

UNE SÉRIE DES
**ANNALES
DES MINES**
FONDÉES EN 1794

RESPONSABILITÉ & ENVIRONNEMENT

ISSN 1268-4783
Série trimestrielle - n°105 - Janvier 2022

Rédaction

Conseil général de l'Économie (CGE),
Ministère de l'Économie, des Finances
et de la Relance
120, rue de Bercy
Télédoc 797
75572 Paris Cedex 12
Tél. : 01 53 18 52 68
<http://www.annales.org>

François Valérian
Rédacteur en chef

Gérard Comby
Secrétaire général

Alexia Kappelmann
Secrétaire générale adjointe

Magali Gimon
Assistante de rédaction / Maquettiste

Myriam Michaux
Webmestre / Maquettiste

Publication

Photo de couverture
© Image reproduced by permission of Vivek Polshettiwar
and The Royal Society of Chemistry from Chem. Sci., 3,
2224-2229, DOI: 10.1039/c2sc20356a - www.rsc.org

Iconographie
Annales des Mines

Mise en page
Magali Gimon

Impression
En cours de désignation

Membres du Comité de Rédaction

Pierre Couveinhes
Président du Comité de rédaction
Ingénieur général des Mines honoraire

Paul-Henri Bourrelier
Ingénieur général des Mines honoraire,
Association française pour la prévention
des catastrophes naturelles

Dominique Dron
Ingénieur général des Mines, CGE

Jean-Luc Laurent
Ingénieur général des Mines honoraire

Richard Lavergne
Ancien membre permanent du CGE

Michel Pascal
Ingénieur général des Mines, CGE

Didier Pillet
Ingénieur général des Mines, CGE

Claire Tutenuit
Déléguée générale d'Entreprises
pour l'Environnement (EPE)

François Valérian
Rédacteur en chef des Annales des Mines, CGE

La mention au regard de certaines illustrations du sigle « D. R. »
correspond à des documents ou photographies pour lesquels
nos recherches d'ayants droit ou d'héritiers se sont avérées
infructueuses.

Le contenu des articles n'engage que la seule responsabilité de
leurs auteurs.

Captage, stockage et utilisation du carbone

04

Préface : Enfin !

Claude MANDIL

06

Introduction

Dominique AUVERLOT
et Richard LAVERGNE

L'atteinte des objectifs climatiques (1,5°C) au niveau mondial serait socialement et économiquement inacceptable sans recours au CCUS et aux autres procédés de GGR (Greenhouse Gas Removal)

11

Net zero commitments drive global momentum for CCUS

Mary BURCE WARLICK

15

L'état de l'art du CCS et du CCUS : description, coût et contraintes

Pierre-Franck CHEVET,
François KALAYDJIAN
et Guy MAISONNIER

21

Panorama mondial des potentiels de stockage géologique du CO₂Isabelle CZERNICHOWSKI-LAURIOL
et Christophe POINSSOT

26

The development of UK CCUS strategy and current plans for large-scale deployment of this technology

Jon GIBBINS
and Mathieu LUCQUIAUD

État de l'art du CCUS et autres procédés de GGR

31

CCUS et Charbon – Existe-t-il encore des opportunités de développement pour les centrales au charbon ?

Sylvie CORNOT-GANDOLPHE

43

Les projets de CCS en cours chez TotalEnergies

David NEVICATO

50

ExxonMobil: Carbon capture is critical to attaining society's emission-reduction goals

Joe BLOMMAERT

53

Les opportunités offertes par le CCUS pour décarboner l'industrie française

Benoît LEGAIT

57

Le potentiel du stockage géologique du CO₂ par minéralisationSylvain DELERCE
et Éric H. OELKERS

63

Pas de décarbonation du secteur aérien sans la capture et le stockage du CO₂

Dominique VIGNON

67

L'acceptabilité sociale des technologies de captage, de transport, d'utilisation et de stockage du CO₂ : un travail d'ajustement réciproque du projet technique et de ses parties prenantes

Jonas PIGEON

Le développement des émissions négatives

72

Le stockage du carbone dans les sols

Claire CHENU,
Jean-Luc CHOTTE
et Paul LUU

78

Direct Air Capture (DAC) in Germany:
resource implications of a possible rollout
in 2045

Simon BLOCK
and Dr. Peter VIEBAHN

83

Géo-ingénierie –
Perspectives, limites et risques

Ilarion PAVEL

90

Géo-ingénierie et gestion
du rayonnement solaire

Anni MÄÄTTÄNEN

95

Traduction des résumés

98

Biographies des auteurs

Ce numéro a été coordonné
par Dominique AUVERLOT et Richard LAVERGNE

Enfin !

Préface de Claude MANDIL

Ancien directeur exécutif de l'AIE

Enfin une grande revue technologique et industrielle consacre un numéro entier au CCUS !

Cette publication des *Annales des Mines* vient mettre un terme à une véritable omerta dont souffrait, surtout en France, une des techniques parmi les plus nécessaires pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Une technique nécessaire, mais non suffisante, bien entendu : les projections les plus sérieuses n'envisagent pas que la réduction des émissions permise par le CCUS représente plus de quelques pourcents de ce qu'exige l'objectif de neutralité carbone. Mais toutes s'accordent pour affirmer que faute de CCUS, cet objectif est hors d'atteinte, sauf à un coût astronomique. C'est ainsi que la COP26, dont on peut regretter une ambition insuffisante, appelle du moins les pays membres à « accélérer les efforts vers la sortie de l'énergie au charbon sans système de capture (de CO₂) ».

Ses travaux auront été largement inspirés par les deux récentes publications de deux des organismes les plus influents en matière de changement climatique.

Le GIEC, tout d'abord : le rapport du groupe 1, publié le 9 août dernier, « ... fournit de nouvelles estimations de la possibilité que le réchauffement planétaire excède 1,5°C au cours des prochaines décennies et fait valoir qu'à moins de réductions immédiates, rapides et massives des émissions de gaz à effet de serre, la limitation du réchauffement aux alentours de 1,5°C, ou même à 2°C, sera hors de portée » (communiqué de presse du GIEC du 9 août 2021). Et plus loin, dans le même communiqué, il est précisé qu'« il faudra, pour stabiliser le climat, procéder à des réductions fortes, rapides et soutenues des émissions de gaz à effet de serre et ramener à zéro les émissions nettes de CO₂ ». On comprend clairement que l'enjeu est à la fois d'une telle importance, d'une telle ampleur et d'une telle urgence que **toutes les techniques permettant de réduire les émissions devront être utilisées**. Toutes, c'est-à-dire la modération des consommations d'énergie à travers la sobriété et l'efficacité énergétique, et le recours aux énergies renouvelables, au nucléaire **et** au CCUS ! Il faudra, si l'on risque l'expression, « faire feu de tout bois ».

L'Agence internationale de l'énergie, ensuite : dans son rapport publié le 17 mai 2021 et intitulé "Net Zero by 2050, a road map for the energy sector" (rapport en anglais), l'Agence accorde au CCUS une place certes modeste mais essentielle dans cette transition : « Le CCUS contribue de plusieurs façons à la transition vers [le] Net Zéro : traitement des émissions des installations énergétiques existantes, solution pour les secteurs dont les émissions ne peuvent pas être facilement réduites comme celui du ciment, soutien à la montée en puissance de l'hydrogène décarboné, capture du CO₂ présent dans l'atmosphère » (traduction non officielle du rapport faite par l'auteur). Mary Bruce Warlick nous présentera dans son article publié dans ce numéro ses conclusions essentielles et sans appel sur ce point.

Face à des positions aussi claires et autorisées, on peut se demander pourquoi le CCUS reste si peu développé et, surtout, si décrié en France et même en Europe, à de rares exceptions près, comme le Royaume-Uni, dont la stratégie sera présentée dans ce numéro par Jon Gibbins et Mathieu Lucquiaud.

Nous n'insisterons pas sur les contre-vérités de fait abondamment répandues : ça ne marche pas (alors que plusieurs dizaines d'unités sont opérationnelles dans le monde) ; c'est trop cher (pas si l'on compare ce qui est comparable, c'est-à-dire le coût rapporté à la tonne de CO₂ évitée) ; c'est dangereux (pas plus que les nombreux stockages souterrains de gaz naturel, dont notre pays s'enorgueillit à juste titre). Plusieurs articles de ce numéro, en particulier celui de Pierre-Franck Chevet, François Kalaydjian et Guy Maisonnier viennent pourfendre ces affirmations. Deux argumentaires sont plus subtils et méritent que l'on s'y arrête.

Le premier est que nous n'aurions pas besoin du CCUS en France, puisque notre électricité sera totalement décarbonée grâce aux énergies renouvelables et au nucléaire. C'est oublier que la France n'est pas seule au monde, que les émissions ne sont pas causées uniquement par la production d'électricité et que certains secteurs, comme celui du ciment, émettent du CO₂ de procédé, lequel est impossible à éviter. C'est aussi oublier que nous aurons besoin d'émissions négatives, puisque l'objectif est « Net zéro » et que l'on n'imagine pas pouvoir se passer totalement des combustibles fossiles. Or, le meilleur moyen d'obtenir des émissions négatives (c'est-à-dire d'avoir moins de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à la sortie du processus industriel qu'à son entrée), c'est de combiner l'utilisation de la biomasse avec celle du CCUS.

Le second est que tout cela n'est que de la « verchisserie » (néologisme que nous empruntons à l'écrivain Alexis Jenni¹ pour traduire « green washing », sur le modèle de « blanchisserie ») destinée à faciliter la poursuite de l'usage des combustibles fossiles, et que cela fera bien plaisir aux Polonais et aux Turcs. Peut-être, et alors ? Quel est l'objectif ? Est-il d'être désagréable aux Polonais et aux Turcs ou bien de réduire drastiquement les émissions de gaz à effet de serre ?

La diversité des organismes auxquels appartiennent plusieurs des signataires des articles publiés dans ce numéro de *Responsabilité & Environnement* concrétise parfaitement le fait que le tissu scientifique et industriel français comprend des champions mondiaux des compétences nécessaires au développement du CCUS, et que la plupart croient en cette technologie. Quel dommage ce serait que de ne pas leur permettre d'exercer leurs talents sur notre territoire, chez nous ! Encore faudra-t-il traiter au préalable, avec doigté, le délicat problème des aspects sociétaux et sociologiques, objet de l'article de Jonas Pigeon.

Tous les auteurs et tous les articles n'ont pas pu être cités dans cette courte préface, mais le lecteur aura compris combien cet ouvrage est opportun, riche et passionnant. Les *Annales des Mines* et les coordonnateurs de ce numéro méritent d'être chaudement félicités. Ils nous apportent l'espoir de voir notre pays prendre enfin le train en marche.

¹ <https://www.la-croix.com/Debats/Lempire-verchisserie-2021-09-07-1201174160>

Introduction

Par Dominique AUVERLOT

CGEDD

Et Richard LAVERGNE

CGE

Dans *Les Comptes Rendus Géoscience* de 2020 de l'Académie des sciences¹, Isabelle Czernichowski-Lauriol, du BRGM, également co-auteur d'un article publié dans ce numéro de *Responsabilité & Environnement*, a défini de façon très claire ce que sont les « puits de carbone » : « Il existe plusieurs types de puits de carbone. D'abord les puits de carbone dits naturels, mais pour lesquels une intervention humaine est nécessaire pour les préserver ou les renforcer. Les forêts en croissance constituent un puits de carbone capable de retirer du CO₂ de l'atmosphère par le mécanisme de photosynthèse, tout comme peuvent l'être les sols et les terres agricoles qui stockent de la matière organique (humus, débris végétaux), ainsi que les océans qui piègent du CO₂ atmosphérique par dissolution dans l'eau. Il existe aussi les puits de carbone dits technologiques : il s'agit essentiellement du puits de carbone géologique, qui consiste à capter le CO₂ non pas dans l'atmosphère où il est très dilué, mais dans les fumées des usines qui le recrachent en abondance à des concentrations plus élevées, pour le stocker sous terre dans une couche géologique, au-delà d'un kilomètre de profondeur ».

Le présent numéro de *Responsabilité & Environnement des Annales des Mines* traite principalement du captage et du transport du CO₂ suivi de son stockage ou de son utilisation (CCUS), et donc des puits de carbone technologiques. Les deux premières parties de ce numéro présentent le besoin actuel en matière de capture et de stockage du CO₂ et son déploiement industriel qui paraît plausible (et sans doute nécessaire !) à court terme. La troisième partie concerne plus généralement les technologies d'émissions négatives, y compris la notion déjà ancienne de géo-ingénierie, et présente leur degré d'avancement.

Le constat est somme toute assez simple et devrait permettre de répondre au souhait émis depuis fort longtemps par Claude Mandil de voir se développer le CCUS : cette technologie est désormais devenue incontournable non seulement pour permettre la réduction des émissions de GES – selon l'AIE, le CCUS pourrait contribuer à presque 15 % des réductions cumulées par rapport à un scénario tendanciel –, mais aussi pour le déploiement de deux des principaux procédés générant des émissions négatives, la bioénergie avec capture et

stockage du CO₂ et le captage direct dans l'air du CO₂ suivi de son stockage ; des procédés que le GIEC juge nécessaires pour limiter le réchauffement planétaire à 1,5°C sans dépassement ou avec un dépassement limité. Pas étonnant donc que le président actuel des États-Unis, Joe Biden, se soit explicitement prononcé en octobre 2020, lors de sa campagne, en faveur de cette technologie : "We should be moving toward finding the new technologies that are going to be able to deal with carbon capture"² et que la législation américaine ait récemment renforcé le crédit d'impôt en faveur de la capture et du stockage du CO₂³. Ou qu'Elon Musk ait annoncé en février 2021 que sa fondation caritative et lui-même allaient consacrer 100 millions US\$ à un concours qui soutiendra la meilleure technologie de capture de carbone permettant d'extraire le dioxyde de carbone (CO₂) de l'air ou des océans. Pas étonnant non plus que lors de la COP26 à Glasgow, une vingtaine de pays, dont les États-Unis, la France, l'Allemagne et le Royaume-Uni, se soient engagés à mettre un terme, d'ici à fin 2022, au financement à l'étranger de projets de centrales utilisant des énergies fossiles sans techniques de capture du CO₂.

Le mix énergétique mondial souhaitable selon l'AIE et correspondant au scénario de la neutralité carbone (scénario NZE) fait largement appel à la technologie du CCUS, puisqu'elle permet, comme le montre le graphique de la page suivante (voir la Figure 1), de capter 1,7 GtCO₂ par an et qu'elle concernerait, toujours dans ce même scénario, 70 % des utilisations du gaz naturel.

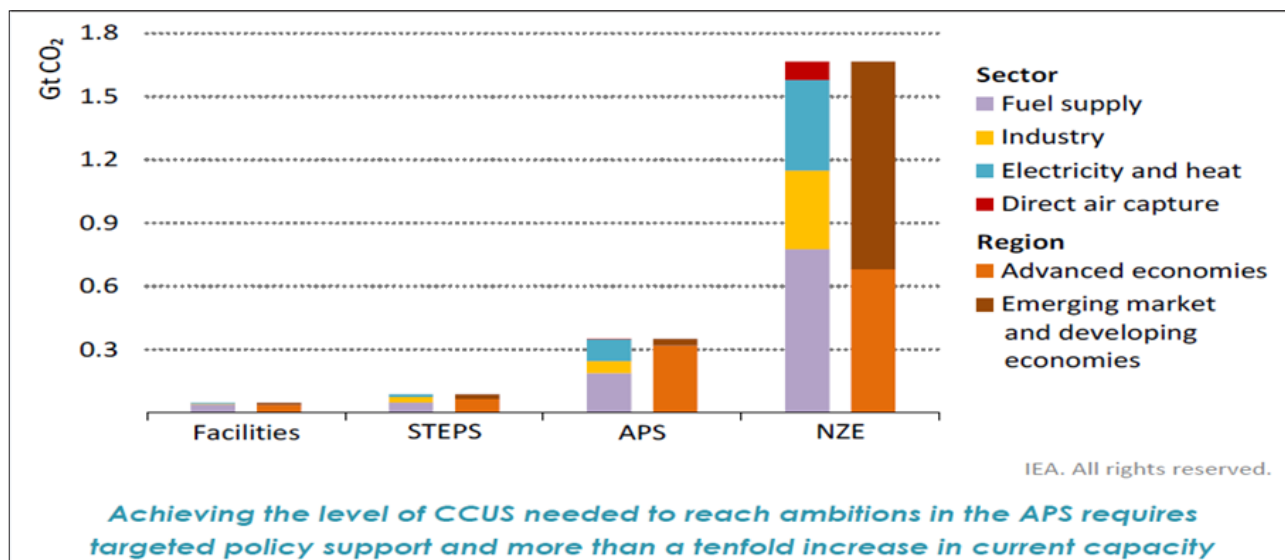
Dans l'article publié dans ce numéro, l'AIE souligne l'importance du rôle du CCUS dans l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone instauré par l'Accord de Paris sur le climat et explique, notamment, qu'une dynamique semble s'engager en faveur du recours à cette technologie.

D'autres analyses vont dans le même sens, comme celle de Bloomberg NEF avec le Gray Scenario publié en septembre 2021, qui décrit une trajectoire de neutralité carbone certes dominée par les énergies propres, mais qui

¹ 2020, volume 352, n°4-5, pp. 383-399, <https://doi.org/10.5802/crgeos.20>

² Full transcript of Joe Biden's ABC News town hall, 16 October 2020, <https://abcnews.go.com/Politics/read-full-transcript-joe-bidens-abc-news-town/story?id=73643517>

³ US tax credit encourages investment in carbon capture and storage, 29 January 2021, Michael RODGERS & Brandon DUBOV : <https://www.whitecase.com/publications/insight/carbon-capture/us-tax-credit-encourages-investment>



Note: Facilities = operating commercial CO₂ capture projects or under construction (including two with operations currently suspended).

Source: IEA analysis and GCCSI (2021).

Figure 1 : Capacité de stockage du CO₂ à l'horizon 2030 par projet et par scénario – Source : Agence internationale de l'énergie (AIE), World Energy Outlook 2021, 13 octobre 2021.

Où STEPS = Stated Policies Scenario ; APS = Announced Pledges Scenario ; et NZE = Net Zero Emissions by 2050 Scenario.

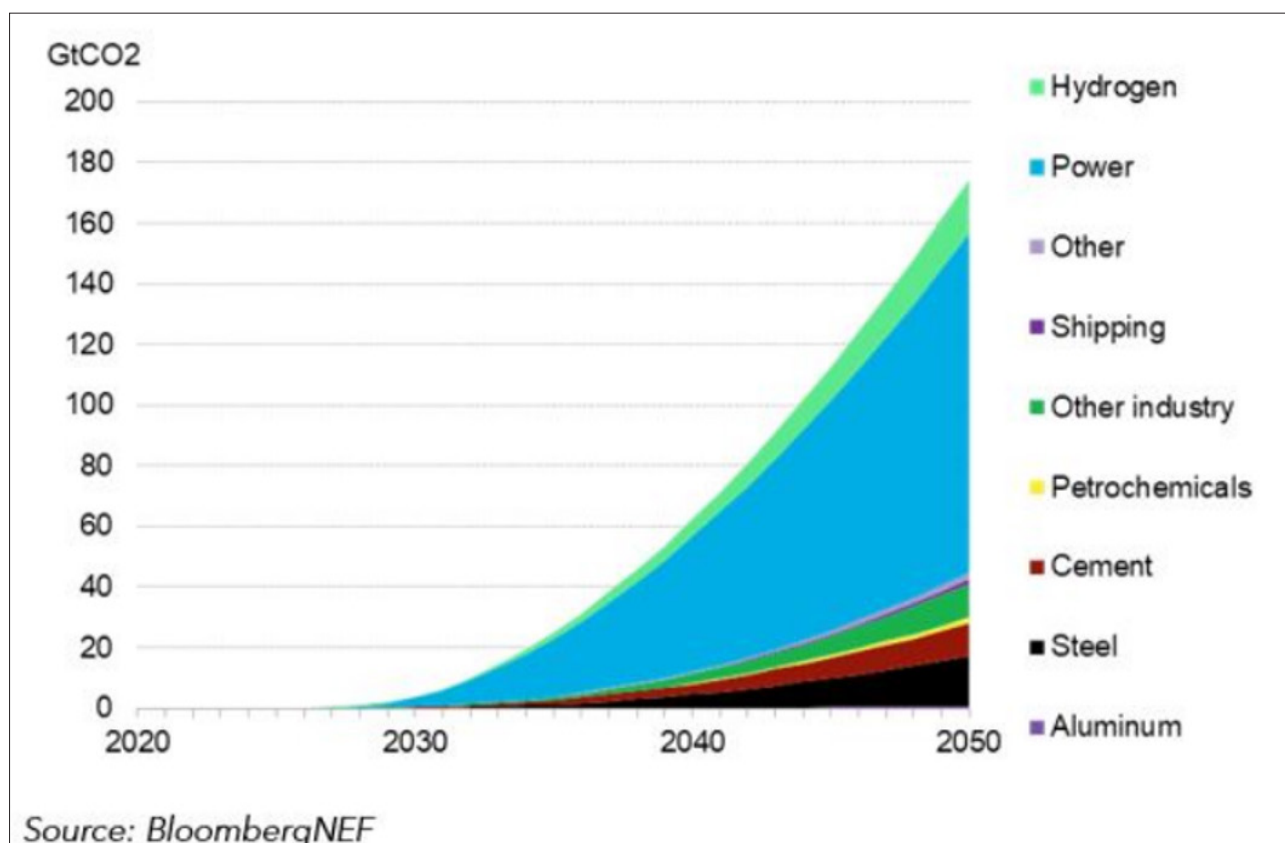


Figure 2 : Quantités cumulées de CO₂ stockées grâce au CCUS d'ici à 2050, selon le Gray Scenario de BloombergNEF (septembre 2021).

inclut également un recours significatif au CCUS permettant ainsi au charbon et au gaz de continuer à jouer un rôle important, en particulier dans l'industrie lourde et, surtout, dans la production d'électricité, comme le montre le graphique ci-dessus (voir la Figure 2 ci-dessus).

Isabelle Czernichowski-Lauriol, présidente émérite de l'association CO₂GeoNet, le réseau d'excellence euro-

péen sur le stockage géologique du CO₂, et Christophe Poinssot, tous deux du BRGM, soulignent que le CCS peut « constituer un formidable levier d'action pour créer des puits de carbone géologiques aux côtés des puits de carbone naturels (forêts, sols, océans) et ainsi compenser les émissions irréductibles de CO₂, ce qui est indispensable pour atteindre la neutralité carbone (Czernichowski-Lauriol, 2020) », et nous montrent qu'en

dépôt des fortes incertitudes liées notamment au peu de données disponibles sur le sous-sol profond et à l'hétérogénéité naturelle des formations géologiques, les capacités de stockage estimées sont très supérieures aux besoins de stockage nécessaires pour lutter contre le réchauffement climatique. Des capacités qui sont de fait compatibles avec les scénarios du GIEC qui prévoient de stocker jusqu'à 1 200 Gt de CO₂ en cumulé d'ici à 2100. Ils soulignent cependant que la viabilité technologique et économique de toute la chaîne CSC reste à démontrer.

Trois arguments pourraient cependant conduire à retarder, voire à devoir renoncer à cette technologie :

- Le premier serait de considérer que son développement serait un encouragement à l'inaction et à l'arrêt des efforts faits en matière de réduction des émissions dans l'attente de la mise en œuvre des technologies de captage. Ce serait oublier que le déploiement de l'ensemble des procédés générant des émissions négatives est limité : pour l'Académie des sciences américaine⁴, les principaux procédés d'émissions négatives (NET) pourraient, dans le meilleur des cas, correspondre au plus à quelques milliards de tonnes de CO₂. L'EASAC (European Academies Science Advisory Council) « constate que les NET⁵ ont un "potentiel réaliste limité" pour stopper les augmentations de la concentration en gaz à effet de serre dans l'atmosphère à l'échelle envisagée dans les scénarios du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) »⁶. Leur développement suppose en effet des terres disponibles, de l'énergie et de l'eau et pourrait ainsi entrer en compétition avec la production de nourriture et la préservation de la biodiversité. Le président de l'EASAC, Thierry Courvoisier⁷, qualifie « d'antithèse du développement durable » le risque moral qui conduirait à arrêter les efforts d'atténuation si le choix était fait de se reposer uniquement sur le

⁴ "With current technology, and using all available land and waste biomass, four negative emissions technologies – Afforestation/ reforestation, changes in forest management, uptake and storage by agricultural soils, and biomass energy with carbon capture and storage (BECCS) – Could be scaled up to capture and store substantial amounts of carbon: ~1 GtCO₂/yr in the United States and ~10 GtCO₂/yr globally. However, attaining these levels would require unprecedented rates of adoption of agricultural soil conservation practices, forestry management practices, and waste biomass capture. Practically achievable limits are likely substantially less, perhaps half the 1 GtCO₂/yr in the US and 10 GtCO₂/yr globally", National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine, 2019. Negative Emissions Technologies and Reliable Sequestration: A Research Agenda. Washington, DC: The National Academies Press, <https://www.nap.edu/catalog/25259/negative-emissions-technologies-and-reliable-sequestration-a-research-agenda>

⁵ Technologies d'émissions négatives (Negative emissions technologies).

⁶ <https://www.academie-sciences.fr/fr/Reseaux-internationaux-dacademies/negative-emission-technologies-what-role-in-meeting-paris-agreement-targets.html>

⁷ Foreword, page IV, "Negative emission technologies: What role in meeting Paris Agreement targets?", EASAC policy report 35, February 2018, <https://www.academie-sciences.fr/fr/Reseaux-internationaux-dacademies/negative-emission-technologies-what-role-in-meeting-paris-agreement-targets.html>

développement de ces procédés. Il souligne cependant que l'humanité a besoin de tous les outils possibles pour lutter contre le changement climatique et qu'il est donc nécessaire de continuer à étudier ces procédés qui ne constituent en rien un "silver bullet" ;

- Le second serait de dire que le développement du CCS, qui permet une réduction du CO₂ émis pouvant aller jusque 90 %, pourrait conduire à prolonger notre addiction aux énergies d'origine fossile. Le discours de Joe Biden, alors simple candidat à l'élection présidentielle américaine, n'est certainement pas étranger à cette considération. Cependant, là encore, le stockage ou la réutilisation du CO₂ seront limités – le prolongement de l'addiction ne sera donc que temporaire ! Le second semestre 2021 nous a d'ailleurs rappelé que l'énergie était une ressource sujette aux aléas géopolitiques, même si les ressources actuelles peuvent être considérées comme abondantes et qu'il est toujours préférable de bénéficier d'un mix qui soit le plus diversifié possible. La Chine prévoit encore aujourd'hui de construire 247 GW de centrales électriques au charbon⁸ qui vont avoir une durée de fonctionnement de plusieurs dizaines d'années : ne serait-il pas avisé de les équiper de dispositifs de CCS ?
- Le troisième argument a trait à l'acceptabilité de cette technologie. Il s'agit sans doute du principal facteur d'incertitude pesant sur son développement à grande échelle. Jonas Pigeon, de l'UMR IDEES et Engie Lab CRIGEN, identifie les principaux enjeux relatifs à l'acceptabilité sociale du CCUS, notamment auprès des riverains, et tire des leçons de l'expérience norvégienne en la matière.

Sylvie Cornot-Gandolphe nous explique que le coût élevé du CCUS, la concurrence que constituent les autres énergies et, plus récemment, les programmes d'arrêt de centrales à charbon sont les principales raisons qui ont empêché le développement du CCUS pour les centrales à charbon en Europe et aux États-Unis au cours de la décennie 2010-2020. En outre, elle nous montre de manière générale que la capture du CO₂ ne doit pas être considérée indépendamment du stockage ou de la réutilisation de celui-ci, et que les principaux projets actuels sont conçus à l'intérieur de hubs industriels dans lesquels les coûts du transport et du stockage ou de la réutilisation sont partagés par plusieurs industriels. Jon Gibbins, qui est le directeur du Centre de recherche britannique sur le CCS depuis 2012, explique également l'échec de la première vague du CCS par le coût de cette technologie, mais également par le choix technologique fait (cycle combiné à gazéification intégrée du charbon (CCGI)) qu'il qualifie d'erroné : la stratégie actuelle du Royaume-Uni, qui repose sur le développement du CCS dans des hubs industriels bénéficiant de sites de stockage géologique offshore, lui semble très prometteuse. Greg Hands, le ministre britannique de l'Énergie, de la Croissance propre et du Changement climatique, a d'ailleurs confirmé, en octobre 2021, devant le Parlement, cette stratégie en soulignant que le CCUS était nécessaire

⁸ *Risks in China's insatiable thirst for energy*, NYT, October 9-10, 2021, p. 4.

pour l'atteinte de la neutralité carbone et constituait "an exciting industry" à développer⁹. Simon Block et Peter Viebahn, du Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy (Allemagne), décrivent les développements possibles de la capture directe du CO₂ dans l'atmosphère en Allemagne et soulignent que cette technologie pourrait afficher des coûts inférieurs à 100 €/tCO₂ évitée dès 2030.

Joe Blommaert, président d'ExxonMobil Low carbon Solutions, s'inscrit dans cette dimension du CCS associé à un *hub* industriel en nous présentant le projet de CCS qu'ExxonMobil prévoit de déployer avec dix autres industriels sur le site du port de Houston au Texas : ce projet devrait permettre de capter les émissions générées par des installations chimiques et pétrochimiques et de stocker jusqu'à 100 millions de tonnes de CO₂ par an, en 2040. Il ajoute que le développement de cinquante autres projets de la même ampleur dans le monde permettrait d'atteindre l'objectif fixé par l'AIE de la capture et du stockage de 5 GtCO₂ émises annuellement par les industries ou l'énergie. Il plaide en outre en faveur d'une taxe carbone qui permettrait une meilleure rentabilité économique de ce procédé.

David Nevicato nous montre que le CCS est désormais une réalité pour Total qui est d'ores et déjà en train de mener des opérations pilotes en Europe afin de démontrer la viabilité du modèle économique du CCS à l'échelle industrielle, dans la perspective à terme d'exporter les technologies correspondantes dans d'autres parties du monde.

À une échelle plus petite, Sylvain Delerce et Éric H. Oelkers, de Géosciences Environnement Toulouse (GET), présentent le projet Carbfix. Ils nous montrent que le CO₂ peut être stocké dans le sol, non seulement dans d'anciens réservoirs de pétrole ou de gaz, voire dans d'anciennes mines de charbon, mais également dans des roches mafiques¹⁰ (ferromagnésiennes) et ultramafiques comme les basaltes ou les péridotites, dans lesquelles ils peuvent se minéraliser rapidement : un taux de minéralisation de 95 % du CO₂ injecté a ainsi été obtenu en moins de deux ans dans le cas de l'installation pilote d'Hellisheidi en Islande.

