



SEPTEMBRE
2021

Un nouvel élan pour le captage, stockage et utilisation du carbone (CCUS) en Europe



Sylvie CORNOT-GANDOLPHE

L’Ifri est, en France, le principal centre indépendant de recherche, d’information et de débat sur les grandes questions internationales. Créé en 1979 par Thierry de Montbrial, l’Ifri est une association reconnue d’utilité publique (loi de 1901). Il n’est soumis à aucune tutelle administrative, définit librement ses activités et publie régulièrement ses travaux.

L’Ifri associe, au travers de ses études et de ses débats, dans une démarche interdisciplinaire, décideurs politiques et experts à l’échelle internationale.

Les opinions exprimées dans ce texte n’engagent que la responsabilité de l’auteur.

ISBN : 979-10-373-0422-3

© Tous droits réservés, Ifri, 2021

Couverture : © Vovantarakan/Shutterstock.com

Comment citer cette publication :

Sylvie Cornot-Gandolphe, « Un nouvel élan pour le captage, stockage et utilisation du carbone (CCUS) en Europe »,
Études de l’Ifri, Ifri, septembre 2021.

Ifri

27 rue de la Procession 75740 Paris Cedex 15 – FRANCE

Tél. : +33 (0)1 40 61 60 00 – Fax : +33 (0)1 40 61 60 60

E-mail : accueil@ifri.org

Site internet : Ifri.org

Auteur

Sylvie Cornot-Gandolphe est consultante en énergie, spécialiste des questions internationales. Depuis 2012, elle collabore avec le Centre Énergie & Climat de l'Ifri en tant que chercheur associé, avec CyclOpe, la publication de référence sur les matières premières et avec CEDIGAZ, le Centre international d'information sur le gaz naturel de l'IFPEN.

Sylvie a une connaissance approfondie des marchés gaziers et charbonniers mondiaux, acquise au cours de sa carrière, tout d'abord comme secrétaire général de CEDIGAZ, au sein de l'IFPEN, puis directrice de projet, au Centre du Gaz de la Commission économique pour l'Europe des Nations unies à Genève, puis administrateur principal, expert en matière de gaz, à l'Agence internationale de l'Énergie (AIE), puis adjointe au directeur du Développement commercial, au sein d'ATIC SERVICES et conseiller auprès du Président pour les questions énergétiques. Elle est l'auteur de plusieurs publications de référence sur les marchés gaziers et charbonniers. Sylvie est diplômée de l'École nationale supérieure du Pétrole et des Moteurs (ENSPM).

Résumé

Les années 2020 et 2021 sont des années charnières pour les technologies de captage, stockage (CCS) et/ou réutilisation du carbone (*Carbon Capture, Utilization and Storage – CCUS*) en Europe. Une deuxième vague de projets, bien différente de celle des années 2000, est en cours de développement. Il y a maintenant 76 projets (y compris les démonstrateurs) en Europe dans 16 pays, à différents stades de développement, dont 13 impliquent la production d'hydrogène (H₂) bas carbone. Ces projets pourraient stocker plus de 50 millions de tonnes de CO₂ par an (Mt CO₂/an) d'ici 2030.

En Europe, les développements s'accélèrent : les premiers projets à grande échelle seront opérationnels dès 2024. Les pays de l'Europe du Nord (Norvège, Pays-Bas et Royaume-Uni) sont les plus avancés et ont mis en place des cadres réglementaires incitatifs, annonçant plus de 5 milliards d'euros (€) de financement dans la chaîne CCS. D'autres sont en train de se mettre en place dans le reste de l'Europe. Il en faudra des centaines d'autres.

De nombreux gouvernements européens ont pris conscience que l'atteinte de la neutralité climatique ne pourra se faire sans cette solution et l'ont incluse dans leurs politiques climatiques et énergétiques en complément des puits naturels de carbone. L'objectif européen de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) d'au moins 55 % d'ici 2030 est un facteur clé d'accélération du déploiement du CCUS au cours de cette décennie. La politique européenne a intégré le CCUS dans le Pacte vert pour l'Europe. Les fonds européens soutiennent les projets initiaux, dont le Fonds pour l'innovation, qui a lancé en 2020 son premier appel à grands projets.

Les projets récents de CCS s'appuient sur une approche hubs and clusters pour réaliser des économies d'échelle et des réductions de coûts, une coopération accrue entre les gouvernements et l'industrie, ainsi que des partenariats transfrontaliers régionaux. Cette approche marque un tournant dans l'économie de la chaîne de valeur CCS par rapport aux projets précédents, basés sur une source émettrice unique et un site de stockage dédié, et constitue un déclencheur majeur pour de nouveaux investissements visant la décarbonation des pôles industriels européens.

Le projet norvégien d'infrastructure partagée de transport et stockage du CO₂, Northern Lights, le projet le plus avancé en Europe, est un *game changer*. Il a permis la renaissance du CCS en Europe,

en offrant aux industriels européens la possibilité de stocker leurs émissions de CO₂ en toute sécurité sous le plateau océanique norvégien. La prise de décision d'investissement des promoteurs du projet en mai 2020 et celle du gouvernement norvégien en décembre 2020 ont incité le Royaume-Uni et les Pays-Bas à développer plus rapidement leurs projets CCS et leurs infrastructures partagées de transport et stockage du CO₂. Le Royaume-Uni projette maintenant de capter et stocker 10 Mt CO₂/an d'ici 2030, développer deux *clusters* CCS d'ici le milieu des années 2020 et deux autres d'ici 2030. Aux Pays-Bas, le gouvernement a mis en place un mécanisme innovant pour financer les projets de CCS, et d'une manière générale la décarbonation, qui remporte un franc succès auprès des industriels. Il met en concurrence les différentes technologies de décarbonation dans le secteur industriel, dont le CCS, et compense la différence entre le coût des projets et le prix du CO₂ sur le marché européen pendant 15 ans. Les projets de CCS se multiplient dans le pays, qui devrait mettre en service son premier projet à grande échelle, Porthos, en 2024. La mise en place des premiers *hubs* de stockage en mer du Nord renforce les projets de *clusters* industriels CCS dans les régions côtières d'Europe (Allemagne, Belgique, France, Pologne, Suède) et des projets de terminaux portuaires d'expédition et de stockage tampon du CO₂ émergent. Ces développements ont suscité un engouement pour le CCS également dans le reste de l'Europe. L'Italie est en train de développer le premier projet de CCS de la région méditerranéenne avec un stockage dans l'Adriatique et le Danemark vise maintenant à stocker le CO₂ dans ses gisements déplétés en mer.

Les applications clés visées par le CCS concernent :

- la décarbonation du secteur industriel, en particulier celles des industries à forte intensité énergétique, difficiles à décarboner avec les technologies actuelles (acier, ciment, chimie et pétrochimie) ;
- la production d'hydrogène bas carbone, afin de massifier la production d'hydrogène et faciliter la mise en place des infrastructures nécessaires au déploiement de l'hydrogène renouvelable ;
- la création d'émissions négatives, avec le *Bioenergy with Carbon Capture and Storage* (BECCS), et à terme le *Direct Air Carbon Capture and Storage* (DACCs), qui aujourd'hui est à un stade très précoce de développement.

Certains pays vont également appliquer le CCS pour décarboner leur production d'électricité au gaz (Royaume-Uni et Irlande), mais cela ne sera pas généralisé en Europe car les coûts sont prohibitifs. L'utilisation et la valorisation du CO₂ dans des produits et matériaux

synthétiques est également en train de se développer et les démonstrateurs CCU se multiplient, notamment en Allemagne.

La sidérurgie, le secteur clé pour la décarbonation de l'économie européenne, a engagé une transformation fondamentale de ses procédés pour produire de l'acier sans CO₂ d'ici 2050. Cette transformation implique l'utilisation d'hydrogène renouvelable dans le procédé de réduction directe du minerai de fer (DRI). La plupart des sidérurgistes européens prévoient une transformation du secteur par étapes et incluent le CCS, la CCU et l'utilisation de l'hydrogène bas carbone dans une phase de transition, avant que l'hydrogène renouvelable ainsi que la production d'électricité renouvelable ne soient disponibles en quantités suffisantes à des prix compétitifs.

Les technologies de CCUS se heurtent toutefois encore à plusieurs défis économiques, réglementaires et sociaux. Bien que le CCS soit l'option la moins coûteuse ou la seule option dans certaines applications industrielles, le coût des technologies de CCS reste élevé, en particulier pour le segment captage du CO₂, et requiert un effort accru de recherche et innovation (R&I) pour abaisser les coûts, et des incitations financières pour développer les projets initiaux. L'acceptation sociale et politique du stockage *onshore* demeure une contrainte, mais la perception est en train de changer face aux enjeux de décarbonation industrielle. Des verrous réglementaires, qui ne peuvent être résolus qu'à l'échelon européen, entravent encore l'industrialisation de la chaîne CCUS.

Les développements en cours permettent d'ores et déjà de tirer des premiers enseignements :

- Les projets de CCUS ne se développent pas sans un engagement fort des décideurs politiques nationaux au travers de feuilles de route définissant la contribution attendue du CCUS à la décarbonation et le cadre réglementaire nécessaire au financement des projets initiaux. Les territoires susceptibles d'accueillir des projets ont besoin de ces feuilles de route nationales pour appuyer leurs projets auprès des parties prenantes locales. Les politiques des pays du nord de l'Europe comportent des enseignements cruciaux pour définir de tels plans nationaux. Le Fonds européen pour l'innovation va faciliter les premiers projets européens, mais il ne sera pas suffisant pour permettre leur développement complet. Le soutien au CCUS doit être renforcé afin de décarboner les industries à un moindre coût, préserver et développer des *clusters* industriels et générer de nouvelles chaînes de valeur.
- Le CCS est rarement mis en avant par les décideurs politiques nationaux en dehors des trois pays phares, qui eux, au contraire, le présentent comme une nouvelle voie industrielle. Si ces trois

pays ont des avantages, avec une infrastructure et une expertise pétro-gazière, les autres pays européens, dont la France et l'Allemagne, occupent également une place de choix, à la fois pour leur position stratégique pour l'acheminement du CO₂, leurs expériences de stockage (l'Allemagne est le premier pays stockeur de gaz naturel en Europe et la France le premier pays stockeur de gaz naturel en aquifères salins profonds), leur réseau gazier dense et l'excellence de leur recherche académique et industrielle en matière de captage du CO₂ et de technologies liées au stockage. Ces expertises seront requises pour construire le marché mondial du CCS.

- Le CCS est une des options parmi un ensemble de solutions visant à décarboner les systèmes énergétiques. Les coûts d'abattement du CO₂ grâce aux technologies CCS dépendent d'un grand nombre de facteurs. Afin de pouvoir évaluer de manière réaliste le potentiel de décarbonation du CCS, en particulier dans le secteur industriel, une évaluation du potentiel suffisamment détaillée des filières CCS (et/ou CCU) est nécessaire, ainsi que leur comparaison aux alternatives réalisables de décarbonation. Ces modèles permettent d'optimiser les dépenses publiques et le coût de la transition énergétique que la société devra supporter.
- Les politiques européennes et nationales visant l'hydrogène et le CCS doivent être considérées en complémentarité et non en concurrence. Des politiques ambitieuses de développement de l'hydrogène renouvelable ne sont pas incompatibles avec un engagement fort dans les technologies de CCS, comme le montre clairement l'ambition des projets d'hydrogène renouvelable développés dans les trois pays phares. Bien au contraire, les synergies entre les deux technologies aux niveaux des applications, de la R&I et des infrastructures de transport peuvent être exploitées dans des *clusters* décarbonés, optimisant le coût de la décarbonation.
- Le transport transfrontalier des premiers projets de CCS est en train de s'organiser et les sites émetteurs des régions côtières du nord de l'Europe auront une voie d'évacuation pour leur CO₂. Mais sans canalisations pour le transport du CO₂, ceux situés au milieu des terres auront des difficultés. Des efforts supplémentaires sont requis pour créer un réseau de transport du CO₂ régional, qui aujourd'hui n'existe pas en Europe. Une approche holistique englobant le CO₂, l'hydrogène, les réseaux gaziers existants, les sites de stockage et/ou les sites utilisateurs de CO₂ est nécessaire, étant donné les synergies en développement entre le CCUS et l'hydrogène.

