) ont été alloués pour capter et stocker 3,2 Mt de CO₂ par an à partir de 2030.

Le potentiel annuel à long terme de captage du CO₂ à partir de sources ponctuelles danoises est estimé à 5,4-10,8 Mt de CO₂ en 2040, réparties entre l'industrie, l'incinération des déchets, la production d'électricité et les installations de biogaz. Les possibilités de stockage se situent en mer (*offshore*), à proximité du littoral (*nearshore*) et sur terre (*onshore*).

Selon le Centre national d'études géologiques du Danemark et du Groenland (GEUS), le sous-sol danois est l'un des plus adaptés en Europe pour stocker du carbone. On estime entre 12,3 et 24,6 Gt la quantité totale de CO₂ qui pourrait être stockée dans le sous-sol danois, à la fois sur terre et en mer, champs pétroliers et gaziers épuisés en mer du Nord inclus. Le Danemark dispose alors d'un grand potentiel de stockage du CO₂ en provenance d'autres pays, principalement de l'Allemagne, de la Suède et de la Finlande, mais aussi dans une moindre mesure et de manière plus incertaine en provenance de la Pologne et des Pays-Bas.

Le Danemark indique un coût d'abattement du CO₂ situé entre 80 et 155 €/t. Les coûts moyens de captage et de liquéfaction seront de 46 €/t alors que les coûts moyens de transport sont évalués à 64 €/t [DAF, 2020]. En ce qui concerne le stockage de CO₂, les coûts varient fortement selon les zones géologiques et les technologies retenues. À l'horizon 2030, on évalue le coût du stockage en mer entre 20 et 45 €/t et on indique que ces montants pourraient être divisés par deux dans le cas d'un stockage terrestre ou côtier.

Le Danemark mène actuellement cinq projets de stockage géologique de CO₂ : Greensand (capacité d'injection estimée en 2030 à 8 MtCO₂/an), Bifrost (16 MtCO₂/an), Stenlille (0,5 MtCO₂/an), Norne (16 MtCO₂/an) et Rodby (5-10 MtCO₂/an). Le premier projet est en cours (phase pilote à partir de CO₂ venant de Belgique), les autres sont au stade de développement et d'exploration.

Les projets Bifrost et Norne ont obtenu le statut de projets d'intérêt commun (PIC) de la part de la Commission européenne, événement annoncé lors de la déclaration d'Aalborg, fin 2023.

Pays-Bas

Les émissions de CO₂ d'origine énergétique des Pays-Bas se sont élevées à 134 Mt en 2021 (0,4 % des émissions mondiales). L'industrie en serait responsable à hauteur de 16 % et la production d'électricité et de chaleur de 32 %.

Les Pays-Bas ont une longue expérience en matière d'exploitation de champs gaziers grâce au champ de Groningue, le plus grand gisement de gaz naturel d'Europe de l'Ouest lors de sa découverte en 1959. Son exploitation est quasiment achevée depuis 2023 en raison de l'épuisement du gisement, de problèmes de subsidences et de séismes.

L'objectif politique sur le CCS aux Pays-Bas affiche une ambition de captage et stockage à hauteur de 7,2 MtCO₂/an, soit 50 % des émissions de l'industrie du pays et environ 60 % des capacités de stockage espérées sur le territoire national. Trois projets de stockage de CO₂ *offshore* sont en cours de développement, avec des degrés de maturité assez élevés : Porthos (2,5 MtCO₂/an au démarrage), Aramis (5 MtCO₂/an) et L10 (5 MtCO₂/an). Le projet Porthos, le plus avancé, pourrait être mis en service en 2026 et les deux autres projets plutôt après 2030.

Les secteurs industriels émetteurs locaux concernés sont le raffinage, la chimie, la sidérurgie, le ciment et l'énergie (incinération des déchets). Une partie du CO₂ actuellement émis

est utilisé par l'agroalimentaire (horticulture) et la chimie.

Le gouvernement néerlandais s'est heurté à une vive opposition d'associations écologistes et de riverains, y compris par des voies juridiques, qui a abouti à l'abandon des sites CCS *onshore* et à ne garder que trois projets CCS *offshore*. Pour chacun de ces sites, l'État néerlandais s'est réservé un pouvoir de contrôle à travers diverses entreprises publiques, notamment EBN et Gasunie.