L'Accord de Paris a permis de relancer la dynamique mondiale en faveur de la lutte contre le changement climatique. Mais en décidant de maintenir l'augmentation de la température mondiale « bien en dessous » de 2°C et de mener des efforts encore plus poussés pour limiter l'augmentation de la température à 1,5°C, les pays signataires se sont fixé un objectif très difficile à atteindre : la loi européenne sur le climat fixe ainsi l'objectif juridiquement contraignant de ramener les émissions nettes de gaz à effet de serre à zéro d'ici à 2050. Au rythme actuel, l'élévation de la température de la planète devrait en effet atteindre les 1,5°C aux environs de 2030. Plus le dépassement de ce seuil sera important, et plus les conséquences sur notre planète

et sa biodiversité seront importantes et irréversibles. Ce même rapport mentionne que nous allons vers un dépassement de ce seuil sur une période plus ou moins longue et que pour revenir dans une fourchette de température acceptable, nous devons réduire fortement la concentration des gaz à effet de serre dans l'atmosphère. Nous sommes dès lors dans l'obligation de recourir à des procédés d'émissions négatives qui, si l'on retient une définition simple, consistent à retirer de manière durable du CO₂ de l'atmosphère. Parmi les nombreuses solutions envisagées, quatre technologies principales semblent d'une mise en œuvre possible ; chacune d'elles avec leurs avantages et leurs inconvénients :

- la première consiste à accroître la capacité d'absorption des puits de carbone dits naturels constitués par la biomasse forestière, et ce en augmentant la surface forestière et en améliorant la gestion de la forêt (ce qui doit naturellement passer par la prévention des incendies qui seront de plus en plus probables dans un climat plus chaud) ;
- la deuxième vise, elle aussi, à accroître cette capacité d'absorption, mais par une hausse de la teneur en carbone des sols ;
- la troisième consiste à produire de l'énergie (de l'électricité, des carburants liquides ou gazeux, de la chaleur) grâce aux végétaux et en veillant à capturer et à stocker le CO₂ issu du processus de production ;
- la quatrième a pour but de capturer le CO₂ soit directement dans l'atmosphère, soit en l'extrayant des fumées des usines, avant de le stocker de manière durable, sous forme de puits de carbone dits technologiques.

La troisième partie de ce numéro met en évidence toutes les limites de ces différentes techniques : ainsi, l'extension des surfaces forestières et des cultures énergétiques va très rapidement entrer en conflit avec l'augmentation de la demande alimentaire, tandis que l'accroissement de la teneur des sols en carbone est une technique limitée, difficilement rémunérable et pas forcément durable. Enfin, le prélèvement direct du CO₂ dans l'atmosphère est aujourd'hui coûteux et consommateur d'eau et d'énergie.

Ilarion Pavel arrive à des conclusions assez semblables en s'intéressant à la notion de géo-ingénierie, qui intégrait la gestion du rayonnement solaire et qui avait pour but plus général, selon la définition du cinquième rapport du GIEC¹¹, de modifier délibérément le climat de la Terre pour contrer l'influence du changement climatique. L'article d'Anni Määttänen, de l'IPSL-LATMOS, nous informe que les techniques de géo-ingénierie solaire sont toujours d'actualité, mais qu'elles peuvent se heurter au refus des populations locales. Elles suscitent, de fait, comme Ilarion Pavel nous le rappelle à juste titre, de nombreux doutes, si bien que le rapport du GIEC sur les conséquences d'un dépassement du seuil de 1,5°C ne les retient pas parmi les solutions envisageables : « Les mesures visant à la modification du rayonnement solaire ne sont prises

⁹ <https://questions-statements.parliament.uk/written-statements/detail/2021-10-19/hcws325>

¹⁰ Un silicate ou une roche silicatée est dit(e) mafique quand il ou elle est riche en magnésium et en fer, <https://fr.wikipedia.org/wiki/Mafique>

¹¹ P29, https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/WG1AR5_SPM_FINAL.pdf

en compte dans aucune des trajectoires d'émissions compatibles évaluées dans ce rapport. Bien que certaines de ces mesures puissent, en théorie, permettre d'atténuer un éventuel dépassement du seuil de 1,5°C, elles se heurtent [toutes] à de grandes incertitudes et à des lacunes en matière de connaissances, ainsi qu'à des risques importants et à des contraintes institutionnelles et sociales limitant leur déploiement, [celles-ci sont] liées à la gouvernance, à l'éthique et aux impacts [de ces mesures] sur le développement durable »¹². Cela n'empêche pas le magazine, *The Economist*, dans son numéro de fin octobre 2021¹³, d'évoquer un scénario de dépassement des seuils de température dans lequel la géo-ingénierie solaire, peu coûteuse,

serait utilisée de manière transitoire (durant quelques années) pour maintenir la température terrestre dans des valeurs raisonnables le temps que les technologies d'émissions négatives se développent et permettent de capter suffisamment de CO₂ dans l'atmosphère.

Les coordonnateurs de ce numéro de *Responsabilité & Environnement* remercient vivement tous les auteurs pour leurs contributions sur un sujet rarement abordé en France dans les débats, pourtant animés, portant sur le mix énergétique et espèrent que le lecteur pourra se faire une idée plus précise des enjeux et des défis à relever par le CCUS.

¹² Point C.1.4 du résumé pour décideurs du rapport du GIEC sur un réchauffement planétaire de 1,5°C, 2019 : https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/09/IPCC-Special-Report-1.5-SPM_fr.pdf

¹³ <https://www.economist.com/special-report/2021/10/27/governing-the-atmosphere>

Net zero commitments drive global momentum for CCUS

By Mary BURCE WARLICK

Deputy Executive Director, International Energy Agency (IEA)

A net-zero energy system requires a profound transformation in the way we produce and use energy. This can only be achieved with a broad suite of technologies. Carbon capture, utilisation and storage (CCUS) is the only group of technologies that contributes both to directly reducing emissions in key sectors and to removing CO₂ to balance emissions that are challenging to avoid – a critical part of “net” zero goals. Over the years, CCUS deployment and investment has lagged behind other clean energy technologies. However, new investment incentives and strengthened climate goals are building a renewed momentum behind CCUS. In 2021, over 100 CCUS projects have been announced in over a dozen countries. In order to translate ambition into action, governments and industry can build on this global momentum in four key areas: create favourable investment conditions; coordinate and underwrite industrial hubs and shared infrastructure; encourage CO₂ storage development; and boost innovation.

As a growing number of governments and companies around the world pledge net-zero emission targets, new momentum for carbon capture, utilisation and storage (CCUS) technologies is emerging. CCUS is the only group of technologies that can support direct mitigation efforts, including in so-called hard-to-abate sectors, as well as removing CO₂ to balance emissions that are challenging to avoid – a critical part of “net” zero goals.

After years of relatively slow progress, 2021 has seen plans for over 100 CCUS projects announced in over a dozen countries. Favourable policies and new funding support are contributing to this renewed interest, particularly in the United States and Europe. Governments and industry now have the opportunity to build on this momentum to support a rapid and widespread rollout of CCUS consistent with achieving net-zero goals.

We have a narrow but viable path to net zero

While recent pledges and efforts to increase commitments under the Paris Agreement are encouraging, we are still well off track to limiting global temperature rise to 1.5°C. The IEA Net Zero by 2050 Roadmap¹ found that pledges by governments to date – even if fully achieved – fall well short of what is required to bring global energy-related carbon dioxide emissions to net zero by 2050.

In other words, there is a noticeable gap between our goals and where we need to be by mid-century. To close this gap, a net zero energy system requires a radical transfor-

mation in the way we produce and consume energy. That can only be achieved with a broad suite of technologies.

In the period to 2030, most of the necessary emissions reductions can be achieved through technologies that already exist, and the policies that can drive their deployment are already proven. However, reaching net zero by 2050 requires further rapid deployment of available technologies as well as widespread use of technologies that are not yet on the market.

CCUS plays an important role in meeting net-zero goals

In the IEA Net Zero Emissions (NZE) scenario, CO₂ emissions fall to around 21 Gt in 2030 and to net-zero by 2050. In advanced economies, CO₂ emissions as a whole reach net-zero by 2045. In 2050, around 0.2 Gt is removed from the atmosphere, which helps balance out any residual emissions from emerging market and developing economies.

In order to meet these ambitions in a cost-effective manner, CCUS technologies will need to play a central role. In the NZE scenario, a total of 7.6 GtCO₂ is captured in 2050, roughly the equivalent of today's CO₂ emissions from India, the United States and Brazil combined. Although this rate of CO₂ capture is low compared with similar scenarios² assessed by the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), the need for a significant and rapid scale-up of CCUS reflects four key roles for CCUS in meeting net-zero goals.

¹ <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>

² <https://www.iea.org/commentaries/a-closer-look-at-the-modelling-behind-our-global-roadmap-to-net-zero-emissions-by-2050>

Tackling emissions from existing assets

If left unmitigated, today's power and industrial plants could generate more than 600 GtCO₂ until the end of their technical lives. This is almost 17 years' worth of current global energy sector emissions. The global coal-fired generation fleet, of which 60% could still be operating in 2050, presents a unique challenge as emerging economies seek to meet rapidly growing energy demand.

CCUS can help avoid emissions that may be "locked-in" from existing fossil fuel-fired power plants. Retrofitting power plants with CO₂ capture equipment can allow for the continued operation of these plants, while significantly reducing emissions and preserving employment. CCUS can also help meet the growing need for system flexibility as the share of variable renewable energy increases in electricity generation. As dispatchable resources, coal- and gas-fired power plants with CCUS could provide important system balancing services.

A solution for sectors with hard-to-abate emissions

CCUS is also one of the few cost-competitive options to reduce emissions in some sectors, such as heavy industry (cement, steel and chemicals production) and long-distance transport. In the NZE scenario, approximately 40% of the CO₂ captured in 2050 is from energy-related and process emissions in industry.

In heavy industry, which accounts for roughly 20% of global CO₂ emissions today, technology options that can yield significant emissions reductions are limited or not available in some cases. For example, CCUS is the only scalable solution to address CO₂ emissions from cement production, which currently accounts for around 7% of global energy-related CO₂ emissions. Notably, making cement generates a significant amount of process emissions, accounting for around two-thirds of the sector's emissions. These emissions – which are not associated with fossil fuel use – make achieving net-zero in the sector virtually impossible without CCUS. In other industries, such as iron and steel, CCUS can provide the most advanced and least-cost low-carbon production route for virgin steel.

Captured CO₂ can also help reduce emissions from long-distance transport, including aviation, through the production of synthetic hydrocarbon fuels. Captured CO₂ can be used as a feedstock with low-carbon hydrogen to produce these synthetic fuels, which alongside biofuels are the only practical alternative to fossil fuels for long-haul flights. As CO₂ emissions constraints increase over time, the feedstock CO₂ must increasingly be sourced from biomass or the air. In the NZE, around 0.5 Gt of CO₂ is used to produce synthetic fuels for aviation in 2050, with the CO₂ sourced through direct air capture as a carbon-neutral input.

A cost-effective pathway for low-carbon hydrogen production

Hydrogen is a versatile energy carrier that has the potential to decarbonise several sectors, including trans-

port, industry, power and buildings. However, nearly all of the hydrogen produced today comes from natural gas or coal, which accounts for more than 800 MtCO₂ each year. This is equivalent to the combined emissions of the UK and Indonesia.

Using fossil fuels with CCUS is a cost-effective option to scale-up the supply of low-carbon hydrogen. Methane emissions in upstream fossil fuel production need to be minimised for the technology pathway to be truly low-carbon. But, today, the cost of CCUS-equipped hydrogen production can be around half that of producing hydrogen through electrolysis with renewable energy. Although the cost of electrolytic hydrogen is expected to fall significantly³, CCUS-based production routes will most likely remain a competitive option in regions with low-cost fossil fuels and CO₂ storage resources.

Enabling CO₂ removal

Carbon dioxide removal is key to meeting ambitious climate targets, as highlighted in the scenarios considered by the IPCC in its Special Report on 1.5°C. Removing carbon from the atmosphere can serve to offset emissions in sectors that are technically challenging or prohibitively expensive to decarbonise, and enable net negative emissions in the long-term.

Technology-based carbon removal solutions can remove CO₂ from the atmosphere by combining CCUS with bioenergy (BECCS) or via direct air capture (DAC) with CO₂ storage. In the NZE scenario, approximately 2.4 GtCO₂ are captured from BECCS and DAC in 2050, with 1.9 Gt of this CO₂ permanently stored for carbon removal. In particular, DAC is rapidly scaled up from just a few projects today to nearly 1 Gt of CO₂ captured per year, accounting for 10 % of total captured CO₂ in 2050.

These technology-based approaches for carbon removal can complement and enhance nature-based solutions, such as afforestation (the repurposing of land use by growing forests where there were none before) and reforestation (re-establishing a forest where there was one in the past). Other carbon removal solutions include enhanced natural processes, such as the addition of biochar (charcoal produced from biomass) to soils, enhanced weathering of minerals, and ocean fertilisation.

New momentum for CCUS is emerging

The potential for CCUS to mitigate climate change has been known for decades, but investment has lagged well behind that of other clean energy technologies. In fact, CCUS investment has consistently accounted for less than 0.5% of global investment in clean energy and efficiency technologies. Coupled with a lack of policy support and incentives to reduce emissions, CCUS deployment has been slow as a result.

³ <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>

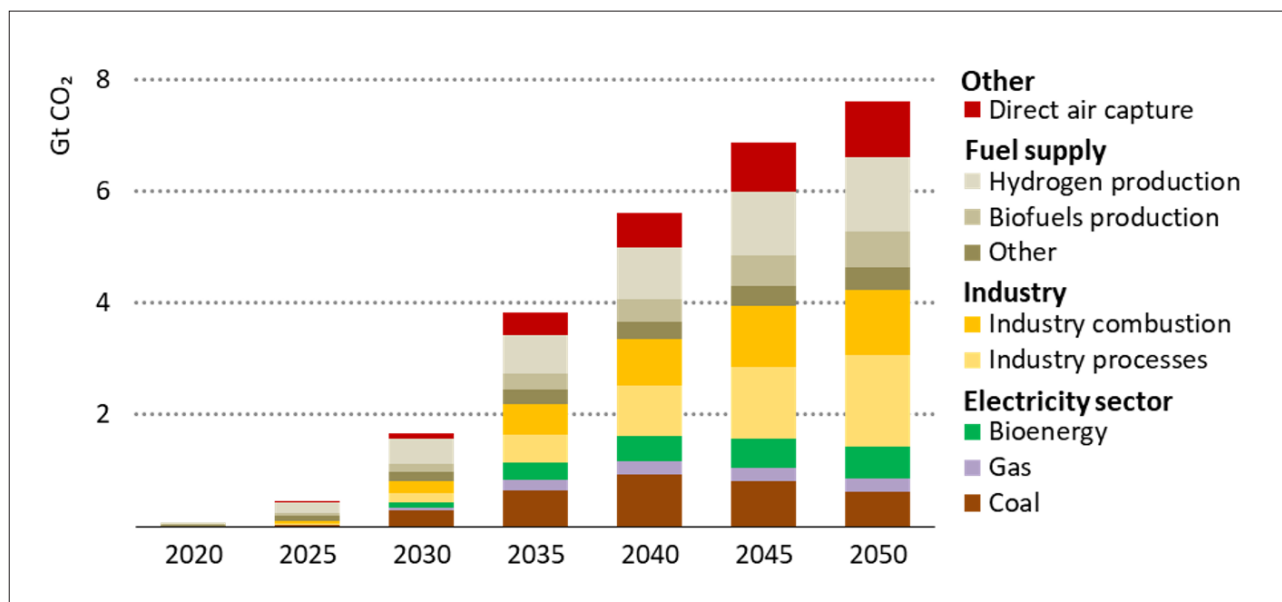


Figure 1: Global CO₂ capture by source in the NZE – Source: IEA. All rights reserved.

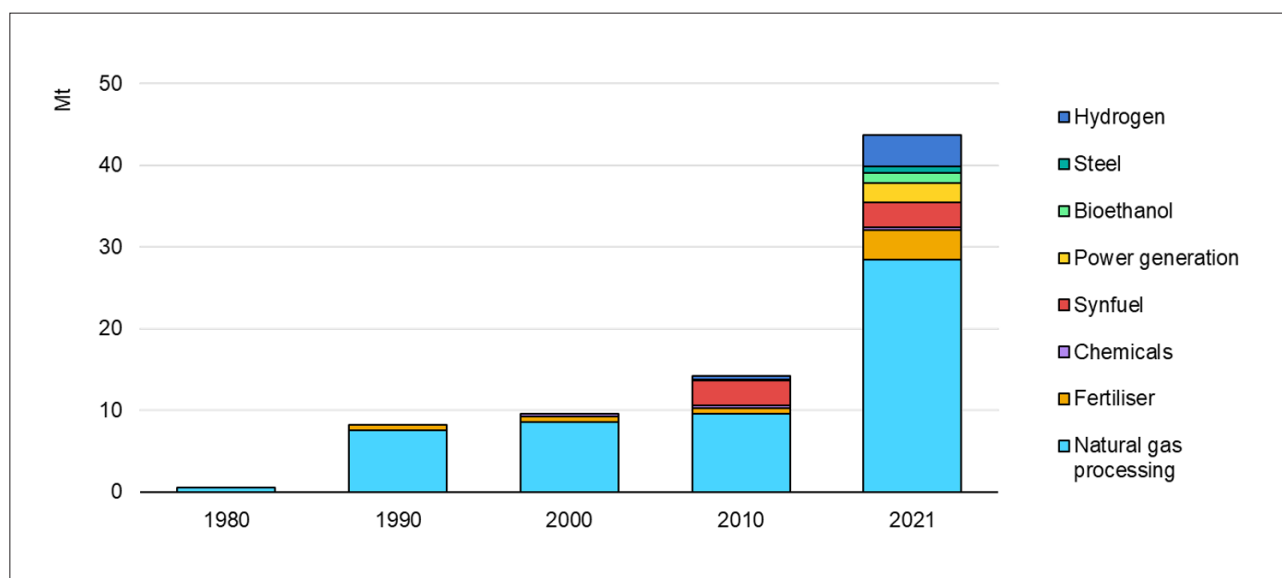


Figure 2: Global CO₂ capture capacity at large-scale facilities by source – Source: IEA. All rights reserved.

Early CCUS projects focused on capturing CO₂ from industrial applications for use in enhanced oil recovery (EOR). In the United States, natural gas processing plants in Texas began to capture CO₂ in the 1970s and 1980s and supply it to local oil producers for EOR operations. The first large-scale CCUS project with dedicated storage and monitoring was commissioned in 1996 at the Sleipner offshore gas field in Norway, which stores around 1 MtCO₂ per year in a deep saline aquifer.

In recent years, CCUS has gained renewed global attention as countries strengthen their climate commitments and technology costs decline. There are currently 27 commercial CCUS facilities in operation and dozens more in various stages of development – a considerable increase from the handful of projects in operation just

two decades ago. In fact, more than 100 facilities have already been announced in 2021. Investment appetite for CCUS is also growing. Since the start of 2020, governments and industry have committed more than USD 12 billion to CCUS programmes and projects.

Applications of CCUS have also expanded as more projects are deployed. Until the 2000s, virtually all of the CO₂ captured globally at large-scale facilities originated from gas processing plants, where CO₂ can be captured at relatively low additional cost. Now, other sources – such as fertiliser, synfuel, hydrogen and power generation – comprise roughly one-third of global CO₂ capture capacity.

Policies in the United States and Europe drive new investment plans

The deployment of CCUS to date has been largely concentrated in the United States, where public funding programs, policy incentives, CO₂ demand for EOR and a vast CO₂ pipeline network have contributed to a supportive investment environment. The Gulf Coast and Rocky Mountain regions in particular are well suited as potential hubs given the proximity of major industrial emission clusters to storage sites. The United States is home to around half of all operating facilities globally and accounts for almost 30% of projects currently under construction or in advanced stages of development. Recent policy changes are some of the primary drivers behind this momentum. The expansion of the 45Q federal tax credit, and the complementary Low Carbon Fuel Standard (LCFS) policy in California, have led to an uptick in project announcements. Over 60 projects have been announced in the US since 2018.

In Europe, there are currently only two large-scale CCUS projects operating in the region. The Sleipner and Snøhvit projects, both located in Norway, capture CO₂ from natural gas processing plants and store around 1.7 Mt annually in geological formations deep under the North Sea. There are also small pilot and demonstration projects operating elsewhere in Europe. Europe's ambitious climate goals, coupled with higher carbon prices and new funding programmes, are spurring renewed interest in projects throughout the region. At the regional-level, the EU Innovation Fund makes available up to EUR 20 billion to support the demonstration of low-carbon technologies, including CCUS, and the EU Horizon 2020 provides research and development support. At the country-level, the Dutch government has confirmed up to EUR 2.1 billion in support of the Porthos project that will be made available through the SDE++ programme. In the UK, the government has committed GBP 1 billion to establish four industrial CCUS hubs by 2030. In 2020, the Norwegian government committed USD 1.8 billion to the Longship project, which includes the Northern Lights offshore storage facility.

This improved investment environment is contributing to a growing interest in Europe to target hubs. The North Sea is at the centre of CCUS deployment, where most of Europe's potential offshore CO₂ storage capacity is located. Potential storage sites are in close proximity to several industrial clusters in Belgium, Denmark, Netherlands, Norway, UK and Sweden. The Northern Lights storage project will accept CO₂ from neighbouring European countries, with initial capacity of 1.5 Mt of CO₂ per year in 2024, when it starts operations, with plans to scale up to 5 Mt per year as demand increases.

Recent developments in France show the country's interest in using the North Sea's storage capacity. France currently has two main industrial hubs: Fos-Berre/Marseille in the South and Le Havre in the West. In July 2021, TotalEnergies signed a memorandum of understanding with Air Liquide and others to explore the feasibility of developing a northern industrial hub in Normandy. The project will aim to capture up to 3 Mt of

CO₂ per year from industrial facilities in the region for storage in the North Sea.

Outside of the United States and Europe, there is also significant interest and CCUS project activity emerging in Australia, Canada, China, the Middle East and other regions. A recent IEA report CCUS: The opportunity in Southeast Asia⁴ highlights the potential for CCUS to support energy and climate goals in the region.

Priorities for the next decade

CCUS is an important part of the portfolio of technologies and solutions needed to put the world on a narrow, but still achievable, path to net-zero emissions by 2050. Targeted and enhanced support for CCUS will be essential for the rapid deployment of projects, with both the public and private sectors having a critical role to play to incentivise investment and leverage financial resources. The IEA has identified the following high-level priorities for governments and industry to accelerate CCUS progress in the next decade:

- create the conditions for investment by placing a value on reducing emissions and direct support for early CCUS projects;
- coordinate and underwrite the development of industrial hubs with shared CO₂ infrastructure;
- identify and encourage the development of CO₂ storage in key regions;
- boost innovation to reduce costs and ensure that critical emerging technologies become commercial, including in sectors where emissions are hard to abate and for carbon removal.

⁴ <https://www.iea.org/reports/carbon-capture-utilisation-and-storage-the-opportunity-in-southeast-asia>

L'état de l'art du CCS et du CCUS : description, coût et contraintes

Par Pierre-Franck CHEVET, François KALAYDJIAN et Guy MAISONNIER

IFP Énergies nouvelles (IFPEN)

Le CCUS – captage et transport du CO₂, suivis de son stockage ou de son utilisation – constitue une option technologique mature, retenue dans la plupart des scénarios visant à limiter le réchauffement planétaire à 1,5°C. Le captage du CO₂ peut être opéré sur des centrales électriques ou des unités industrielles existantes ou futures permettant ainsi la décarbonation de la production de ciment, de fer, d'acier ou de produits chimiques. Le CCUS ouvre également la voie à la production d'hydrogène à un faible coût et pour de faibles émissions de carbone. En le combinant avec la bioénergie (BECCS) ou en le mettant en œuvre directement dans l'air (DACCS), le captage du CO₂ peut aboutir à des émissions négatives compensant les émissions inévitables ou techniquement difficiles à réduire. En termes de valorisation du CO₂ capté, la production de carburants synthétiques semble la solution la plus prometteuse pour répondre aux besoins du secteur aérien. Le déploiement de ces différentes options dépendra néanmoins de leur acceptabilité sociétale, de la réduction des coûts correspondants et des soutiens publics visant à valoriser la réduction des émissions de CO₂.

Le captage du CO₂, une option nécessaire pour atteindre la neutralité carbone

L'atteinte de la neutralité carbone en 2050 demande d'actionner toutes les options, dont le captage, pour réduire les émissions de CO₂. Ainsi, le scénario NZE¹ de l'AIE², qui repose sur une utilisation des énergies fossiles réduite en 2050 à 20 %, impose de capter 7,6 Gt de CO₂³ à cette même échéance et de créer des émissions négatives en captant le CO₂ directement dans l'air ou sur des unités de biomasse.

Bloomberg New Energy Finance⁴ a lui aussi publié des scénarios de ce type, dont le scénario « gris » avec un mix énergétique reposant en 2050 à 52 % sur les énergies fossiles. Sur la période 2019-2050, la contribution du CCS à la neutralité carbone est estimée, dans ce scénario, à 174 GtCO₂.

Enfin, le GIEC⁵, dans son rapport de 2018⁶, souligne lui aussi la nécessité du captage du CO₂ pour satisfaire aux Accords de Paris.

¹ Rapport AIE, "Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector", mai 2021.

² AIE : Agence internationale de l'énergie.

³ Environ 95 % de tout le CO₂ capté en 2050 sera stocké de façon permanente dans un site géologique et les 5 % restants seront utilisés pour fournir des carburants synthétiques.

⁴ Rapport Bloomberg New Energy Finance (BNEF), "New Energy Outlook 2021", juillet 2021.

⁵ GIEC : Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat.

⁶ IPCC, "Global warming of 1.5°C", 2018.

En Europe, la Commission a décidé de faire appel au captage du CO₂ pour atteindre ses objectifs climatiques. Les feuilles de route de la France qui visent à la décarbonation de l'industrie envisagent elles aussi de recourir à cette technologie⁷.

Si cette option est éprouvée d'un point de vue technique, son déploiement à grande échelle est à réaliser en tenant compte de contraintes de nature économique, financière, sociétale ou institutionnelle. Du fait du renforcement des objectifs climatiques, la filière considérée connaît ainsi un regain d'intérêt matérialisé par des investissements estimés par l'AIE à 25 G\$ au cours de la prochaine décennie.

Captage, transport, stockage, valorisation : quelles technologies ?

Le CCS – captage, transport et stockage du CO₂ – consiste (voir la Figure 1 de la page suivante) à séparer le CO₂ contenu dans les fumées émises par les unités concernées, à le transporter *via* des canalisations, des camions ou des bateaux jusqu'à des sites géologiques profonds (réservoirs de gaz ou de pétrole, aquifères salins profonds), où le CO₂ résidera sous forme dense et s'y trouvera confiné définitivement. Le CO₂ peut aussi être converti en un produit valorisable. L'ensemble des opérations de stockage et de valorisation du CO₂ constitue le CCUS.

Les différentes technologies de captage conduisent à un taux de captage de l'ordre de 90 % : absorption

⁷ Option incluse dans la feuille de route de la filière Ciment, ministère chargé de l'Économie, mai 2021.

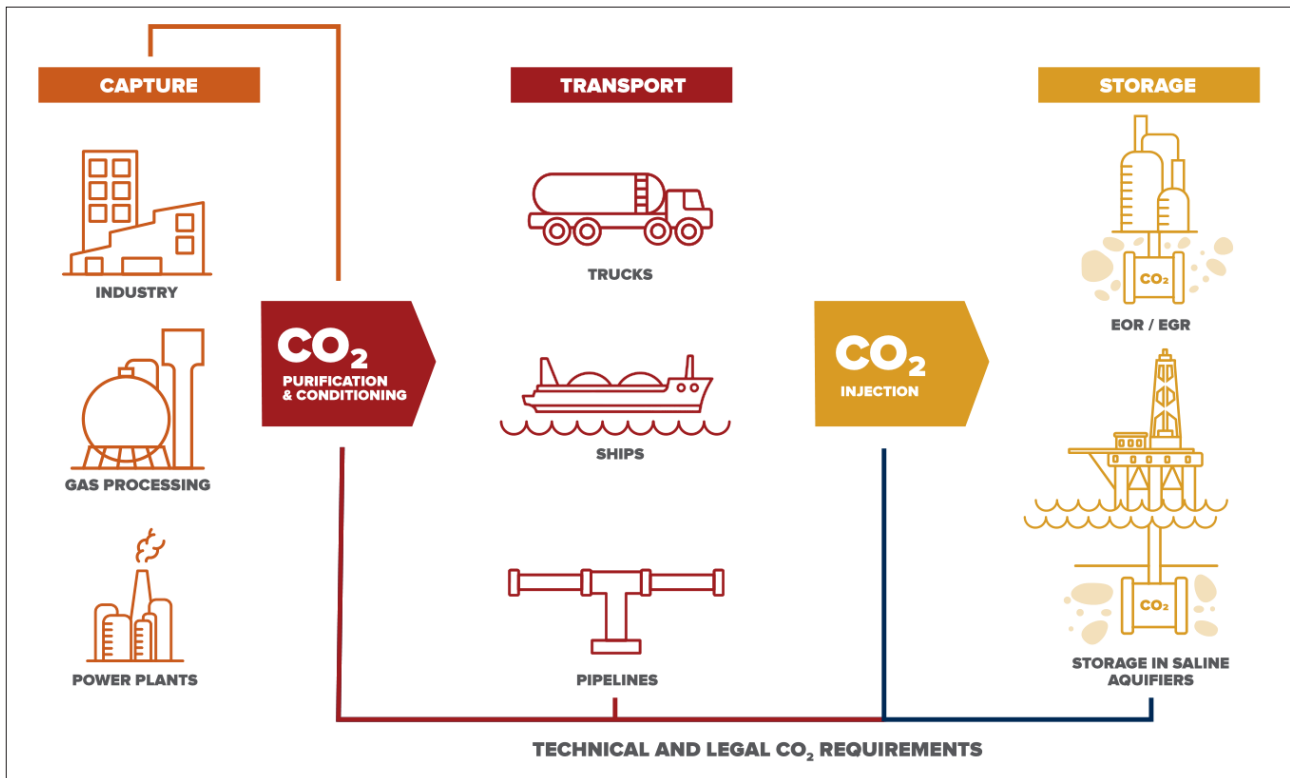


Figure 1 : La filière CCS – Source : Global CCS Institute.

(chimique ou physique) par un solvant mis au contact du gaz ou de la fumée à traiter, adsorption, séparation membranaire, combustion à l'oxygène pour maximiser la concentration du CO₂ dans les effluents et faciliter sa séparation. De nouvelles technologies émergent : le procédé DMX™ – développé par IFPEN, ce procédé utilise un solvant de haut rendement énergétique – ou encore des technologies d'oxycombustion (*chemical looping*).

Le transport du CO₂ s'apparente à celui du gaz naturel. De même, le stockage géologique du CO₂ utilise les compétences de l'industrie pétrolière et gazière en matière d'exploration-production.

Si le CCS réduit les émissions des énergies fossiles, il peut aussi « pomper » le CO₂ de l'atmosphère, en stockant le CO₂ émis par la combustion d'une charge biomasse (BECCS⁸) ou capté directement dans l'air (DACCS⁹). Le procédé conduit alors à des émissions négatives. Pour l'instant, ce service n'est pas rémunéré ; le modèle d'affaires du DACCS reste donc à construire¹⁰.

Le CCS, une technologie mature

Avec plus de 260 Mt de CO₂ captées depuis les premières applications (25 Mt en 2019), le CCS repose

⁸ BECCS : Bioenergy with carbon capture and storage – Bioénergie avec captage et stockage du CO₂.

⁹ DACCS : Direct Air CO₂ Capture and Storage – Captage direct du CO₂ dans l'air opéré par absorption de ce gaz.