- Un effort accru de R&I est nécessaire afin de réduire le coût des technologies de CCS/CCU et permettre l'industrialisation du CCS et des voies prometteuses offertes par la CCU.
- La disponibilité de capacités de stockage du CO₂ est déterminante dans la mise en œuvre des chaînes CCS. Si le stockage *offshore* permet aujourd'hui d'accélérer le déploiement des technologies de CCS, il convient de ne pas oublier le potentiel *onshore* et l'expérience de stockage du gaz dans les autres pays. Un effort doit être mené, à la fois pour mieux caractériser le potentiel de stockage, et sensibiliser les populations aux enjeux de la décarbonation industrielle. Le développement de pilotes serait un premier pas dans ce sens.
- Finalement, le rôle du CCS dans la transition énergétique doit être expliqué : un outil pour décarboner massivement, rapidement et à moindre coût, l'objectif final étant une consommation d'énergie sans fossile, ce que la production d'électricité et d'hydrogène renouvelables promettent à terme.

Le CCUS offre aux territoires et aux industries à forte intensité énergétique la flexibilité requise pour atteindre la neutralité carbone. Il constitue une nouvelle voie industrielle qui peut maintenir les emplois, le développement économique et les revenus à l'export. L'Europe est en train de se positionner dans le peloton de tête avec les États-Unis en matière de technologies CCUS, un marché promis à une croissance exponentielle. Cet élan, porté par des industriels désireux de décarboner leur production, doit être encouragé et renforcé.

Sommaire

INTRODUCTION : LE RÔLE ESSENTIEL ET STRATÉGIQUE DU CCUS.....	9
ACCÉLÉRATION DES PROJETS EN EUROPE	12
En Europe du Nord	12
Premiers projets ailleurs en Europe	16
UNE NOUVELLE DYNAMIQUE TIRÉE PAR LA NEUTRALITÉ CLIMATIQUE ET UN SOUTIEN EUROPÉEN ET NATIONAL	21
L'objectif renforcé de réduction des émissions d'ici 2030 requiert le CCS.....	21
Amélioration des conditions d'investissement : nouvelles incitations financières	24
Un nouveau <i>business model</i> : l'approche « <i>hubs and clusters</i> »	28
L'hydrogène bas carbone pour accélérer l'émergence de l'économie de l'hydrogène	28
La CCU : vers une économie circulaire du carbone.....	30
DES VERROUS À LEVER, OU À RECONSIDÉRER.....	32
Coûts élevés des projets CCS, mais option la plus rentable dans certains secteurs	32
Aspects réglementaires européens	34
Acceptabilité sociétale et sécurité du stockage de CO₂.....	36
CONCLUSION	39

Introduction : le rôle essentiel et stratégique du CCUS

Complémentaire aux autres solutions mises en œuvre dans la transition énergétique, le captage, l'utilisation et le stockage du CO₂ (en anglais, *Carbon Capture, Utilization and Storage* – CCUS) est essentiel pour lutter contre le changement climatique¹. En particulier, les technologies de capture et de stockage du CO₂ (CCS) sont appelées à jouer un rôle clé en complément des puits de carbone naturels (sols et forêts). Le CCS offre un potentiel élevé de réduction des émissions à court terme dans les secteurs où l'électrification n'est pas possible avec les technologies actuelles et/ou l'hydrogène renouvelable n'est pas encore disponible à un coût acceptable ou en quantités suffisantes. Sa capacité à capter les émissions de CO₂ à la source et à permettre la création d'émissions négatives grâce aux technologies de *Bioenergy with Carbon Capture and Storage* (BECCS) en fait un élément incontournable de la transition énergétique.

Ce rôle est mis en avant par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) dans son rapport spécial sur le réchauffement climatique de 1,5 °C (AR5)², et par l'Agence internationale de l'énergie (AIE), en particulier, dans son nouveau scénario de neutralité climatique à l'horizon 2050

1. Le CCUS est un ensemble de technologies qui visent à capturer les émissions de CO₂ des sources d'émissions fixes, utilisant des combustibles fossiles ou de la biomasse comme combustible (en particulier dans les secteurs industriels et de la transformation énergétique), afin d'éviter le rejet de ces gaz dans l'atmosphère. Le CCUS peut être divisé en deux catégories, les technologies de capture et de stockage du CO₂ (CCS) et de capture et d'utilisation/valorisation du CO₂ (CCU).

Les procédés de CCS capturent le CO₂ des sources fixes, ce qui permet sa séparation des autres gaz grâce à l'une des trois méthodes suivantes : capture précombustion, post-combustion et oxycombustion. Le CO₂ peut également être directement capté dans l'air. Le CO₂ capturé est ensuite comprimé/liquéfié et transporté par *pipeline*, bateau, train ou camion pour être injecté dans des formations géologiques profondes, telles que les aquifères salins ou les réservoirs de pétrole et de gaz épuisés, qui piègent le CO₂ pour un stockage permanent dans le sous-sol terrestre ou marin. Les autres technologies associées au CCS incluent le BECCS (*Biomass to Energy*) et le DACCS (*Direct Air Capture*), qui permettent de réaliser des émissions négatives. Dans le cas de la CCU, le CO₂ capturé est converti en d'autres produits, tels que des matières premières chimiques, des combustibles synthétiques (liquides ou gazeux) ou des matériaux de construction, qui actuellement sont généralement dérivés de ressources fossiles

2. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), *Global Warming of 1.5°C*, 2018, disponible sur : www.ipcc.ch.

(Net Zero Emissions – NZE), publié en mai 2021³. Dans ce scénario, qui présente une voie possible pour atteindre la neutralité climatique, les besoins en CCUS sont colossaux et de plus en plus de pays intègrent cette technologie dans leur politique de décarbonation. Les quantités mondiales de CO₂ captées s'élèvent à 1,6 gigatonne de CO₂ par an (Gt CO₂/an) en 2030 et 7,6 Gt CO₂/an d'ici 2050, contre environ 40 millions de tonnes (Mt) de CO₂ captées actuellement. Ainsi, ce sont plus de 3 000 installations de CCUS qui seraient nécessaires d'ici 2050 (avec une capacité moyenne de captage de 2,5 Mt/an), démontrant l'enjeu climatique et industriel du CCUS. Environ 95 % du CO₂ total capté en 2050 sont stockés en permanence dans des stockages géologiques et 5 % sont utilisés pour fournir des combustibles synthétiques.

Le scénario de l'AIE semble extrêmement ambitieux au regard des développements passés. Aujourd'hui, selon le Global CCS Institute, les 26 projets de CCS opérationnels dans le monde captent 40 Mt/an de CO₂⁴. Mais après une décennie de développement limité, depuis 2018, les technologies de CCUS ont regagné l'intérêt des gouvernements et des industriels d'un nombre croissant de pays, qui ont pris conscience que leurs objectifs de neutralité climatique ne pourraient être atteints sans CCS. Ainsi, depuis 2018, plus de 30 nouvelles installations de CCS ont été annoncées, dont 17 nouveaux projets en 2020. La grande majorité des projets en construction et en développement sont aux États-Unis (19 projets), qui ont mis en place une réglementation incitative *via* le crédit d'impôt 45Q, et en Europe (11 projets). Mais des projets sont également prévus en Australie, en Chine, en Corée, au Moyen-Orient et en Nouvelle-Zélande. Si tous ces projets se concrétisaient, la capacité globale de captage du CO₂ triplera, pour atteindre environ 130 Mt CO₂/an au cours de cette décennie⁵.

En Europe, l'objectif de neutralité carbone en 2050, voire 2045 pour l'Allemagne, requiert des actions immédiates et que toutes les options de décarbonation soient mises en œuvre. Cela s'applique particulièrement aux technologies de CCUS, qui ont souffert d'une mauvaise image dans les années 2000, perçues comme un moyen de prolonger l'utilisation du charbon dans les centrales électriques, et pour lesquelles la crise financière de 2009 et la chute du prix du CO₂

3. AIE, *Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector*, mai 2021, disponible sur : www.iea.org.

4. Global CCS Institute, *Global status of CCS: 2020 Report*, décembre 2020, disponible sur : www.globalccsinstitute.com. À noter que le Global CCS Institute a modifié sa classification en 2020, intégrant les petites unités commerciales (captage de 0,1 Mt/an) aux États-Unis, ce qui a modifié le nombre d'installations en service. L'AIE en compte 22, mais ne tient pas compte des petites unités commerciales.

5. AIE, *CCUS in Clean Energy Transitions*, septembre 2020, disponible sur : www.iea.org.

ont entraîné l'abandon des projets. La donne a bien changé aujourd'hui. La sortie du charbon en Europe permet d'appréhender les technologies de CCUS de manière plus neutre. Le prix du CO₂ des systèmes d'échange de quotas d'émission (ETS) dépasse les 50 €/tonne, modifiant l'économie des projets. L'Europe s'est dotée d'une stratégie hydrogène qui inclut le CCUS. Elle possède toutes les compétences requises pour développer les technologies de CCUS, grâce à son expertise pétrolière (BP, Eni, Equinor, Shell, TotalEnergies), mais aussi ses industriels à la pointe des technologies de captage, notamment Air Liquide, Aker, IFPEN/Axens et Linde.

Dans ce contexte, qu'en est-il des développements du CCUS en Europe ? Quelles sont les applications clés du CCUS ? Quels sont ses enjeux et quels obstacles le CCUS doit-il surmonter ?

Cette étude répond à ces questions à la lueur des évolutions récentes des politiques climatiques et de soutien des technologies CCUS en Europe. La première section donne un panorama des développements intervenus sur l'année 2020 et début 2021, qui montre une réelle accélération au cours des douze derniers mois. La deuxième section analyse les facteurs clés qui insufflent cette nouvelle dynamique, tandis que la troisième section est consacrée aux principaux verrous à lever, ou à reconsidérer. Les premiers enseignements que l'on peut tirer des développements en cours concluent ce rapport.

Cette étude est complétée d'une analyse plus approfondie sur l'Allemagne et la France : « Vers un rôle accru du CCS dans la décarbonation industrielle en Allemagne et en France⁶ » .

6. S. Cornot-Gandolphe, « Vers un rôle accru du CCS dans la décarbonation industrielle en Allemagne et en France », *Études de l'Ifri*, Ifri, septembre 2021, disponible sur : www.ifri.org.

Accélération des projets en Europe

En Europe du Nord

Des développements majeurs en 2020 et début 2021 montrent l'accélération des projets en Europe du Nord, Norvège, Royaume-Uni et Pays-Bas, qui ont l'avantage de pouvoir s'appuyer sur des infrastructures et une expertise pétro-gazières.