Les Pays-Bas évaluent les coûts d'abattement du CO₂ entre 108 et 265 €/t pour les entreprises néerlandaises, ce qui est élevé, notamment en raison du passage obligatoire du CO₂ par le port de Rotterdam. Cette estimation prend en compte de multiples options : stockage partiel ou total, captage en précombustion ou postcombustion, installation existante ou nouvellement construite, transport à l'état liquide ou gazeux.

Italie

Le gouvernement italien a récemment approuvé en urgence le décret-loi 181/2023 «Energia 2». La loi du 7 février 2024 qui en découle introduit des modifications significatives au cadre législatif du secteur de l'énergie, et plus particulièrement du CCS. Elle élargit en particulier les pouvoirs du ministère de l'Environnement italien (MASE) en lui permettant de délivrer des licences d'exploration et d'autorisation de stockage du CO₂ dans les réservoirs d'hydrocarbures déplétés et situés en mer. Cependant, les termes de l'accès des pays tiers aux sites de stockage italiens restent encore à préciser.

Le projet de stockage de Ravenne est le seul projet recensé actuellement en Italie. Il concerne un ensemble de gisements d'hydrocarbures arrivant peu à peu en fin d'exploitation et qui seront progressivement convertis en autant de sites de stockage de CO₂. Le projet a l'ambition d'être le pôle CCS de référence en mer Méditerranée. Actuellement, il est en phase de démonstration avec une capacité de stockage de 25 ktCO₂/an. Puis il envisage d'atteindre 4 MtCO₂/an en 2026/2027, et 16 MtCO₂/an à partir de 2030.

Intégré au projet franco-italien de transport et de stockage Callisto, coordonné par Air Liquide France, le projet de stockage de Ravenne rejoint la liste des PIC définie fin novembre par la Commission européenne. L'objectif de Callisto est de mettre en place un réseau de transport économiquement viable pour favoriser le développement du CCS en Méditerranée.

Malgré la réglementation italienne, ne permettant pour l'instant aucun échange commercial concret avec les pays tiers exportateurs de CO₂, le projet de Ravenne apparaît comme une solution prometteuse à moyen terme pour le stockage géologique des flux de CO₂ en provenance de la vallée du Rhône.

Grèce

Le développement du CCS en Grèce en est à ses débuts. La directive CCS (2009/31/CE) a été transposée dans la législation grecque et la première licence d'exploration a été attribuée en 2022 par HEREMA (autorité nationale ayant compétence sur le stockage géologique du CO₂ au sein du territoire grec) à Energean pour le champ pétrolier déplété de Prinos, situé en mer Égée, au nord de la Grèce. Le potentiel de stockage de ce site a été évalué en 2023 à environ 3 Mt de CO₂ par an, pour une capacité totale de 60 à 70 millions de tonnes, ce qui est l'équivalent de 10 années d'émissions du secteur industriel grec. Une autorisation de stockage est en instance en 2024.

En 2023, le projet Prinos CO₂ Storage a été labellisé comme PIC par la Commission européenne, le site étant géographiquement bien placé pour recevoir des flux de CO₂ en provenance du sud-est de l'Europe. Le projet bénéficie à la fois d'installations préexistantes ainsi que des connaissances accumulées depuis une quarantaine d'années au cours de l'exploitation pétrolière du site. Il sera opérationnel à la fin de l'année 2025 avec l'objectif d'une capacité d'injection de 1 Mt/an de CO₂, puis de 3 Mt/an d'ici fin 2027.

Bien que plusieurs sites apparaissent comme des candidats potentiels pour le stockage géologique du CO₂ en Grèce, en dehors du projet Prinos, il ne semble pas y avoir d'autre projet en phase d'exploration. Si des licences d'exploration étaient accordées, et que les conditions se révélaient favorables, ces sites potentiels ne seraient probablement pas accessibles avant 2035.

Autres pays européens

Royaume-Uni

Dans le cadre de sa stratégie Net Zéro, le Royaume-Uni s'est engagé à faire progresser le CCS à partir de ses «clusters» industriels — zones géographiques où se trouvent plusieurs industriels fortement émetteurs de CO₂ — où peuvent être construites des infrastructures CCS communes, permettant de faire des économies d'échelle. Ces clusters doivent être situés près des côtes, donc à proximité des potentielles zones de stockage *offshore*.