¹⁰ Le DACCS pourrait permettre de proposer un service mutualisé afin de compenser des émissions incompressibles de certaines industries.

sur des technologies matures utilisées sur le champ gazier de Sleipner (en Norvège) depuis 1996¹¹. 40 Mt de CO₂/an seront captées par des projets en cours d'élaboration ou déjà en phase de construction (voir la Figure 2 de la page suivante), ce qui ne représentera toutefois que 0,5 % de la cible fixée par le scénario NZE de l'AIE pour 2050.

Plusieurs secteurs industriels sont concernés : production d'électricité, traitement du gaz naturel, production d'engrais, de gaz de synthèse, d'hydrogène, d'acier ou de ciment, ou encore dans la chimie. Le projet à venir Northern Lights illustre la mise en œuvre de cette technologie dans les industries du raffinage et de la production de ciment¹².

Pour appliquer le CCS à une centrale thermique, celle-ci doit fonctionner en base (c'est le cas des centrales en Inde ou en Chine) pour amortir le surcoût induit. En Europe, en revanche, le CCS contribuera essentiellement à la décarbonation du secteur de l'industrie lourde et à la production d'hydrogène décarboné (H2 bleu).

Les acteurs de la filière sont des ingénieries, des sociétés fournissant des technologies de captage, des opérateurs de transport de gaz, des sociétés de services et des compagnies exploitantes de ressources du sous-sol servant à stocker le CO₂. Une telle filière proche pour chacun de ses segments des technologies

¹¹ 1 Mt/an de CO₂ capté sur une unité de traitement de gaz naturel.

¹² Conduit par Equinor, Shell, TotalEnergies et Gassnova, le projet Northern Lights permettra de stocker dans le sous-sol de la mer du Nord, dès 2024, 1,5 Mt/an, puis 5 Mt/an de CO₂ provenant de l'industrie européenne de raffinage et de production de ciment.

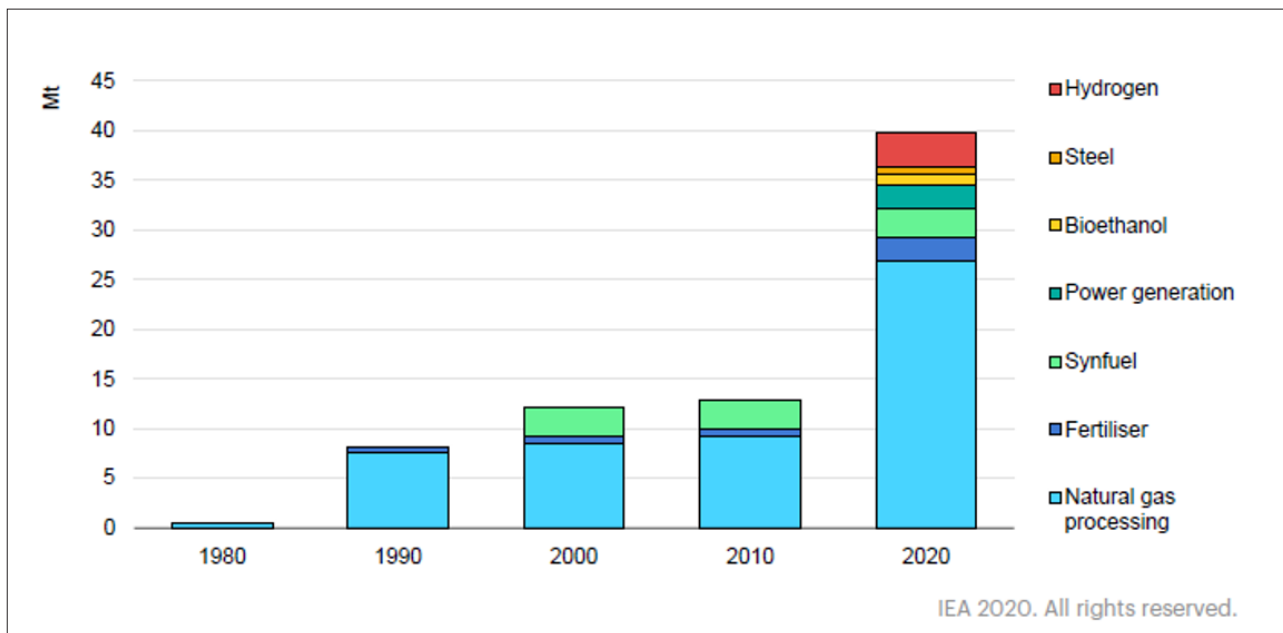


Figure 2 : Les unités CCUS par application – Source : AIE.

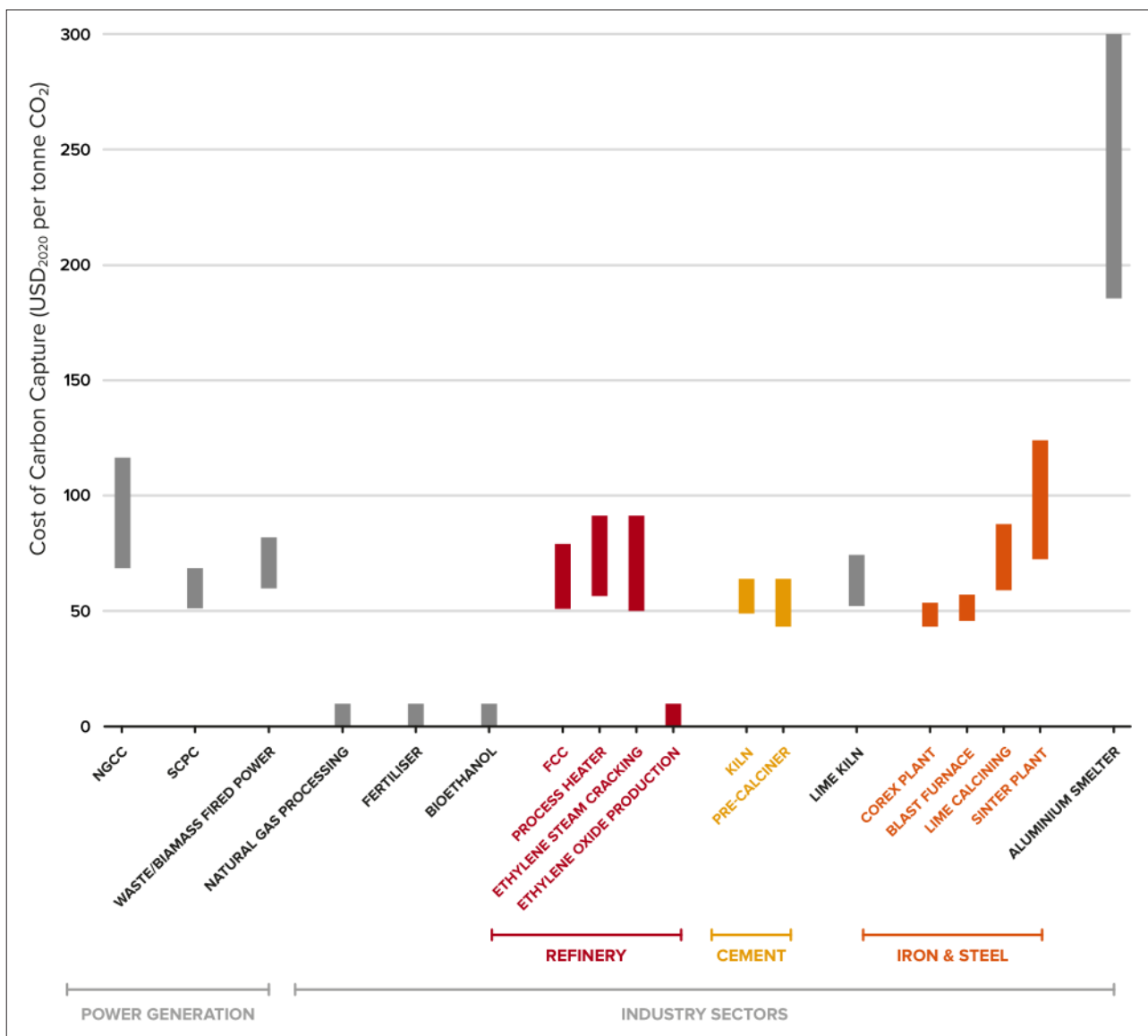


Figure 3 : Coûts de captage selon les unités industrielles à traiter – Source : GCCSI.

utilisées dans les filières du gaz naturel (traitement, transport et stockage) et de l'exploration-production (compagnies opératrices et parapétrolières), dispose des compétences nécessaires *a fortiori* mobilisables sans délai. C'est notamment vrai pour la France qui est dotée d'un secteur parapétrolier des plus compétitifs.

L'enjeu du surcoût lié au CCS

Le coût du CCS peut être décomposé selon ses différents segments : captage, transport, stockage.

Le coût du captage dépend de la taille de l'installation et de la concentration du CO₂ dans les effluents à traiter. Il varie de 10 à 250 €/tCO₂ selon les unités industrielles (voir la Figure 3 de la page précédente). Des réductions des coûts sont attendues par effet d'échelle et la mise en œuvre d'innovations. Ainsi, selon le Global CCS Institute (GCCSI)¹³, le coût du captage opéré sur centrale thermique devrait être réduit d'ici à 2030 à 40 \$/tCO₂.

Le coût du transport/stockage inclut le coût de compression, de transport (en fonction de la distance) et du stockage (à terre ou en mer). Le GCCSI donne ainsi des coûts pour les segments compression/transport/stockage/suivi du stockage allant de 20 à 70 \$/tCO₂ (voir la Figure 4 ci-après).

Le coût du CCS pourrait donc atteindre les 100 \$/tCO₂ en 2030, fixant ainsi à ce niveau la valeur d'équilibre de la tonne de CO₂ à cette date pour ce procédé.

Le CCS, qu'il s'applique à la production d'électricité ou à des unités industrielles, induit donc un surcoût qu'il s'agit de réduire par le biais de l'innovation et par des mesures techniques, réglementaires ou fiscales. Plusieurs leviers peuvent ainsi être actionnés : réduction

par le jeu des économies d'échelle, standardisation, valorisation du CO₂, pénalisation des émissions de CO₂ et rémunération du service climatique rendu (fiscalité¹⁴, marché CO₂), utilisation du CO₂ en méthode de récupération du pétrole ou du gaz ou conversion du CO₂ en produits valorisables.

Valorisation du CO₂, quel potentiel ?

La valorisation du CO₂ doit être étudiée sous deux aspects : économique et climatique. Elle contribue en effet à équilibrer le surcoût du CCS et, incidemment, à montrer que le CO₂ est une ressource valorisable.

D'un point de vue économique, il existe un risque, compte tenu des volumes considérés (GtCO₂), que la conversion du CO₂ en un produit valorisable déséquilibre le marché final visé. Ainsi, la conversion du CO₂ en acide formique, procédé économiquement réalisable aujourd'hui, inonderait le marché de ce produit lequel perdrait ainsi toute valeur.

D'un point de vue climatique, le bénéfice d'une valorisation du CO₂ peut être évalué au moyen d'une approche de type ACV¹⁵. À l'instar du CCS qui stocke définitivement le CO₂, la conversion du CO₂ capté n'aura d'impact que si le CO₂ reste séquestré dans le produit formé. Il en est ainsi, par exemple, du procédé consistant à injecter du CO₂ dans les bétons recyclés

¹³ <https://www.globalccsinstitute.com/>

¹⁴ Le système 45Q mis en place aux États-Unis assure une rémunération aux projets CCS dont la construction débutera d'ici le 1^{er} janvier 2024 et qui permettront le stockage d'une valeur minimum de CO₂. Cette rémunération était en 2019 de 19 \$/tCO₂ stockée ; elle atteindra 50 \$/tCO₂ en 2026 et sera limitée à 35 \$/tCO₂ si le projet contient une phase de rémunération additionnelle (EOR ou valorisation).

¹⁵ ACV : analyse du cycle de vie.

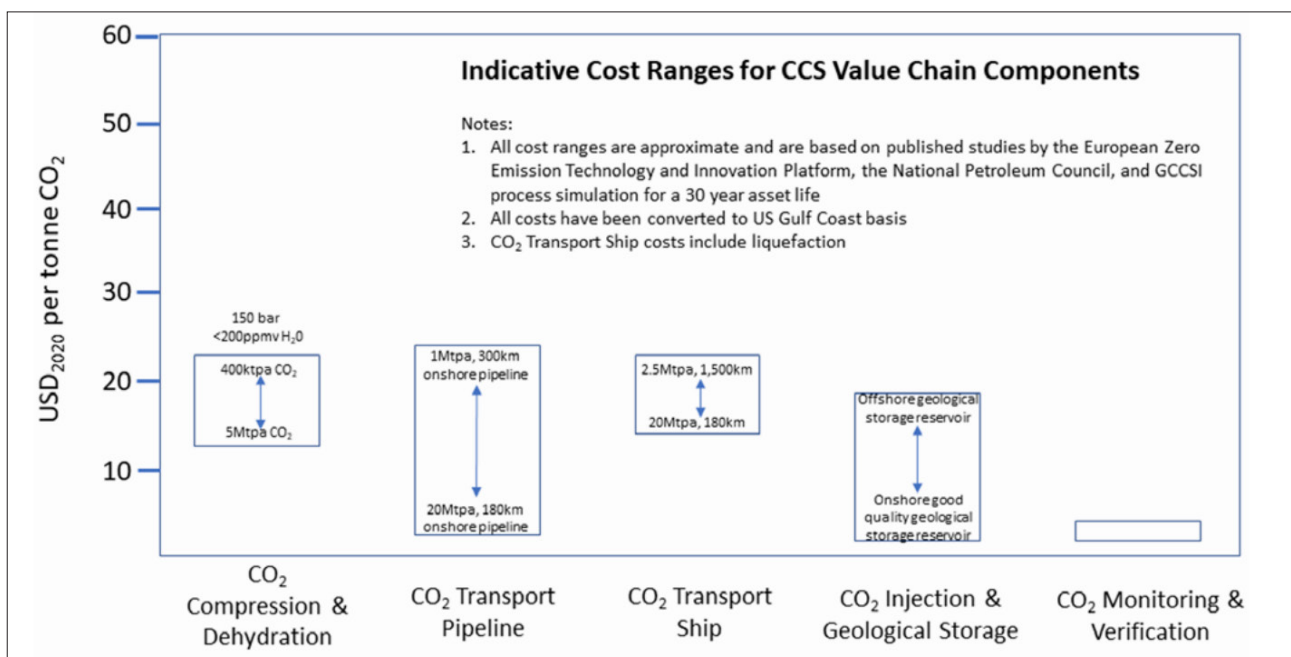


Figure 4 : Coûts indicatifs de la chaîne compression-transport-stockage-monitoring – Source : GCCSI.

pour améliorer leur réutilisation ainsi que le bilan carbone des constructions¹⁶.

L'injection de CO₂ dans un réservoir pétrolier pour en augmenter la production est la solution la plus développée à ce jour. Cette valorisation génère une rémunération additionnelle et peut être compatible avec un stockage définitif du CO₂. Mais cette valorisation s'avère être en contradiction avec la réduction attendue de l'usage des énergies fossiles.

L'utilisation du CO₂ est aussi envisagée comme source de carbone pour produire des carburants de synthèse (du type e-fuel) par recombinaison avec un hydrogène renouvelable. Dans ce cas, et si le CO₂ capté provient de la combustion d'un fossile, le e-fuel restera carboné et le gain en émissions de CO₂ sera faible, de l'ordre de 25 %. La conversion d'un CO₂ neutre pour le climat (DACCS ou BECCS) fournit en revanche des carburants e-fuels, voire e-biofuels à plus haute énergie volumique que l'hydrogène et à haut rendement climatique. Ils sont envisagés pour décarboner le secteur du transport aérien.

Au total, l'AIE estime¹⁷ la contribution de la valorisation du CO₂ à hauteur de 8 % des émissions captées, le stockage géologique étant l'option privilégiée¹⁸.

Opportunités offertes par le CCUS et les freins à son déploiement

L'implantation du captage de CO₂ sur des centrales thermiques ou des sites industriels nécessite peu de modifications des procédés d'exploitation, ce qui va permettre un déploiement de cette technologie bien avant 2030, dès lors que les sites de stockage seront opérationnels. Il en est ainsi en Europe, avec le projet Northern Lights, qui devrait être opérationnel en 2024.

La transition énergétique en sera alors accélérée et son coût réduit. L'étude Hydrogen4EU¹⁹ s'est intéressée à deux scénarios de déploiement de l'hydrogène décarboné à l'échelle de l'Europe, compatibles avec l'atteinte de la neutralité carbone en 2050. L'un modélise une production essentiellement électrolytique alimentée par des énergies renouvelables. L'autre inclut en outre une production d'hydrogène à partir de gaz décarboné par le biais du CCS. Cette étude montre que le second scénario permet une économie de 2 000 G€ d'investissements sur la période par rapport au premier.

Le CCUS apparaît indispensable à une transition énergétique rapide et économique, mais des difficultés de

différents ordres sont à surmonter, dont son acceptabilité sociétale :

- **Le maintien des énergies fossiles** : le CCUS est perçu comme un moyen de poursuivre l'exploitation des énergies fossiles sous couvert de verdissement. Cependant, accroître la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité représente déjà un formidable défi, qui est tel que même dans le scénario NZE, les énergies fossiles contribueront encore à hauteur de 20 % au mix énergétique. Dans ce contexte, faire reposer uniquement sur l'électrification la décarbonation de l'hydrogène, des industries intensives en énergie et de la mobilité lourde, alourdirait encore la charge pesant sur les énergies renouvelables. Le recours au CCUS permettra d'optimiser la trajectoire de la transition tant économiquement que socialement.
- **Les risques associés au transport et au stockage du CO₂** : la connexion des sites de captage avec les sites de stockage nécessitera la construction d'une infrastructure de transport. La crainte est qu'il se produise des fuites de CO₂ en surface ou dans des aquifères d'eau potable sus-jacents. S'agissant de fuites en surface, les simulations réalisées par Total Energies dans le cadre de son essai-pilote à Lacq ont montré qu'à 10 mètres de la conduite, la concentration du CO₂ dans l'atmosphère était bien inférieure à son seuil de toxicité (10 %). S'agissant de la dispersion du CO₂ dans les aquifères d'eau potable sus-jacents, le risque peut être maîtrisé par une sélection rigoureuse du site de stockage et par la mise en place notamment d'un double cuvelage des puits d'injection depuis le point de stockage jusqu'à la surface.
- **La mise en place rapide de réglementations incitatives** : le déploiement de la filière nécessite l'adoption de réglementations pour faire émerger un marché du CO₂ et compenser le surcoût du CCUS, d'une fiscalité aux frontières pour maintenir la compétitivité des industries soumises à la concurrence internationale et d'un cadre juridique afin de permettre le transport transfrontalier du CO₂.

Deux leviers sont donc nécessaires au décollage de la filière : la co-construction de projets en toute transparence avec la population pour favoriser leur acceptabilité et un soutien public tant en termes de financements que de mise en place de réglementations appropriées.

Le CCUS, une option réaliste et pertinente, sous réserve d'être mise en œuvre dans un contexte adapté

Le CCUS repose sur des technologies à forte maturité. Proche par ses technologies des filières actuelles du monde pétrolier et gazier, la filière du CCUS peut se structurer rapidement.

Complémentaire à celle des énergies renouvelables, tout en modérant les besoins en nouvelles capacités de production d'électricité renouvelable grâce, par exemple, à l'apport énergétique du gaz naturel, elle peut être mise en œuvre dès à présent et permet de

¹⁶ Le projet FastCarb, lequel est inclus dans la feuille de route de la filière Ciment, ministère chargé de l'Économie, mai 2021.

¹⁷ AIE, rapport "CCUS in clean energy transitions", 2020.

¹⁸ L'AIE estime que les capacités de stockage sont suffisantes et sont localisées pour la plupart (70 %) à moins de 100 km des lieux d'émission du CO₂ en ce qui concerne les États-Unis, l'Europe et la Chine.

¹⁹ "Hydrogen4EU : charting pathways to enable net zero", étude réalisée par IFPEN, SINTEF et DELOITTE, pour l'International association of Oil & Gas Producers, mai 2021, <https://www.hydrogen4eu.com/>

répondre de façon compétitive aux enjeux climatiques. Elle peut même offrir un double dividende par le biais d'émissions négatives, dès lors qu'elle met en œuvre des procédés brûlant de la biomasse ou captant le CO₂ directement dans l'air. Cette filière facilite donc l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone.

Le CCUS conduit à deux issues pour le CO₂ capté : soit à son stockage géologique définitif, soit à sa valorisation par conversion en un autre produit. Pour que le CCUS contribue effectivement à la lutte contre le changement climatique, la performance de cette seconde option doit être évaluée en recourant à une analyse du cycle de vie. Compte tenu de ses contraintes économiques, la valorisation du CO₂ ne représente qu'une part relativement limitée par rapport au stockage ; l'AIE l'estime à moins de 10 %.

Enfin, pour que le CCUS puisse se déployer, plusieurs enjeux sont à considérer : la mise en place de mesures réglementaires et de soutien incitatives ; une valorisation conséquente du CO₂ avec un prix qui devrait atteindre les 100 €/t d'ici à 2030²⁰ ; et une nécessaire réduction de ses coûts, notamment lorsqu'il est appliqué aux secteurs industriels.

²⁰ Aujourd'hui, d'un peu plus de 60 €/t en Europe (6 \$/t en Chine), la valeur du CO₂ sur le marché d'échange de quotas de CO₂ ne compense généralement pas le coût de la filière CCUS.

Panorama mondial des potentiels de stockage géologique du CO₂

Par Isabelle CZERNICHOWSKI-LAURIOL

Déléguée à la recherche et à l'appui aux politiques publiques au BRGM, présidente émérite de l'association CO₂GeoNet et membre du conseil d'administration du Club CO₂ français

Et Christophe POINSSOT

Directeur général délégué et directeur scientifique du BRGM

Depuis le rapport spécial du GIEC sur le captage et le stockage du CO₂ paru en 2005, lequel indiquait un potentiel mondial de stockage dans les formations géologiques d'au moins 2 000 GtCO₂, diverses méthodologies d'estimation des capacités de stockage ont été proposées. De nombreux pays ont estimé leur potentiel de stockage du CO₂ sur la base de calculs volumétriques, et une dizaine d'entre eux l'ont consigné dans des atlas. Des estimations plus fines des capacités d'un certain nombre de sites potentiels de stockage ont été réalisées sur la base de simulations dynamiques de l'injection de CO₂ dans le réservoir de stockage. Malgré les fortes incertitudes liées notamment au peu de données disponibles sur le sous-sol profond et à l'hétérogénéité naturelle des formations géologiques, les capacités de stockage estimées sont très supérieures aux besoins nécessaires en la matière pour lutter contre le réchauffement climatique.

Introduction

Le rapport spécial du GIEC sur le captage et le stockage du CO₂ (CSC, ou CCS en anglais), paru en 2005, a consacré la reconnaissance au niveau international de cette technologie émergente parmi les options possibles pour contribuer à l'atténuation du changement climatique. Ce rapport indique que, d'après les données disponibles, il est probable qu'il existe un potentiel mondial de stockage dans les formations géologiques d'au moins 2 000 Gt de CO₂. Deux principales options de stockage sont envisagées : d'une part, dans les gisements de pétrole et de gaz déplétés (entre 675 et 900 GtCO₂) et, d'autre part, dans les aquifères salins profonds (au moins 1 000 GtCO₂). Pour ces derniers, l'évaluation de leur capacité maximale de stockage reste complexe à mener à bien du fait du peu d'informations disponibles et de l'absence de méthodologie stabilisée, d'où la formulation « au moins ».

Ces capacités d'au minimum 2 000 GtCO₂ sont à mettre en relation avec les émissions mondiales de CO₂ générées par les plus gros émetteurs industriels (> 100 ktCO₂/an), qui sont évaluées à 13,4 GtCO₂/an et sont imputables à 7 887 sites, d'après ce même rapport spécial du GIEC. Dans le détail, ces émissions proviennent pour 10,5 GtCO₂/an de la production d'électricité à partir d'énergies fossiles (4 942 sites), pour 2,8 GtCO₂/an de l'industrie (2 642 sites) et pour 0,1 GtCO₂/an de la production d'énergie à partir de biomasse (303 sites). Le GIEC considère donc que le CSC possède un potentiel considérable d'atténuation du réchauffement climatique, et qu'il peut contribuer

à en réduire sensiblement le coût global pour les collectivités par rapport aux scénarios ne prenant pas en compte le CSC.

Depuis la sortie de ce rapport spécial du GIEC, de nombreuses études ont été menées pour préciser les capacités de stockage. Dans la suite de cet article, nous allons synthétiser l'état des connaissances actuelles relatives aux zones favorables au stockage et en matière d'estimation des capacités de stockage. Enfin, nous concluons cet article en évoquant les actions à entreprendre pour accélérer la mise en œuvre de projets de stockage du CO₂. Le CSC peut en effet constituer un formidable levier d'action en créant des puits de carbone géologiques, venant en complément des puits de carbone naturels (forêts, sols, océans), pour contribuer à compenser les émissions irréductibles de CO₂ et atteindre, de ce fait, la neutralité carbone (Czernichowski-Lauriol, 2020).

Les zones favorables au stockage géologique de CO₂ dans le monde

Wei *et al.* (2021) proposent une carte du monde (voir la Figure 1 de la page suivante) indiquant les zones favorables au stockage géologique de CO₂. Elles se situent pour l'essentiel dans des bassins sédimentaires renfermant des aquifères salins profonds (en jaune) ou riches en champs d'hydrocarbures (en bleu). Au travers de symboles de diverses tailles, des estimations chiffrées sont données sur les capacités de stockage des différentes zones identifiées. L'étude a été

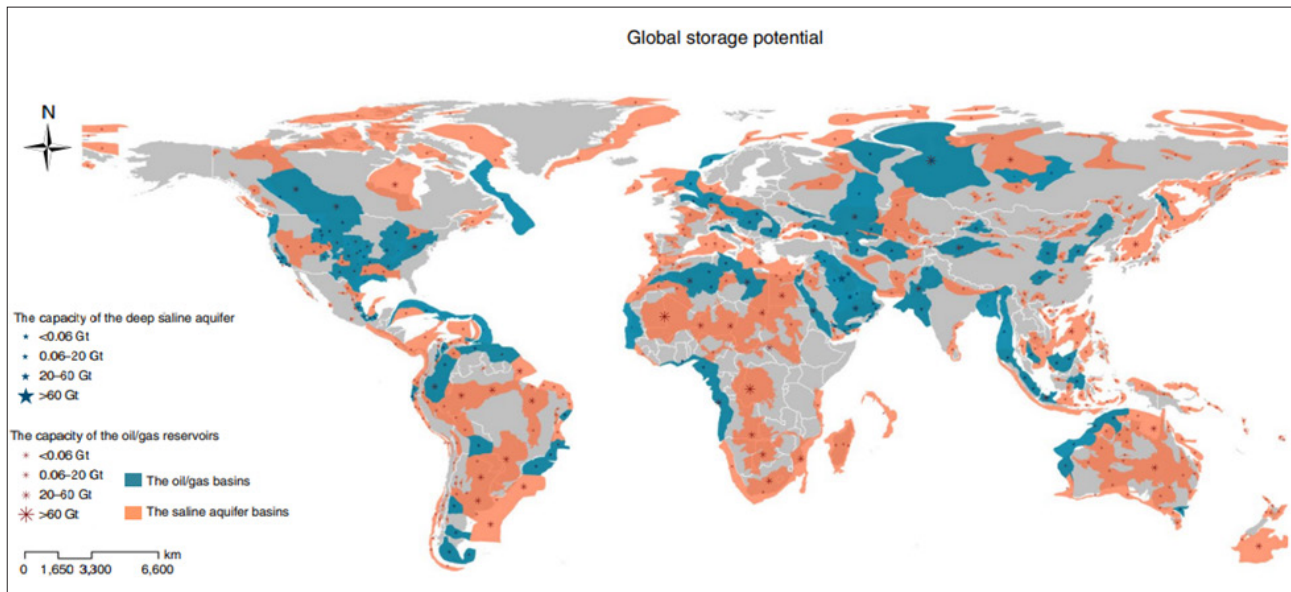


Figure 1 : Aperçu des potentiels de stockage géologique de CO₂ dans le monde : stockage dans des aquifères salins profonds (zones en orange) ou dans des réservoirs d'hydrocarbures (zones en bleu) – Source : Wei *et al.* (2021).

menée sur 794 bassins sédimentaires *onshore* présents dans 87 pays, dont 614 aquifères salins profonds et 180 réservoirs pétroliers où le stockage de CO₂ pourrait contribuer à la récupération assistée d'hydrocarbures (RAH). Une première estimation macroscopique du potentiel de stockage a été effectuée à partir de calculs volumétriques (Goodman *et al.*, 2011), avec un potentiel évalué à 2 082 GtCO₂, dont 92 % (1 914 GtCO₂) dans les aquifères salins et 8 % (168 GtCO₂) dans des réservoirs d'hydrocarbures avec RAH. Des analyses de sensibilité et d'incertitude ont été effectuées sur des paramètres géologiques clés, tels que la porosité et l'épaisseur de la roche réservoir, ou sur la densité du CO₂ qui dépend des conditions de température et de pression dans le réservoir de stockage. Ces analyses conduisent à un large éventail d'estimations du potentiel effectif de stockage : entre 888 et 5 126 GtCO₂ pour les aquifères salins profonds et entre 124 et 300 GtCO₂ pour les réservoirs pétroliers permettant la récupération assistée de pétrole.

L'estimation des capacités de stockage

L'estimation des capacités de stockage est un processus complexe qui est réalisé en plusieurs étapes et à plusieurs niveaux. Différentes classifications et méthodologies ont été proposées (CSLF, 297 ; Bachu *et al.*, 2007 ; Bradshaw *et al.*, 2007 ; Goodman *et al.*, 2011 ; SPE-SRMS, 2017 ; etc.). On distingue généralement quatre grandes étapes pour opérer cette estimation :

- **Capacité de stockage théorique, laquelle est généralement estimée à l'échelle d'un pays, d'un bassin sédimentaire ou d'une formation géologique**

L'objectif est d'abord d'identifier des couches géologiques poreuses et perméables (ou « roches réservoirs ») dans lesquelles le CO₂ pourrait être injecté, situées au minimum à 800 m de profondeur pour que

le CO₂ soit stocké dans un état dense et non gazeux, et recouvertes par des « roches couvertures » imperméables permettant d'empêcher toute remontée du CO₂ vers la surface. Le CO₂ étant piégé essentiellement sous forme dense dans les pores des roches réservoirs, on estime d'abord le volume de ces pores d'après l'épaisseur, l'extension et la porosité (volume de l'espace entre les grains minéraux par rapport au volume total de la roche) des roches réservoirs, puis on applique un facteur correctif prenant en compte le fait que seule une partie de cette porosité sera accessible pour y injecter du CO₂ (de 1 à 5 %, généralement). Enfin, on convertit le volume disponible en masse de CO₂ en tenant compte de la densité de celui-ci dans les conditions de pression et de température des roches réservoirs. Il s'agit donc d'une première estimation basée sur des calculs volumétriques, qui permet de déterminer une enveloppe maximale de la quantité de CO₂ susceptible d'être stockée.