- En décembre 2020, le Parlement norvégien a approuvé le projet Longship⁷, une chaîne complète de captage, transport et stockage du CO₂, d'un coût total estimé à 25,1 milliards de NOK (environ 2,5 milliards €), dont les deux tiers seront financés par l'État norvégien. Le projet Northern Lights, la composante transport et stockage de Longship, sera le premier réseau au monde de transport et de stockage de CO₂ transfrontalier ouvert aux tiers (cf. Encadré 1). Longship témoigne d'une vision et d'un engagement forts du gouvernement norvégien et démontre l'importance du CCS dans la lutte contre le changement climatique.
- En mars 2021, un nouveau projet de stockage en mer du Nord norvégienne, Polaris CCS, a été annoncé par Baker Hughes et Horisont Energi⁸. Le projet fait partie du projet Barents Blue, la première usine européenne à grande échelle de production d'ammoniac bas carbone.
- En novembre 2020, le Premier ministre britannique a annoncé un « plan en dix points pour une révolution industrielle verte », qui comprend l'objectif de capter et stocker 10 Mt/an de CO₂ d'ici 2030, développer deux *clusters* CCUS d'ici le milieu des années 2020 et deux autres d'ici 2030, incluant au moins une centrale électrique avec CCUS⁹. Le gouvernement britannique a lancé le

7. Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, *Longship – Carbon Capture and Storage*, Meld. St. 33 (2019-2020) Report to the Storting (white paper), disponible sur : www.regjeringen.no.

8. Business Wire, « Baker Hughes and Horisont Energi Sign MoU for Groundbreaking Offshore Barents Sea Carbon Capture, Transport and Storage Project », 23 mars 2021, disponible sur : www.businesswire.com.

9. Government of England, « The Ten Point Plan for a Green Industrial Revolution », 18 novembre 2020, disponible sur : www.gov.uk ; *The Energy White Paper: Powering Our Net Zero Future*, présenté au Parlement du Royaume-Uni par le secrétaire d'État aux Affaires, à l'Énergie et à la Stratégie industrielle par ordre de Sa Majesté, CP 337, décembre 2020, disponible sur : <https://assets.publishing.service.gov.uk>.

programme de sélection des premiers *clusters* en mai 2021. Le Royaume-Uni a maintenant des projets de *clusters* CCUS dans toutes ses grandes régions industrielles : Acorn CCS (ou Scotland CCS Cluster), Net Zero Teesside (NZT), Zero Carbon Humber (ZCH) et Humber Zero, HyNet Northwest (Liverpool-Manchester), et South Wales Industrial Cluster (SWIC)¹⁰.

- Le gouvernement britannique a décidé d'investir massivement dans le CCS et de devenir un leader mondial des technologies de CCS. Il ambitionne d'utiliser le potentiel de stockage de CO₂ du pays pour stocker le CO₂ capté localement et à l'étranger. Ce marché pourrait représenter jusqu'à 54 milliards de livres sterling (£) d'ici 2050. En 2020, le gouvernement a créé le Fonds d'infrastructure sur le CCS (CIF), doté de 1 milliard £ (1,16 milliard €) pour soutenir les dépenses d'investissement dans les réseaux de transport et de stockage et les projets industriels de captage du CO₂. Il constitue une part importante du soutien britannique au CCS, qui inclut également un soutien au CCS dans le secteur électrique, annoncé au printemps 2020, subventionné directement par une taxe sur la consommation. La production d'hydrogène bas carbone est également éligible au financement de 240 millions £ (279 millions €) du Fonds Net Zero Hydrogen Fund (NZHF). De plus, le gouvernement britannique finance les *clusters* émergents, à hauteur de 171 millions £ (200 millions €), dans leur phase de conception.
- Des projets à très grande échelle de production d'hydrogène bas carbone par reformage du gaz naturel avec CCS (ci-après, « SMR+CCS »¹¹) ont été annoncés en 2020 et 2021 (H2H Saltend, H2Teesside). Whitehall vise une production de 5 gigawatts (GW) d'hydrogène (renouvelable et bas carbone) d'ici 2030. En plus du projet de Teesside, deux nouveaux projets de CCS sur des centrales électriques au gaz ont été proposés récemment (Peterhead et Keadby 3), ainsi qu'une centrale de 1 800 megawatts (MW) fonctionnant à l'hydrogène (Keadby H2). En juin 2021, Drax a annoncé son projet pour capter et stocker 8 Mt CO₂/an d'ici 2030 sur la première unité BECCS de la centrale de Drax¹².

10. « CCUS in Action », disponible sur : www.ccsassociation.org.

11. SMR + CCS : l'abréviation englobe les différentes technologies, y compris le reformage autothermique (ATR) et les nouvelles technologies en développement (reformage avec préchauffage du gaz, par exemple). La pyrolyse, qui ne fait pas appel au CCS, n'est pas incluse, mais pourrait se développer d'ici 2030.

12. E. Mandel, « Drax, Mitsubishi to Build Mega Carbon Capture Power Project in UK », *H2 Bulletin*, 10 juin 2021, disponible sur : www.h2bulletin.com.

- Les projets de *hubs* de transport et de stockage partagés en mer du Nord britannique progressent également. En octobre 2020, BP a annoncé la création du consortium Northern Endurance Partnership avec Shell, Equinor, Eni, TotalEnergies et National Grid, pour développer des infrastructures de transport et de stockage de CO₂ en mer du Nord britannique. Ces infrastructures serviront les projets NZT et ZCH. En juin 2021, Eni a signé un accord-cadre avec Progressive Energy, selon lequel Eni développera et exploitera le transport et le stockage du CO₂ du projet HyNet Northwest. En octobre 2020, Eni avait obtenu une licence d'évaluation et de stockage de CO₂ qui cible les champs *offshore* d'Eni dans la baie de Liverpool.
- Aux Pays-Bas, selon une annonce non officielle de mai 2021, Porthos, le projet de *cluster* CCS du port de Rotterdam, va recevoir 2 milliards € de subventions publiques *via* le nouveau mécanisme d'aide d'État néerlandais (SDE++, cf. Encadré 2)¹³. Le *cluster* industriel de Porthos, développé par Shell, ExxonMobil, Air Liquide et Air Products, vise à capturer 2,5 Mt CO₂/an émis par les usines et les raffineries de la zone portuaire de Rotterdam pour les stocker dans un gisement de gaz épuisé en mer du Nord. Les subventions seront accordées sur une période de 15 ans, période pendant laquelle Porthos devrait stocker 37 Mt de CO₂. Le projet devrait entrer en service en 2024 et réduira les émissions dans le *cluster* industriel du port de Rotterdam d'environ 10 %. Les promoteurs du projet avaient signé en 2019 un accord avec l'organisation du projet Porthos – composée d'EBN, Gasunie et du port de Rotterdam – pour capturer le CO₂ du projet.
- En plus du projet Porthos, les Pays-Bas développent deux autres projets de *hubs* et *clusters*, comportant des infrastructures de transport et stockage partagées, Athos (EBN, Gasunie, le port d'Amsterdam et Tata Steel IJmuiden), visant le transport et le stockage en mer des émissions du port d'Amsterdam/canal de la mer du Nord, et Aramis (Shell et TotalEnergies), dans le port de Den Helder dans le nord des Pays-Bas. Les Pays-Bas développent également des projets de production d'hydrogène bas carbone (SMR+CCS), les projets H-Vision et Blue Hydrogen Den Helder, ainsi qu'un projet de conversion à l'hydrogène bas carbone d'une centrale au gaz (Magnum). Par ailleurs, de nouveaux projets de captage du CO₂ et stockage en mer du Nord néerlandaise viennent d'être annoncés : Zeeland Refinery (une *joint-venture* entre TotalEnergies et Lukoil) à Flessingue et Dow Benelux à Terneuzen.

13. J. Lewis, « Dutch Government Grants \$2.4bn in Subsidies for Giant North Sea CCS Project », *Upstream Online*, 10 mai 2021, disponible sur : www.upstreamonline.com.

Encadré 1 : Northern Lights, premier réseau de transport et de stockage de CO₂ transfrontalier ouvert aux tiers

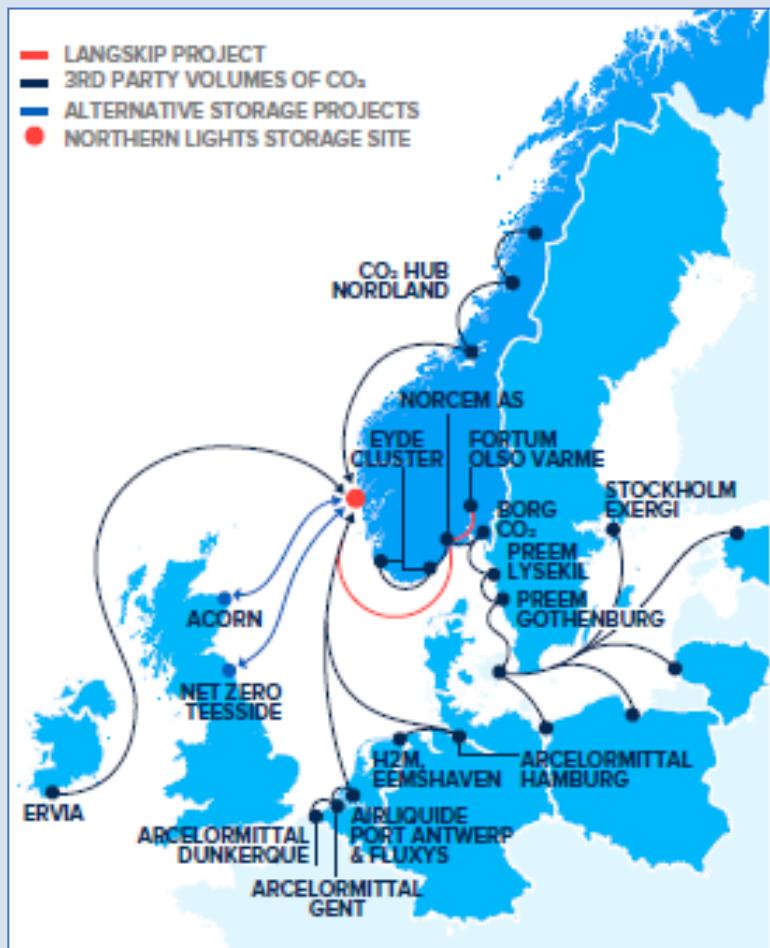
Le développement du projet norvégien d'infrastructure partagée, Northern Lights¹⁴, est un *game changer*. Il offre aux industriels européens la possibilité de stocker leurs émissions de CO₂ en toute sécurité et est lié au développement potentiel d'une dizaine d'installations de captage à travers l'Europe, dont des cimenteries, des usines sidérurgiques, des usines d'incinération des déchets, une unité de BECCS. Equinor (opérateur) et ses partenaires, TotalEnergies et Shell, ont signé des protocoles d'intention avec Air Liquide, Arcelor Mittal, Ervia, ETH Zurich, Fortum Oyj, HeidelbergCement AG, Microsoft, Preem et Stockholm Exergi, ce qui prouve un très haut niveau d'intérêt. Les projets d'installation de captage du CO₂ ne se seraient probablement pas concrétisés en l'absence d'une solution potentielle de stockage du CO₂. Ces projets de captage permettent par ailleurs d'envisager des projets de *clusters* industriels CCS dans les régions côtières de l'Europe et suscitent un engouement pour le CCS également dans le reste de l'Europe (Danemark, Italie). La prise de décision d'investissement des promoteurs du projet en mai 2020 et celle du gouvernement norvégien en décembre 2020 ont également incité le Royaume-Uni et les Pays-Bas à développer plus rapidement leurs projets d'infrastructure partagée de transport et de stockage.

D'un coût total (CAPEX et OPEX) de 1,4 milliard €, Northern Lights est financé à hauteur de 73 % par le gouvernement norvégien (80 % si le puits d'exploration/injection est inclus). Le projet est développé en plusieurs phases. Les installations de la première phase, opérationnelles en 2024, vont permettre de traiter jusqu'à 1,5 Mt CO₂/an. En fonction de la demande, les partenaires envisagent de porter la capacité à 5 Mt/an par le développement de nouvelles phases.