Le Royaume-Uni dispose d'une des plus grandes capacités de stockage sur son plateau continental, estimée à 78 Gt. L'objectif du gouvernement britannique est de développer une capacité de captage et de stockage de 20 à 30 MtCO₂ par an d'ici 2030, et de plus de 50 Mt par an d'ici 2035. Ces objectifs seront atteints par la mise en œuvre effective du captage du CO₂, au minimum, au sein de deux clusters industriels de grande échelle d'ici au milieu des années 2020, puis de deux clusters additionnels d'ici 2030. Ces objectifs s'accompagnent de la promesse d'un fort soutien public : après avoir d'abord annoncé investir 1 milliard de livres (Mds£) de fonds publics d'ici 2030, le gouvernement a annoncé en mars 2023 un investissement de 20 Mds£ sur les 20 prochaines années. Pour le secteur industriel en particulier, la stratégie Net Zéro a l'ambition d'atteindre un volume de captage et de stockage de 6 MtCO₂ par an en 2030 et 9 MtCO₂ par an d'ici 2035.

Ainsi, plusieurs clusters sont en développement, deux sur la côte ouest (HyNet North West, South Wales Industrial Cluster) et cinq sur la côte est (Zero Carbon, Net Zero Teesside, Acorn,

Caledonia Clean Energy, Bacton Thames Net Zero initiative).

Allemagne

L'Allemagne a connu une longue période d'opposition publique au CCS, avec des critiques virulentes de la part du parti Vert. L'opinion publique n'y était pas non plus favorable, voyant le CCS comme une technologie à risque en matière de sécurité et comme un moyen de prolonger l'utilisation des centrales électriques au charbon. Plusieurs organisations comme Greenpeace, Environmental Action Germany (DUH) et Friends of the Earth Germany (BUND) sont toujours opposées au CCS, considérant qu'il s'agit d'un «retour vers le passé», c'est-à-dire aux combustibles fossiles, qui transformera la mer du Nord en parc d'élimination de ces déchets.

En conséquence, la situation du CCS en Allemagne est peu avancée. La mise en place d'une installation de captage est soumise à une autorisation conformément à la loi fédérale sur le contrôle des émissions, qui impose l'absence de conséquences néfastes sur l'environnement. Plusieurs projets pilotes ont eu lieu dans le passé, mais actuellement il n'y a aucune installation en service.

En ce qui concerne le stockage, entre 2012 et 2016, la loi allemande a, en principe, autorisé des projets pilotes de stockage. Cependant, de nombreux Länder s'y sont opposés. La date limite de dépôt des dossiers de candidatures pour ce type de projet a été dépassée en 2016 et aucun projet n'a été soumis. Actuellement, il est donc impossible de démarrer un projet de stockage de CO₂. Le transport est réglementé à la fois par la loi sur le stockage du CO₂ et par la loi sur les marchandises dangereuses, ce qui permet de transporter du CO₂ par rail, camion ou navire. Cependant, il n'existe pas encore une législation adaptée concernant de grandes infrastructures de transport de CO₂, comme les pipelines.

Pour ces raisons, le gouvernement souhaite créer un cadre juridique adapté : récemment, le CCS a été reconnu comme une technologie mature

et sûre, et nécessaire pour atteindre la neutralité climatique. L'accent sera mis sur les secteurs dont les émissions sont difficiles à réduire (cimenteries, chimie, incinération de déchets), mais aussi sur d'autres secteurs industriels difficiles à décarboner et ne pouvant avoir recours à l'électrification massive ou à l'hydrogène (décarboné).

C'est en février 2024 que le gouvernement allemand a présenté ses plans en matière de CCS, avec l'objectif d'atteindre la neutralité carbone en 2045, ce qui a suscité l'approbation des industriels (association BDI), mais des critiques de la part de plusieurs ONG environnementales au motif que ce plan encourage la poursuite des anciens modèles économiques liés aux combustibles fossiles. La stratégie complète est en train d'être élaborée, elle devra se traduire par la mise en place d'un cadre législatif et financier adapté. Le CO₂ capté serait ensuite stocké *offshore*, soit en Allemagne, soit à l'étranger. Le stockage *onshore* resterait pour l'instant hors de question. Bien qu'on espère une mise en place rapide de la nouvelle réglementation autorisant le CCS, il faudra 7 à 10 ans de travaux de mise au point pour qu'un site de stockage devienne opérationnel.