- **Capacité de stockage potentielle, laquelle est estimée en général sur une zone plus ciblée et en prenant en compte toutes les données disponibles (coupes sismiques, données de forage, échantillons de roches, etc.)**

Des calculs volumétriques plus précis peuvent alors être réalisés, en tenant compte de toutes les données disponibles sur la zone ciblée. Ils peuvent être assortis de calculs probabilistes pour tenir compte de l'incertitude inhérente aux propriétés géologiques et aux conditions du sous-sol en utilisant plusieurs plages de valeurs. Les simulations statistiques conduisent alors à une gamme de valeurs pour apprécier la capacité de stockage. C'est l'approche suivie par Wei *et al.* (2021) dans leur étude présentée ci-dessus.

- **Capacité de stockage possible, laquelle est estimée en général pour un site de stockage envisagé**

Outre le recueil de toutes les données disponibles, cela nécessite des acquisitions de données détaillées sur le

site ciblé, la construction d'un modèle géologique de celui-ci et la mise en œuvre de modélisations dynamiques pour simuler l'injection de CO₂ dans le réservoir via un ou plusieurs puits d'injection, prédire sa migration et son piégeage par divers mécanismes au fil du temps.

- **Capacité de stockage réaliste, laquelle est elle aussi estimée pour un site de stockage envisagé**

Elle est estimée sur la base de simulations dynamiques et géomécaniques poussées, visant à s'assurer de la possibilité d'injecter et de stocker le volume requis de CO₂ capté avec toutes les précautions nécessaires à la maîtrise des risques afférents à une telle opération. La capacité de stockage peut être augmentée en recourant à des techniques d'ingénierie, comme l'extraction et/ou la (ré)injection d'eau, ou en optimisant le nombre et la localisation des puits d'injection de CO₂, voire des puits de production (d'eau salée ou de pétrole issus du réservoir). Les aspects économiques et réglementaires sont également à prendre en considération. La capacité à injecter à moindre coût énergétique la quantité de CO₂ voulue dans un site de stockage profond fait notamment partie à ce jour des limitations et des incertitudes technologiques qui restent à surmonter. C'est l'un des verrous que la R&D et les démonstrateurs doivent permettre de lever pour rendre le CSC plus attractif et sécurisé pour les acteurs économiques.

Il est plus facile d'estimer les capacités de stockage dans les réservoirs d'hydrocarbures déplétés, car ceux-ci sont des objets géologiques étudiés depuis longtemps et pour lesquels de nombreuses données sont donc disponibles, même si elles ne sont pas toujours publiques. Les aquifères salins profonds sont par contre moins bien connus car très peu explorés, en raison du fait qu'ils ne constituaient pas jusqu'à maintenant une ressource d'intérêt économique, si ce n'est là

où ils sont exploités pour la géothermie. D'où les larges incertitudes qui pèsent sur l'estimation des capacités de stockage du CO₂ dans les aquifères salins profonds et la nécessité d'avancer en la matière par étapes.

Dans son rapport spécial sur le captage, l'utilisation et le stockage du CO₂ (AIE, 2020), l'Agence internationale de l'énergie (AIE) indique que la capacité mondiale de stockage de CO₂ est estimée entre 8 000 et 55 000 Gt, la plus grande partie se situant sur les continents (de 6 000 à 42 000 Gt) et le reste en *offshore* (de 2 000 à 13 000 Gt). Le rapport indique que même l'estimation la plus basse (8 000 Gt) dépasse de très loin les 220 Gt de CO₂ qui devraient être stockées sur la période 2020-2070 selon le scénario de développement durable de l'AIE. Il s'agit de capacités théoriques et potentielles. D'importants efforts en matière d'exploration et de caractérisation du sous-sol sont donc encore nécessaires pour parvenir à des estimations plus précises. Dans son dernier rapport Net Zéro présentant un scénario permettant au secteur de l'énergie de parvenir à la neutralité carbone en 2050 (AIE, 2021), l'AIE indique que le volume de CO₂ à capter dans les cheminées d'usines et même dans l'air devra se situer à hauteur de 1,6 GtCO₂ par an en 2030 et de 7,6 GtCO₂ par an en 2050. L'AIE observe également que les estimations de la capacité mondiale de stockage sont considérablement supérieures à ce qui est nécessaire dans le scénario Net zéro pour stocker les quantités cumulées de CO₂ capté.

Une carte (voir la Figure 2 ci-dessous) dressant le panorama mondial des ressources de stockage géologique de CO₂ a été produite par le Global CCS Institute (2019) dans son rapport d'étape annuel, s'appuyant sur les données des pays où des estimations ont déjà été réalisées. Les chiffres indiqués correspondent à des capacités théoriques ou potentielles. Le rapport conclut qu'il est quasiment certain que de vastes ressources de stoc-

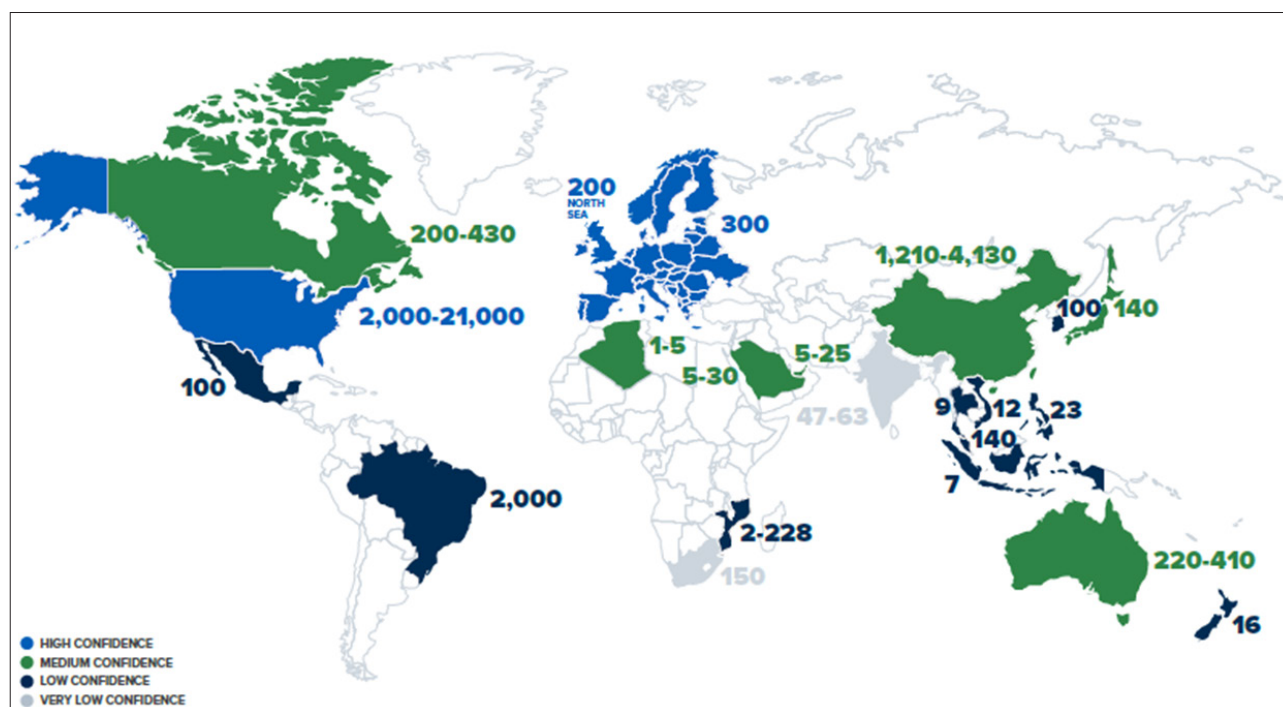


Figure 2 : Estimation des ressources de stockage géologique de CO₂ dans le monde (en GtCO₂) – Source : Global CCS Institute (2019).

kage de CO₂ sont disponibles au niveau mondial, à un niveau compatible avec les scénarios du GIEC qui prévoient de stocker jusqu'à 1 200 Gt de CO₂ en cumulé d'ici à 2100.

En Europe, les capacités de stockage estimées sont de 300 GtCO₂, dont 200 Gt sous la mer du Nord. Les deux-tiers des capacités de stockage seraient *offshore*, un tiers *onshore*. Ces données proviennent du projet de recherche européen EU Geocapacity (Vangkilde-Pedersen *et al.*, 2009). Ce projet donne également des estimations plus prudentes basées sur les valeurs basses pour les paramètres utilisés, ce qui correspond probablement à une image plus réaliste de la capacité de stockage disponible en Europe : un minimum de 117 GtCO₂ pourrait y être stocké, dont 96 Gt en aquifères salins profonds et 20 Gt dans des réservoirs d'hydrocarbures déplétés. Cette capacité minimale de 117 Gt correspond à 62 ans de stockage comparativement aux 1,9 MtCO₂ d'émissions annuelles provenant d'installations industrielles générant plus de 0,1 MtCO₂ par an.

Dans son dernier rapport d'étape, le Global CCS Institute (2021) indique que le Catalogue 2021 des ressources de stockage (Pale Blue Dot, 2021) comprend 715 sites documentés correspondant à 18 pays et totalisant 12 960 Gt de ressources de stockage. Celles-ci se décomposent de la façon suivante :

- 0,036 GtCO₂ déjà injectées et stockées, soit 36 Mt (les injections de CO₂ à des fins de RAH ne sont pas incluses) se répartissant ainsi :
 - 26 Mt en Norvège (Sleipner : 19 Mt, et Snøhvit : 7 Mt),
 - 5 Mt au Canada (Quest : 5 Mt, et Aquistore : 0,33 Mt),
 - 3 Mt aux États-Unis (Illinois Basin Decatur : 1 Mt, et Illinois ICCS : 2 Mt),
 - 1 Mt en Australie (Gorgon),
 - 1 Mt au Brésil.
- 0,217 GtCO₂ qui s'appêtent à être injectées dans des projets déjà approuvés dans ces mêmes pays (soit 217 Mt), un chiffre qui correspondrait à des capacités de stockage réalistes ;
- 551,110 GtCO₂ qui correspondraient à des capacités de stockage possibles ;
- 12 408,517 GtCO₂ qui équivaldraient à des capacités de stockage potentielles ou théoriques.

Cela montre qu'énormément de travail reste à faire pour explorer et caractériser finement les sites de stockage potentiels dans le monde afin d'en évaluer les capacités.

Une nouvelle initiative internationale vient d'être lancée par le Département de l'Énergie américain (US DOE) et le Forum ministériel sur l'énergie propre (CEM) pour améliorer les estimations mondiales des capacités de stockage. Un premier rapport, rendant compte d'un *workshop* organisé en septembre 2021 dans le cadre du programme IEAGHG (IEA Greenhouse Gas R&D Programme) est actuellement en préparation.

Conclusion et perspectives

Beaucoup de travail reste à faire pour préciser les capacités de stockage dans le monde et préparer les futurs sites de stockage nécessaires à la concrétisation de projets de décarbonation d'installations industrielles et de captage du CO₂ dans l'air. Néanmoins, plusieurs verrous technico-économiques doivent encore être levés pour rendre le CSC très attractif pour l'atténuation du changement climatique.

Mieux connaître et caractériser les potentiels de stockage

Il convient de continuer les efforts visant à mieux connaître et caractériser les potentiels de stockage qui sont *a priori* d'ampleur suffisante pour pouvoir absorber les émissions de CO₂ irréductibles, ce qui est nécessaire à l'atteinte de la neutralité carbone ; une action venant en complément du recours à d'autres leviers tels que l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables qui permettent de réduire à la source les émissions de CO₂. Des atlas des capacités de stockage de CO₂ existent pour certains pays ou régions, notamment pour l'Amérique du Nord incluant le Canada, le Mexique et les États-Unis (Wright *et al.*, 2013), les États-Unis proprement dits (NETL, 2015), les régions australiennes du Queensland (Bradshaw *et al.*, 2009) et de l'Ouest (3D-GEO Pty Ltd., 2013), le Brésil (CEPAC, 2016), la Norvège (NPD, 2014), le Royaume-Uni (Bentham *et al.*, 2014), l'Espagne (Suárez *et al.*, 2014), l'Allemagne (Reinhold et Müller, 2011) et la Pologne (Wójcicki *et al.*, 2014). Le niveau de description de ces atlas est très variable, ils permettent néanmoins de donner de premières indications utiles pour identifier les zones de stockage potentielles, envisager de les raccorder à des lieux de captage du CO₂ *via* des réseaux de transport adaptés et, enfin, pour décider de lancer des investigations poussées afin de préparer la mise en œuvre du CSC là où c'est nécessaire.

Il n'existe pas encore d'atlas européen relatif au stockage du CO₂, hormis la base de données CO₂StoP (Poulsen *et al.*, 2014). Mais cet objectif est inscrit depuis 2017 dans la feuille de route du SET Plan, le plan stratégique européen pour les technologies énergétiques, au titre de son action n°9 dédiée au captage, au stockage et à l'utilisation du CO₂. Il n'y a guère eu d'avancées depuis, mais la version révisée de cette feuille de route, qui est en train d'être finalisée, insiste sur cet objectif visant à construire un atlas européen pour guider l'élaboration des stratégies de développement et de déploiement du CSC.

Démontrer la viabilité technologique et économique de toute la chaîne CSC

Au-delà des sites de stockage à proprement parler, la viabilité technologique et économique de toute la chaîne CSC reste à démontrer tant du point de vue de son coût énergétique global que du coût économique de la tonne de CO₂ piégée. De ce point de vue, il semble plus raisonnable de concentrer les efforts sur les émissions résiduelles concentrées, qui sont plus faciles à piéger (ce qui est donc moins coûteux énergé-

tiquement), que sur le captage du CO₂ atmosphérique, qui est, par définition, dilué. Un point particulièrement critique semble également être la performance de l'injection qui mérite sûrement qu'on lui porte une attention soutenue en termes de R&D et de démonstration.

Apprécier correctement le niveau de maturité technologique des solutions de stockage proposées

Les différents points évoqués précédemment éclairent la nécessité de disposer d'outils communs pour pouvoir apprécier correctement le niveau de maturité technologique des solutions de stockage proposées ; cela est d'autant plus essentiel que le processus de développement d'un site de stockage de CO₂ est long (de 5 à 10 ans entre les premières études et le début de l'injection) et requiert des investissements importants (campagnes sismiques, collecte d'échantillons, réalisation de forages de reconnaissance...). Une échelle SRL (Storage Readiness Level) a été récemment proposée de manière à pouvoir déterminer le degré de maturité du développement d'un site de stockage (Akhurst *et al.*, 2021). Elle s'inspire de l'échelle TRL (Technology Readiness Level) qui est bien connue de ceux qui souhaitent évaluer le niveau de maturité d'une technologie jusqu'à son intégration dans un système complet et jusqu'à son industrialisation. Elle doit favoriser le dialogue entre les différentes parties prenantes (pouvoirs publics, acteurs industriels, société civile), lequel est indispensable pour permettre l'émergence de projets concrets pertinents et acceptés.

Bibliographie

3D-GEO Pty Ltd. (2013), "Western Australia carbon dioxide geological storage atlas: Geological Survey of Western Australia", Report 126.

AIE – Agence internationale de l'énergie (2020), "Energy Technology Perspectives 2020, Special Report on Carbon Capture, Utilisation and Storage", 174 pages.

AIE – Agence internationale de l'énergie (2021), "Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector", 224 pages.

AKHURST M. A., KIRK K. L., NEELE F., GRIMSTAD A., BENTHAM M. & BERGMOD P. (2021), "Storage Readiness Levels: communicating the maturity of site technical understanding, permitting and planning needed for storage operations using CO₂", *Int. J. Greenhouse Gas Control* 110, 18 pages.

BACHU S., BONIJOLY D., BRADSHAW J., BURRUSS R., HOLLOWAY S. *et al.* (2007), "CO₂ storage capacity estimation: methodology and gaps", *Int. J. Greenhouse Gas Control* 1(4), pp. 430-443.

BENTHAM M., MALLOWST., LOWNDES J. & GREENA. (2014), "CO₂ STORAGE Evaluation Database (CO₂ Stored). The UK's online storage atlas", *Energy Procedia* 63 (2014), pp. 5103-5113.

BRADSHAW J., BACHU S., BONIJOLY D., BURRUSS R., HOLLOWAY S., CHRISTENSEN N. P. & MATHIASSEN O. M. (2007), "CO₂ storage capacity estimation: Issues and development of standards", *Int. J. Greenhouse Gas Control* 1(1), pp. 62-68.

BRADSHAW J. *et al.* (2009), *Queensland carbon dioxide geological storage atlas*.

CEPAC (2016), "Brazilian Atlas of CO₂ Capture and Geological Storage".

CSLF – Carbon Sequestration Leadership Forum (2007), "Estimation of CO₂ Storage Capacity in Geological Media", 43 pages.

CZERNICHOWSKI-LAURIOL I. (2020), « Captage et stockage du CO₂ : le puits de carbone géologique », *Comptes rendus Géoscience – Sciences de la Planète*, tome 352, n°4-5, pp. 383-399.

GIEC – Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (2005), "Carbon Dioxide Capture and Storage", rapport spécial, 443 pages.

Global CCS Institute (2019), "The Global Status of CCS: 2019", Australia, 84 pages.

Global CCS Institute (2021), "The Global Status of CCS: 2021", Australia, 79 pages.

GOODMAN A., HAKALA A., BROMHAL G., DEEL D., RODOSTA T., FRAILEY S., SMALL M., ALLEN D., ROMANOV V., FAZIO J., HUERTA N., McINTYRE D., KUTCHKO B. & GUTHRIE G. (2011), "US DOE methodology for the development of geologic storage potential for carbon dioxide at the national and regional scale", *Int. J. Greenhouse Gas Control* 5, pp. 952-965.

IEAGHG (in preparation), "Outcomes of the Virtual Workshop 'Global CO₂ Storage Capacity'", held on 21 September 2021.

NETL (2015), "Carbon Storage Atlas V", US Department of Energy.

NPD – Norwegian Petroleum Directorate (2014), "CO₂ Storage Atlas for the Norwegian Continental Shelf".

Pale Blue Dot (2021), "CO₂ Storage Resource Catalogue – Cycle 2 10365GLOB-Rep-02-03", 124 pages.

POULSEN N., HOLLOWAY S., NEELE F., SMITH N. A. & KIRK K. (2014), "Assessment of CO₂ storage potential in Europe (CO₂-StoP)", Final Report, European Commission Contract, n°ENER/C1/154-2011-SI2.611598, 61 pages.

REINHOLD K. & MÜLLER C. (2011), "Speicherpotenziale im tieferen Untergrund – Übersicht und Ergebnisse zum Projekt Speicher-Kataster Deutschland", *Schriftenreihe der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften* 74, pp. 9-27.

SPE-SRMS (2017), "CO₂ Storage Resources Management System", sponsored by the Society of Petroleum Engineers (SPE), 45 pages.

SUÁREZ DÍAZ I. & ARENILLAS GONZÁLEZ A. (2014), *Atlas de Estructuras del subsuelo susceptibles de almacenamiento de CO₂ en España*, Instituto Geológico y Minero de España (IGME), ISBN: 978-84-7840-935-8.

VANGKILDE-PEDERSEN T. *et al.* (2009), "EU GeoCapacity. Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide", Publishable final activity report, 37 pages.

WEI Y.-M., KANG J.-N., LIU L.-C. *et al.* (2021), "A proposed global layout of carbon capture and storage in line with a 2°C climate target", *Nat. Clim. Chang.* 11, pp. 112-118.

WÓJCICKI A., NAGY S., LUBAŚ J., CHEĆKO J. & TARKOWSKI R. (eds.) (2014), "Assessment of formations and structures suitable for safe CO₂ geological storage (in Poland) including the monitoring plans (Summary)", Report ordered by (Polish) Ministry of Environment, 165 pages.

WRIGHT R., MOURITS F., BELTRAN RODRÍGUEZ L. & DÁVILA SERRANO M. (2013), "The First North American Carbon Storage Atlas", *Energy Procedia*, vol. 37, pp. 5280-5289.

The development of UK CCUS strategy and current plans for large-scale deployment of this technology

By Jon GIBBINS

UK CCS Research Centre, University of Sheffield

And Mathieu LUCQUIAUD

University of Edinburgh

For over 20 years, carbon capture utilisation and storage (CCUS) has been recognised as a useful tool to help reduce UK national emissions. Over this period the target reduction in greenhouse gas emission rates for 2050 has increased, from 60% to 100%, i.e. net zero. This has led to change in the role envisaged for CCUS, from initially just cutting emissions on coal power plants by around 50%, to the point where capture and secure sequestration of all fossil CO₂ emissions is required, either directly at source or indirectly via carbon dioxide removal from the air (CDR). Additional CDR, either through the use of biomass energy with carbon capture and storage (BECCS) or direct air carbon capture and storage (DACCS), will also be required to compensate for other UK greenhouse gas emissions. Potentially over 100 MtCO₂/yr of CCUS is needed by 2050. Current UK plans are to establish four CCUS clusters by 2030, capturing and storing a minimum of 10 MtCO₂/yr from industry, power, hydrogen production and, potentially, CDR. The UK has a large amount of secure storage capacity for CO₂ in geological formations a kilometre or more below the sea bed in the North Sea and the Irish Sea.

The development of UK CCUS strategy

CCUS studies in the UK date back nearly forty years, to a study on using post-combustion carbon dioxide (CO₂) capture with amines on coal power plants to supply CO₂ for enhanced oil recovery (EOR) (Roberts, 1983). Serious plans, however, started in 2002, when the Royal Commission on Environmental Pollution (RCEP, 2002) recommended that UK 2050 annual CO₂ emissions be reduced by 60% compared to 1990 and suggested that "there is considerable potential for disposing of carbon dioxide in deep geological strata with minimal environmental impact... Disposal in geological formations beneath the sea-bed may be safer and more secure than in those below dry land".

The 60% reduction target was accepted by the UK government in an Energy White Paper in 2003 (DTI, 2003). Consistent with the relatively modest emission reduction target, this also discussed CCUS mainly in the context of coal power generation: "CCS offers the potential to deal with the carbon emissions from using fossil fuels in electricity generation or from other large

CO₂ sources (such as chemical plants and refineries). In coal plant it could be achieved either by capturing the CO₂ from flue gases or technically more easily by gasifying the coal prior to electricity generation (in an integrated gasification combined cycle – IGCC – plant)".

The statement that IGCC is the preferred technology for CO₂ capture from coal is an example of a fundamental error that afflicted world-wide CCUS practice for several decades, culminating in the failed \$7.5bn Kemper County IGCC project in the USA (Kelly, 2018). It is indeed relatively cheap to capture CO₂ when using a gasifier to produce hydrogen (H₂), a combination known as pre-combustion capture. But IGCC plants have higher capital costs, so that the overall cost of electricity is higher than for a conventional coal plant with post-combustion capture (PCC). The overall cost and efficiency penalty for pre-combustion capture vs. PCC is even larger for natural gas (e.g. IEAGHG, 2006; IEAGHG, 2012; Wood, 2018).

This initial misapprehension about pre-combustion capture and H₂ led to a rash of early studies on IGCC projects by UK utilities interested in new coal plants, although these were put aside at the pre-feasibility

study stage and replaced with conventional coal plus PCC projects. More seriously, BP persisted in taking a project for a new H₂-fired power plant at Peterhead through a full, self-funded, front-end engineering design (FEED) study (Macalister, 2007). Anecdotal evidence suggests this was based on an argument that can be summarised as "oil companies want to sell molecules, not regulated electricity". However, it seems at least possible that if BP had followed advice to use the cheaper PCC option on the already-existing natural gas power plant at Peterhead then the project would have attracted the necessary government support – and UK CCUS deployment would be about 15 years ahead.

The UK government launched its 1st CCUS Competition following the 2007 Energy White Paper (DTI, 2007). With a budget of £1bn, this was limited to funding demonstration-scale PCC projects on new pulverised coal power plants. Coal with CCUS was a high political priority at the time; under the pressure of very high natural gas prices UK utilities were planning to build many new coal plants and this was the subject of major protests from environmentalists e.g. (Guardian, 2008). Nonetheless, as noted above, the BP Peterhead gas power CCUS project might still have attracted government support as a useful and cost-effective technology demonstration, if it had used PCC.

Two projects were selected, for PCC retrofits at new coal power plants at the Longannet (Scottish Power, then Iberdrola) and Kingsnorth (EON) power plant sites. These both went through full FEED studies but were cancelled by the UK Government in October 2011. This was despite strong political support for CCUS; the main purpose of the 2010 Energy Act (HMG, 2010) was to authorise an £11bn CCS Levy on all electricity consumers. But, over the period of the 1st CCUS Competition, the 2007-2009 depression led to significant reductions in UK electricity demand and natural gas prices, plus a reluctance to invest. This was followed by the "shale revolution" in the USA, which, together with growing renewable generation capacity, led to a perception that any new power capacity should be unabated natural gas power plants, at a much lower cost. EON's new Kingsnorth power plant was cancelled in late 2010, although the FEED study was continued to generate further information. The Longannet study appeared to include only a demonstration unit (curiously comprising two identical small units) attached to an old existing power plant with a short remaining life. Both FEED studies, with some redactions, are still available (DECC, 2011).

But the need to develop CCUS on other applications had also increased since the start of the 1st Competition. In 2008 the UK adopted a legally-binding 2050 greenhouse gas (GHG) emission reduction target of 80% (HMG, 2008; CCC, 2008), effectively halving the amount of CO₂ that could be emitted then, and also set up an independent body, the Climate Change Committee, to monitor and advise on progress against the

target. This new target meant that natural gas power plants would also need CCUS, as well as other large emitters. A 2nd CCUS Competition with a £1bn budget was therefore launched in April 2012. This resulted in two projects undertaking FEED studies:

- a PCC retrofit, led by Shell, to one of the three units on the existing Peterhead gas power plant, linked to the same decommissioned Goldeneye gas production platform as used for the Longannet study;
- a new coal-fired oxyfuel plant study, known as White Rose, led by Alstom (subsequently GE), on the Drax site, with a new pipeline to a storage site in an offshore aquifer.

By mid-2015, however, it was apparent that the Levy Control Framework, a cap on total subsidies for low-carbon electricity, was going to be exceeded even before CCS projects were funded. In late 2015 the 2nd Competition was also cancelled when the FEED studies were largely completed, although again partially-redacted documents were made publicly available (BEIS, 2015). This decision was reported to have been made collectively by the Cabinet (Liaison Committee, 2016). The main factors influencing the result appear to have been perceived high cost, partly caused by cross chain multiplication of risks and the expectation that these two single source to sink projects should develop the CO₂ transport and storage infrastructure of subsequent CCS projects, and lack of relevance. It was stated by the Prime Minister, David Cameron (Liaison Committee, 2016) that "even after you've spent that £1 billion, that doesn't give you carbon capture and storage that is competitive in the market... you get some carbon capture and storage capacity and it would cost you, at the current estimate, something like £170 per megawatt-hour".

At the same time, however, the Paris Agreement in 2015 made the case for CCUS stronger, as noted by the Climate Change Committee in a letter to the government (CCC, 2016): "significantly, the Agreement aims... to reach net zero global emissions of greenhouse gases in the second half of the century. This is more ambitious than the basis of the UK's statutory target for 2050, which was a global path to hold the temperature rise close to 2°C". The same letter then went on to comment on the recent CCUS project cancellation, "CCS has a crucial role to play... The recent funding decision must not and does not exclude CCS permanently from playing a significant role in reducing UK emissions..."

CCUS in the UK therefore needed to make a fresh start in 2016, taking into account both the need to be more cost-effective and also the need to achieve net-zero emissions. To assist with this the UKCCSRC organised a series of regional meetings to promote clusters with a range of CO₂ sources sharing CO₂ transport and storage (T&S) infrastructure (UKCCSRC, 2016). The simple formula to deliver cost-effective CCS with offshore storage was summarised as:

Cost-effective CCS	=	Multiple Sources (>5 units per cluster)	+	Large-scale Pipeline & Storage (>10MtCO ₂ /yr)
--------------------	---	--	---	--

In 2018 the cluster theme was developed further by the CCUS Cost Challenge Taskforce, established by BEIS with extensive stakeholder participation, with the following main conclusions in its final report (BEIS, 2018):

- potentially over 100 MtCO₂/yr of CCUS is needed by 2050 and time is short to deliver this. The first projects should become operational in the mid-2020s;
- CCUS covers a wide range of activities, including "low carbon industrial products, decarbonised electricity and gas, a hydrogen economy, greenhouse gas removal, and new industries based around utilising CO₂";
- "we need viable business models to move the technology to a sustainable commercial footing";
- CCUS can already be deployed at a competitive cost by using clusters.

CCUS also received a major boost when the UK adopted a net zero GHG emission legal target for 2050 in 2019 (BEIS, 2019). As the Climate Change Committee noted in a study on how net zero could be delivered (CCC, 2019), "CCS is a necessity not an option".

Current plans for large-scale CCUS deployment in the UK

Current UK plans for CCUS deployment are based on clusters in the areas shown in Figure. Unlike France's two largest industrial clusters in the Rhone Valley and the Paris Basin, all UK clusters benefit from direct access to offshore geological storage, either via pipeline or, in the case of the South Wales cluster, by ship. With access to the favourable geology of the Northern North Sea, clusters on the East Coast of Great Britain may emulate the ambition of the Northern Lights cluster in Norway, and also store CO₂ from Europe. Other CCUS clusters in the South of England, notably at Southampton and on the Thames/Medway estuaries, are also likely in the longer term.

Weeks before COP26, the UK government increased its target for CCUS deployment, from 10 MtCO₂ per year by 2030 (HMG, 2020), to a new target of "deliver[ing] four carbon capture usage and storage (CCUS) clusters, capturing 20-30 MtCO₂ across the economy, including 6 MtCO₂ of industrial emissions, per year by 2030" (HMG, 2021).

This is being financially supported through:

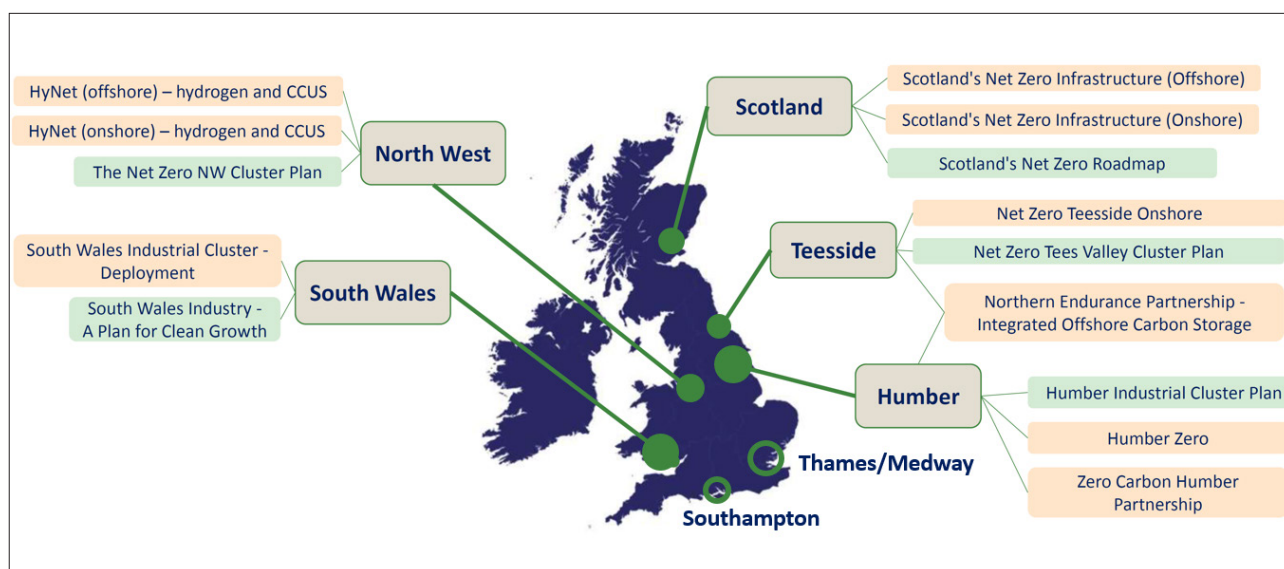
- the Industrial Decarbonisation Challenge (IDC, UKRI, 2021), which principally is co-funding FEED studies, with smaller amounts for research and cluster planning (Livesey, 2021);
- £1bn CCS Infrastructure Fund (CIF; BEIS, 2021a), which will primarily support capital expenditure on CO₂ Transport and Storage networks and industrial carbon capture projects;
- business models being developed to provide market-based support for CO₂ Transport and Storage, power, and industrial carbon capture (BEIS, 2021e), also for all types of low carbon H₂ (BEIS, 2021d).