Lors de sa mise en service en 2024, Northern Lights sera le tout premier réseau d'infrastructures de transport et de stockage de CO₂ transfrontalier ouvert aux tiers. La prestation de Northern Lights débutera à la collecte du CO₂ liquéfié par navire spécial à partir d'un port adapté. Une fois collecté, le CO₂ sera expédié vers un terminal côtier situé à l'ouest de la Norvège pour un stockage temporaire. De là, il sera repris par pompage et acheminé par *pipelines* 110 kilomètres (km) plus loin, sur le lieu de stockage offshore permanent situé à environ 2 600 mètres sous le plateau océanique norvégien.

14. Northern Lights, « Accelerating Decarbonization », disponible sur : <https://northernlightsecs.com> ; Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, *Longship – Carbon Capture and Storage*, op. cit.

Carte 1 : Sources potentielles de CO₂ du projet Northern Lights



Source : Global CCS Institute.

Premiers projets ailleurs en Europe

Si l'Europe du Nord est déjà très avancée, les premiers projets de stockage du CO₂ sont en train d'émerger en dehors des trois pays phares.

- En Italie, Eni a annoncé un projet de construction d'un *hub* de stockage du CO₂ (Adriatic Blue CCS) dans des gisements de gaz épuisés situés au large de Ravenne (300 à 500 Mt CO₂ de capacité de stockage). Ce sera le premier projet dans la région méditerranéenne. Un projet pilote devrait démarrer en 2022, et la phase de développement devrait commencer en 2026. Associé à ce *hub* de stockage, le projet CCS Ravenna Cluster pourrait capter 5 Mt/an d'ici 2028 d'émissions des secteurs industriels et de la transformation énergétique (centrales électriques et production d'hydrogène bas carbone).

- Le Danemark ambitionne maintenant de stocker du CO₂ à partir de 2025 dans ses champs d'hydrocarbures déplétés au large de la côte danoise (projet Greensand). Un projet de *cluster* industriel CCS (C4 : Carbon Capture Cluster Copenhagen) autour de Copenhague, qui vise la neutralité climatique dès 2025, projette de capter 3 Mt/an de CO₂, dont une partie serait utilisée.
- La Pologne est en train de revoir sa législation concernant le stockage géologique du CO₂, qui jusqu'à présent n'autorisait que des projets de démonstration.
- En Irlande, Ervia poursuit ses études pour développer son projet de captage des émissions d'une centrale électrique et d'une raffinerie (2,5 Mt CO₂/an) et leur stockage dans le champ épuisé de Kinsale Head.

Par ailleurs, la mise en place des premiers *hubs* de stockage en mer du Nord renforce les projets de *clusters* industriels CCS dans les régions côtières d'Europe (Belgique, France, Allemagne, Pologne, Suède) et des projets de terminaux portuaires d'expédition et de stockage tampon du CO₂ émergent.

- Un projet de terminal d'expédition depuis le port d'Anvers est en cours de développement dans le cadre du projet CO2TransPort (projet d'intérêt commun, PCI). Le port d'Anvers et sept industriels de la zone portuaire prévoient de capter 50 % des émissions du port, soit environ 9 Mt/an, d'ici 2030 et les stocker en mer du Nord (projet Antwerp@C).
- En France, le projet Dartagan vise à créer un *hub* d'exportation de CO₂ multimodal ouvert aux tiers depuis le port de Dunkerque (capacité initiale : 3 Mt/an et jusqu'à 12 Mt/an en phase finale). Un projet similaire sur le port du Havre vient d'être proposé par une alliance de 11 industries, soutenue par Haropa Port, le grand port fluvio-maritime de l'axe Seine (jusqu'à 7 Mt/an). Le projet 3D, réunissant onze acteurs de six pays européens, dont ArcelorMittal, Axens, IFP Énergies nouvelles (IFPEN) et TotalEnergies, prépare la mise en place d'une première unité industrielle, utilisant un procédé de captage innovant (DMX), sur le site ArcelorMittal de Dunkerque (1 Mt CO₂/an). Le projet étudie également la conception du futur pôle européen de Dunkerque-Mer du Nord (10 Mt CO₂/an). Également à Dunkerque, ArcelorMittal prévoit la construction d'une usine DRI innovante, en partenariat avec Air Liquide. L'installation utiliserait de l'hydrogène bas carbone (SMR+CCS) fourni par Air Liquide, le CO₂ serait stocké en mer du Nord. La France a également un projet de *hub* et *cluster* CCUS dans la région aquitaine (projet Pycasso).

- L'Allemagne a également deux projets visant le transport du CO₂ et son stockage en mer du Nord : le projet de création d'un *hub* d'exportation de CO₂ et de stockage tampon à Wilhemshaven (4,3 Mt/an initialement), auquel est associé un projet de transport du CO₂ par canalisation de Brême à Wilhemshaven ; et le projet H2morrow, un projet à grande échelle de production d'hydrogène bas carbone (SMR+CCS) impliquant Equinor, l'opérateur de transport de gaz allemand Open Grid Europe (OGE) et Thyssenkrupp.
- La Pologne a annoncé un projet d'interconnexion CCS Pologne-Union européenne (UE), qui vise à établir un terminal multimodal d'exportation de CO₂ dans le port de Gdansk. L'objectif du projet est de connecter les principaux sites émetteurs de Gdańsk et sa région aux sites de stockage de la mer du Nord.
- En Suède, le projet CinfraCap vise à mettre en place une infrastructure de transport du CO₂ optimisée pour soutenir les projets CCS du pays et ouverte aux tiers.

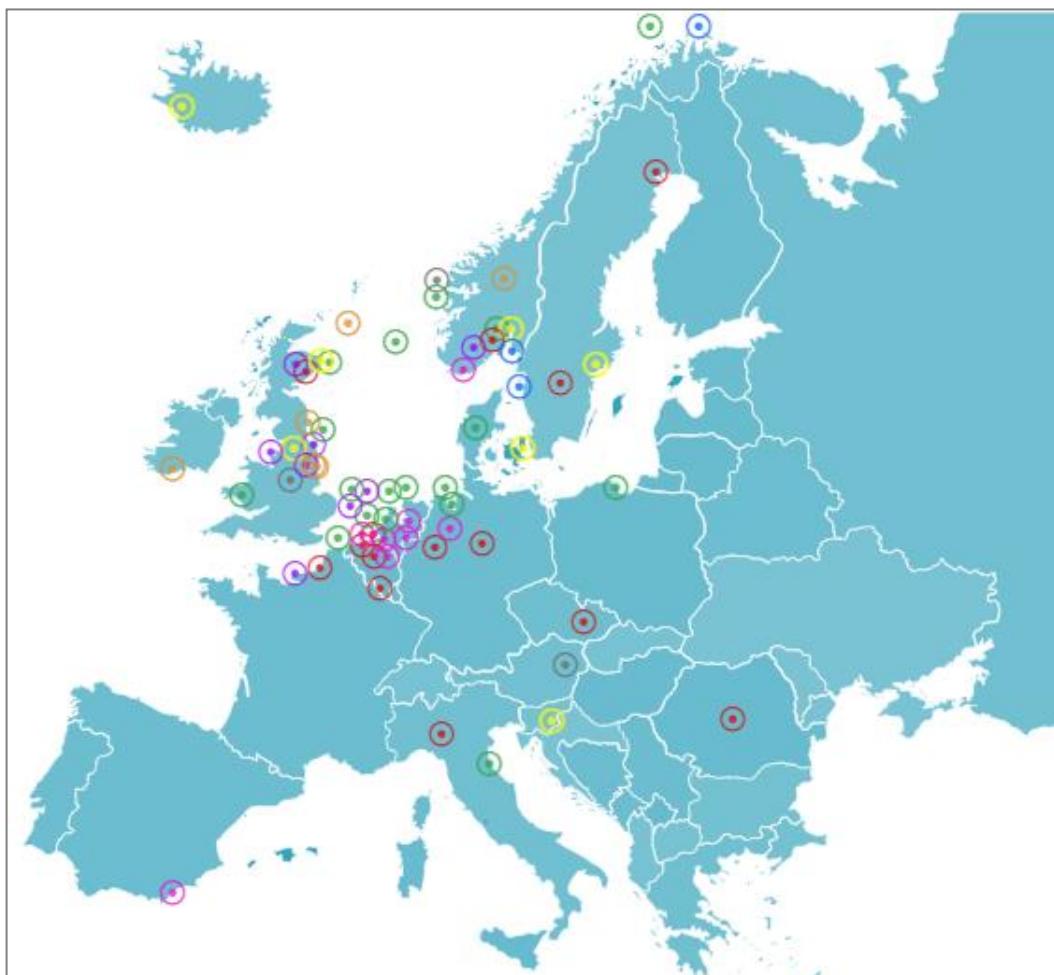
Enfin, sous l'impulsion des cimentiers, des projets de captage du CO₂ sont à l'étude en République tchèque et en Roumanie. Des projets sont également à l'étude/en développement en Croatie, Islande et Suisse.

Ce panorama montre le dynamisme du secteur, avec des projets avancés qui devraient démarrer dès 2024, et l'apparition des premiers projets de CCS en dehors des trois pays phares. L'Europe est maintenant dans le peloton de tête mondial avec les États-Unis, et a un potentiel de développement important des technologies de CCS et CCU.

La carte 2, établie par le Zero Emission Platform (ZEP) en juin 2021, illustre les projets de CCUS en Europe¹⁵.

15. Zero Emissions Platform, « CCS/CCU projects », disponible sur : <https://zeroemissionsplatform.eu>.

Carte 2 : Projets de CCUS en Europe



Source : ZEP.

Le ZEP recense 76 projets¹⁶ dans 16 pays européens, qui permettraient de stocker plus de 50 Mt/an de CO₂ d'ici 2030. L'approche est différente de celle du Global CCS Institute, qui dénombre 13 projets en Europe, dont 2 opérationnels et 11 en développement, et 29 projets de démonstration¹⁷. En particulier,

16. Le nombre de projets d'une source à une autre peut varier fortement selon les projets retenus (par exemple, incluant ou non les projets de démonstration, les projets de CCU, et enfin la manière de comptabiliser un projet de *hub and cluster* : comme un seul projet *full chain*, ou bien en différenciant : 1) les différents projets d'un *cluster* industriel (production d'hydrogène, captage du CO₂ sur des installations industrielles, sur des centrales électriques, conversion ou nouvelle centrale fonctionnant à l'hydrogène) ; 2) les infrastructures d'expédition/transport régional du CO₂ ; et 3) les infrastructures partagées de transport et stockage. Ainsi, IOGP (International Association of Oil and Gas Producers), qui publie régulièrement une carte des projets CCUS en Europe indique 51 projets en avril 2021 : IOGP, « Map of EU CCUS Projects », disponible sur : www.oilandgaseurope.org. En combinant ces deux sources et en ajoutant les projets annoncés récemment, mais en retirant les projets de démonstration et les centres de tests, l'auteure a comptabilisé 76 projets, dont 16 projets de CCU et 50 de CCS.

17. Global CCS Institute, *Global Status of CCS: 2020 Report*, op. cit.

le ZEP recense les projets de CCU (8 projets), les *hubs* de transport et de stockage, y compris les projets de terminaux d'expédition et de canalisations régionales (18 projets) et les centres de recherche (3 projets).

La plupart des projets sont candidats aux appels à proposition du Fonds européen pour l'innovation et/ou des appels nationaux concernant les projets importants d'intérêt européen commun (PIIEC), ou, dans le cas du Royaume-Uni, du programme de sélection des *clusters*. D'ici fin 2021, ces sélections permettront de mieux cerner quels seront les projets susceptibles de se développer les premiers, au-delà de Longship et Porthos.