Selon l'Agence fédérale allemande pour l'environnement, l'Allemagne émet 746 MtCO₂, dont 43 Mt difficiles à réduire. Selon l'étude effectuée par le ministère fédéral de l'Économie et du Climat, le CCS pourrait permettre le stockage de 34 à 73 Mt/an d'ici 2045.

Bulgarie

La Bulgarie envisage une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 80 à 95 % pour atteindre la neutralité climatique d'ici 2050. L'utilisation du CCUS devrait se mettre en place à partir de 2035 pour la sidérurgie, la chimie et la production de ciment, mais également pour la production d'électricité dans des centrales alimentées au gaz, celles au charbon étant exclues. La bioénergie avec captage et stockage du carbone (BECCS) est également considérée.

Actuellement, un seul projet phare est en développement : Anrav. Il vise à développer la

première chaîne de valeur complète de CCS en Europe de l'Est, avec une capacité d'injection initiale de 0,8 MtCO₂ par an à l'horizon 2028, puis une augmentation à 1,5 Mt par an. Ce projet est financé par le Fonds d'innovation européen.

Croatie

Bien que la Croatie ne se soit pas encore fixé d'objectifs de réduction de ses émissions de CO₂, le pays s'est d'ores et déjà impliqué dans le CCS. Cependant, un des principaux obstacles demeure l'existence de textes législatifs contradictoires sur le stockage géologique du CO₂. Le pays dispose d'une importante capacité de stockage, estimée à 2,7 GtCO₂. En grande partie, il s'agit d'aquifères salins profonds, situés dans cinq zones géographiques. Environ 144 Mt de stockage potentiel se répartissent dans 14 champs de pétrole et de gaz épuisés.

Plusieurs projets de CCS se développent actuellement en Croatie, qui reçoivent également des financements via les fonds européens comme le Fonds d'innovation ou la Facilité pour la reprise et la résilience : Petrokemija Kutina, Sisak, Closed Carbon Geothermal Energy.

Islande

L'Islande dispose d'une structure géologique particulière, du fait de sa position géographique sur la dorsale nord-atlantique, riche en roches basaltiques. Le CO₂ n'est pas injecté à l'état super-critique, mais plutôt dissous dans l'eau. Les roches basaltiques libèrent plus facilement les ions, ce qui rend la minéralisation plus rapide, de l'ordre de quelques années, et par conséquent réduit les dépenses de surveillance du stockage. Cependant, les débits d'injection actuels sont bien plus faibles que pour le stockage dans les gisements déplétés ou dans les aquifères. On estime que l'Islande pourrait stocker plus de 400 Gt de CO₂.

Plusieurs projets sont en cours, situés à proximité de la centrale géothermique de Hellisheiði, à une dizaine de kilomètres de Reykjavik : Silverstone, Coda, Orca et Mammoth.

Conclusion

Dans le cadre des objectifs de réduction des émissions de CO₂, les technologies CCS sont envisagées comme une des solutions techniques pouvant réduire l'impact sur le changement climatique des industries dont les émissions sont difficiles, voire impossibles, à réduire autrement. D'après l'AIE, le recours au CCS sera indispensable pour l'atteinte de l'ambition climatique «net zéro» en 2050.

Le coût du CCS est estimé entre 100 et 250 euros par tonne de CO₂ selon les projets (incluant le captage, le transport et le stockage). Actuellement, le prix du quota EU-ETS est d'environ 70 €/t. Une augmentation est prévisible à moyen terme du fait de la fin progressive des quotas d'émissions gratuits à partir de 2026 (cf. *supra* sur le cadre européen et le SEQUE). Pour l'instant, de façon générale, le modèle économique du CCS ne permet pas d'atteindre la rentabilité sans un soutien financier spécifique, mais les industriels s'y intéressent

d'ores et déjà en espérant profiter prochainement d'un «*first mover advantage*».

En Europe, le stockage géologique du CO₂ est principalement envisagé en mer, dans des aquifères salins, ainsi que dans des gisements déplétés, pétroliers ou gaziers. En revanche, le stockage terrestre soulève des difficultés concernant l'acceptabilité sociale, notamment de la part des populations habitant dans le voisinage des zones de stockage.