Following a call for proposals with the five prospective clusters in Figure (BEIS, 2021c), a formal Cluster Sequencing Process was begun in October 2021 (HMG, 2021) to divide them into two 'tracks':

- Track 1 clusters made up of projects making Final Investment Decision (FID) in 2022, or soon after, and in operation by the 'mid-2020s' ;
- and Track 2, clusters with projects making FID in 2024 and operational from 2027 onwards.

Negotiations with the individual T&S and capture projects to establish the final cluster rollout arrangements are now beginning to take place within the Cluster Sequencing Process.

Further developments beyond initial cluster projects will be supported by the six research projects in the IDC's "Decarbonisation of industrial clusters: cluster plan" programme, which will examine how additio-



UK CCUS clusters in the Industrial Decarbonisation Challenge (solid circles, areas show relative industrial emissions) and potential additional clusters (open circles) – Based on LIVESSEY, 2021.

nal CCUS and other decarbonisation activities can be applied to eventually deliver net zero clusters (Livesey, 2021).

Overview of proposed UK CCUS Clusters

The Phase 1 of the Cluster Sequencing Process includes the Hynet Cluster in the North West of England and the East Coast Cluster as the Track 1 clusters, with the Scottish cluster as a reserve cluster (HMG, 2021). The final form of the Track 2 clusters is therefore undefined at time of writing. Some reported features of the clusters in the Cluster Sequencing Process are as follows:

Track 1 Clusters in operation by the 'mid-2020s'

Hynet Cluster (Hynet 2021)

HyNet North West is a CCUS and hydrogen project in the North West region of England and North Wales. CO₂ will be captured from existing industrial sites near Ince and the Stanlow refinery, and from a new low-carbon H₂ plant at Stanlow. Total potential capture is reported to be 10 MtCO₂/yr by 2030, with up to 4GW of hydrogen. CO₂ will be transported via an onshore network and a 30 km offshore pipeline. Eni plans to repurpose depleted hydrocarbon reservoirs in Liverpool Bay for permanent CO₂ storage (Offshore, 2020).

East Coast Cluster (East Coast Cluster, 2021)

This is a collaboration between two large onshore cluster projects, Zero Carbon Humber (ZCH) and Net Zero Teesside (NZT), and the offshore Northern Endurance Partnership. CO₂ would be stored in the Endurance aquifer in the Southern North Sea, via a 145 km pipeline from Teesside and an 85 km pipeline from the Humber. A wide range of CO₂ sources are envisaged, potentially including natural gas power plants, blue hydrogen, energy-intensive industries and energy-from-waste plants. ZCH aims to capture at least 17 MtCO₂/yr and to supply up to 10 GW of H₂ by the mid-2030s. NZT aims to capture up to 10 MtCO₂/yr. Regional H₂ pipelines and salt cavern storage are also included.

Possible Track 2 clusters operational from 2027 onwards

Scottish Cluster (Storegga, 2021)

The Scottish Cluster is planned to serve nine CO₂ sources by 2030, including industrial sites, power generation plants, a new hydrogen generation plant and Direct Air Capture ("DAC") technology, storing 6.7 MtCO₂/yr by 2030, and over 23 MtCO₂/yr in the longer term. H₂ production is predicted to reach 1.3 GW by 2030 and 3.7 GW by 2050. Repurposing existing infrastructure from the oil and gas industry is expected to save cost and time. CO₂ imports via shipping to Peterhead Port are envisaged from 2026, with around 3 MtCO₂/yr from UK sources by 2030 and up to 9 MtCO₂/yr in the long term.

DelpHYnus (Neptune, 2021)

The DelpHYnus proposal is for a CO₂ T&S network using existing natural gas production facilities where feasible, accessed from the Theddlethorpe pipeline terminal and with 1.8 GW of hydrogen production facilities also located there. It would also serve the South Humber Industrial area, via existing onshore pipelines.

V Net Zero (Humber Zero, 2021)

This cluster, on the south bank of the river Humber, is centred around the Lindsey and P66 Humber oil refineries and the associated VPI Immingham CHP plant. With added H₂ production facilities it is predicted that up to 8 MtCO₂/yr would be captured by 2030. CO₂ is to be transported, via existing pipelines, to the Theddlethorpe terminal and onward to depleted gas fields. This cluster is adjacent to the Humber side onshore elements of the East Coast Cluster.

Conclusions

Current UK plans for CCUS deployment are very different from what has gone before, although previous initiatives, even though unsuccessful, have generated much useful experience. The proposed CCUS clusters offer reduced cost and risk, as well as facilitating CCUS for many of the emission sources that must now be addressed to deliver net-zero. Comprehensive plans are in hand to deliver at least four operating UK CCUS clusters by 2030, capturing and storing over 20 MtCO₂/yr.

References

- BEIS (2015), "Carbon Capture and Storage knowledge sharing: Knowledge collected from UK CCS projects", <https://www.gov.uk/government/collections/carbon-capture-and-storage-knowledge-sharing>
- BEIS (2018), "Delivering clean growth: CCUS Cost Challenge Taskforce report", <https://www.gov.uk/government/publications/delivering-clean-growth-ccus-cost-challenge-taskforce-report>
- BEIS (2019), "UK becomes first major economy to pass net zero emissions law", <https://www.gov.uk/government/news/uk-becomes-first-major-economy-to-pass-net-zero-emissions-law>
- BEIS (2021a), "The Carbon Capture and Storage Infrastructure Fund", May, https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/984001/ccs-infrastructure-fund-cif-design.pdf
- BEIS (2021b), "Cluster Sequencing for Carbon Capture Usage and Storage Deployment: Phase-1", May, https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/986007/ccus-cluster-sequencing-phase-1-guidance-for-submissions.pdf
- BEIS (2021c), "Guidance: Update on Phase-1 eligible clusters and Phase-2 timeline", 30 July, <https://www.gov.uk/government/publications/cluster-sequencing-for-carbon-capture-usage-and-storage-ccus-deployment-phase-1-expressions-of-interest/update-on-phase-1-eligible-clusters-and-phase-2-timeline>
- BEIS (2021d), "Open consultation: Design of a business model for low carbon hydrogen", 17 August, <https://www.gov.uk/government/consultations/design-of-a-business-model-for-low-carbon-hydrogen>

- BEIS (2021e), "Research and analysis: Carbon capture, usage and storage (CCUS): business models", Updated 5 October, <https://www.gov.uk/government/publications/carbon-capture-usage-and-storage-ccus-business-models>
- CCC (2008), "Building a low-carbon economy – The UK's contribution to tackling climate change", <https://www.theccc.org.uk/wp-content/uploads/2008/12/Building-a-low-carbon-economy-Committee-on-Climate-Change-2008.pdf>
- CCC (2016), "Implications of the Paris Agreement for the fifth carbon budget", A letter from the Committee on Climate Change to the Secretary of State for Energy and Climate Change, 28 Jan., <https://www.theccc.org.uk/publication/implications-of-the-paris-agreement-for-the-fifth-carbon-budget/>
- CCC (2019), "Net Zero – The UK's contribution to stopping global warming", Committee on Climate Change, May, <https://www.theccc.org.uk/wp-content/uploads/2019/05/Net-Zero-The-UKs-contribution-to-stopping-global-warming.pdf>
- DECC (2011), "1st Competition: Front End Engineering Design Studies (FEED)", https://web.archive.nationalarchives.gov.uk/ukgwa/20121217153013/http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/emissions/ccs/ukccscomm_prog/feed/feed.aspx
- DTI (2003), "Our energy future – Creating a low carbon economy", February, <https://www.gov.uk/government/publications/our-energy-future-creating-a-low-carbon-economy>
- DTI (2007), "Meeting the Energy Challenge: A White Paper on Energy", May, <https://www.gov.uk/government/publications/meeting-the-energy-challenge-a-white-paper-on-energy>
- East Coast Cluster (2021), <https://eastcoastcluster.co.uk/>
- ENI (2021), "Eni: a major step forward with the development of the HyNet North West project in UK", <https://www.eni.com/en-IT/media/press-release/2021/03/cs-eni-hynet.html>
- THE GUARDIAN (2008), "Kingsnorth Climate Camp 2008", Tue. 5 Aug., <https://www.theguardian.com/environment/gallery/2008/aug/05/kingsnorthclimatecamp.climatechange>
- HMG (2008), "Climate Change Act 2008", <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/27/contents>
- HMG (2010), "Energy Act 2010", https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2010/27/pdfs/ukpga_20100027_en.pdf
- HMG (2020), "The Ten Point Plan for a Green Industrial Revolution", 18 Nov., <https://www.gov.uk/government/publications/the-ten-point-plan-for-a-green-industrial-revolution>
- HMG(2021), "NetZeroStrategy:BuildBackGreener", 19 October, https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1028157/net-zero-strategy.pdf
- HUMBER ZERO (2021), <https://www.humberzero.co.uk/>
- HYNET (2021), "HyNet North West", <https://hynet.co.uk/>
- IEAGHG (2006), "CO₂ capture as a factor in power station investment decisions", IEAGHG Report 2006-8, https://ieaghg.org/docs/General_Docs/Reports/2006-8%20Capture%20in%20power%20stations.pdf
- IEAGHG (2012), "CO₂ capture at gas fired power plants", IEAGHG Report 2012-08, https://ieaghg.org/docs/General_Docs/Reports/2012-08.pdf
- KELLY S. (2018), "How America's clean coal dream unravelled", *The Guardian*, Fri. 2 Mar., <https://www.theguardian.com/environment/2018/mar/02/clean-coal-america-kemper-power-plant>
- Liaison Committee (2016), "Oral evidence: Evidence from the Prime Minister", HC, 712, Tuesday 12 January, <https://www.parliament.uk/globalassets/documents/commons-committees/liaison/2016-01-12-PM.pdf>
- LIVESEY B. (2021), "The Industrial Decarbonisation Challenge", UKCCSRC Autumn Programme Conference, 7-8 September, <https://ukccsrc.ac.uk/wp-content/uploads/2021/09/Bryony-Livesey-Industrial-Decarbonisation-Challenge.pdf>
- MACALISTER T. (2007), "BP scraps £500m Scottish carbon capture scheme", *The Guardian*, Fri. 25 May, <https://www.theguardian.com/business/2007/may/25/oilandpetrol.news>
- NEPTUNE (2021), "DelphYnus project", UK North Sea, <https://www.neptuneenergy.com/esg/new-energy/delphynus-project>
- OFFSHORE (2020), "Eni awarded CO₂ capture license for disused Irish Sea reservoirs", <https://www.offshore-mag.com/regional-reports/north-sea-europe/article/14184935/eni-awarded-co2-capture-license-for-disused-irish-sea-reservoirs>
- RCEP (2000), "Energy – The Changing Climate", The Royal Commission on Environmental Pollution's 22nd Report, <https://www.thenbs.com/PublicationIndex/documents/details?Pub=RCEP&DocID=259588>
- STOREGGA (2021), "Scottish Cluster", <https://www.storegga.earth/news/2021/news/scottish-cluster-expected-to-deliver-20-600-jobs-in-the-next-decade/>
- ROBERTS H. (1983), "The logistics and economics of a CO₂-flood", Presented at the International Energy Agency Workshop, Vienna, 25 August, Oil Recovery Projects Division Report, AEE Winfrith, 27 July.
- UKCCSRC (2016), "Delivering Cost Effective CCS in the 2020s – A new start", UKCCSRC Meeting Report, March, <https://ukccsrc.ac.uk/delivering-cost-effective-ccs-in-the-2020s/>
- UKRI (2021), "Industrial decarbonisation challenge", <https://www.ukri.org/our-work/our-main-funds/industrial-strategy-challenge-fund/clean-growth/industrial-decarbonisation-challenge/>
- WOOD (2018), for BEIS, "Assessing the Cost Reduction Potential and Competitiveness of Novel (Next Generation), UK Carbon Capture Technology; Benchmarking State-of-the-art and Next Generation Technologies", Document Number: 13333-8820-RP-001, Date: 20th July, <https://www.gov.uk/guidance/funding-for-low-carbon-industry>

CCUS et charbon – Existe-t-il encore des opportunités de développement pour les centrales au charbon ?

Par Sylvie CORNOT-GANDOLPHE

Président de l'entreprise SCG Consulting

Alors que de plus en plus de gouvernements s'engagent sur la voie de la neutralité carbone d'ici à 2050, sortent du charbon et accélèrent le développement des énergies renouvelables, qu'en est-il des développements CCUS sur les centrales au charbon ? Dans cet article, nous répondons à cette question en expliquant tout d'abord les raisons de l'échec de la première vague de projets CCUS des années 2000, qui était axée principalement sur la capture des émissions des centrales au charbon. Puis, nous examinons l'application du CCUS aux centrales au charbon dans le contexte du regain d'intérêt pour le CCUS depuis 2018. En particulier, les politiques et projets de CCUS dans trois pays clés (États-Unis, Chine et Inde) sont étudiés. Cette analyse montre que le CCUS reste incontournable en Asie pour décarboner un mix électrique dominé par le charbon. Mais sa contribution requiert un signal prix du carbone et des efforts de recherche pour réduire les coûts de la capture du CO₂. Cette contribution pourrait néanmoins se réduire face à la fermeture anticipée des centrales de ce type, leur repositionnement sur certaines technologies de rupture et les progrès réalisés en la matière.

Introduction

Après une décennie de développement limité, les technologies de CCUS connaissent un nouvel élan depuis 2018, lequel s'est accéléré récemment : 60 nouveaux projets à l'échelle commerciale ont été annoncés depuis 2018, dont 30 au cours du premier semestre 2021¹. Cet intérêt est motivé par les engagements climatiques renforcés adoptés par les gouvernements et les industriels d'un nombre croissant de pays, qui ont pris conscience que leurs objectifs de neutralité carbone ne pourraient être atteints d'ici à 2050/60 sans CCUS. La feuille de route de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) pour atteindre cette neutralité carbone à l'échéance précitée souligne le rôle essentiel des technologies CCUS qui contribuent à plus de 10 % aux réductions des émissions cumulées jusqu'en 2050².

La transformation du secteur électrique est essentielle pour parvenir à la neutralité carbone en 2050. La production d'électricité et de chaleur est aujourd'hui la principale source des émissions de CO₂ liées à l'énergie, qui représentent 43 % des émissions mondiales, soit 13,5 giga tonnes (Gt) en 2020, dont près des trois quarts proviennent du charbon. Afin de décarboner le mix électrique de leur pays, de plus en plus de gouvernements

ont programmé la sortie du charbon d'ici à 2030, voire avant. Pour être en conformité avec l'Accord de Paris sur le climat, les pays de l'OCDE doivent arrêter leur production d'électricité à base de charbon (sans CCUS) d'ici à 2030 et les pays non OCDE d'ici à 2040³, un fait également reconnu par les gouvernements qui ont adhéré à la Powering Past Coal Alliance⁴. Le G7, lors de sa réunion au sommet de Cornwall en avril 2021, s'est engagé à décarboner complètement son secteur électrique au cours des années 2030 et à stopper, le plus tôt possible, tout soutien financier à la construction de nouvelles centrales au charbon (position étendue par la suite aux CCPs, les centrales à charbon pulvérisé) non équipées de CCUS. L'investissement dans de nouvelles centrales, de ce fait, se tarit : la Chine a annoncé en septembre 2021 qu'elle ne financerait plus de CCPs à l'étranger. Une annonce d'autant plus importante que La Chine était jusqu'alors le plus grand bailleur de fonds des projets de CCPs dans le monde, en particulier dans les pays de l'Initiative Belt and Road.

Ainsi, alors que de plus en plus de gouvernements s'engagent sur la voie de la neutralité carbone, sortent du charbon et accélèrent le développement des énergies renouvelables, qu'en est-il des développements

¹ Agence internationale de l'énergie (AIE) (2021a), "Carbon capture, utilisation and storage: the opportunity in Southeast Asia", Paris.

² AIE (2021b), "Net Zero by 2050", Paris.

³ Climate Analytics (2019), "Global and regional coal phase-out requirements of the Paris Agreement: Insights from the IPCC Special Report on 1.5°C", Berlin.

⁴ Powering Past Coal Alliance (PPCA) : <https://www.poweringpastcoal.org/>

CCUS sur les CCPs ? Dans cet article, nous répondons à cette question en analysant tout d'abord l'échec de la première vague de projets CCUS des années 2000, qui était axée principalement sur la capture des émissions des CCPs. Nous examinons ensuite l'application du CCUS aux CCPs dans le contexte du regain d'intérêt pour cette technologie depuis 2018, avant de nous intéresser au développement de celle-ci dans trois pays clés (les États-Unis, la Chine et l'Inde).

L'échec de la première vague de CCUS axée sur les centrales au charbon

La première vague de développement du CCUS dans les années 2000 était focalisée sur le captage du CO₂ rejeté par les CCPs. Ainsi, en 2010, le Global CCS Institute recensait 77 projets CCUS à grande échelle, dont 35 portaient sur le captage des émissions des CCPs⁵. Ces projets visaient le captage post-combustion du CO₂ de centrales existantes ou nouvelles, mais aussi les technologies de précombustion sur de nouvelles centrales à cycle combiné à gazéification intégrée (IGCC), ainsi que les technologies d'oxycombustion. Ces projets, principalement situés en Amérique du Nord (16 projets) et en Europe (13 projets), bénéficiaient d'un soutien financier important. Les engagements des gouvernements pour soutenir ces projets CCUS étaient évalués à 40 milliards de dollars en 2010.

Cette première vague ne s'est pas concrétisée et les projets ont presque tous été abandonnés. L'une des principales raisons de cet échec est le coût élevé de la capture du CO₂ sur les CCPs (environ 60 \$/t), l'un des plus conséquents parmi les applications des technologies de capture, et ce en raison de la faible concentration en CO₂ des fumées d'une CCP (10 à 15 % en volume). Par ailleurs, la séparation du CO₂ des autres gaz émis par une CCP consomme une quantité importante d'énergie et réduit, en conséquence, le rendement énergétique de la centrale (pénalité énergétique). Cette pénalité est estimée dans une fourchette de 7 à 10 points de pourcentage. Le coût du captage et la consommation supplémentaire de charbon qui découle de la réduction du rendement des centrales sont considérés par les décideurs politiques comme des obstacles majeurs au déploiement du CCUS sur les CCPs.

Mais d'autres facteurs ont joué. Le développement accéléré des énergies renouvelables et la chute de leur coût au cours de la dernière décennie, ainsi que les progrès réalisés dans le stockage à court terme de l'énergie, ont offert une nouvelle solution technologique pour la production d'électricité décarbonée. Ainsi, le solaire et l'éolien, qui ne représentaient que 1,7 % du mix électrique mondial en 2010, ont vu leur part grimper à 9,4 % en 2020, alors que celle du charbon se réduisait de 40 à 35 % (avec une remontée cependant à 40 % au cours du premier semestre 2021). Au-delà de

l'essor des énergies renouvelables, d'autres facteurs régionaux expliquent l'abandon des projets CCUS.

En Europe, plusieurs facteurs se sont combinés :

- La chute du prix du CO₂ au début des années 2010 a éliminé le signal prix nécessaire à la viabilité des projets CCUS.
- L'opposition locale au stockage dans la terre du CO₂ (en Allemagne, aux Pays-Bas) ou aux CCPs a également joué.
- L'essor du gaz naturel a permis de remplacer les CCPs par des centrales au gaz moins émettrices de CO₂ (au Royaume-Uni).
- Par ailleurs, le mécanisme de soutien mis en place en Europe (le programme NER 300) ne répartissait pas le risque entre les pouvoirs publics et les investisseurs privés, une lacune corrigée pour le Fonds Innovation, qui soutient les projets de CCUS avant la phase de leur construction.
- L'absence d'un modèle d'affaires pour le CCUS a également entravé son développement. Aujourd'hui, la plupart des projets de CCUS sont fondés sur une approche « hubs and clusters », qui comporte la mutualisation des sources émettrices autour de *clusters* industriels de captage du CO₂ et une infrastructure partagée de transport et de stockage du CO₂. Cette approche permet de réaliser des économies d'échelle, et donc de réduire les coûts, ainsi que de mieux partager les risques.
- Enfin, le soutien politique au CCUS pour les CCPs s'est tari, alors que la plupart des gouvernements de l'Union européenne (UE) s'engageaient sur la voie d'une sortie progressive du charbon et que des normes plus strictes sur la pollution de l'air forçaient les exploitants à fermer des CCPs. La place du charbon dans le mix électrique européen (UE27 + Royaume-Uni) a ainsi chuté de 24 % en 2010 à 12 % en 2020, alors que la contribution des énergies renouvelables a grimpé à 39 %⁶. Les capacités des installations au charbon ne sont plus que de 127 gigawatts (GW) fin 2020 (202 GW en 2010), dont plus de la moitié se situent en Allemagne et en Pologne⁷. La sortie du charbon à l'horizon 2030 (voire avant) est maintenant actée dans la plupart des pays européens⁸.

Aux États-Unis, la découverte et l'exploitation des gaz de schiste et l'abondance de gaz naturel à bon marché ont érodé la compétitivité des CCPs et transformé le bilan électrique du pays. Ainsi, le charbon, qui assurait 46 % du mix électrique du pays en 2010, a vu sa part chuter à 19 % en 2020, alors que la part du gaz augmentait de 23 % en 2010 à 40 % en 2020. De leur côté, les énergies renouvelables contribuent à hauteur de 21 % et le nucléaire de 20 %. Tout comme en Europe, des normes d'émissions atmosphériques plus strictes

⁵ Global CCS Institute (2010), "The global status of CCS: 2010", Melbourne.

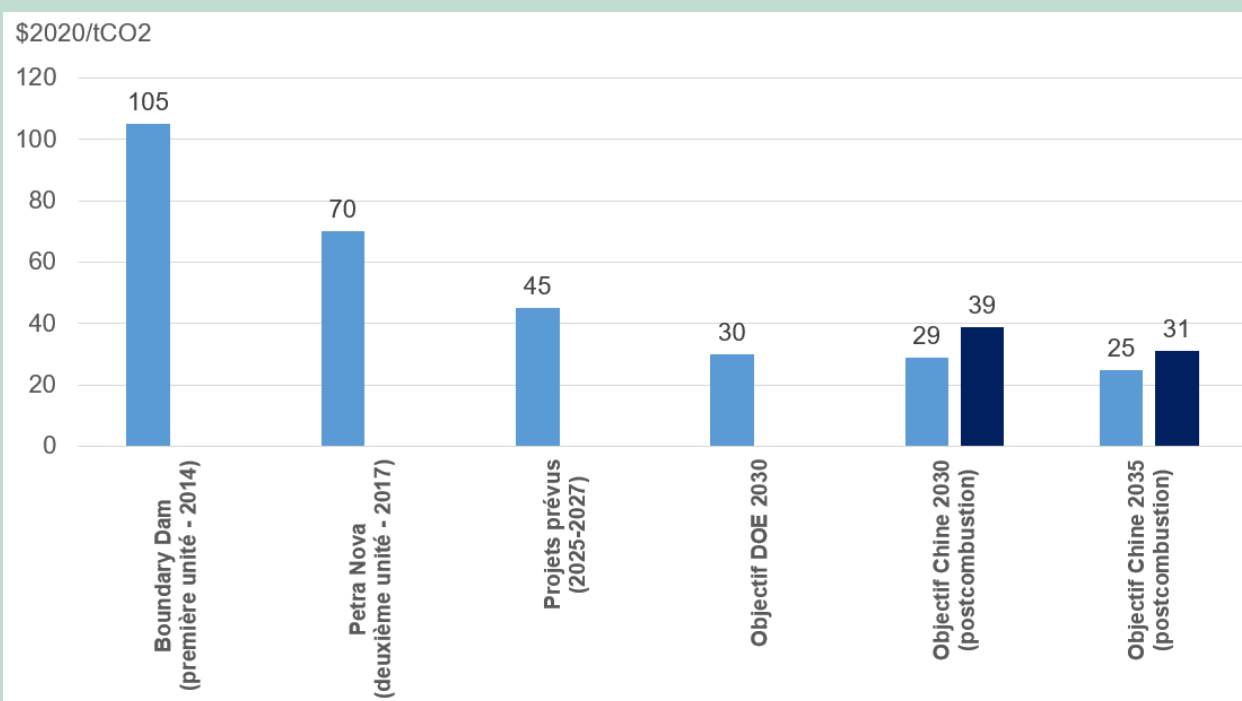
⁶ Ember/Agora Energiewende (2021), "EU Power Sector in 2020", Londres/Berlin.

⁷ Global Energy Monitor (GME), Sierra Club, CREA, Climate Risk Horizons, GreenID, Ekosfer (2021), "Boom and Bust 2021. Tracking the global coal plant pipeline", San Francisco, CA.

⁸ Europe Beyond Coal (2021), "Overview: National coal phase-out announcements in Europe (Status 3 August 2021)", Berlin.

Réductions des coûts du captage du CO₂ sur les CCPs

Le coût de la capture du CO₂ est un frein majeur au déploiement du CCUS sur des CCPs. Mais il existe un potentiel considérable de réduction de ces coûts. Des réductions de coûts ont déjà été réalisées grâce à l'application à l'échelle industrielle de la technologie. Le coût du captage du CO₂ a baissé de 35 % quand on compare ceux de l'installation de BD3 à ceux de la centrale de Petra Nova, et cette tendance devrait se poursuivre avec l'expansion du marché. Dans les deux cas, les exploitants de ces installations ont indiqué des réductions du CAPEX d'au moins 20 % en appliquant les enseignements tirés de leur premier projet. Des réductions de coûts plus élevées ont été mises en évidence par l'étude de faisabilité portant sur la capture du CO₂ de la CCP de Shand au Canada, réalisée par l'International CCS Knowledge Centre¹. L'étude a montré qu'il est possible de réduire le coût du CO₂ capté à 45 \$/t, grâce à des facteurs tels que les effets d'échelle, la modularisation, le recyclage de la chaleur (procédés d'intégration thermique) et d'autres enseignements tirés de la construction et de l'exploitation de BD3. Alors que les deux expériences à l'échelle industrielle utilisent des procédés de captage de première génération (à base de solvants tels que la monoéthanolamine (MEA)), les efforts de recherche, développement et démonstration (RD-D) portent sur une deuxième génération de procédés (solvants avancés, absorbants, membranes, systèmes hybrides et autres nouveaux concepts) qui devrait permettre de réduire la pénalité énergétique et d'abaisser les coûts de 30 %. Cependant, la viabilité de ces technologies doit encore être démontrée à grande échelle. Le programme « Carbon capture » du DOE américain vise la démonstration de technologies de deuxième génération qui se traduiraient par un coût du CO₂ capté d'environ 30 \$/tCO₂ à l'horizon 2030². En Chine, les efforts de RD-D portent également sur le développement d'une nouvelle génération de procédés de capture du CO₂ et visent un coût de captage postcombustion allant de 190 à 250 yuan/tCO₂ en 2030 (29-39\$) et se situant entre 160 et 200 yuan/tCO₂ (25-31\$) en 2035³.



Graphique 1 : Coût de la capture postcombustion réalisée à grande échelle sur des CCPs – Source : Graphique établi par l'auteur à partir de Global CCS Institute (2021), "Technology readiness and costs of CCS", Melbourne ; AIE (2021c), *op. cit.*; et YI-MING Wei & XIAN Zhang (2020), *op. cit.*

¹ International CCS Knowledge Centre (2018), "The Shand CCS Feasibility Study, Public Report", Regina, SK, Canada.

² AIE (2021c), "Is carbon capture too expensive?", IEA commentary, Paris, 17 février.

³ YI-MING Wei & XIAN Zhang (2020), "Roadmap for Carbon Capture, Utilization and Storage Technology in China (2019)", Center for Energy and Environmental Policy Research, Beijing Institute of Technology (BIT), Beijing Key Lab of Energy Economics and Environmental Management School of Management and Economics, BIT, Clean Energy Ministerial CCUS webinar: CCUS in China, 5 mars 2020.

ont également conduit à la fermeture des CCPs. Selon l'Energy Information Administration (EIA) américaine, la capacité installée des centrales au charbon s'est réduite de près d'un tiers depuis son pic atteint en 2011 (318 GW), pour se situer à 212 GW à la mi-2021. Ce mouvement devrait s'accélérer suite au Clean Energy Plan de la nouvelle administration Biden et au nouvel objectif visant à atteindre 100 % d'électricité décarbonée d'ici à 2035⁹. Depuis le début de l'année 2021, les annonces de fermetures de CCPs se multiplient. Alors qu'en mars 2020, les électriciens américains projetaient de fermer 38 GW de capacité d'ici à 2030 ; en juillet 2021, ce chiffre a grimpé à 81 GW¹⁰.

Ainsi, malgré la focalisation des projets initiaux de CCUS sur le charbon, l'expérience en la matière est très limitée, les pays ayant opté pour des solutions moins coûteuses et plus rapides pour décarboner leur mix électrique : la substitution du charbon par le gaz naturel et l'accélération du développement des énergies renouvelables. Seuls deux projets à l'échelle industrielle, d'une capacité de captage supérieure à 0,4 millions de tonnes de CO₂ par an (MtCO₂/an), ont été développés en Amérique du Nord :

- au Canada, l'unité 3 de la centrale de Boundary Dam 3 (BD3), d'une capacité de 115 MW, a été reconstruite et équipée d'une installation de capture postcombustion du CO₂ d'une capacité de 1 MtCO₂/an (729 000 tonnes captées en 2020). L'installation a démarré en octobre 2014. La majeure partie du CO₂ capturé est transporté par pipeline et utilisé pour la récupération assistée du pétrole (EOR). Le coût total du projet, y compris celui de la reconstruction de l'unité DB3, s'est élevé à 1,5 milliards de dollars et a bénéficié du soutien financier du gouvernement canadien ;
- aux États-Unis, une installation de capture postcombustion d'une capacité de 1,4 MtCO₂/an a été mise en service fin décembre 2016 sur l'unité 8 de la centrale de Petra Nova (capacité de 240 MW). Le coût du projet s'est élevé à 1 milliard de dollars et a bénéficié d'un soutien financier du département américain de l'Énergie (DOE) et du gouvernement japonais. Le CO₂ est utilisé pour l'EOR. Mais la centrale a été arrêtée en mai 2020 et mise sous cocon en juillet 2020, à la suite de la baisse du prix du pétrole qui a rendu non rentable l'injection du CO₂ pour servir à la récupération assistée. Au cours de sa période opérationnelle, le projet a capté 3,45 MtCO₂.