Une nouvelle dynamique tirée par la neutralité climatique et un soutien européen et national

Cinq facteurs principaux expliquent le renouveau du CCUS en Europe : des objectifs climatiques ambitieux, des incitations à l'investissement, de nouveaux modèles commerciaux et de nouveaux débouchés : la production d'hydrogène bas carbone et la création d'une économie circulaire du carbone, *via* la CCU. En particulier, la nécessité de décarboner les secteurs industriels et de produire de l'hydrogène à faible émission de carbone, rapidement, massivement et à moindre coût, redéfinit les perspectives du CCS en Europe.

L'objectif renforcé de réduction des émissions d'ici 2030 requiert le CCS

La perception des technologies de CCUS s'est radicalement modifiée en Europe. Son rôle essentiel dans la transition énergétique est maintenant reconnu par un plus grand nombre de gouvernements européens, qui l'ont inclus dans leur politique climatique visant la neutralité carbone¹⁸, avec une accélération de sa contribution lors de cette décennie pour atteindre leurs objectifs de 2030. Ceci s'applique en particulier aux secteurs les plus difficiles à décarboner. Ces gouvernements voient les avantages économiques que le CCUS peut offrir, en particulier la flexibilité qu'il offre aux territoires et aux industries à forte intensité énergétique pour atteindre la neutralité carbone et pour faciliter une transition énergétique juste et inclusive. Le CCUS permet en effet de créer et maintenir des emplois à grande valeur et soutient la croissance économique grâce à l'innovation, au redéploiement industriel et la création de nouveaux marchés à

18. La Belgique, la Croatie, la République tchèque, l'Allemagne, l'Espagne, la France, la Grèce, l'Irlande, les Pays-Bas et le Royaume-Uni ont inclus le CCS dans leur Plans nationaux Énergie et Climat, faisant référence au rôle du CCS dans la réduction des émissions des procédés industriels, la production d'hydrogène bas carbone à partir de gaz naturel avec CCS et l'élimination du carbone avec le BECCS. Cette analyse est basée sur les Plans préliminaires qui n'incluent pas l'objectif rehaussé de réduction des émissions en 2030. Voir : IOGP, « IOGP Assessment of Draft National Energy and Climate Plans », décembre 2019, disponible sur : www.oilandgaseurope.org.

l'export (par exemple technologies de captage, technologies liées au stockage du CO₂, simulation numérique, monitoring). Il permet aux industries fortement émettrices de contribuer aux économies locales tout en évoluant vers le zéro émission, de réutiliser des infrastructures existantes et d'éviter les actifs échoués.

La Commission européenne (CE) reconnaît le rôle clé que les technologies de CCUS peuvent jouer dans la décarbonation profonde des systèmes énergétiques, ainsi que dans l'accélération de la transition énergétique et dans la réalisation du redéploiement industriel. Selon la CE, l'objectif rehaussé à - 55 % de réduction des émissions de GES d'ici 2030 requiert une action immédiate et substantielle pour accélérer les technologies CCS/CCU au cours de cette décennie et jeter les bases des infrastructures de CO₂ à travers l'UE¹⁹. Le CCS est l'un des sept piliers de la stratégie à long terme de la CE en matière d'énergie et de changement climatique, en particulier pour les industries à forte intensité énergétique et dans une phase de transition pour la production d'hydrogène bas carbone²⁰. Le CCS est également nécessaire pour capter et stocker les émissions de CO₂ provenant de la biomasse et créer des émissions négatives. La stratégie de l'UE pour l'intégration du système énergétique de juillet 2020 met en avant le CCS pour réduire les émissions des procédés industriels et compenser les émissions résiduelles des autres secteurs et la CCU combinée avec de l'hydrogène renouvelable pour produire des gaz, combustibles et matériaux synthétiques²¹. La stratégie européenne de l'hydrogène, publiée en juillet 2020, vise la création d'une économie durable de l'hydrogène dans l'UE²². La priorité est de développer l'hydrogène renouvelable, produit principalement à partir de l'électrolyse avec de l'électricité renouvelable. Toutefois, la stratégie reconnaît qu'à court et moyen terme, d'autres formes d'hydrogène bas carbone²³ seront nécessaires pour réduire rapidement, massivement et à un moindre coût, les émissions de la production d'hydrogène existante et soutenir en parallèle le développement de l'hydrogène renouvelable (voir la

19. CCUS Setplan, *SET-PLAN IWG9 CCS and CCU Implementation Plan – Report: Follow-Up on Targets*, disponible sur : www.ccus-setplan.eu.

20. CE, « A European Strategic Long-Term Vision for a Prosperous, Modern, Competitive and Climate Neutral Economy », COM(2018) 773 final, 28 novembre 2018, disponible sur : <https://eur-lex.europa.eu>.

21. Commission européenne, « Alimenter en énergie une économie neutre pour le climat : une stratégie de l'UE pour l'intégration du système énergétique », COM(2020) 299 final, 8 juillet 2020, disponible sur : <https://eur-lex.europa.eu>.

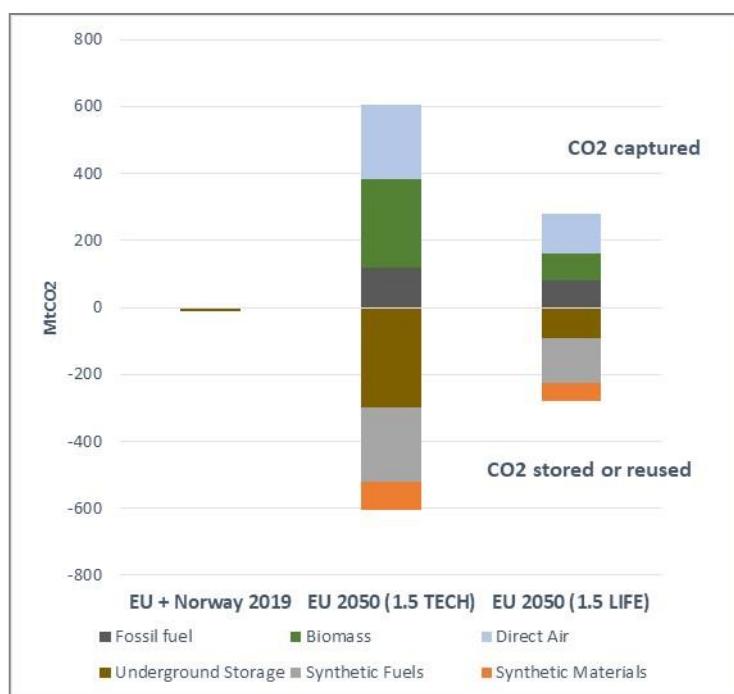
22. CE, « A Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe », COM(2020) 301 final, 8 juillet 2020, disponible sur : <https://ec.europa.eu>.

23. Selon la CE, « l'hydrogène bas carbone » englobe l'hydrogène d'origine fossile avec captage du carbone et l'hydrogène électrolytique, avec une réduction significative de la quantité d'émissions de gaz à effet de serre sur la totalité du cycle de vie par rapport à l'hydrogène produit avec des techniques existantes.

sous-section 4). La CE estime que 11 milliards € seront nécessaires d'ici 2030 pour équiper les unités de production existantes de CCS.

Dans les différents scénarios proposés dans la stratégie à long terme de la CE, tous les scénarios incluent le CCUS. Ceux qui atteignent l'objectif de neutralité carbone en 2050 (1,5TECH et 1,5LIFE) reposent fortement sur les technologies de CCS et d'élimination du CO₂ pour atteindre la neutralité climatique et donnent également un rôle important à la CCU. Dans ces scénarios, 281 Mt à 606 Mt de CO₂ sont captées en 2050 (Graphique 1), dont 80 Mt à 298 Mt de CO₂ sont stockées et 201 Mt à 307 Mt sont utilisées pour la fabrication de combustibles ou de matériaux synthétiques.

Graphique 1 : Le CCUS dans les scénarios 1,5 °C de la Commission européenne



Source : International Association of Oil and Gas Producers (IOGP) ; CE²⁴.

Ainsi, les applications du CCS en Europe concernent principalement :

- le secteur industriel, et visent plus particulièrement les industries à forte intensité énergétique (acier, ciment, chimie et pétrochimie), qui requièrent aujourd'hui l'utilisation de

24. IOGP, *The Potential for CCS and CCU in Europe: Report to the Thirty Second Meeting of the European Gas Regulatory Forum 5-6 June 2019*, disponible sur: <https://ec.europa.eu> ; CE, « A European Long-Term Strategic Vision for a Prosperous, Modern, Competitive and Climate Neutral Economy », COM(2018) 773, 28 novembre 2018, disponible sur : <https://ec.europa.eu>.

combustibles fossiles pour leurs besoins en très hautes températures, ou pour lesquelles, du fait de la nature même des procédés, les combustibles fossiles ne peuvent être substitués (ou de manière rentable) avec les technologies actuelles :

- la production d'hydrogène bas carbone, afin de massifier la production d'hydrogène, faciliter la mise en place des infrastructures nécessaires au déploiement de l'hydrogène renouvelable, et permettre la réduction à court terme des émissions de certaines branches industrielles ;
- le BECCS pour créer des émissions négatives.

Dans le secteur électrique, le CCS n'apparaît pas comme une solution de décarbonation sauf pour créer des émissions négatives *via* le BECCS. Toutefois, l'installation de CCS sur des centrales thermiques au gaz (en complément de l'accélération des renouvelables) est envisagée dans certains pays européens (Royaume-Uni, Irlande, à l'étude pour le projet de *cluster* en Italie). Les scénarios de la CE et de l'AIE l'envisagent pour éliminer les émissions résiduelles des centrales thermiques au gaz nécessaires à la stabilisation du réseau électrique, en complément des autres solutions (stockage de l'énergie, gestion de la demande, etc.). La question pourrait se poser en Allemagne vu les objectifs accélérés de réduction des émissions dès 2030, combinée avec la fermeture du nucléaire et des centrales au charbon, et la difficulté d'investir dans les infrastructures de transport d'électricité. Une étude d'Agora Energiewende portant sur la neutralité carbone en Allemagne en 2045, publiée en mai 2021, ne l'envisage pas, mais envisage l'utilisation de l'hydrogène renouvelable pour les centrales au gaz encore en service en 2045²⁵.

Amélioration des conditions d'investissement : nouvelles incitations financières

Le nombre croissant de projets CCUS en Europe reflète également l'amélioration des conditions d'investissement, grâce à la mise en place de nouvelles politiques de soutien au niveau européen, et dans les trois pays phares.

25. Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, « Towards a Climate-Neutral Germany by 2045: How Germany Can Reach Its Climate Targets before 2050 », juin 2021, disponible sur : <https://static.agora-energiewende.de>.

De nombreux programmes de la CE soutiennent les projets de CCUS au sein de l'UE. Ainsi, le Fonds pour l'innovation, établi dans le cadre de l'ETS (*Emissions Trading System*) est l'un des plus grands programmes de financement au monde pour la démonstration de technologies innovantes à faible émission de carbone, dont la CCU et le CCS. Il devrait financer environ 18 milliards € (sur la base d'un prix du quota de 40 €/t CO₂) sur la période 2021-2030. Le premier appel à projets à grande échelle, clôturé en octobre 2020, a reçu 311 propositions de projets innovants, dont 14 concernant directement le CCUS²⁶. En avril 2021, 70 projets ont été présélectionnés pour une deuxième étape de sélection, dont 13 projets CCUS. Les projets sélectionnés seront connus fin 2021. La R&I est également soutenue par de nombreux programmes européens, dont Horizon Europe, doté d'un budget de près de 100 milliards € sur la période 2021-2027. Le programme d'action 9 du plan stratégique européen pour les technologies énergétiques (plan SET) vise spécifiquement le CCUS. Il regroupe 11 pays, dont la France et l'Allemagne.