Les pays possédant des sites de stockage géologiques commencent à envisager de proposer leurs capacités à ceux qui n'en disposent pas sur leur territoire. Cependant, le déploiement des infrastructures nécessaires requiert en général entre 4 et 8 ans pour atteindre l'opérationnalité. Bien que ce délai puisse se raccourcir avec l'expérience opérationnelle accumulée, les projets n'ayant pas encore démarré au moment de l'écriture de cet article pourraient difficilement atteindre une «maturité commerciale» d'ici 2030.

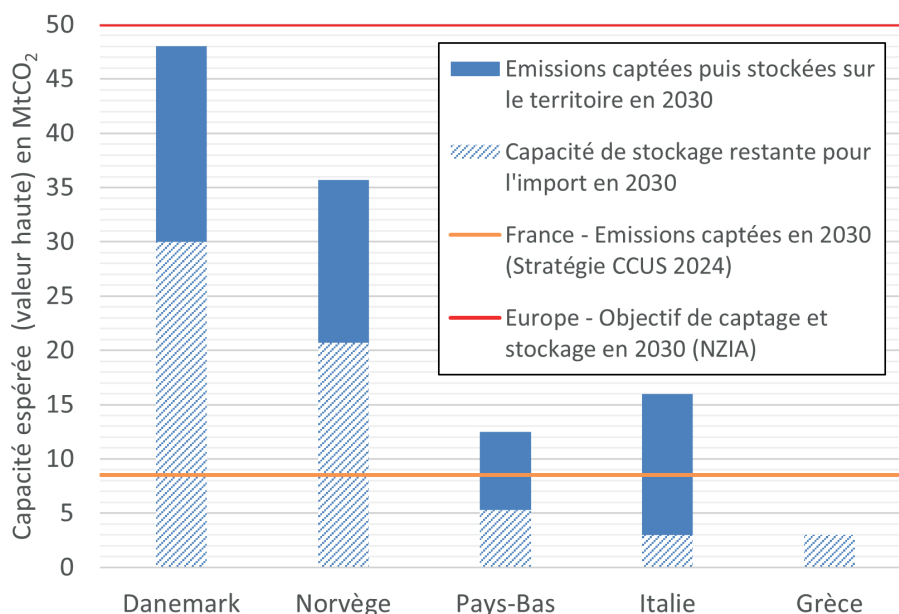


Figure 5. Capacités de stockage géologiques totales estimées (valeurs hautes) par pays

En hachuré sont représentées les capacités qui seraient disponibles en 2030 pour des flux de CO₂ importés vers le pays, estimées par soustraction des ambitions ou prédictions de capture au sein de ce même pays (issues de différentes sources et études).

La chaîne de valeur complète du CCS semble se mettre difficilement en place. Les industriels émetteurs hésitent à prendre des engagements fermes trop rapidement du fait d'une relative incertitude sur la dynamique de développement du marché CCS, notamment de l'offre de transport et de stockage à venir en Europe. Réciproquement, les stockeurs souhaitent obtenir des contrats fermes de la part d'émetteurs afin de pouvoir démarrer leur projet et acquérir une certaine visibilité du marché qui leur permet de continuer à investir.

Des spécifications en matière de pureté du CO₂ sont mises en place par les différents opérateurs de transport et de stockage (cf. annexe 4.3 du rapport [CGE, 2024]). Parfois très exigeantes (par exemple : Northern Lights en Norvège), elles pourraient rendre les opérations de captage et de traitement des flux de CO₂ trop coûteuses pour certains émetteurs, et conduire ainsi à des risques de distorsion de concurrence, notamment dans le cas d'un stockage au-delà des frontières. Il semble alors nécessaire d'établir des normes internationales concernant les spécifications de pureté des flux de CO₂.

Bien que techniquement mature, le marché européen du CCS en est aujourd'hui à ses prémices. En particulier, la Norvège et le Danemark sont les pays d'Europe les plus avancés, et possèdent chacun une stratégie claire concernant le CCS. De plus, les cadres réglementaires des pays stockeurs de la mer du Nord sont les plus matures, et les projets CCS mis en place sont bien plus avancés que ceux situés en mer Méditerranée. En effet, ces derniers, en Italie et en Grèce, ne semblent pas offrir de solutions viables de stockage pour les émetteurs français avant 2030, voire 2035.