Ainsi, parmi les trois principales technologies de captage du CO₂ sur les CCPs (postcombustion, précombustion et oxycombustion), seule la technologie postcombustion a progressé. Les projets de capture précombustion utilisant la technologie IGCC, tels que FutureGen du DOE américain, Zerogen en Australie et le projet d'une centrale IGCC à Kemper County aux États-Unis, ont été

abandonnés ou reconvertis, en raison du coût élevé de la technologie IGCC (7 milliards de dollars pour Kemper County) et de l'amélioration simultanée du rendement des CCPs. En Chine, l'IGCC GreenGen de 250 MW a été achevée en 2012 et un pilote de capture a été mis en place en 2018. Mais les phases prévues pour construire une centrale IGCC équipée d'une installation de capture à plus grande échelle sont apparemment au point mort. Il en est de même pour les projets de captage sur des CCPs utilisant la technologie d'oxycombustion, qui, jusqu'à présent, n'ont pas dépassé le stade du pilote.

Déclin du marché charbonnier, mais un parc existant important nécessitant le recours au CCUS

Le marché charbonnier mondial est entré dans une phase de plateau en 2013, lorsque le pic de consommation a été atteint. Depuis, la fermeture accélérée des CCPs, principalement aux États-Unis et en Europe, a conduit à un déplacement du marché vers l'Asie, qui concentre aujourd'hui 80 % de la demande mondiale de charbon. Dans le secteur électrique, le charbon assure toujours près de 60 % de la production d'électricité de cette région. Mais, même en Asie, la suprématie du charbon et sa compétitivité sont érodées par la chute du coût de l'électricité renouvelable. De plus, face à l'accélération de la contribution des énergies renouvelables à la production d'électricité, le facteur de charge des centrales au charbon se réduit : il est aux alentours de 50 % en Chine et de 55 % en Inde.

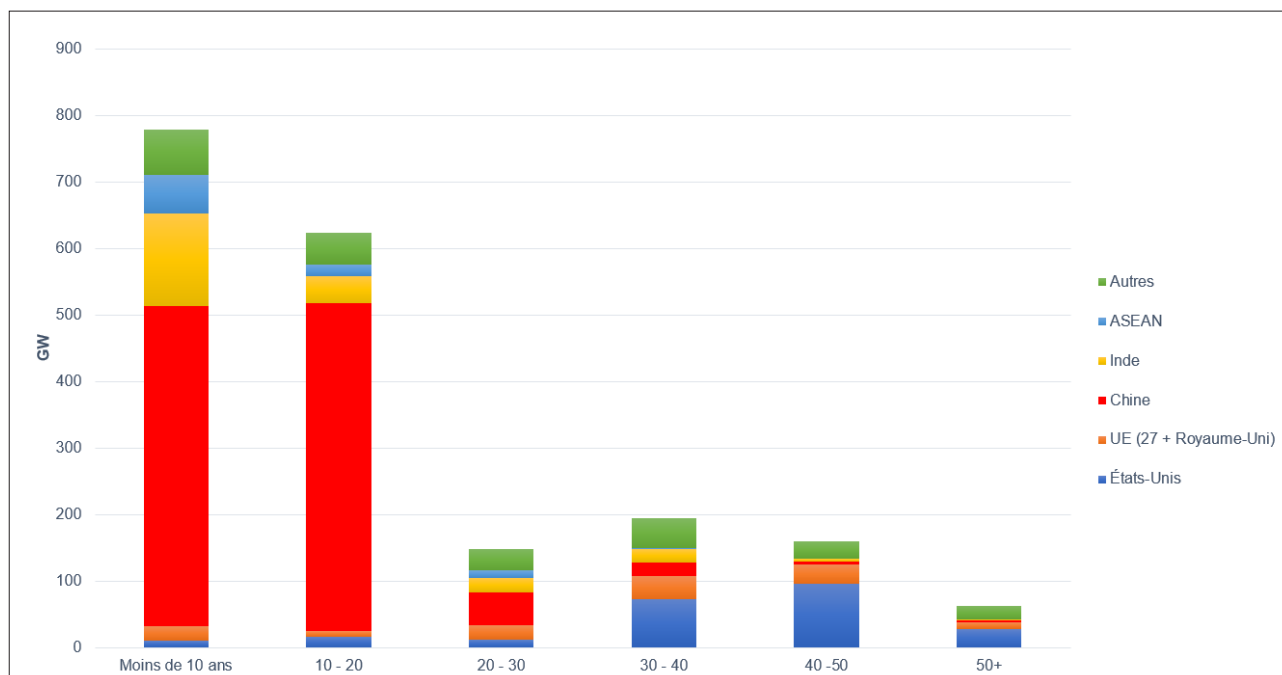
Le parc mondial de CCPs s'élevait à 2 060 GW à la fin 2020. Comme le montre le Graphique 2 de la page suivante, plus d'un tiers de la flotte actuelle de centrales au charbon a été construit au cours de la dernière décennie et plus de 60 % des centrales ont moins de 20 ans, alors que la durée de vie d'une CCP est de 50 ans. L'Asie, et plus particulièrement la Chine, l'Inde et les pays de l'ASEAN, concentrent près de 90 % des capacités qui ont été construites au cours des vingt dernières années. Par ailleurs, malgré les appels répétés des Nations unies à arrêter toute nouvelle construction de CCP non équipées de CCUS, 185 GW de capacités étaient encore en construction dans le monde à la mi-juillet 2021, dont la moitié en Chine.

Décarboner la production d'électricité est essentiel pour atteindre la neutralité carbone d'ici à 2050. Dans la feuille de route de l'AIE sur la neutralité carbone en 2050, il est précisé que les pays de l'OCDE devront avoir complètement décarboner leur mix électrique en 2035, et le reste du monde en 2040¹¹. Cette feuille de route implique à la fois une augmentation significative des besoins en électricité et une transformation radicale des modes de production, laquelle sera principalement assurée par les énergies renouvelables, qui représenteront 90 % de la production d'électricité mondiale en 2050. Cette augmentation va s'accompagner d'investissements gigantesques dans le stockage d'éner-

⁹ The White House (2021), "FACT SHEET: President Biden Sets 2030 Greenhouse Gas Pollution Reduction Target Aimed at Creating Good-Paying Union Jobs and Securing US Leadership on Clean Energy Technologies" (22 avril 2021), Washington DC.

¹⁰ Institute for energy economics and financial analysis (IEEFA) (2021), "IEEFA US: Surge of coal-fired generation retirements looking like a reverse S-curve" (13 juillet 2021), Lakewood, OH.

¹¹ AIE (2021b), *op. cit.*



Graphique 2 : Distribution du parc charbonnier mondial en 2020 en fonction de l'âge des centrales – Source : Graphique établi par l'auteur à partir de AIE (2020a), "Age structure of existing coal power capacity by region", Paris ; Global Energy Monitor (GME) (2021), "Global Coal Plant Tracker", San Francisco, CA.

gie et les réseaux électriques. Le CCUS est toutefois nécessaire pour assurer, à moindre coût, la fiabilité et la sécurité des systèmes électriques dominés par les énergies renouvelables, les centrales thermiques équipées du CCUS pouvant assurer à tout moment un approvisionnement en électricité bas carbone. Le recours au CCUS apparaît également comme une stratégie incontournable pour réduire les émissions des CCPs construites récemment en Asie et éviter les coûts d'une fermeture anticipée de celles-ci.

Cette dernière feuille de route est beaucoup plus exigeante que les scénarios précédents de l'AIE. Le parc de centrales au charbon est appelé à être réduit drastiquement : toutes les CCPs sous-critiques seront fermées d'ici à 2030 (l'équivalent de près de 900 GW de capacité) et toutes les CCPs sans CCUS d'ici à 2040. Si ces dates paraissent extrêmement ambitieuses, il faut souligner les efforts nationaux et internationaux pour faciliter la fermeture anticipée des CCPs et assurer une transition équitable. La Banque asiatique de développement (BAD) est en train de mettre en place un plan de financement (qui devrait être finalisé pour la COP26 de Glasgow) en vue de faciliter la fermeture des CCPs avant leur fin de vie dans les pays asiatiques émergents, un plan initialement axé sur l'Indonésie, le Vietnam et les Philippines¹².

Dans la feuille de route de l'AIE, le CCUS joue un rôle capital : près de 1,7 GtCO₂ seront captées en 2030 et 7,6 Gt en 2050. Mais sa contribution dans le secteur électrique conventionnel (centrales au gaz et au charbon) est réduite par rapport aux scénarios précédents, car, dans le cas du charbon, les CCPs seront

fermées beaucoup plus rapidement et d'autres solutions sont envisagées pour les actifs charbonniers restants, comme la co-combustion d'ammoniaque bas carbone, qui est testée actuellement au Japon. Ainsi, les émissions mondiales de CO₂ captées sur des CCPs s'élèveront à environ 700 MtCO₂ en 2050, contre 900 MtCO₂ dans le scénario de développement durable (SDS) de l'AIE¹³. Néanmoins, ce sont près de 50 GW de capacités au charbon qui seront équipées de CCUS en 2030 et 220 GW en 2050 (soit près de la moitié de la flotte restante), principalement en Chine.

Après près d'une décennie de développement limité, plus précisément depuis 2018, les technologies de CCUS bénéficient d'un regain d'intérêt de la part des gouvernements et industriels d'un nombre croissant de pays. À la fin 2020, le Global CCS Institute recensait 65 projets commerciaux de CCUS, dont 28 projets en service (représentant une capacité totale de captage de 40 MtCO₂/an) et 37 projets en construction ou en développement¹⁴. La grande majorité des projets en construction ou en développement sont situés aux États-Unis ou en Europe. Le Global CCS Institute recensait également 15 projets de *clusters* industriels CCUS dans le monde à la fin 2020. Mais si les CCPs focalisaient sur elles l'attention des gouvernements à la fin des années 2000, ce n'est plus le cas aujourd'hui. Parmi les 37 projets en construction ou en développement, seuls 7 projets concernent des CCPs, majoritairement menés aux États-Unis et en Chine, et parmi les 15 *hubs* recensés par le Global CCS Institute, 7 pourraient inclure le captage du CO₂ provenant de CCPs

¹² Nikkei Asia (2021), "Philippines and Vietnam coal-fired plants to retire in ADB-led plan", Hô Chi Minh-Ville, 13 août.

¹³ AIE (2020b), "CCUS in Clean Energy Transitions", Paris.

¹⁴ Global CCS Institute (2020), "The global status of CCS 2020", Melbourne.

(3 hubs américains incluent des projets de centrales déjà comptabilisés dans les 7 projets de CCUS portant sur des CCPs). Aujourd'hui, les applications du CCUS concernent principalement les industries difficiles à décarboner, la production de biocarburants (éthanol), la production d'hydrogène bas carbone et la création d'émissions négatives. Dans le secteur électrique, ce sont les projets basés sur des centrales au gaz, les déchets et la biomasse, qui dominent. Le tableau de la page suivante présente les projets de CCUS associés à des CCPs, dont ceux annoncés récemment par la Chine, ainsi qu'un projet potentiel aux États-Unis, qui n'est pas inclus dans les projets recensés par le Global CCS Institute.

Quel développement aux États-Unis, en Chine et en Inde ?

États-Unis : un leadership technologique

Les États-Unis sont les leaders mondiaux du CCUS, concentrant la moitié des installations commerciales opérationnelles dans le monde et plus de 60 % de la capacité mondiale de captage du CO₂. De plus, depuis la réévaluation du crédit d'impôt 45Q¹⁵ en 2018 et l'inclusion d'un protocole CCUS dans le Low Carbon Fuel Standard (LCFS) en Californie, l'intérêt américain pour le CCUS s'est accéléré. Début octobre 2021, la Clean Air Task Force (CATF) américaine recensait 54 nouveaux projets depuis 2018, dont 22 annoncés en 2021¹⁶. Cette tendance devrait se poursuivre. Le retour des États-Unis dans l'Accord de Paris et l'annonce par le Président Joe Biden d'un nouvel objectif de réduction des émissions de CO₂ de son pays de 50 à 52 % d'ici à 2030 par rapport aux niveaux de 2005 et d'un système électrique décarboné d'ici à 2035 renforcent la place des technologies de CCUS et d'élimination du CO₂ dans la décarbonation du système énergétique américain. Le plan présidentiel américain pour l'emploi (l'American Jobs plan) de 3 000 milliards de dollars et sa composante Infrastructures comprennent des propositions visant à renforcer et à étendre le crédit d'impôt 45Q pour faciliter l'usage du CCUS pour les industries des secteurs où les émissions sont difficiles à éliminer, ainsi que le captage direct du CO₂ dans l'air (DAC) et la capture du CO₂ émis par les centrales existantes¹⁷. La nouvelle administration a proposé de lancer 10 nouveaux projets de capture du CO₂ sur des installations industrielles et 15 projets de production d'hydrogène à faibles émissions, voire zéro émission de carbone. Par ailleurs, de nouvelles mesures ont été prises ou sont en cours d'approbation par le Congrès améri-

cain en vue de renforcer le soutien apporté au CCUS¹⁸. Elles incluent la possibilité d'un paiement direct au lieu de l'octroi d'un crédit d'impôt, une augmentation de la valeur du crédit d'impôt 45Q, l'élimination (ou la réduction) des seuils annuels de capture de CO₂ pour les projets considérés, une extension du nombre des projets bénéficiaires en repoussant la date de commencement de leur construction (aujourd'hui fixée à 2026), une nouvelle réglementation en faveur de l'infrastructure de transport et de stockage du CO₂ (la loi Scale) et un accès facilité aux capitaux. Selon la Carbon Capture Coalition américaine, l'impact cumulé de ces politiques complémentaires permettrait d'accroître les capacités de CO₂ capté dans une fourchette allant de 210 à 250 Mt d'ici à 2035¹⁹.

Mais malgré l'accélération des politiques développées en faveur du CCUS, son application aux CCPs demeure très incertaine. Vu l'âge des CCPs en activité aux États-Unis (en moyenne 40 ans), leur fonctionnement en mode réduit (un facteur de charge de 40 % en 2020) et la fermeture programmée au cours de l'actuelle décennie d'un grand nombre de ces centrales, l'intérêt porté à la technologie de capture du CO₂ appliquée aux CCPs ne semble pas justifié économiquement. Une étude du DOE sur la décarbonation du système électrique d'ici à 2035, particulièrement ambitieuse au regard du développement de l'énergie solaire, estime que jusqu'à cette échéance, la production d'électricité pourrait être assurée uniquement par les énergies renouvelables et le nucléaire²⁰. D'autres études tablent sur le recours au CCUS pour décarboner les centrales thermiques nécessaires pour assurer la sécurité du système électrique. Dans les scénarios Net Zero America de l'Université de Princeton, le CCUS est déployé à grande échelle dans presque chacun d'eux, mais il ne concerne que les centrales au gaz, les CCPs devant être fermées d'ici à 2030²¹.

Les centrales au charbon ne représentent que 6 projets (tous lancés sous l'ancienne administration) parmi les 54 nouveaux projets de CCUS recensés par la CATF depuis 2018. Parmi ces projets, 5 bénéficient d'un soutien du DOE qui finance les études de faisabilité (études FEED, voir le tableau qui suit). Comme dans le reste du monde, le regain d'intérêt porté au CCUS concerne d'autres applications que les CCPs. Il convient toutefois de souligner que depuis plus de vingt ans, le DOE américain est très actif en matière de RD-D des technolo-

¹⁵ Le crédit d'impôt 45Q soutient le développement de projets de CCU et de CCUS pour les installations industrielles et les centrales électriques, ainsi que le DAC. Il crédite les projets selon le type d'utilisation ou de stockage du CO₂ (50 \$/t pour le stockage géologique et 35 \$/t pour l'EOR ou les autres utilisations du CO₂).

¹⁶ CATF (2021), *op. cit.*

¹⁷ Carbon Capture Coalition (CCC) (2021), "Carbon Capture Coalition Statement on the American Jobs Plan", Washington DC, 31 mars.

¹⁸ BRIGHT M. (2021), "Surveying the US Federal CCS Policy Landscape in 2021", Global CCS Institute Brief, Melbourne, mai.

¹⁹ Rhodium Group (2021), "The Economic Benefits of Carbon Capture: Investment and Employment Estimates for the Contiguous United States", a report for the Carbon Capture Coalition (CCC), New York.

²⁰ Département américain de l'Énergie (DOE) (2021), "Solar Futures Study", DOE/EERE (Office of Energy Efficiency and Renewable Energy), Washington DC.

²¹ LARSON E., GREIG C., JENKINS J., MAYFIELD E., PASCALE A., ZHANG C., DROSSMAN J., WILLIAMS R., PACALA S., SOCOLOW R., BAIK E., BIRDSEY R., DUKE R., JONES R., HALEY B., LESLIE E., PAUSTIAN K. & SWAN A. (2020), "Net-Zero America: Potential Pathways, Infrastructure, and Impacts, interim report", Princeton University, Princeton, NJ.

Projet	Pays/État-Province	Date d'entrée en service	Source de CO ₂ Technologie de capture	Capacité de capture (MtCO ₂ /an)	Type de stockage/ utilisation	Commentaires
Projets de capture du CO₂ sur des centrales au charbon (opérationnels)						
Boundary Dam 3	Canada/ Saskatchewan	2014	Electricité. Postcombustion	1,0	EOR	BD3 : 115 MW net. 0.73 Mt captées en 2020
Petra Nova	États-Unis/ Texas	2017	Electricité. Postcombustion	1,4	EOR	Unité 8 : 240 MW. Mise sous cocon en juillet 2020, suite à la chute du prix du pétrole
Projets de capture du CO₂ sur des centrales au charbon (en développement)						
Taizhou (CEIC)	Chine/Jiangsu	2023	Electricité. Postcombustion	0,5	EOR/ Utilisation (méthanol)	En cours de construction
Haifeng (China Resources Power)	Chine/ Guangdong	2025	Electricité. Postcombustion	1	Stockage en mer	La construction devrait commencer en 2022. Deux pilotes ont été mis en service en 2019 (20 kt/an)
Shengli (Sinopec)	Chine/ Shandong	Années 2020	Electricité. Postcombustion	1	EOR	Un pilote de démonstration captant 40 kt/an est opérationnel depuis 2010
Huaneng postcombustion	Chine/ non défini	Années 2020	Electricité. Postcombustion	1	non défini	Technologies testées sur des unités pilotes (Shidongkou, Changchun)
San Juan	États-Unis/ New Mexico	2025	Electricité. Postcombustion	6	Stockage géologique/ EOR	Enchant Energy étudie le captage du CO ₂ de l'unité 1 (340 MW) et de l'unité 4 (507 MW) de San Juan. L'étude FEED en cours utilise le procédé Advanced KM CDR™ de Mitsubishi Heavy Industries (MHI).
Gerald Gentleman	États-Unis/ Nebraska	2025	Electricité. Postcombustion	3,8	non défini	L'étude FEED en cours porte sur l'unité 2 (700 MW) construite en 1982. Elle utilise le procédé avancé de capture du CO ₂ développé par Ion Engineering (solvant ICE-21).
Prairie State	États-Unis/ Illinois	2025	Electricité. Postcombustion	6,2	Stockage géologique	L'étude FEED en cours utilise le procédé Advanced KM DR™ de MHI et son nouveau solvant amélioré (KS21) pour capter le CO ₂ de l'une des deux unités de la centrale (816 MW).
Dry Fork	États-Unis/ Wyoming	2025	Electricité. Postcombustion	2,2	Stockage géologique	L'étude FEED en cours évalue l'utilisation du procédé de capture de MTR (membrane) sur la centrale électrique de 420 MW de Dry Fork, mise en service en 2011. Cette étude est associée au projet Dry Fork CarbonSAFE (stockage géologique).
Project Tundra	États-Unis/ North Dakota	2025-2026	Electricité. Postcombustion	3,3	Stockage géologique	L'étude FEED en cours utilise la technologie Econamine FG Plus de Fluor, un procédé à base d'amine pour capter le CO ₂ de l'unité 2 (MRY2) de la station Milton R. Young (455 MW).
Dave Johnston	États-Unis/ Wyoming	non défini	Electricité. Postcombustion	1,26	EOR	La centrale, détenue par Pacific Corp, doit être fermée en 2027. L'installation potentielle de captage concerne l'unité 4 (330 MW). PacificCorp prévoit de lancer une demande de manifestation d'intérêt.
Korea-CCS 1&2	Corée du Sud/ Gangwon ou Chungnam	Années 2020	Electricité. (technologie de capture non définie)	1	Stockage géologique	Pas de progrès récents
Projets de capture du CO₂ sur des centrales au charbon associés à la création de hubs (en développement)						
CarbonSAFE Illinois Macon County	États-Unis/ Illinois		Ethanol, électricité (charbon)	2.0-15.0	Stockage/ EOR/ Utilisation	Inclus le projet de capture sur la centrale de Prairie State
Gulf of Mexico CCUS hub	États-Unis/ Louisiana-Texas		Engrais, hydrogène, produits chimiques, électricité (charbon)	6.6-35	EOR	Fait partie de l'initiative KickStarter d'OGCI. Séparé en deux hubs par OGCI (Louisiana et Texas)
Integrated Midcontinent Stacked Carbon Storage Hub (IMSCS-HUB)	États-Unis/ Kansas-Nebraska		Ethanol, hydrogène, ciment, électricité (charbon)	1.9-19.4	Stockage/ EOR/ Utilisation	Pourrait inclure le projet de Gerald Gentleman
CarbonSAFE North Dakota/Projet Tundra	États-Unis/ North Dakota		Ciment, électricité (charbon)	3-17	EOR	Pourrait inclure le projet de Tundra
CarbonSAFE Wabash	États-Unis/ Illinois		Electricité (biomasse, gaz et charbon), ciment, produits chimiques	1.5-18	EOR et autres options	
Xinjiang Junggar Basin CCS Hub	Chine/ Xinjiang	2025	Hydrogène, produits chimiques, électricité (charbon)	0.2-3 (jusqu'à 10)	EOR	Fait partie de l'initiative KickStarter d'OGCI.
CarbonNet	Australie/ Victoria	2025	Engrais, produits chimiques, hydrogène, électricité (charbon)	2-5	Stockage géologique	Projet associé à l'exportation d'hydrogène bas carbone

Projets de CCUS menés à l'échelle commerciale sur des CCPs – Source : Tableau établi par l'auteur à partir de Global CCS Institute (2020), *op. cit.* (informations mises à jour pour la Chine) ; Clean Air Task Force (CATF) (2021), "US Carbon Capture Activity and Project Table" (situation au début du mois d'octobre 2021), Boston MA.

gies de capture du CO₂ des CCPs et, plus récemment, dans celles de deuxième génération. En avril 2021, il a accordé 47 millions de dollars à Linde et à l'Université de l'Illinois pour les aider à construire une installation pilote utilisant un solvant amine avancé de BASF et implantée sur le site de la CCP de Dallman 4 à Springfield, dans l'Illinois²². Le DOE a également accordé 52 millions de dollars à la société californienne, Membrane Technology and Research Inc. (MTR), pour construire une installation pilote de capture du CO₂ dans le Centre de test intégré du Wyoming (WITC), utilisant la technologie à membrane développée par MTR. L'étude FEED sur la capture à grande échelle des émissions de la centrale électrique de Dry Fork (400 MW), dans le Wyoming, utilise, elle aussi, ce même procédé à membrane. Cette étude et l'installation pilote représentent une étape importante vers le déploiement commercial de cette technologie de deuxième génération. Toutefois, des projets de CCUS menés à grande échelle sur des CCPs pourraient être justifiés par les besoins d'application à l'échelle industrielle des technologies testées aujourd'hui sur des unités pilotes, et ce dans l'objectif d'une exportation de ces technologies.

Chine : vers un développement à l'échelle industrielle

L'annonce en septembre 2020 par le Président Xi Jinping de l'atteinte du pic d'émissions de carbone avant 2030 et de la neutralité carbone d'ici à 2060 est considérée comme un moment charnière pour le CCUS en Chine. Ce double objectif donne un nouvel élan aux technologies de CCUS, qui, jusqu'à présent, n'ont connu qu'un développement limité dans ce pays, étant principalement abordées sous l'angle de la RD-D. Dans le secteur électrique, la fixation de ce double objectif accélère la nécessité de décarboner le mix électrique. La production d'électricité constitue en effet la plus grosse source d'émissions de CO₂ du pays, représentant plus de 50 % des émissions de CO₂ liées à l'énergie, soit près de 15 % des émissions mondiales.

Le parc électrique chinois (2 200 GW fin 2020) est dominé par le charbon (1 080 GW), qui a assuré 61 % de la production d'électricité en 2020²³. Jusqu'à présent, la réduction des émissions du secteur s'est appuyée sur celle des émissions des CCPs, grâce au développement de centrales à haut rendement et à faibles émissions, et sur l'intégration massive d'énergies non carbonées. L'accroissement rapide des énergies renouvelables a permis à ces dernières d'assurer une part croissante de la production d'électricité et de réduire l'importance du charbon. Face au développement rapide des énergies renouvelables, dont la capacité électrique devrait atteindre au minimum 1 200 GW en 2030, et au lancement du marché national du carbone en juillet 2021, le charbon devrait rapidement perdre sa suprématie. En avril 2021, lors du Sommet des dirigeants sur le climat,

le Président Xi Jinping a indiqué que la Chine contrôlera strictement les projets de CCPs et la croissance de sa consommation de charbon sur la période correspondant au quatorzième plan quinquennal (2021-2025) et réduira progressivement cette même consommation pendant la durée du quinzième plan quinquennal (2026-2030). Mais sans réduction drastique à court et moyen terme des capacités, le charbon devrait continuer de représenter une part importante du mix électrique du pays. Le parc des centrales au charbon affiche un âge moyen de 13 ans, constituant une source potentielle d'émissions pour les quarante prochaines années. Un déploiement significatif du CCUS apparaît donc comme incontournable pour décarboner la production d'électricité. Il permettrait d'éviter la fermeture anticipée de ce parc, de produire une électricité bas carbone et d'assurer la sécurité énergétique du pays. Le parc de CCPs a été modernisé aux cours des quinze dernières années afin d'accroître le rendement desdites centrales et réduire la pollution atmosphérique. Aujourd'hui, il est constitué majoritairement de grandes unités standardisées, supercritiques et ultra-supercritiques, d'une capacité allant de 600 à 1 000 MW, et présentant des rendements énergétiques parmi les plus élevés au monde, ce qui en fait des candidats idéals pour l'application du CCUS. Les centrales sous-critiques, qui constituent encore 45 % du parc, pourraient être retirées avant leur fin de vie ou, plus probablement, repositionnées pour assurer la fiabilité du secteur électrique chinois (ce qui sous-entend des heures limitées de fonctionnement et requiert une rémunération adéquate).

Mais si l'effort de RD-D portant sur les technologies de CCUS a été continu depuis le début des années 2000, il n'a pas abouti, jusqu'à présent, à de grands développements à l'échelle commerciale. La Chine a mis en place une quarantaine de projets de démonstration, qui sont déjà en service ou en cours de construction, et représentent une capacité de capture de 3 MtCO₂/an²⁴. La plupart d'entre eux sont des projets à petite échelle dans les industries du pétrole, de la chimie du charbon et de l'électricité. Selon le Global CCS Institute, la Chine disposait de trois installations commerciales de CCUS de taille moyenne fin 2020, d'une capacité combinée de captage de 820 kilotonnes de CO₂ par an (ktCO₂/an) et s'appuyant principalement sur des procédés à moindre coût de capture (pétrochimie, traitement du gaz naturel)²⁵. La Chine avait également quatre projets en construction ou en développement, dont un projet de *cluster* industriel. Ces projets, développés par les compagnies pétrolières du pays, sont largement motivés par une logique EOR. Dans le secteur électrique, la RD-D a porté sur les trois grandes technologies « traditionnelles » de capture du CO₂. La technologie de captage postcombustion est la plus mature. L'échelle des projets de démonstration existants est relativement

²² National Energy Technology Laboratory (NETL) (2021), "DOE awards approximately \$99 million for demonstration of large-scale pilot carbon capture technologies", DOE/NETL, Morgantown, WV, 30 avril.

²³ JONES Daves (2021), *Global Electricity Review, 2020 Global Trends*, Ember, Londres.

²⁴ BOFENG Cai, QI Li, XIAN Zhang *et al.* (2021), « Rapport annuel sur le captage, l'utilisation et le stockage du dioxyde de carbone (CCUS) en Chine », Institut de planification environnementale, ministère de l'Écologie et de l'Environnement, Institut de mécanique des roches et des sols de Wuhan, Académie des sciences chinoise, Centre administratif pour l'Agenda 21 de la Chine (ACCA21) (en chinois).

²⁵ Global CCS Institute (2020), *op. cit.*

Positionnement du CCUS dans la politique nationale chinoise

Depuis le douzième plan quinquennal (2011-2015), la Chine a inclus le CCUS dans ses stratégies nationales de réduction des émissions de CO₂ et l'a défini comme une technologie de rupture clé. Le CCUS est également l'un des principaux axes du projet national d'innovation technologique intitulé « Utilisation propre et efficace du charbon ». Le quatorzième plan quinquennal pour le développement économique et social, adopté en mars 2021, inclut le CCUS dans les technologies clés pour atteindre la neutralité carbone. En juin 2021, la Commission chinoise de développement et de réforme (NDRC) a lancé un recensement des projets CCUS auprès des compagnies de production d'électricité, de pétrole et de gaz et d'autres opérateurs industriels afin de coordonner les grands projets à venir. En mai 2019, le ministère des Sciences et de la Technologie et le Centre administratif pour l'Agenda 21 de la Chine (ACCA21) ont publié conjointement une mise à jour de la Feuille de route pour le développement de la technologie CCUS en Chine (dont la première version datait de 2011)¹. Cette feuille de route définit des objectifs à court, moyen et long termes (2050) afin de développer un système de technologies et de *clusters* industriels CCUS à bas coût, à faible pénalité énergétique, et qui soient sûrs et fiables. D'ici à 2030, les technologies de CCUS devraient avoir atteint le stade de la commercialisation et de l'industrialisation. D'ici à 2050, le CCUS devrait être largement déployé, soutenu par plusieurs *clusters* CCUS à travers le pays, et permettre ainsi de décarboner l'utilisation des combustibles fossiles et de créer des émissions négatives. Cette feuille de route vise également à réduire le coût du captage du CO₂ dans le secteur électrique d'environ 70 % d'ici à 2050. Afin d'atteindre cet objectif, des percées technologiques sont nécessaires. La feuille de route prévoit à ce titre que d'ici à 2035, les technologies de captage de première génération auront atteint le stade de la commercialisation, et que d'ici à 2040, les technologies de deuxième génération joueront un rôle dominant dans le secteur électrique.