En 2020, le mécanisme pour l'interconnexion en Europe (Connecting Europe Facility – CEF) a fourni 135 millions € à cinq projets de transport transfrontaliers de CO₂²⁷. Ces projets avaient été sélectionnés dans la quatrième liste de projets PCI des réseaux transeuropéens de l'énergie (TEN-E). La cinquième liste, en préparation, comporte 8 projets : CO2TransPorts, Northern Lights, Athos, Aramis, Dartagnan, Interconnexion CCS Pologne-UE, le terminal d'expédition de Wilhelmshaven et la canalisation de transport CO₂ en amont de Wilhelmshaven²⁸. Il est intéressant de noter l'apparition des premiers projets français et allemands dans cette liste. La sélection devrait intervenir fin 2021.

Au niveau national, l'engagement fort de gouvernements en faveur du CCS et la mise en place de mécanismes visant à combler l'écart entre le prix du CO₂ sur le marché européen et le coût des projets CCS sont décisifs : 1,7 milliard € de financement prévu dans le projet Longship, 2 milliards € de subventions prévues pour le projet Porthos et au moins 1,6 milliard € dans les projets de *clusters* britanniques. Le mécanisme SDE++, adopté par le gouvernement néerlandais (cf. Encadré 2) est particulièrement innovant.

26. Innovation Funds, « Lessons Learnt from the Applications to the 2020 Calls », disponible sur : <https://ec.europa.eu>.

27. I. Czernichowski-Lauriol, « How CCUS and ECCSEL ERIC Are Embedded in National Strategies, Roadmaps and Funding Programmes, both at EU Country Level and within In-Country Regions », Eccelerate, 29 janvier 2021, disponible sur : www.eccsel.org.

28. Commission européenne, « Candidate PCI Projects in Cross Border Carbon Dioxide (CO₂) Transport Networks in View of Preparing the 5th PCI List », disponible sur : <https://ec.europa.eu>.

Il faut souligner de nouveaux efforts en Allemagne et en France. L'Allemagne va débloquer un fonds dédié aux technologies de CCU/CCS pour stimuler non seulement une chaîne de procédés CCU/CCS, mais également un « écosystème CCU/CCS » en Allemagne²⁹. Le programme va également chercher à garantir l'acceptation du CCU/CCS en tant que « technologie de transition » pour décarboner l'industrie. Le budget a été fixé à 105 millions € pour 2021, puis à 120 millions €/an dans un premier temps jusqu'en 2025. En France, une feuille de route pour le développement du CCUS comportant des actions concrètes en 2021-2023 est en cours d'élaboration dans le cadre du Conseil national de l'industrie, au sein du Comité stratégique « Industries des nouveaux systèmes énergétiques³⁰ ». La signature du contrat devrait intervenir prochainement (elle ne l'est pas encore au moment de la rédaction de ce rapport).

Encadré 2 : Le SDE++, un mécanisme innovant pour la réduction des émissions de CO₂ et l'optimisation des dépenses publiques

Les Pays-Bas ont défini leur feuille de route visant la neutralité carbone d'ici 2050 dans leur accord sur le Climat de 2019, qui vise une réduction des émissions de CO₂ de 49 % d'ici 2030 et de 95 % d'ici 2050 par rapport à 1990. Pour atteindre cet objectif, les Pays-Bas ont fait évoluer leur programme de subvention pour optimiser la dépense publique et la réduction des émissions de CO₂³¹. Le nouveau programme (SDE++) prévoit 30 milliards € de subventions jusqu'en 2025.

Le SDE++ élargit le portefeuille de technologies éligibles du mécanisme précédent de subvention SDE+, qui soutenait la production d'énergie renouvelable uniquement, de sorte que les technologies de réduction de CO₂ sont désormais également éligibles, telles que l'hydrogène bas carbone et le CCS. Par ailleurs, le SDE++ tient compte de la capacité de la technologie à réduire les émissions de CO₂ et met en concurrence les technologies les unes par rapport aux autres via un système d'enchères. Ce système, découpé en 4 phases d'application, permet un regroupement des projets des moins au plus coûteux. Le premier cycle de financement du SDE++ (5 milliards € de subventions) s'est clôturé mi-décembre 2020.

29. C. Jardine, « Germany Launches CCUS Support », Argus Media, 8 février 2021, disponible sur : www.argusmedia.com.

30. La filière Industries des nouveaux systèmes énergétiques, disponible sur : <https://systemesenergetiques.org> ; Conseil national de l'industrie, « Le contrat de la filière industries des nouveaux systèmes énergétiques », disponible sur : www.conseil-national-industrie.gouv.fr.

31. Mazars, « Construction d'un monde bas carbone : le système de subvention innovant des Pays-Bas », avril 2021, disponible sur : www.mazars.fr.

La première phase d'application (jusqu'à 65 €/tCO₂) et la deuxième phase (jusqu'à 85 €) incluaient principalement des applications pour le CCS et des systèmes solaires. La troisième phase (jusqu'à 180 €) et la quatrième phase (jusqu'à 300 €), incluaient principalement des projets de grands parcs solaires photovoltaïques, des chaudières industrielles électriques et de la géothermie. Le SDE++ est structuré de telle manière que seule la partie non rentable des technologies reçoit une subvention *via* un mécanisme de contrats carbone pour la différence (CCfD). Dans le cas du CCS, il s'agit de la différence entre le coût de capture, transport et stockage du CO₂ et le prix du CO₂ sur le marché européen. Les projets de CCS sélectionnés reçoivent des subventions pendant 15 ans à partir du début de l'exploitation du projet.

Le financement SDE++ s'applique aux utilisations industrielles du CCS. Le niveau de subvention dépend des technologies de captage utilisées dans chaque projet et comptabilise les coûts de transport et de stockage. Pour s'assurer que le CCS ne limite pas les efforts globaux sur la durabilité industrielle, le financement du CCS *via* le SDE++ est limité à 7,2 Mt CO₂/an de réduction d'émissions industrielles jusqu'en 2030, soit la moitié de l'effort demandé au secteur industriel néerlandais, qui doit réduire ses émissions d'au moins 14,3 Mt de CO₂ d'ici 2030. Par ailleurs, après 2035, le financement des projets CCS basés sur les énergies fossiles ne sera plus possible. Le SDE++ ne s'applique pas actuellement à la CCU. Cette application est en cours d'analyse. Le soutien au CCS dans le secteur de l'électricité pourrait être une option après 2030, mais seulement si les mesures mises en place par le gouvernement, telles que l'abandon des centrales au charbon et le déploiement accéléré des énergies renouvelables, ne suffisaient pas à la réduction souhaitée des émissions du secteur.

La CE a approuvé le schéma SDE++ en décembre 2020³². Cette décision a permis de clarifier quelles subventions publiques seraient disponibles pour la production d'hydrogène, y compris quel type d'hydrogène serait subventionné (non seulement l'hydrogène renouvelable, mais plus généralement l'hydrogène à faible teneur en carbone), au moins à court terme, afin d'établir un marché de l'hydrogène.

32. Herbert Smith Freehills, « EU Commission Approves Dutch State Aid for Hydrogen Production », *Energy Notes*, 4 mars 2021, disponible sur : <https://hsfnotes.com>.

Un nouveau *business model* : l'approche « *hubs and clusters* »

Les projets récents de CCS s'appuient sur de nouveaux modèles commerciaux pour réaliser des économies d'échelle et des réductions de coûts, une coopération accrue entre les gouvernements et l'industrie, ainsi que des partenariats transfrontaliers régionaux.

Au cours des trois dernières années, les stratégies de déploiement du CCS se sont focalisées sur le développement de « *hubs and clusters* », comportant la mutualisation des sources émettrices autour de *clusters* industriels de captage du CO₂ et une infrastructure partagée de transport et de stockage de CO₂. Cette approche marque un tournant dans l'économie de la chaîne de valeur CCS par rapport aux projets précédents, fondés sur une source émettrice unique et un site de stockage dédié. Elle améliore l'économie du CCS en réduisant les coûts unitaires grâce aux effets d'échelle. Elle réduit le risque commercial et les coûts de financement en séparant les composants de captage, transport et stockage de la chaîne de valeur CCS, permettant une meilleure répartition des responsabilités et des risques entre les installations industrielles et les opérateurs de transport et fournisseurs de stockage, que sont les grandes compagnies énergétiques, telles que BP, Eni, Equinor, Shell et TotalEnergies. Elle permet aux industriels de se focaliser sur le captage des émissions de leurs sites, en ayant l'assurance que celles-ci auront un débouché de stockage. Le développement d'infrastructures partagées de transport et stockage est un déclencheur majeur pour de nouveaux investissements visant la décarbonation des pôles industriels côtiers, tant au niveau mondial, que de l'UE.

L'hydrogène bas carbone pour accélérer l'émergence de l'économie de l'hydrogène

L'hydrogène est un élément clé de la politique européenne de décarbonation. Si l'objectif à terme de la stratégie européenne est la production d'hydrogène renouvelable, l'hydrogène bas carbone (SMR + CCS) est considéré par un nombre croissant de gouvernements (y compris l'Allemagne dans une phase de transition) afin de faciliter l'émergence du marché de l'hydrogène et permettre une transition énergétique compétitive et résiliente. Les deux voies de production de l'hydrogène ne sont pas incompatibles, bien au contraire. Les *clusters* industriels qui développent les deux filières montrent les synergies qui peuvent être développées entre les secteurs, les technologies et les infrastructures de transport, permettant d'optimiser le coût de la

transition énergétique. Un exemple d'une telle symbiose industrielle est celui des projets développés dans les grands ports néerlandais. Des politiques ambitieuses de développement de l'hydrogène renouvelable ne sont pas incompatibles avec un engagement fort dans les technologies de CCUS, comme le montre clairement l'ambition des projets d'hydrogène renouvelable développés dans les trois pays phares (NorthH2 par exemple).

Le CCUS peut contribuer à décarboner la production d'hydrogène de deux manières :

- En réduisant les émissions des unités existantes de production d'hydrogène (environ 10 Mt H₂/an en Europe). Des projets à grande échelle sont en train de voir le jour pour permettre aux unités de poursuivre leurs activités de manière durable. Le captage du CO₂ de ces unités est une opération présentant des coûts limités par rapport à d'autres secteurs. Par ailleurs ces unités sont souvent situées dans des zones portuaires permettant de partager les infrastructures de transport et stockage avec d'autres sites émetteurs.
- En offrant une voie potentiellement moins coûteuse et plus rapide pour augmenter la production d'hydrogène. La production d'hydrogène bas carbone (SMR+CCS) peut être une option plus compétitive que celle de l'hydrogène renouvelable. Les estimations récentes, par exemple celle de l'Hydrogen Council de février 2021³³, montrent que le coût de production de l'hydrogène renouvelable décline plus rapidement que prévu (par rapport aux études de 2020) mais malgré cette réduction rapide, l'hydrogène bas carbone offre une solution plus économique pendant une période de transition (en prenant pour hypothèse un prix bas du gaz) qui pourrait s'étendre au-delà de 2040 selon les conditions locales. De plus, cette route permet d'atteindre des volumes d'hydrogène suffisants pour la construction des infrastructures nécessaires au développement du marché de l'hydrogène (H₂ Backbone) et facilite ainsi l'intégration de l'hydrogène renouvelable.

Au cours des trois dernières années, selon Hydrogen Europe³⁴, treize projets de CCS portant sur la production d'hydrogène bas carbone (SMR+CCS) ont été proposés en Europe, dont six au Royaume-Uni et trois aux Pays-Bas. Les projets impliquent la

33. The Hydrogen Council, « Hydrogen Insights: A Perspective on Hydrogen Investment, Market Development and Cost Competitiveness », février 2021, disponible sur : <https://hydrogencouncil.com>.