NOTE

1. Le CO₂ est un gaz inerte, qui se trouve à l'état naturel à des concentrations atmosphériques légèrement supérieures à 0,04 % en volume. Une exposition à des concentrations jusqu'à 1 % est normalement sans risque sur la santé humaine, mais au-delà de ce seuil des effets physiologiques peuvent se faire sentir : difficulté de concentration, maux de tête, fatigue, augmentation de la tension artérielle, réduction de l'acuité auditive. Au-delà de 5 %, le CO₂ produit une odeur

légèrement piquante, la respiration devient difficile, la vue se brouille, et la capacité de jugement est altérée. À plus haute concentration dans l'air, il peut produire une perte de conscience et entraîner la mort.

BIBLIOGRAPHIE

Carême F., 2022. «Captage et stockage du CO₂ : la technologie pour contribuer à réduire les émissions de CO₂?», *La Revue de l'Énergie* n° 665.

CE, 2009. European Commission, Directive 2009/31/CE relative au stockage géologique du dioxyde de carbone, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32009L0031>.

CE, 2023. European Commission, Net-Zero Industry Act, https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/green-deal-industrial-plan/net-zero-industry-act_en.

CGE, 2024. Conseil général de l'économie, Mission sur les projets européens de stockage géologique de carbone, mai 2024, https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions_services/cge/stockage-geologique-carbone.pdf.

Chevet P.-F., Le Ravalec M., 2024. «Le CCUS : une composante clé de la décarbonation de l'industrie», *La Revue de l'Énergie* n° 671.

DAF, 2020. CO₂ fangst på Danske Affaldsenergianlæg, https://cirkulaer.dk/files/media/document/CCS-affaldsenergianlaeg-DAF_ver5_Final.pdf.

EC, 2021. European Council, Fit for 55, <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55/>.

Farret R. et al., 2012. Substances annexes au CO₂ pour un stockage souterrain (SACCS), Rapport du Club CO₂.

IEA, 2020. Energy Technology Prospective 2020, Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage, rapport, www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions/ccus-in-the-transition-to-net-zero-emissions.

IPCC, 2022. Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change, rapport, www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-working-group-3/.

BIOGRAPHIES

GUILLAUME BATÔT, ingénieur économiste à IFPEN, travaille depuis une dizaine d'années sur les technologies CCUS. Il est aujourd'hui spécialiste des évaluations environnementales et s'intéresse aux développements méthodologiques de l'analyse du cycle de vie en lien avec la prospective énergétique.

PAUL JOLIE, ingénieur général des mines, est référent intelligence artificielle au Conseil général de l'économie. Il a passé une grande partie de sa carrière dans des organismes de recherche (France Télécom R&D, Inria). Il s'intéresse actuellement aux questions énergétiques que pose le développement du numérique.

RICHARD LAVERGNE est ingénieur général honoraire des mines, membre associé du Conseil général de l'économie (ministère de l'Économie et des Finances). Il a été conseiller à la fois du directeur général de l'énergie et du climat (DGEC) et de la commissaire générale au développement durable (CGDD) au sein du ministère de l'Écologie. Il a dirigé l'Observatoire de l'énergie et des matières premières.

ILARION PAVEL, ingénieur en chef des mines, docteur en physique, travaille au Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies. Il a été ingénieur de recherche chez Thomson-CSF et a effectué un séjour post-doctoral à Caltech. Pendant trois ans, il a travaillé à la Délégation régionale de la recherche et de l'innovation de l'Île-de-France, dans le domaine de l'innovation et du transfert de technologie, puis pendant cinq ans il a été en charge du réseau national de recherche en télécommunications, au ministère de la Recherche. Par la suite, au sein du même ministère, il a été pendant cinq ans conseiller scientifique en nanotechnologies.

À lire également dans *La Revue de l'Énergie*

- Le CCS et l'hydrogène bas carbone pour décarboner l'industrie française, *Richard Lavergne, Benoît Legait* (n° 656, mai-juin 2021)
- Captage et stockage du CO₂ : la technologie pour contribuer à réduire les émissions de CO₂?, *François Carême* (n° 665, novembre-décembre 2022)
- Le CCUS : une composante clé de la décarbonation de l'industrie, *Pierre-Franck Chevet, Mickaele Le Ravalec* (n° 671, mars-avril 2024)

À retrouver sur www.larevuedelenergie.com.