¹ ACCA21/Ministère des Sciences et de la Technologie (MOST) (2019), "Roadmap for Carbon Capture. Utilisation and Storage Technology in China", Pékin.

petite (jusqu'à 150 ktCO₂/an). Mais les premiers projets à l'échelle industrielle (1 MtCO₂/an captées) sont en train de se mettre en place et devraient entrer en service au cours de cette décennie. Il s'agit notamment des projets suivants :

- le groupe China Huaneng a développé avec succès ses propres technologies de capture postcombustion par le biais de son Clean Energy Research Institute (CERI), les mettant en œuvre dans le cadre de projets de démonstration portant sur des CCPs localisées en Chine. Le procédé de capture postcombustion à base de solvant mis au point par Huaneng sera utilisé pour une démonstration prévue en Australie, dans le cadre du projet CTSCo développé par Glencore sur la centrale au charbon de Millmerran, dont Huaneng est actionnaire²⁶. Par ailleurs, Huaneng a l'intention de développer au cours des prochaines années un projet de capture de CO₂ à l'échelle du million de tonnes sur une CCP existante ;
- China Energy Investment Corporation (CEIC), le plus grand électricien au monde, issu de la fusion entre China Guodian et le groupe charbonnier Shenhua, a mis en service, en juillet 2021, une installation de captage postcombustion d'une capacité de 150 ktCO₂/an sur l'unité 1 de la CCP de Guohua Jinjie, dans la

province du Shaanxi. En mars 2021, CEIC a franchi une nouvelle étape en annonçant qu'elle financerait une installation de capture postcombustion de 500 ktCO₂/an sur la CCP de Taizhou, dans la province du Jiangsu²⁷. Ce projet, qui devrait entrer en service en 2023, s'appuiera sur une nouvelle génération d'absorbants, qui devrait permettre de réduire la consommation d'énergie du procédé et le coût de la capture de 30 % par rapport aux procédés traditionnels. Par ailleurs, l'unité de démonstration sera conçue de manière modulaire, pour pouvoir s'adapter aux besoins croissants du marché ;

- China Resources Power, basée à Hong Kong, développe activement le CCUS dans sa centrale électrique de Haifeng, dans la province du Guangdong, où une grande plateforme d'essai pour les technologies de capture postcombustion à base de solvants et de membranes a été mise en service en 2019. Cette même société projette d'établir un projet de démonstration à grande échelle (1 MtCO₂/an) sur ce même site, dont la construction devrait commencer en 2022. Par ailleurs, China Resources Power, en partenariat avec China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) et d'autres entreprises, étudie la

²⁶ S&P Global Platts (2021), "Glencore, China Huaneng sign deal to fit carbon capture to Australian coal plant", 12 avril.

²⁷ Polaris Power Network News Center (2021), "National Energy Group's Taizhou Power Plant Carbon Capture Leads the Road to 'Green Power' Transformation", 2 avril (en chinois).

faisabilité d'établir un *cluster* industriel avec un stockage en mer ;

- la compagnie pétrolière China Petroleum & Chemical Corporation (Sinopec) est très active dans le CCUS et l'EOR. Elle vient de lancer la construction du plus gros projet intégré de CCUS en Chine (1 MtCO₂/an), le projet Qilu Petrochemical-Shengli Oilfield CCUS. Sinopec est également active dans la démonstration du captage du CO₂ des CCPs. Fin 2010, elle a mis en service une installation pilote de captage postcombustion dans sa centrale électrique de Shengli (40 ktCO₂/an). Sinopec prévoit également de construire une installation de captage postcombustion à grande échelle (1 MtCO₂/an) sur une nouvelle unité de production de la centrale de Shengli ;
- en partenariat avec l'Oil and Gas Climate Initiative (OGCI), China National Petroleum Corporation (CNPC) est en train de développer un *hub* CCUS (le Junggar Basin CCUS hub) dans la région autonome du Xinjiang, avec une capacité initiale de stockage de 0,2 à 3 MtCO₂/an, pouvant éventuellement être portée à 10 MtCO₂/an. Ce *hub* industriel comporterait des installations de captage du CO₂ se rapportant à divers secteurs, dont la production d'électricité au charbon, la pétrochimie et le raffinage. Ce projet fait partie de l'initiative CCUS KickStarter lancée par l'OGCI en 2019, qui vise à faciliter l'investissement dans des projets commerciaux de CCUS à grande échelle.

Malgré des avancées significatives, l'application du CCUS aux CCPs en Chine se heurtent à des défis importants : des coûts d'investissement et une pénalité énergétique élevés, l'inexistence d'un cadre réglementaire pour le stockage permanent du CO₂ et l'absence d'incitations financières au développement du CCUS (le marché du carbone venant tout juste d'être mis en place).

Afin de surmonter le problème du coût élevé des investissements et de l'importante pénalité énergétique, la Chine conduit des travaux de RD-D sur les technologies de deuxième génération. Ces technologies devraient permettre de réduire la pénalité énergétique et d'abaisser les coûts de 40 à 50 % par rapport aux technologies actuelles, mais les chercheurs chinois estiment qu'elles ne seront pas disponibles avant 2030-2035. Compte tenu de la taille, de la standardisation et du rendement élevé de la plupart des CCPs en Chine, ainsi que de l'expérience tirée de la réduction des coûts de la filière solaire photovoltaïque, il existe certainement un potentiel de déploiement du CCUS à grande échelle à des coûts inférieurs à ceux d'autres pays.

Même si les maillons transport et stockage de la chaîne CCUS ne présentent pas les mêmes défis économiques que le segment Capture du CO₂, ils sont toutefois subordonnés à des investissements élevés pour mettre en place l'infrastructure nécessaire. Par ailleurs, le stockage géologique du CO₂ en Chine soulève des défis dus aux conditions géologiques complexes du pays. La Chine dispose d'une capacité théorique de stockage géologique élevée²⁸, mais pas encore d'un

cadre réglementaire pour encadrer sa pratique. La sécurité et la fiabilité à long terme du stockage sont les principaux obstacles auxquels les pouvoirs publics et l'industrie chinois devront répondre. Dans sa feuille de route sur le CCUS, le gouvernement chinois a exprimé son intention d'exploiter les opportunités associées à l'EOR pour développer ses projets initiaux de *clusters* CCUS. La plupart de ces opportunités se trouvent dans les régions du Nord-Ouest (bassins de Junggar et de Turpan-Hami), du Centre (bassin d'Ordos) et du Nord-Est (bassin de Songliao et bassin de la Baie de Bohai). Il existe donc des possibilités pour créer des *clusters* industriels à grande échelle incluant le captage du CO₂ des CCPs de ces régions.

Jusqu'à présent, l'absence d'incitations financières a entravé le développement des projets CCUS en Chine, qui ne peuvent compter que sur l'EOR pour se rémunérer. Mais l'importance de la technologie pour la concrétisation du double objectif de l'atteinte d'un pic carbone avant 2030 et de la neutralité carbone en 2060 a conduit le gouvernement chinois à étudier la mise en place de ces incitations afin d'accélérer le développement du CCUS. Le quatorzième plan quinquennal pourrait voir la mise en place de telles aides se concrétiser : en particulier, le CCUS pourrait être inclus dans le marché national du carbone, ce qui fournirait un signal prix important. Un nouveau modèle d'affaires est également en train de se développer. Il est axé sur la création de *clusters* industriels permettant le captage à moindre coût du CO₂ directement au niveau des sources d'émissions, mais aussi des CCPs, et sur l'utilisation du CO₂, notamment pour l'EOR, permettant de réduire davantage les coûts unitaires du CCUS. On peut donc s'attendre à un développement graduel du CCUS sur les CCPs en Chine, avec un essor des projets de démonstration à l'échelle industrielle (1 MtCO₂/an) au cours de cette décennie et une application commerciale entre 2030 et 2035. D'après des études chinoises visant la neutralité carbone en 2060, 200 à 500 Mt de CO₂ pourraient être captées sur les CCPs en 2040, date à laquelle le CCUS sur les CCPs atteindrait son pic (à titre de comparaison, la production d'électricité et de chaleur à base de charbon en Chine a émis près de 5 GtCO₂ en 2020)²⁹. La Chine devrait également se positionner comme un des leaders mondiaux des technologies de capture du CO₂.

Inde : un intérêt très limité jusqu'à présent pour le CCUS

En Inde, le charbon assure 71 % du mix électrique. Les CCPs sont des sources importantes de pollution de l'air et sont responsables d'environ 45 % des émissions de CO₂ du pays liées à l'énergie. Toutefois, l'intérêt porté au CCUS a été jusqu'à présent très limité. La réduction des émissions du système électrique s'est concentrée sur le développement accéléré des énergies renouvelables, dont la capacité (hors hydroélectricité) devrait atteindre les 450 GW d'ici à 2030. Ainsi, la part du charbon dans le mix électrique devrait se réduire, mais demeurer importante, vu la croissance de la demande

²⁸ BOFENG Cai, QI Li, XIAN Zhang *et al.* (2021), *op. cit.*

²⁹ BOFENG Cai, QI Li, XIAN Zhang *et al.* (2021), *op. cit.*

d'électricité du pays. La réduction des émissions du parc charbonnier (229 GW fin 2020, principalement des centrales sous-critiques, dont 60 % ont moins de 10 ans), s'appuie principalement sur l'amélioration du rendement des centrales, aujourd'hui de seulement 35 %, par rapport à 47,5 % pour les centrales les plus efficaces³⁰. Dans les scénarios de réduction des émissions du parc des centrales au charbon, l'augmentation continue du rendement des centrales et la fermeture des CCPs obsolètes joueraient un rôle majeur, alors que le CCUS serait déployé sélectivement pour réduire les émissions de CO₂ de la flotte exploitée pour assurer la flexibilité et la sécurité du système électrique indien³¹.

Alors que l'intérêt pour les technologies de CCUS a été très limité jusqu'à présent, des industriels indiens ont initié des projets de CCUS (le plus souvent, des projets de démonstration à petite échelle)³². En août 2020, l'électricien NTPC a ainsi lancé un appel d'offres pour l'installation d'un pilote de captage sur sa centrale au charbon de Vindhyachal (Madhya Pradesh). L'Inde est membre de la mission Innovation des Nations unies et du programme multilatéral Accelerating CCS Technologies (ACT), qui finance des projets de RD-D. Des projets à l'échelle commerciale pourraient à terme voir le jour. Les compagnies pétrolières Indian Oil Corporation Limited (IOCL) et Oil and Natural Gas Corporation (ONGC) ont un projet au stade de l'étude de la faisabilité du captage du CO₂ d'une raffinerie au Gujarat (1,5 MtCO₂/an), puis le transport de celui-ci vers un champ pétrolier pour y pratiquer l'EOR³³. Le projet est financé par l'Agence des États-Unis pour le commerce et le développement (USTDA). Dalmia Cement, l'un des plus gros producteurs de ciment en Inde, a annoncé un projet d'installation de capture du CO₂ à grande échelle (0,5 MtCO₂/an) dans l'une de ses cimenteries³⁴.

Mais malgré son potentiel en matière de réduction des émissions des CCPs, il n'y a pas actuellement en Inde de projets à l'échelle commerciale portant sur des CCPs. Dans ce secteur, le CCUS se heurte à plusieurs défis. La majorité des centrales sont des centrales sous-critiques présentant des rendements faibles, ce qui n'en fait pas de bons candidats pour l'application du CCUS. L'installation de dispositifs de capture du CO₂ pourrait toutefois concerner les centrales supercritiques et ultra-supercritiques. Mais le coût de la capture du CO₂ et la pénalité énergétique sont un frein au déploiement à grande échelle du CCUS dans un pays très sensible aux variations du coût de l'énergie, qui a connu des pénuries d'électricité chroniques et qui peine à approvisionner son marché charbonnier³⁵. Par ailleurs,

l'Inde n'a pas mis en place d'incitations financières en faveur du CCUS, telles qu'un prix du carbone, ni de réglementation sur le stockage du CO₂. Le potentiel de stockage du CO₂ de l'Inde n'a pas encore été correctement répertorié. L'Inde possède un potentiel d'injection du CO₂ à des fins d'EOR qui pourrait apporter un débouché pour lancer les premiers projets CCUS. Mais le déploiement du CCUS sur des CCPs nécessitera des investissements internationaux, ainsi qu'un soutien technique extérieur.

Conclusion

Malgré le regain d'intérêt pour les technologies de CCUS dans un nombre croissant de pays depuis 2018, son application aux CCPs reste limitée. Mais l'objectif de neutralité carbone renforce la nécessité de décarboner rapidement la production d'électricité mondiale. La crise énergétique depuis septembre 2021 illustre l'importance du charbon pour assurer la sécurité des systèmes énergétiques et renforce la nécessité de décarboner le parc des centrales au charbon. Un ensemble de mesures se dessinent : fermeture anticipée des centrales ; repositionnement des centrales, y compris pour l'utilisation de combustibles décarbonés (hydrogène), ou conversion à la biomasse pour créer des émissions négatives ; et, bien sûr, le développement du CCUS qui apparaît incontournable pour assurer la fiabilité et la sécurité des systèmes électriques et pour éviter les coûts d'une fermeture anticipée de nombre de centrales, principalement en Asie, où le mix électrique est encore très dépendant du charbon et où le parc des centrales au charbon est constitué d'actifs construits récemment.

Ainsi, les opportunités de développement du CCUS sur des CCPs se concentrent plus particulièrement en Chine, en Inde et dans les pays asiatiques émergents. Mais ces opportunités se réduisent. La décarbonation rapide de la production d'électricité devrait en effet entraîner la fermeture prématurée d'une grande partie de la flotte de CCPs au cours des quinze prochaines années, facilitée par des investissements nationaux et internationaux, à la fois dans cette fermeture anticipée des centrales (ou leur repositionnement), les énergies renouvelables peu ou non carbonées, le stockage d'énergie et les réseaux d'électricité. Le plan de financement de la BAD devrait faciliter cette fermeture dans les économies asiatiques émergentes et assurer une transition équitable.

Comme le montre l'expérience de la première vague de CCUS, l'application du CCUS aux CCPs dépend de la mise en place d'incitations financières – marché du carbone et prix adéquat du CO₂ – et des progrès technologiques réalisés dans les technologies de deuxième génération (membranes, nouveaux solvants avancés). Les leçons à tirer de cette première vague montrent également que des avancées sur les technologies alternatives, en particulier sur le stockage de l'énergie et l'hydrogène, pourraient réduire la contribution du CCUS à la décarbonation du parc des centrales au charbon.

³⁰ AIE (2021d), "India Energy Outlook 2021", Paris.

³¹ DEBO Adams *et al.* (2021), "A pathway to reducing emissions from coal power in India", IEACCC-CIAB, Londres.

³² MALYAN A. & CHATURVEDI V. (2021), "Carbon Capture, Utilisation and Storage (CCUS) in India: From a Cameo to Supporting Role in the Nation's Low-Carbon Story", Council on Energy, Environment and Water (CEEW), New Delhi.

³³ Gas World (2021), "Indian Oil's mammoth CCUS project progresses", 15 janvier.

³⁴ MALYAN A. & CHATURVEDI V. (2021), *op. cit.*

³⁵ DEBO Adams *et al.* (2021), *op. cit.*

Si l'application du CCUS aux CCPs reste limitée aujourd'hui, les nouveaux modèles commerciaux du CCUS privilégiant la création de *clusters* industriels décarbonés, les partenariats renforcés entre les secteurs privé et public, les incitations financières en faveur du CCUS qui se mettent en place dans un nombre croissant de pays, ainsi que la mise en place de marchés du carbone et l'augmentation du prix du CO₂, vont faciliter l'installation de dispositifs de captage du CO₂ sur des CCPs, qui sont parties intégrantes de ces *clusters*. C'est en particulier le cas en Chine, où des unités de démonstration à l'échelle industrielle

devraient voir le jour au cours de cette décennie pour une industrialisation dans les années 2030-2035. Mais des mesures supplémentaires doivent être mises en place afin de concrétiser cette possibilité et lever les barrières existantes. Les cinq prochaines années seront déterminantes pour mieux cerner la place que peut occuper le CCUS dans la décarbonation du parc des centrales au charbon. Les gouvernements de tous les pays ont en effet des décisions complexes à prendre rapidement pour être à même d'honorer leurs engagements climatiques.

Les projets de CCS en cours chez TotalEnergies

Par David NEVICATO

Responsable du développement d'affaires et de partenariats pour la direction CCS (Carbon Capture and Storage) au sein de TotalEnergies

Les premiers projets de TotalEnergies en matière de CCS se concentrent sur l'Europe, portés par un contexte favorable au passage du CCS à l'échelle industrielle. Le développement commercial va se poursuivre dans d'autres parties du monde pour nous préparer à la prochaine vague de projets. Pour répondre aux spécificités locales, nous nous appuyons sur notre expérience européenne avec les adaptations nécessaires. Aujourd'hui, nous conduisons des projets majeurs de développement du transport et du stockage du CO₂ en Europe : Northern Lights en Norvège, la première chaîne commerciale mondiale de CCS ; Antwerp@C en Belgique, l'un des principaux hubs de CO₂ en Europe ; les projets Aramis et Azur aux Pays-Bas, qui portent respectivement sur le stockage de CO₂ dans des champs de gaz déplétés ; et la production d'hydrogène bleu dans notre raffinerie de Zeeland ; et, enfin, Net Zero Teesside et le Northern Endurance Partnership au Royaume-Uni, dont l'objet est respectivement le captage du CO₂ couplé à un cycle combiné gaz et le stockage du CO₂, dans un aquifère salin profond.

C'est sur la côte de la mer du Nord, près de Bergen en Norvège, que les travaux de construction d'un terminal pour recevoir des navires de transport de CO₂ ont commencé. Ils chargeront leur cargaison, du CO₂ liquide, porté à une température de -25°C et à une pression de 1,8 MPa, à proximité d'Oslo, mais aussi d'autres zones industrielles européennes. TotalEnergies, avec ses partenaires Equinor et Shell (à hauteur d'un tiers chacun), a construit ainsi sur ce site la première filière commerciale de transport et de stockage géologique de CO₂. Ce projet illustre la confiance de la Norvège dans le CCS (Carbon Capture and Storage). Ce pays a d'ailleurs commencé, dès 1996, l'injection de CO₂ dans des stockages géologiques en mer du Nord sur le plateau continental norvégien, pour réduire les émissions de l'exploitation gazière du champ de Sleipner, une technologie réutilisée en 2008 pour réduire aussi les émissions de Snøhvit, avec, déjà, TotalEnergies comme partenaire. Ces projets ont conduit à la mise en place d'un processus rigoureux de validation en matière de sélection des sites de stockage géologique du CO₂ afin de s'assurer d'une capacité de stockage suffisante, de l'étanchéité des couvertures des réservoirs et de l'injectivité du CO₂ dans la roche. Les projets de Sleipner et Snøhvit et d'autres encore déployés depuis de nombreuses années (GCCSI, 2021) confirment que le CCS est une filière s'appuyant sur des technologies éprouvées (Loria, 2021).

TotalEnergies a acquis une forte expérience dans ces grands projets CCS et poursuit son développement prioritairement en Europe du Nord, mais tout en envisageant d'intervenir d'autres régions dans le monde.

Décarboner les sites industriels et de production d'énergie

Nos projets CCS récents sont destinés à stocker de manière sûre et permanente les émissions résiduelles de CO₂ des industriels (production d'hydrogène, de ciment, incinération des déchets, etc.). Comme nous avons pu le vérifier dans la conduite de nos différents projets en cours, l'effet d'échelle réduit sensiblement le coût unitaire de la tonne de CO₂ stockée. C'est pour cela que nous cherchons à nous regrouper avec d'autres émetteurs de CO₂ en complément du traitement de nos propres sites. Illustrons notre propos en nous intéressant à quelques-uns de ces projets.

Le projet Aramis et les hubs CO₂

Aramis est un projet de logistique CO₂ développé aux Pays-Bas par TotalEnergies, aux côtés de Shell, d'Energie Beheer Nederland (EBN) et de Gasunie. Ce projet proposera des services de transport du CO₂ à grande échelle, flexibles et offrant un accès libre à des capacités de stockage *offshore* de CO₂ pour la décarbonation des industries (voir la Figure 1 de la page suivante).

TotalEnergies est impliqué tout au long de la chaîne de CCS liée au projet Aramis. Du côté du captage, TotalEnergies va produire de l'hydrogène bleu (projet Azur) dans sa raffinerie de Zeeland (ZR), une co-entreprise entre TotalEnergies et Lukoil. Nos efforts passés et en cours pour améliorer les performances énergétiques de notre Groupe l'ont amené à figurer dans le top du classement mondial de l'efficacité énergétique. Mais cela est insuffisant comme l'illustre le



Figure 1 : La chaîne CCS mise en place dans le cadre du projet Aramis aux Pays-Bas (Aramis, 2021).

contexte fiscal néerlandais. En effet, la loi fiscale adoptée aux Pays-Bas conduira à taxer les émissions de CO₂ au-delà d'un objectif défini pour les émetteurs du système d'échange de quotas d'émission (European Trading Scheme – ETS) et fixera *de facto* le coût du CO₂ à un niveau de 125 euros par tonne en 2030. Cette trajectoire traduit l'ambition de réduire à cette échéance les émissions de - 59 % par rapport à 1990. Cet objectif est un défi majeur pour la raffinerie de Zeeland qui doit réduire radicalement ses émissions de CO₂ (1,6 million de tonnes par an). 60 % de ces émissions proviennent de la production d'hydrogène. Le CO₂ sera donc capté sur ses deux unités de production d'H₂ à partir du reformage du méthane. Cet investissement d'environ 250 millions d'euros permettra de réduire les émis-

sions annuelles de CO₂ de la raffinerie de 0,9 million de tonnes par an, et l'hydrogène bleu produit aura une faible empreinte carbone.

Le CO₂ capté sera ensuite acheminé par navire vers un *hub* CO₂, situé dans le parc industriel de Maasvlakte, dans le port de Rotterdam. Le CO₂ sera ensuite transporté par le pipeline *offshore* construit dans le cadre du projet Aramis pour être injecté dans nos anciens champs gaziers *offshore*, en mer du Nord. Le pipeline *offshore* sera également relié à d'autres sites de stockage situés au large des Pays-Bas, notamment les champs déplétés de NAM – une co-entreprise entre ExxonMobil et Shell –, qui seront utilisés par cette dernière pour le stockage du CO₂.

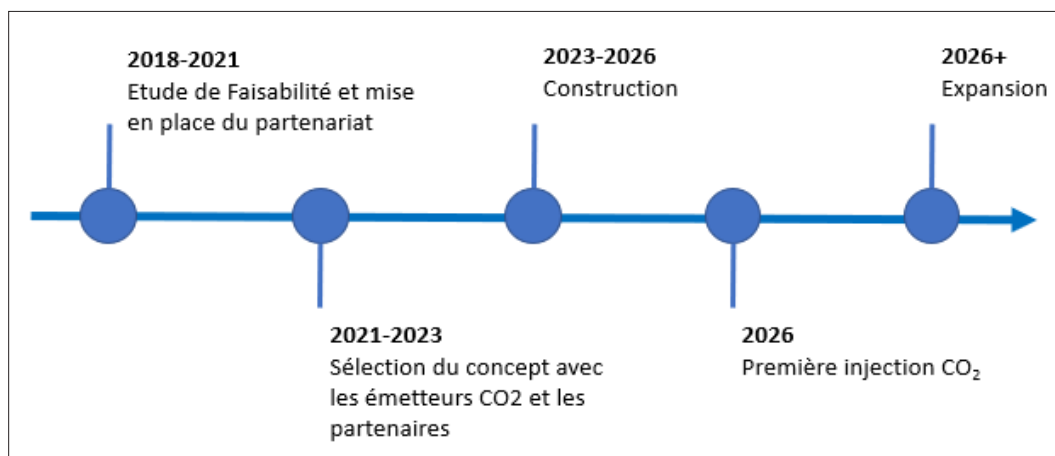


Figure 2 : Planning de réalisation du projet Aramis (Aramis, 2021).

Le projet Aramis vise à stocker 5 millions de tonnes par an, avec un potentiel de stockage de plus de 8 millions de tonnes par an d'ici à 2030. La capacité de stockage de CO₂ des champs de gaz déplétés utilisés est d'environ 400 millions de tonnes. La décision d'investissement dans ce projet devrait intervenir en 2023, avec un démarrage des premières injections en 2026 (voir la Figure 2 en bas de la page précédente).

Ce projet montre tout l'intérêt pour des industriels d'un même bassin de se regrouper afin de développer des installations communes pour collecter le CO₂ capté sur leurs unités de production. Aujourd'hui, nous étudions la possibilité de construire d'autres *hubs* CO₂, comme celui susceptible d'être installé à proximité de nos plateformes raffinage-chimie d'Anvers (Antwerp@C, 2021) et de Normandie (TotalEnergies, 2021). Avec Air Liquide, Borealis, Esso SAF et Yara International ASA, pour l'Axe Seine, et Air Liquide, BASF, Borealis, ExxonMobil, INEOS, Fluxys et le port d'Anvers, pour Antwerp@C, nous avons décidé ensemble de nous assurer de la faisabilité technique et économique du développement d'infrastructures communes de collecte du CO₂, de la construction d'une installation de liquéfaction du CO₂ et d'un site de stockage temporaire du CO₂ avant son expédition par voie maritime. Ces *hubs* pourraient contribuer à une réduction des émissions de CO₂ d'ici à 2030 pouvant aller jusqu'à 3 millions de tonnes par an pour l'Axe Seine et 9 millions de tonnes par an pour Antwerp@C.

Le CO₂ capté dans le cadre de ces deux projets sera ensuite transporté vers des sites de stockage géologique *offshore*.

Ainsi, se crée progressivement tout un réseau de *hubs* CO₂ autour de la mer de Nord avec accès à des sites de stockage du CO₂. Au-delà de la décarbonation des sites industriels déjà bénéficiaires, ces zones, elles-mêmes décarbonées, pourront aussi servir à accueillir de nou-

velles industries désireuses de profiter des infrastructures locales existantes.

Les projets Northern Endurance Partnership (NEP) et Net Zero Teesside (NZT)

Un bon exemple de notre stratégie en matière de CCS est celui de la région de Teesside et d'Humberside qui vient d'être sélectionnée (19 octobre 2021) par les autorités britanniques comme l'une des deux régions qui devront être décarbonées à partir du milieu de la décennie 2020. Si les émetteurs éligibles ne seront sélectionnés qu'au premier trimestre 2022, le projet de collecte et de stockage a d'ores et déjà été choisi : il s'agit de Northern Endurance Partnership (NEP) qui regroupe BP, Equinor, National Grid, Shell et TotalEnergies. Il vise à offrir ce service de transport et de stockage aux émetteurs des deux *clusters* industriels de Teesside et de Humber, qui sont regroupés aujourd'hui autour d'une collaboration dénommée East Coast Cluster (voir la Figure 3 ci-après).

Ces projets, au-delà de l'objectif de décarboner les industries présentes dans les estuaires de Teesside et d'Humberside, incluent l'étude de la production d'une électricité à faible empreinte carbone à partir du gaz, pour pallier l'intermittence des énergies renouvelables. La centrale électrique Net Zero Teesside (NZT) de 860 mégawatts (MW) sera la première centrale électrique à gaz développée à l'échelle commerciale du Royaume-Uni à être équipée d'un dispositif de captage du CO₂. NZT Power est le résultat d'une coopération entre Equinor et TotalEnergies, ainsi que BP, en tant qu'opérateur. D'autres industries ont rejoint ce *hub* CO₂. D'ici à 2026, 4 millions de tonnes de CO₂ par an pourraient ainsi être collectées et stockées, avec pour objectif d'atteindre 10 millions de tonnes par an d'ici à 2030 avec l'arrivée d'autres industriels.

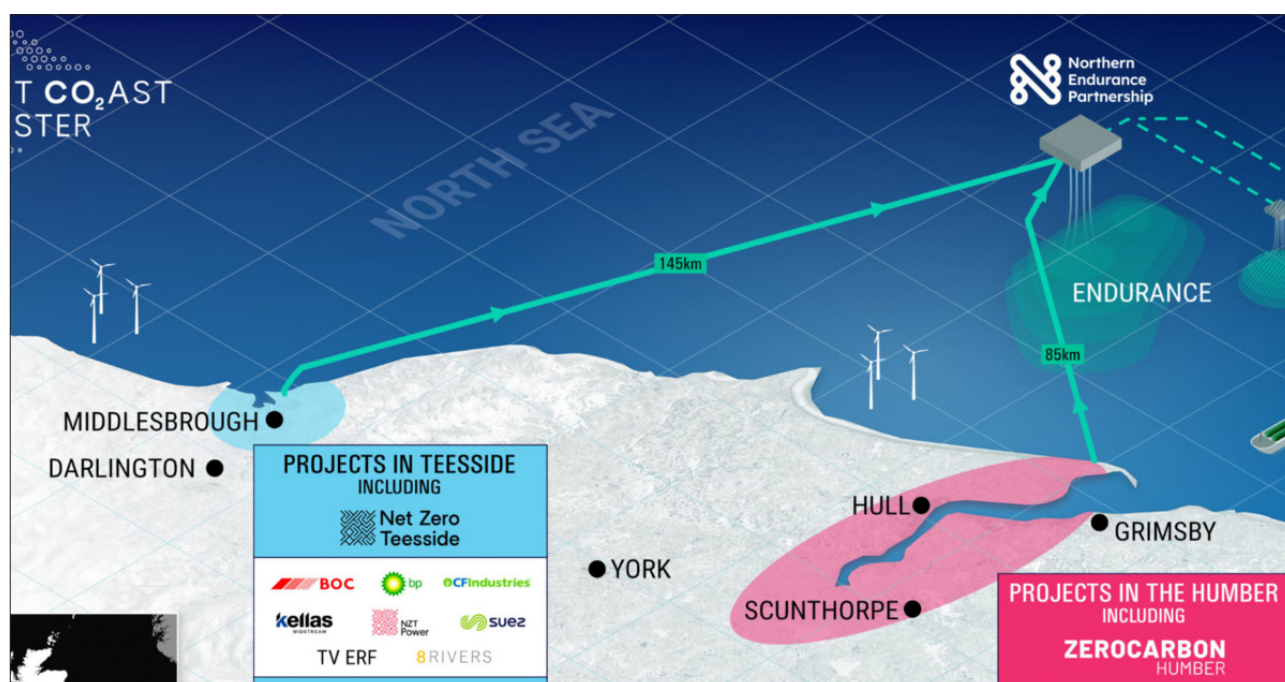


Figure 3 : Présentation schématique du concept que recouvre le projet East Coast Cluster Net Zero (Teesside, 2021).

Le site de stockage sera relié aux stations de pompage de Humber et de compression de Teesside par un réseau de pipelines sous-marins de 28 pouces long de 103 km depuis Humber et de 143 km depuis Teesside. Le développement initial de ce projet *offshore* nécessitera de forer cinq puits d'injection sous-marins dans l'aquifère salin d'Endurance, avec d'autres possibilités de stockage identifiées dans le voisinage.

Les ports en eaux profondes et les liaisons ferroviaires existants sur les deux sites offrent la possibilité de réceptionner dans le futur le CO₂ transporté par voie maritime ou ferroviaire. Près de la moitié des émissions industrielles de CO₂ du Royaume-Uni proviennent de ces deux régions de Teesside et de Humber, lesquelles disposeraient ainsi d'une solution de stockage du CO₂ émis sur leur territoire.

Les projets décrits précédemment en sont encore au stade de l'étude de conception et d'ingénierie. Ce n'est pas le cas du projet que nous allons évoquer : le projet Longship (Northern Lights pour sa partie transport maritime et stockage) en Norvège, qui est déjà engagé dans la phase de construction des installations.