34. Hydrogen Europe, *Clean Hydrogen Monitor 2020*, disponible sur : [www.hydrogeneurope.eu](http://www.hydrogogeneurope.eu), mis à jour fin mars 2021 ; Hydrogen Europe, « Meeting of the UNECE Group of Gas Experts », 24 mars 2021, disponible sur : <https://unece.org>.

production d'hydrogène à très grande échelle et évitent des millions de tonnes de CO₂. Ces projets pourraient produire 5,9 Mt H₂/an. D'autres projets sont à l'étude, en particulier pour la décarbonation de l'industrie sidérurgique (notamment le projet d'ArcelorMittal et d'Air Liquide à Dunkerque).

La CCU : vers une économie circulaire du carbone

Les technologies captant et utilisant le CO₂ permettent la création d'une économie circulaire du carbone. Grâce à la CCU, le carbone peut être recyclé, contribuant ainsi à l'objectif de neutralité carbone, et valorisé, permettant de créer de nouvelles chaînes de valeur. Aujourd'hui, environ 230 Mt CO₂/an sont utilisées dans le monde, principalement pour produire des engrais (environ 125 Mt CO₂/an) et pour la récupération assistée du pétrole (environ 70-80 Mt CO₂/an). Les autres utilisations commerciales du CO₂ comprennent la production d'aliments et de boissons, le refroidissement, le traitement de l'eau et les serres. De nouvelles voies de valorisation du CO₂ émergent qui façonneront l'avenir de la CCU :

- Dans le secteur de l'énergie, le CO₂ peut être utilisé comme matière première pour synthétiser des combustibles tels que le méthane ou le méthanol (e-fuels).
- Dans la chimie, le CO₂ peut être utilisé comme réactif pour produire des composés tels que des polymères ou des carbonates inorganiques.
- Dans le secteur de la construction, le CO₂ peut être utilisé comme matière première dans les constituants du béton (par carbonatation accélérée du béton recyclé).

Selon l'AIE, ce marché devrait concerner des volumes de CO₂ limités par rapport à l'enjeu climatique (5 % des quantités mondiales captées à l'horizon 2050). Le stockage reste donc indispensable pour réduire les émissions de CO₂. Mais la valorisation du CO₂ joue un rôle important dans la décarbonation des secteurs des transports et de l'industrie pour la production de carburants synthétiques (en particulier pour l'aviation) et comme matière première dans l'industrie chimique. Les scénarios de la CE sont beaucoup plus optimistes puisque 50 % à 72 % des volumes de CO₂ captés à l'horizon 2050 sont utilisés (cf. Graphique 1) pour la fabrication de combustibles et de matériaux synthétiques.

L'Europe est en effet particulièrement active sur les applications de la CCU, et plus particulièrement l'Allemagne. Ces applications doivent permettre de créer une économie circulaire du carbone, une

symbiose industrielle entre différentes branches et de nouvelles chaînes de valeur, porteuses de développement économique. La recherche est très avancée sur les technologies de captage, mais les technologies portant sur l'utilisation seront plus longues à établir. Aujourd'hui, les nouvelles applications de la CCU sont encore au stade du laboratoire et des premiers démonstrateurs. Elles se heurtent à des obstacles techniques (rendement des procédés), économiques (le coût de la CCU est aujourd'hui très élevé vu le stade de maturité technologique des technologies d'utilisation), sociaux (démonstration de l'intérêt environnemental) et réglementaires.

Le développement d'une économie circulaire du carbone requiert un cadre réglementaire au niveau européen, un effort accru de R&I et des incitations financières pour les projets initiaux. Les PIIEC sur l'hydrogène vont permettre d'avancer la R&I sur les projets de CCU qui combinent l'hydrogène et le CO₂. Mais l'environnement législatif des technologies CCU est complexe et nécessite d'être clarifié. En particulier, les règles pour l'utilisation du CO₂ pour la fabrication de combustibles de synthèse (e-fuels) devraient être clarifiées dans la révision en cours des règles de *reporting* et de *monitoring* de l'ETS. Les bénéfices climatiques ou environnementaux associés à ces produits sont à démontrer par des analyses de cycle de vie du produit. Un système de certification de ces combustibles est nécessaire au niveau européen. La CE a annoncé qu'une telle certification serait mise en place dans le cadre d'une réglementation plus générale sur les puits de carbone prévue en 2023.

Des verrous à lever, ou à reconSIDéRer

Malgré les progrès fulgurants observés au cours des derniers mois, les technologies de CCUS se heurtent encore à plusieurs défis économiques, réglementaires et sociétaux.

Coûts élevés des projets CCS, mais option la plus rentable dans certains secteurs

Le coût est le principal obstacle au déploiement du CCS. Avec les technologies actuelles, le coût du captage, transport et stockage de CO₂ se situe actuellement entre 40 et 200 €/tonne³⁵. La plupart des coûts associés au CCS sont dus à la capture du CO₂, qui peut représenter jusqu'aux trois quarts des coûts totaux. Le captage reste en effet fortement consommateur d'énergie afin de séparer le CO₂ des fumées et l'adapter ensuite au transport. Le coût du captage varie considérablement en fonction des applications et dépend de facteurs tels que la concentration en CO₂, les taux de captage, les quantités captées, la localisation et le coût de l'énergie. Selon un rapport de Navigant (maintenant Guidehouse) pour Gas for Climate, les coûts en Europe peuvent varier de 15 à 138 €/tCO₂ capturée³⁶. Les coûts les plus bas sont enregistrés sur des applications, telles que le traitement du gaz, la production d'ammoniac et d'hydrogène, alors que la fourchette haute concerne les centrales électriques et les usines d'incinération des déchets.

Cependant, il existe un potentiel considérable de réduction des coûts. Certaines applications en sont encore aux premiers stades de la commercialisation. L'expérience montre que le coût du captage se réduit au fur et à mesure que la technologie est déployée à grande échelle. Par exemple, le coût du captage du CO₂ dans le secteur de l'électricité a baissé de 35 % entre la première et la deuxième installation CCS à grande échelle, et cette tendance devrait se

35. Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, *Longship – Carbon Capture and Storage*, op. cit.

36. Navigant, « Gas for Climate: The Optimal Role for Gas in a Net Zero Emissions Energy System », mars 2019, disponible sur : <https://gasforclimate2050.eu>.

poursuivre avec l'expansion du marché³⁷. Des volumes de captage plus importants créeront des économies d'échelle. Par ailleurs, l'industrie du captage du CO₂ a connu un développement technologique rapide ces dernières années. Les entreprises commencent à développer des unités modulaires et à les standardiser, ce qui réduit les coûts. Des réductions de coûts importantes sont permises grâce à de nouveaux procédés, tels que l'intégration de la chaleur. La concurrence accrue avec de nouveaux acteurs entrant sur ce marché continue de stimuler l'innovation. De nouvelles technologies de capture sont en train d'émerger (par exemple, des membranes à haut rendement, de nouveaux solvants chimiques et adsorbants) qui feront baisser le coût du captage du CO₂³⁸.

Étant donné le prix du CO₂ aujourd'hui (de l'ordre de 40 €/tonne et 50 € début mai 2021), les industriels n'ont pas d'incitation économique pour investir dans le CCS. Ainsi la mise en place d'un cadre réglementaire avec un prix du carbone plus élevé et stable dans le temps est nécessaire. Aujourd'hui, l'investissement dans le CCS n'est possible qu'avec des politiques favorables et des incitations financières, comme celles mises en place dans les pays d'Europe du Nord.

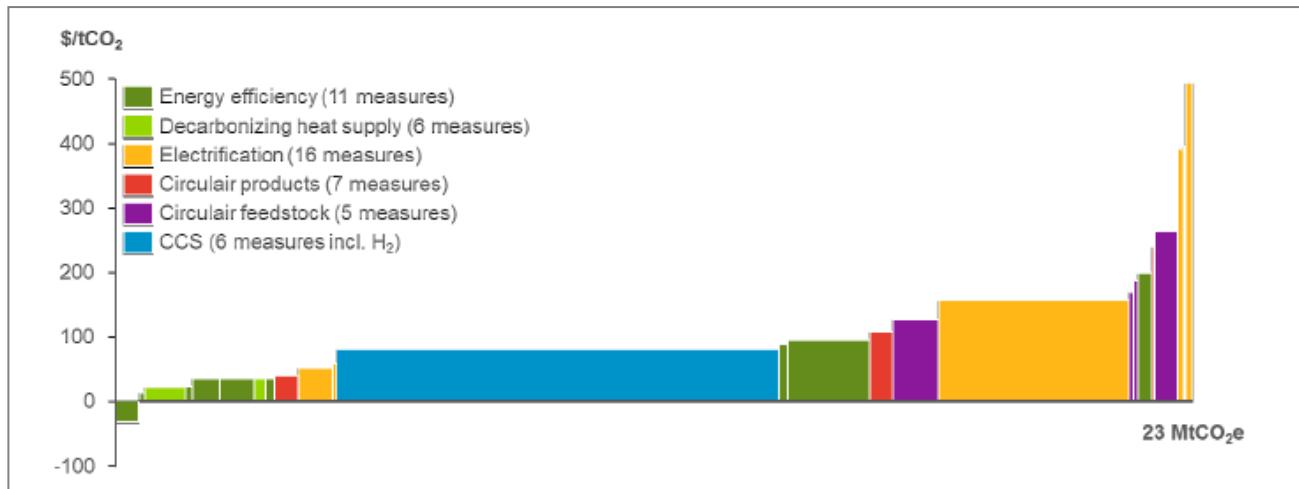
Mais, si le coût du CCS est élevé, cette constatation doit être nuancée en comparant ce coût à celui des alternatives réalisistes de décarbonation pour un secteur/une industrie spécifique. Le CCS est en effet l'option la plus rentable et/ou la seule technologie disponible pour décarboner un certain nombre de branches industrielles. Dans une étude récente, Guidehouse a comparé les coûts de décarbonation de l'industrie aux Pays-Bas nécessaires à l'atteinte de l'objectif climatique de 2030 (réduction des émissions de CO₂ de 49 % par rapport à 1990³⁹). Le graphique 2 montre que le CCS offre une solution compétitive pour atteindre cet objectif par rapport aux autres technologies de décarbonation.

37. A. Baylin-Stern et N. Berghout, « Is Carbon Capture Too Expensive? », AIE, 17 février 2021, disponible sur : www.iea.org.

38. Global CCS Institute, « Technology Readiness and Costs of CCS », 29 mars 2021, disponible sur : www.globalccsinstitute.com.

39. Guidehouse, Potential for Carbon Capture, Utilization, and Storage Technologies in New York State, juillet 2020, disponible sur : www.nyserda.ny.gov (graphe en anglais du rapport disponible en néerlandais : Industrie – Klimaatakkoord, « Achtergrondnotitie onderbouwing kosten klimaattransitie », 8 janvier 2019, disponible sur : www.klimaatakkoord.nl).

Graphique 2 : Coût des options de décarbonation du secteur industriel aux Pays-Bas



Source : Guidehouse.

Aspects réglementaires européens

Les révisions en cours des réglementations européennes ont nourri un débat très vif sur l'apport des technologies CCUS, en particulier le mode de production de l'hydrogène et son seuil d'émissions, qui nécessitent d'être clarifiées au plus vite pour apporter la certitude et la confiance nécessaire à l'investissement privé. La définition des seuils d'émissions de GES pour la production d'hydrogène a été précisée en avril 2021 dans le cadre de la réglementation sur la finance durable (Taxonomie), mais des points cruciaux sont encore en discussion. Le cadre réglementaire pour la décarbonation du marché de l'hydrogène et du gaz doit garantir que l'hydrogène renouvelable et l'hydrogène bas carbone puissent se concurrencer sur la base du potentiel de réduction des émissions de GES.

La législation européenne sur le CCS a été mise en place en Europe en 2009 et doit être revue pour prendre en compte les évolutions de la technologie : la reconnaissance de la CCU dans l'ETS (comme indiqué dans la 2^e section), la prise en compte du transport du CO₂ par d'autres modes que les canalisations, la reconnaissance du stockage de CO₂ dans les projets PCI, et enfin de manière cruciale, la définition du cadre réglementaire concernant les aides d'État et mécanismes de financement, telles que les CCfD.

La directive 2009/31/CE, d'avril 2009 (« directive CCS ») encadre le stockage géologique onshore de CO₂. Elle définit un cadre législatif pour assurer l'intégrité et la sécurité des sites de stockage géologique de CO₂ sur le long terme. La directive CCS est complétée par les règles de *monitoring* et de *reporting* (MRR) de l'ETS, puisque

le CCS est une des technologies ouvrant droit à la réduction d'émissions de CO₂ *via* la quantité de CO₂ stocké. Dans les MRR, seul le transport du CO₂ par canalisation est prévu. Ainsi le transport du CO₂ par bateau (ou camions) n'est pas pris en compte et donc le CO₂ serait considéré comme émis. Il s'agit d'un point en discussion important (qui devrait aboutir lors de la révision en cours de l'ETS pour permettre des conditions économiquement favorables à la mise en place de projets de stockage géologique en mer du Nord.

Depuis 2017, la réglementation des réseaux transeuropéens de l'énergie (TEN-E) a inclus le transport transfrontalier du CO₂ par canalisation. Cela facilitera la construction de nouveaux pipelines de CO₂ ou la réutilisation des pipelines existants. Ces projets PCI bénéficient d'un soutien financier, principalement *via* la facilité CEF, et d'une procédure d'autorisation simplifiée. Mais le transport par bateau n'est pas couvert par la réglementation TEN-E, ni le stockage du CO₂. Ces lacunes devraient être corrigées dans la révision en cours de la réglementation.

Le stockage *offshore* est régi par la Convention de Londres (1972) et son Protocole (1996) sur la prévention de la pollution des mers résultant de l'immersion de déchets. Le Protocole ne permet pas l'exportation de déchets (le CO₂ est considéré actuellement comme un déchet) hors des frontières du pays émetteur. En 2006, le Protocole a été amendé sur ce point : le texte permet maintenant l'injection de CO₂ sous le plancher de la mer sous certaines conditions de mise en œuvre. À ce jour, l'amendement au Protocole de Londres n'est pas entré en vigueur car il faut qu'au moins la moitié des parties l'aient ratifié. Cependant, un accord a été trouvé en 2019 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. Cet accord débloque la situation du stockage offshore du CO₂, à condition que les pays impliqués signent une convention bipartite.

Enfin, et de manière cruciale, les projets de décarbonation, y compris ceux utilisant le CCUS, ont besoin d'un cadre réglementaire stable sur le long terme permettant l'investissement privé. Les projets initiaux ont besoin d'incitations financières, afin de compenser le surcoût nécessaire à l'atteinte des objectifs renforcés de réduction des émissions d'ici 2030. La mise en place de la réforme de l'ETS et les réflexions en cours autour d'un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières offrent une opportunité pour mettre en place ce cadre. Les PIIEC sur l'hydrogène, lancés en décembre 2020 par le ministère fédéral allemand de l'Économie et de l'Énergie (BMWi), en association avec 22 autres États membres de l'UE et la Norvège, constituent d'ores et déjà une première

avancée pour la mise en place des mécanismes financiers nécessaires au déploiement des projets initiaux.

Acceptabilité sociétale et sécurité du stockage de CO₂

Le CCS est un procédé encore largement méconnu du public, dont la mise en œuvre nécessite de convaincre et rassurer quant à ses enjeux et son impact environnemental. En particulier, le stockage géologique onshore soulève des questions d'acceptabilité sociale, qui renvoient à la perception par les populations de la sécurité du stockage et des risques de fuite de CO₂ à court ou à long terme. L'opposition sociale peut entraver le stockage du CO₂ dans certains pays comme cela a été observé au début des années 2010 en Allemagne et aux Pays-Bas. Ainsi, tous les projets CCS actuellement en développement en Europe envisagent le stockage du CO₂ *offshore*, sous le plancher océanique. L'acceptation sociale du stockage de CO₂ en mer permet aujourd'hui d'accélérer le déploiement des technologies de CCS mais il serait regrettable de ne pas exploiter les possibilités de stockage *onshore*, étant donné leur potentiel et leur proximité des lieux d'émissions, et donc la possibilité de réduire les coûts de la chaîne CCS. Par ailleurs, l'étude réalisée par IFPEN, SINTEF et Deloitte Finance sur le potentiel de l'hydrogène pour décarboner le secteur énergétique européen⁴⁰ indique que les capacités de stockage pourraient constituer une limite physique (il convient toutefois de noter que 1,4 Gt/an de capacités de stockage sont mobilisées en 2050 dans un scénario de développement technologique neutre). En Europe, selon l'AIE, les capacités de stockage de CO₂ (ressources théoriques) s'élèvent à 300 Gt⁴¹. Les capacités de stockage sous le plateau océanique de la mer du Nord norvégienne et britannique sont estimées à 141 Gt, dont 16 Gt dans la formation Utsira, un aquifère salin en mer du Nord norvégienne, considéré comme le plus gros puits de carbone pour l'Europe. L'AIE estime également qu'environ 60 % des sites industriels européens sont situés à moins de 100 km d'un site potentiel. Mais la majeure partie des capacités sont situées sur le continent terrestre (160 Gt). Ces capacités sont assez mal connues. Des reconnaissances par forage, comprenant notamment des tests d'injectivité, et la réalisation d'installations pilotes d'injection seront nécessaires pour caractériser la plupart des grands aquifères profonds d'eau salée *onshore* car ils ont assez peu été

40. IOGP, « "Hydrogen for Europe" Study Launch », 4 mai 2021, disponible sur : www.oilandgaseurope.org.

41. AIE, *CCUS in Clean Energy Transitions: Part of Energy Technology Perspectives*, septembre 2020, disponible sur : www.iea.org.

explorés, ne présentant pas d'intérêt économique jusqu'à présent. Actuellement, la législation restreint le stockage du CO₂ à terre dans certains pays européens (notamment en Allemagne, Autriche, Belgique, Grèce, République tchèque et Pologne, les restrictions sont en train d'être reconsidérées dans ce pays). Une étude de Navigant donne une estimation prudente du potentiel de stockage de l'EU (y compris le Royaume-Uni) de 104 Gt, et le réduit à 77 Gt en tenant compte des législations restreignant le stockage, ce qui serait suffisant pour stocker les émissions européennes du secteur industriel pendant des décennies (et cela n'inclut pas les capacités de stockage norvégiennes⁴²). Toutefois, le risque d'acceptation sociale du stockage *onshore* rend incertaine l'évaluation de son potentiel. En France, l'avis technique de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) sur le CCS⁴³ limite drastiquement le potentiel de stockage national, et donc la contribution potentielle du CCS à l'atteinte de la neutralité carbone, en raison du risque d'acceptabilité sociale, alors que ce risque n'a pas été démontré dans le cas du stockage de CO₂. Au contraire, dans certaines régions, comme à Lacq, les tests de stockage de CO₂ réalisés avec succès en 2013-2014 par TotalEnergies n'ont pas rencontré d'opposition locale⁴⁴.

Même si le CO₂ est stocké en toute sécurité depuis 1996 au large de la Norvège, l'opinion publique doit être convaincue de la fiabilité des stockages. La difficulté d'expliquer la sécurité du stockage et l'évolution dans le temps du CO₂ dans le réservoir rend le sujet difficile.

La maîtrise du risque de fuite de CO₂ (un risque à faible probabilité) passe avant tout par la sélection du site et des opérations d'injection et de surveillance correctement effectuées. Ces opérations sont strictement encadrées par la transposition en droit national de la directive CCS, qui stipule que l'étape de sélection du site de stockage est essentielle pour garantir que le CO₂ stocké sera confiné parfaitement et en permanence. Chaque site doit ainsi faire l'objet d'une analyse des risques détaillée et de la prévision de mesures correctives pour faire face à d'éventuelles irrégularités. Par ailleurs, le CO₂ n'est ni inflammable, ni explosif, ni toxique à faible dose. C'est un gaz inodore. En cas de fuite, le gaz se disperse dans l'atmosphère,

42. Navigant, « Gas for Climate: The Optimal Role for Gas in a Net Zero Emissions Energy System », *op. cit.*

43. ADEME, « Le captage et stockage géologique de CO₂ (CSC), un potentiel limité pour réduire les émissions industrielles », Communiqué de presse, 22 juillet 2020, disponible sur : <https://presse.ademe.fr>.

44. Sur le site de Rousset, TotalEnergies a expérimenté une chaîne CCS, grâce à un réservoir de gaz naturel exploité entre 1972 et 2008 qui présentait les qualités nécessaires de sécurité et de pérennité du stockage. En trois ans, quelque 51 000 tonnes de CO₂ ont été stockées.

ce qui annule l'objectif environnemental, mais ne provoque pas une catastrophe sanitaire⁴⁵.

Dans tous les cas, il est important d'avoir une approche territoriale et d'engager une participation active et des échanges avec la société civile dès l'amorce d'un projet CCS afin de renforcer la confiance et l'adhésion du public. Les citoyens doivent être informés et sensibilisés aux problématiques de la décarbonation industrielle. Il faut définir les bénéfices locaux tangibles des projets de CCS, qu'ils soient individuels, sociaux ou environnementaux.

Enfin, une analyse néerlandaise a souligné que le débat autour du CCS a évolué par rapport aux préoccupations d'il y a 10-15 ans⁴⁶. Il porte moins sur les problèmes de sécurité mais plus sur le risque que l'investissement dans le CCS se fasse au détriment d'investissements dans de nouvelles formes d'énergie durable. Cette perception peut être atténuée en positionnant clairement le CCS comme une solution de transition nécessaire pour optimiser la rapidité et le coût de la décarbonation, comme le fait clairement le programme néerlandais SDE++, qui met en concurrence le CCS avec les autres alternatives de décarbonation du secteur industriel.

45. I. Czernichowski-Lauriol, « Captage et stockage du CO₂: le puits de carbone géologique », *Comptes Rendus*, Géoscience, vol. 352, n° 4-5, 2020, disponible sur : <https://comptes-rendus.academie-sciences.fr>.

46. Carbon Capture Journal, « Psychologists Test Societal Acceptance of Underground Storage of CO₂ », 23 septembre 2018, disponible sur : www.carboncapturejournal.com.

Conclusion

Grâce aux politiques climatiques et industrielles volontaristes des gouvernements de l'Europe du Nord, les investissements dans la chaîne CCS européenne sont en train de se mettre en place et permettent de dessiner une esquisse des projets à venir et de la contribution du CCS à la transition énergétique d'ici 2030. En investissant aujourd'hui, les trois pays phares et les promoteurs de projets qui les accompagnent, vont acquérir un avantage de « first mover » sur un marché promis à une croissance exponentielle. D'autres gouvernements européens commencent à reconstruire le potentiel des technologies de CCS dans leurs outils de décarbonation : ceux qui possèdent des possibilités de stockage *offshore*, mais aussi les pays proches des grands sites de stockage de la mer du Nord. L'intérêt s'étend maintenant aussi au reste de l'Europe. Cet élan, porté par des industriels désireux de décarboner leur production à court terme, doit être encouragé et renforcé car des dizaines de projets doivent voir le jour en Europe ces prochaines années et des centaines pour atteindre la neutralité climatique.



27 rue de la Procession 75740 Paris cedex 15 – France

Ifri.org