La première chaîne commerciale CCS : le projet Longship (« Drakkar ») en Norvège

Les coûts élevés en termes d'investissement et de gestion opérationnelle des chaînes font qu'il est difficile aujourd'hui pour les acteurs privés d'investir dans le CCS sans le soutien des États. Le projet Longship

est le premier projet CCS commercial en construction dans le monde. Il doit son existence à un fort soutien du gouvernement norvégien. Gassnova SF, une entreprise publique norvégienne chargée du développement du CCS, en a coordonné les études de conception. Ces études recommandaient la constitution d'un nouvel acteur qui offrirait un service de transport et de stockage du CO₂ aux émetteurs de ce gaz. C'est ainsi que s'est constitué un consortium, puis une co-entreprise, à parts égales, entre Equinor, Shell et TotalEnergies. Finalement, ce sont deux sites norvégiens qui ont été retenus dans le cadre du soutien aux investissements dans de nouvelles installations de captage du CO₂ pour une capacité totale de 800 000 tonnes par an : la cimenterie de Norcem au sud-ouest d'Oslo et l'incinérateur Fortum de la ville d'Oslo (voir la Figure 4 ci-après).

Northern Lights (voir la Figure 5 de la page suivante) correspond à la partie du projet de Longship relative au transport de CO₂ par navire et au stockage de celui-ci. Les navires transporteront le CO₂ liquide depuis les deux terminaux des sites de captage du CO₂ précités vers un stockage intermédiaire (voir la Figure 6 de la page suivante) situé à Naturgasssparken, à environ 750 km sur la côte ouest de la Norvège. Ces navires, dont la construction vient tout juste d'être lancée, auront une capacité de 7 500 m³ ; ce seront ainsi les plus gros navires de transport de CO₂ du monde.

Ce site de stockage situé sur la côte réceptionnera le CO₂ en provenance des deux industriels norvégiens précités et offrira aussi la possibilité de décharger des navires de transport de CO₂ venant d'autres *hubs* CO₂ européens. Le CO₂ sera ensuite pompé, puis trans-

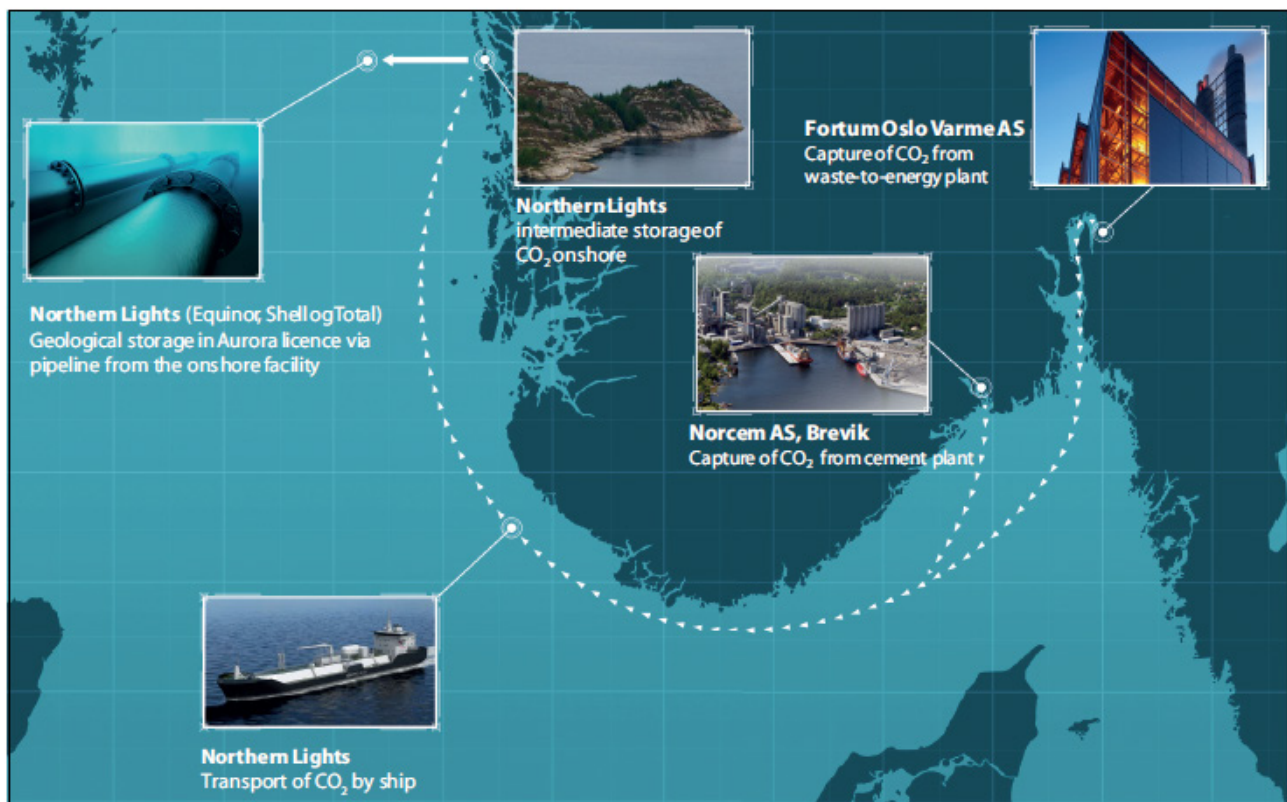


Figure 4 : Le projet Longship en Norvège (Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, 2019-2020).

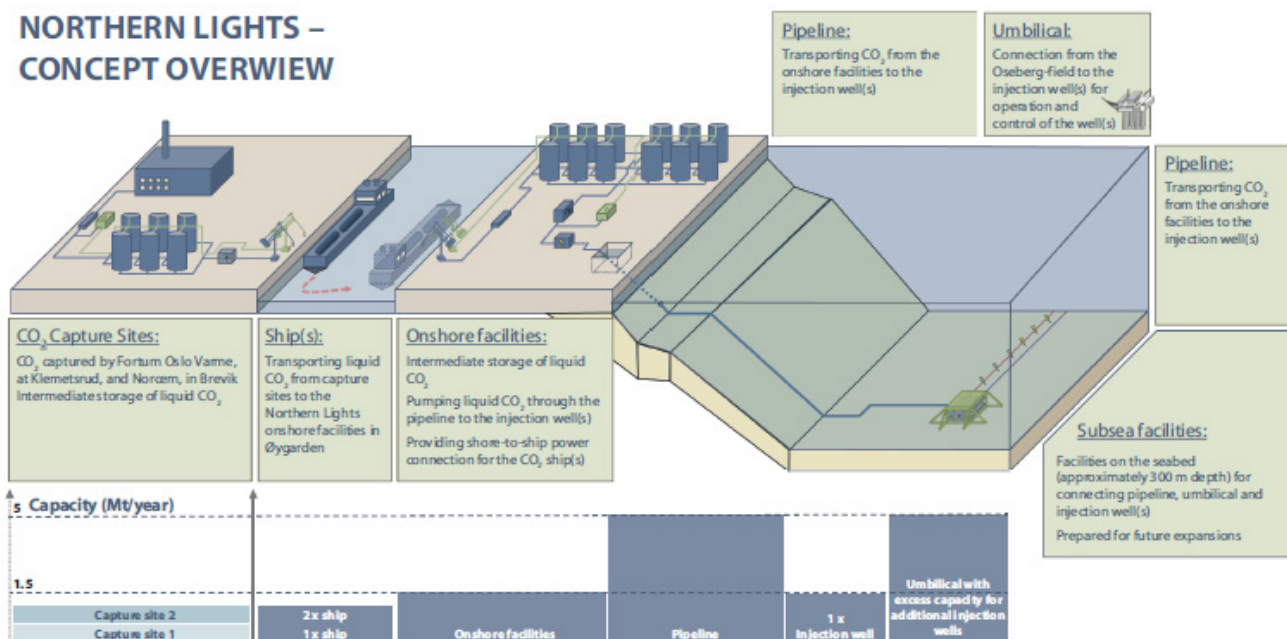


Figure 5 : Schéma de la chaîne CCS de Northern Lights (Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, 2019-2020).



Figure 6 : Image de synthèse du site de stockage situé sur la côte de Naturgassparken (Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, 2019-2020).

porté par un pipeline sous-marin long de 100 km, avant d'être injecté, *via* deux puits sous-marins, à une profondeur de 2,8 km dans l'aquifère salin, directement dans la roche sous-marine.

L'investissement nécessaire à cette première phase du projet Northern Lights est d'environ 670 millions d'euros, avec un financement à hauteur de 80 % du gouvernement norvégien qui se réserve ainsi la possibilité de fixer la capacité de stockage pour les deux sites industriels

considérés. Northern Lights augmentera par la suite sa capacité de stockage pour pouvoir accueillir le CO₂ en provenance d'autres sites émetteurs européens.

Le développement de Northern Lights est prévu en plusieurs phases : la première phase offrira en 2024 une capacité de stockage pouvant aller jusqu'à 1,5 million de tonnes de CO₂ par an. Une seconde phase pourrait porter cette capacité à 5 millions de tonnes de CO₂ par an d'ici à 2030. Ces capacités supplémentaires néces-

siteront des investissements additionnels dans le but d'accroître la flotte de navires, d'étendre le stockage à terre et de construire de nouveaux puits d'injection. Le pipeline sous-marin est déjà conçu pour une capacité d'au moins 5 millions tonnes de CO₂ par an, ce qui rend possible l'ajout de puits additionnels.

La co-entreprise Northern Lights commercialise auprès d'autres émetteurs CO₂ ses capacités de stockage disponibles. Cette démarche est fortement liée aux schémas de subventionnement en cours de mise en place dans de nombreux pays européens et à des accords bilatéraux permettant l'export du CO₂ pour permettre son stockage géologique dans des pays receveurs.

Northern Lights est ainsi un projet précurseur en Europe. Des discussions sont déjà bien avancées avec des industries très émettrices de CO₂ affichant un intérêt croissant pour le stockage de leur CO₂ résiduel et faire ainsi du stockage une des solutions de décarbonation profonde de l'industrie. L'augmentation des volumes de stockage permettra une réduction des coûts des chaînes CCS, tandis que l'augmentation de la valeur ajoutée des produits bas carbone (ciment, acier, hydrogène, etc.) devrait peu à peu permettre aux industriels de compenser les coûts de cette décarbonation. À terme, le CCS devrait finalement atteindre le stade de sa commercialité sans l'aide des États.

Le défi climatique est tel que les modèles économiques permettant la décarbonation de l'économie sont indispensables à une croissance rapide et soutenue de cette nouvelle industrie. Un partenariat public-privé est déjà en cours de constitution dans de nombreux pays afin de définir les manières les plus appropriées pour lancer et soutenir les investissements massifs nécessaires en matière de décarbonation. De même, les autorités de régulation et l'industrie en charge du stockage du CO₂ travaillent de concert afin d'assurer la mise en place de protocoles permettant de parvenir à un stockage permanent du CO₂ capté et transporté en capitalisant sur l'expertise accumulée dans ces deux domaines.

Conclusion : où les projets CCS de demain seront-ils développés ?

Un des premiers critères dans le choix d'initialisation de nos projets reste l'appétence des pays au développement du CCS comme moyen de décarbonation profonde du CO₂ résiduel de leur industrie. Peu de pays disposent déjà d'une réglementation ou d'une politique d'incitation au développement des chaînes commerciales CCS. L'Amérique du Nord, l'Europe et le Moyen-Orient, ainsi que certains pays d'Asie et l'Australie apparaissent aujourd'hui comme des zones prometteuses à court et moyen terme (GCCSI, 2021).

Afin de permettre un développement plus rapide, nous nous appuyons sur le traitement de nos propres émissions résiduelles de CO₂ et portons à l'échelle nos dispositifs en prenant en charge les émissions générées par des acteurs tiers implantés notamment dans les *hinterlands* industriels où nous sommes présents. Cela permet de créer des régions décarbonées propices à

l'installation de nouvelles industries, dont le CO₂ résiduel sera capté et transporté vers des sites de stockage géologique permanent. Outre les aquifères salins profonds (dont l'eau est impropre à la consommation), nous convertissons en sites de stockage d'anciens gisements d'hydrocarbures permettant ainsi leur reconversion dans le cadre de l'économie décarbonée. Il s'agit bien entendu d'actions collectives, de partenariats profondément ancrés dans les territoires industriels.

Au-delà de la mer du Nord, TotalEnergies et Novatek se sont associés en juin 2021 (TotalEnergies, 2021) pour capter et stocker leurs émissions résiduelles liées à la production du GNL, en recourant notamment au CCS, et aussi pour développer de l'hydrogène et de l'ammoniac décarboné. Ce partenariat CCS s'appuie sur le fort potentiel de stockage géologique dont ils disposent dans les péninsules sibériennes de Yamal et Gydan.

Un autre exemple se rapporte au Moyen-Orient, où TotalEnergies a signé un accord avec ADNOC pour développer des solutions CCS (TotalEnergies, 2020).

Ces deux accords ont en commun d'offrir des capacités importantes de stockage géologique, un autre critère déterminant dans le choix de nos développements.

L'ampleur et la complexité croissantes des projets CCS conduisent à la nécessité de s'associer avec de nombreux partenaires : acteurs du secteur des technologies, du transport maritime, du transport par pipeline, industries émettrices de CO₂, zones portuaires et industrielles, compagnies énergétiques... Ces projets qui se situent hors d'Europe et de l'Amérique du Nord demandent aussi d'innover en termes de modèle économique et contractuel.

Nous considérons nos premiers projets CCS développés en Europe comme de véritables tremplins pour de futurs développements CCS dans le monde. Cette filière de décarbonation profonde, qu'est le CCS, est un des moyens de la mise en œuvre des ambitions des gouvernements, des territoires, des industriels et de nombreuses parties prenantes de la société civile dans l'atteinte de l'objectif de « zéro émission nette ».

Références

- Antwerp@C (2021), "Antwerp@C onderzoekt potentieel om de CO₂-uitstoot in de Haven van Antwerpen tegen 2030 te halveren", Anvers, 25 août, <https://antwerpen.totalenergies.be/antwerpc-onderzoekt-potentieel-om-de-co2-uitstoot-de-haven-van-antwerpen-tegen-2030-te-halveren>
- Aramis (2021), "Aramis CCS", <https://www.aramis-ccs.com/>
- GCCSI (2021), "The Global Status of CCS Report 2021", Global CCS Institute, <https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-report/>
- LORIA P. & BRIGHT M. B. H. (2021), "Lessons captured from 50 years of CCS projects", *The Electricity Journal* 34, p. 106998.
- Net Zero Teesside (2021), "The UK's first decarbonised industrial cluster", <https://www.netzeroteesside.co.uk/>
- Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2019-2020), "Longship – Carbon capture and storage", Meld. St. 33 Report to the Storting (white paper).

TotalEnergies (2020), « Total et ADNOC signent un accord stratégique sur des projets de réduction des émissions de CO₂ et de CCUS », 12 novembre, <https://totalenergies.com/fr/medias/actualite/communiqués-presse/total-et-adnoc-signent-un-accord-cadre-strategique>

TotalEnergies (2021), « Russie : TotalEnergies s'associe à Novatek pour la décarbonation du GNL, [de] l'hydrogène et [l'essor des] énergies renouvelables », Saint-Pétersbourg, 3 juin, <https://totalenergies.com/fr/medias/actualite/communiqués-presse/russie-totalenergies-sassocie-novatek-decarbonation-du-gnl>

TotalEnergies (2021), « Air Liquide, Borealis, Esso, TotalEnergies et Yara coopèrent en vue de contribuer à la décarbonation du bassin industriel normand », Paris, 12 juillet, <https://totalenergies.com/fr/medias/actualite/communiqués-presse/air-liquide-borealis-esso-totalenergies-yara-cooperent-vue#:~:text=Air%20Liquide%20Borealis%20Esso%20S.A.F.,d%C3%A9carbonation%20du%20bassin%20industriel%20normand>

ExxonMobil: Carbon capture is critical to attaining society's emission-reduction goals

By Joe BLOMMAERT

President, ExxonMobil Low Carbon Solutions

Few challenges are more important than meeting the world's growing demand for energy while reducing environmental impacts, including the risks of climate change. ExxonMobil believes carbon capture and storage is an essential technology to help meet this dual challenge, because it is one of the few proven technologies that could enable some sectors to decarbonize, such as manufacturing and heavy industry. ExxonMobil has more than 30 years of experience with CCS technology, including the design, construction and safe operation of carbon capture and storage facilities around the world. Additional opportunities are under evaluation, and they all have the potential to move forward with current technologies, provided stable, supportive policies and regulatory frameworks are established.

The energy-intensive industry and power generation sectors are essential for modern life. They produce electricity to power our homes and workplaces. They provide fuels and lubricants for transportation, cement and steel for construction, and the building blocks for a range of important products, from medical supplies to lightweight materials for cars to food packaging.

They also produce carbon dioxide, accounting for nearly two-thirds of the world's energy-related CO₂ emissions, according to the International Energy Agency. Every ton of cement that's produced emits an equal amount of carbon dioxide, for example, and every ton of steel produced emits almost double the amount of CO₂. The associated industrial processes make them among the hardest sectors to try to decarbonize.

Enabling these sectors to continue making the products a growing world population needs, while also preventing the CO₂ from reaching the atmosphere, would go a long way toward meeting the climate goals outlined in the Paris Agreement – A pact ExxonMobil has supported since its inception.

ExxonMobil's Low Carbon Solutions business is working to build upon its leading position in carbon capture and storage, and scale it up to address emissions in these two sectors. We believe we have the capability to do so because of our ability to execute large, complex projects; our experience capturing, transporting and storing CO₂; our knowledge of reservoir and subsurface characteristics; and our expansive research portfolio in this field.

As president of Low Carbon Solutions, my job is to lead ExxonMobil in applying that expertise to bring the most promising carbon capture and storage inno-

ventions to scale. In less than a year, we've made significant progress.

Shortly after its launch in early 2021, Low Carbon Solutions proposed a carbon capture and storage initiative in Houston, Texas, that could capture and permanently store about 100 million tonnes of CO₂ annually by 2040. To put that number into context, capturing and storing 100 million tonnes of CO₂ is equivalent to removing more than 20 million cars from the road.

That concept moved forward in September when 11 companies, including ExxonMobil, announced their support for the large-scale deployment of carbon capture and storage technology in the Houston industrial area.

Houston is an ideal spot, being home to one of the world's most significant industrial corridors and located just off the Gulf of Mexico and its underground geologic reservoirs that could hold 500 billion tonnes of CO₂, according to our analysis of US. Department of Energy estimates. That's enough storage capacity for more than 130 years of the total industrial and power generation emissions in the United States.

There are other excellent locations for carbon capture and storage throughout the world, so our efforts go beyond Houston. Here's what we're doing:

- in the second quarter of 2021, Low Carbon Solutions signed two memorandums of understanding to progress carbon capture and storage projects in Scotland and France. We then expanded our participation in the Acorn project in Scotland by signing an Expression of Interest to add our Fife Ethylene Plant to the project;

- in September, we signed an MOU with Rosneft to assess the potential of lower-carbon technologies to reduce greenhouse gas emissions in Russia, with the intent to jointly develop and implement lower-carbon projects;
- and, in 2022, we anticipate final investment decision for a carbon-capture expansion at our LaBarge facility in Wyoming, United States, and a carbon capture technology pilot associated with the Porthos carbon capture and storage project in Rotterdam. Porthos itself also expects a final investment decision in 2022.

ExxonMobil has long emphasized research and development, and our scientists are working with independent specialists and national laboratories on innovations that could one day offer new commercial solutions. Direct air capture is promising. So are carbonate fuel cells and metal-organic frameworks, which can capture emissions from power plant or factory exhaust. And when coupled with carbon capture and storage, low-carbon hydrogen is likely to play a critical role. All are part of our longer-term research into fundamental science to support lower-emission technologies.

Carbon capture and storage is a technology that exists today, and we've captured more human-made CO₂ than anyone else, which is why it is the initial focus of our Low Carbon Solutions business. It is an essential technology in achieving society's net-zero goals:

- the International Energy Agency's (IEA) executive director says it would be "virtually impossible" to reach net-zero emissions without carbon capture and storage operating at scale;
- the IEA's Net Zero Emissions scenario shows carbon capture and storage playing a major role, capturing 5 billion metric tons of CO₂ from power generation and industrial processes by 2050. That's 50 projects equivalent to the projected size of what's being proposed for Houston;
- the United Nations Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) estimates that global decarbonization efforts could be twice as costly without carbon capture and storage.

Supplying the world with the affordable, reliable energy and products it needs while also advancing lower-carbon options requires "an all-of-the-above approach" that includes renewables, low-carbon hydrogen, lower-emission biofuels and carbon capture and storage.

With the right policy support and the need to reduce CO₂ emissions for industrial processes, carbon capture and storage technology is poised for tremendous growth – two of the same factors that helped create the rapid expansion of wind and solar power over the past two decades. According to our analysis of IPCC data, the total addressable global market for carbon capture and storage could reach \$2 trillion by 2040, equating to growth of more than 30% a year.

Although the world will need additional solutions to ultimately reach a net-zero future, carbon capture and storage is here now, capturing millions of metric tons of CO₂ every year. Scaling it up would help turn those millions into billions, enough to make a significant

impact on emissions at a lower cost to society. The key to scaling it up is effective policy to enable additional public and private investment.

For us, effective policy starts with the need to establish a market price for carbon emissions and to make that price as universal as possible, regardless of which technology is used to capture them.

A transparent carbon price would be effective for a few important reasons: It would enable people and businesses to make more informed decisions; create a strong incentive for companies to operate more efficiently; reduce relative demand for high-emissions goods and services by increasing their costs; and encourage investments in proven technologies like solar, wind and carbon capture and storage without favoring any one technology over another.

Significant investments will be needed to grow carbon capture and storage capacity. A system of the size we envision for Houston will require installing CO₂ collection equipment at multiple industrial sites, constructing pipelines to move the CO₂ to a storage location, and drilling injection wells deep into the subsurface for secure long-term storage.

So far, carbon pricing is a patchwork that covers only some parts of the globe. Systems in the European Union and North America use cap-and-trade markets. In Australia, the government has employed an effective reverse auction system to encourage the supply of low-emission energy. And much of the world, particularly in developing countries, doesn't have any form of carbon pricing.

ExxonMobil supports harmonizing systems across countries. Emissions are emissions, regardless of where they originate. Nations with carbon pricing may have to enact border carbon adjustments on imports to prevent foreign producers from gaining an unfair advantage or ignoring emissions-reduction goals altogether. Nations without carbon pricing should consider exploring the concept, provided they have the capacity to do so, and it's not at the expense of providing reliable, affordable energy to their own citizens. Effective carbon policies in developing nations will be critical.

Governments will have the further decision of how to manage the revenue the new markets create. Two productive possibilities would be to recycle that money as direct payments to households as a "carbon dividend" or invest it in promising technologies.

New technology and infrastructure will also depend on supportive policies, stable regulatory frameworks and sustained long-term government support for research and development. Carbon capture and storage technology requires significant investment – the 100 million tonnes Houston idea is expected to cost upwards of \$100 billion, for example. So government support will be critical.

Some examples of that support include durable incentives that can be provided through a variety of mechanisms, such as grants, tax credits or low-interest loans. Others are as simple as extending the amount of time available to take advantage of an existing credit.

The potential benefits of developing an effective low-carbon marketplace are numerous. As more investment comes to the market, competition increases and products get better and cheaper. That improved efficiency means more users can find profitable ways to use the product, increasing the size of the market and attracting even more investment. It's a virtuous cycle. We've seen it with solar. We've seen it with batteries. We've seen it with wind. With proper support, we can see it with carbon capture and storage as well.

ExxonMobil is committed to playing a significant role in advancing a lower-carbon energy future. We are working to reduce emissions in our own operations, and we're developing and deploying solutions that can be scaled up to make up a significant difference in the energy transition. Carbon capture and storage is going to play a critical role for the world and our company. We're excited about its potential.

Les opportunités offertes par le CCUS pour décarboner l'industrie française

Par Benoît LEGAIT

Ingénieur général des Mines honoraire

Dans l'industrie, le captage et le stockage du CO₂ intéressent surtout la sidérurgie et l'industrie cimentière, et permettent des émissions « négatives » pour le gaz carbonique issu de la combustion de la biomasse. En 2050, une quinzaine de Mt CO_{2eq} devraient être captées et stockées, sous réserve de lever plusieurs freins. L'utilisation de CO₂ semble surtout prometteuse pour favoriser la croissance des cultures et pour la fabrication d'éthanol ; elle nécessite encore d'accroître les efforts en matière de R&D.

Pour permettre d'atteindre la neutralité carbone en 2070, l'Agence internationale de l'énergie (AIE)¹ prévoit une augmentation très significative des capacités annuelles de captage du CO₂ : 600 millions de tonnes captées à l'horizon 2030, plus de 4,4 milliards en 2050 et environ 6,9 milliards en 2070. Ces chiffres peuvent sembler bien élevés, car la quantité de CO₂ captée est aujourd'hui de seulement 35 millions de tonnes par an. Le CO₂ capté peut être soit stocké (CCS²), soit valorisé : le sigle CCUS³ recouvre ces deux voies. Le coût du captage et du stockage du CO₂ oscille entre 50 et 200 €/tonne de CO₂ selon l'IFPEN, dont 60 à 70 % de ce coût pour le seul captage, tandis que l'accès à un nombre réduit de sites de stockage géologique limitent le déploiement de cette technologie (l'Ademe⁴ considère que seules les zones proches de Dunkerque et du Havre, en raison d'un accès potentiel aux sites de stockage en mer du Nord, et l'ancien gisement de gaz de Lacq sont propices au CCS en France).

Pour la France, la direction générale de l'Énergie et du Climat (DGEC)⁵ estime que le CCS permettra essentiellement la réduction des émissions résiduelles des procédés industriels et la génération d'émissions négatives liées à la combustion de la biomasse. Par rapport à un potentiel de 40 à 50 Mt CO_{2eq} par an en 2050, seules environ 15 Mt CO_{2eq} devraient être effectivement stockées chaque année à compter de cette

date, car il ne sera pas possible d'équiper tous les sites. La consultation des comités stratégiques de filières par la DGEC en début d'année 2020 sur leurs intentions en matière de réduction des émissions de GES a montré que les industries sidérurgiques et cimentières avaient les projets les plus avancés en matière de captage, de stockage et de valorisation du CO₂ (CCUS).

Cet article va donc examiner pour ces trois secteurs là où le CCUS semble aujourd'hui avoir le plus d'avenir en France : la sidérurgie, l'industrie cimentière ou la bioénergie avec CCS. Les voies d'utilisation du CO₂ à des fins purement énergétiques (méthanation, e-fuels...) sans CCS dépassent le cadre de cet article.

La sidérurgie

Selon le Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique (CITEPA)⁶, la métallurgie a émis environ 16,8 Mt CO_{2eq} en 2018, soit 21 % des gaz à effet de serre (GES) produits par l'industrie française manufacturière et de la construction (80 Mt CO_{2eq}), soit environ 3,8 % des émissions françaises (445 Mt CO_{2eq}). La production française d'acier brut en 2018 a été de 15,4 Mt.

Dans le scénario « Avec mesures supplémentaires » (AMS) de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC), les objectifs de réduction des émissions de GES fixés à la sidérurgie jusqu'en 2050 sont similaires à ceux de l'industrie française dans son ensemble : - 20 % en 2025 par rapport à 2015, - 31 % en 2030 et - 80 % en 2050. En comparaison, les réductions des émissions de GES évaluées par le Sustainable development

¹ "Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage", Agence internationale de l'énergie, septembre 2020.

² CCS : Carbon capture and storage.

³ CCUS : Carbon capture, utilization and storage.

⁴ EL KHAMLICHI Aïcha, GOURDON Thomas & PADILLA Sylvie (2020), *Le captage et le stockage géologique de CO₂ (CSC) en France : un potentiel limité pour réduire les émissions industrielles*, Ademe, juillet.

⁵ HAJJAR Joseph (2020), *The French long term strategy and the role of CCS*, DGEC.

⁶ CITEPA, « Gaz à effet de serre et polluants atmosphériques – Bilan des émissions en France de 1990 à 2018 », édition juin 2020.

scenario (SDS) de l'AIE⁷ à l'échelle mondiale sont plus faibles : - 4 % en 2025 par rapport à 2019, - 11 % en 2030 et - 54 % en 2050. Il peut se concevoir que les « pays développés » puissent être plus ambitieux que les autres, dans la mesure où les technologies mises en œuvre ne conduisent pas à des coûts qui pousseraient leurs productions industrielles hors du marché par manque de compétitivité.

Les émissions de GES de la sidérurgie française diminuent régulièrement d'environ 2,3 % par an et celles de la production d'acier brut française d'environ 1 % par an depuis 2001. La profession a ainsi réussi à faire baisser les émissions de CO_{2eq} de ses unités de production d'acier brut d'environ 1 % par an. Les objectifs de la SNBC pour la métallurgie sont donc environ deux fois plus élevés que les tendances observées dans le passé.

La production de l'acier se fait selon trois filières principales⁸ :

- les hauts-fourneaux réduisent⁹ le minerai de fer en brûlant du coke qui sert à la fois de combustible et d'agent réducteur pour produire de la fonte. L'essentiel des émissions de CO₂ d'une usine de production viennent de l'étape de réduction du minerai de fer grâce au carbone dans le haut-fourneau, car cette dernière émet obligatoirement du CO₂ : $\text{Fe}_2\text{O}_3 + 3/2 \text{C} \rightarrow 2\text{Fe} + 3/2 \text{CO}_2$. Cette filière produit environ 64 % de l'acier français¹¹, soit environ 10 Mt/an, et émet l'essentiel des GES de la filière sidérurgique ;
- les fours électriques sont alimentés par des ferrailles récupérées qui sont fondues à l'aide d'un arc électrique formé entre trois électrodes en graphite ;
- les fonderies permettent de fondre des ferrailles récupérées pour réaliser des pièces moulées et des alliages.

Le comité stratégique de filière Mines et métallurgie a identifié plusieurs leviers pour réduire les émissions de GES dans le secteur de la sidérurgie : l'efficacité énergétique ; l'augmentation du taux de recyclage de la ferraille ; l'utilisation de sources carbonées circulaires pouvant être recyclées dans les hauts-fourneaux à la place du charbon fossile ; l'utilisation des sources carbonées circulaires, notamment le gaz issu des hauts-fourneaux, pour générer de l'éthanol ou d'autres composés précurseurs de l'industrie des polymères ; le captage et le stockage du carbone issu des hauts-fourneaux ; l'injection d'agents réducteurs (charbon de bois, granulés de plastique ou de combustible solide de récupération) ; ou encore la réduction du minerai de fer par électrolyse, par gaz naturel ou par hydrogène.

⁷ AIE, *Energy Technology perspectives*, 2020.

⁸ Ademe, *Transition industrielle – Prospective énergie matière : vers un outil de modélisation des niveaux de production*, mai 2020.

⁹ Opération par laquelle on extrait d'un oxyde le métal qu'il renferme, en éliminant l'oxygène.

¹⁰ Le minerai de fer peut être du Fe₂O₃ ou du Fe₃O₄.

¹¹ Observatoire de la métallurgie, « La sidérurgie en France », 8 mars 2019.

Certaines de ces technologies sont matures (comme l'efficacité énergétique ou l'augmentation du taux de recyclage), d'autres nécessitent des efforts supplémentaires en matière de R&D et des pilotes pour optimiser les procédés et en réduire les coûts : c'est le cas du CCS et du CCUS.

Voici deux exemples :

- le captage et le stockage du carbone pourraient réduire les émissions CO_{2eq} d'environ 1 Mt/an à partir de 2026. L'IFPEN, ArcelorMittal, Axens et Total, en coopération avec plusieurs autres partenaires et avec le soutien de la Commission européenne, mènent un projet de démonstrateur d'un procédé innovant de captage du CO₂ par post-combustion. Ce projet, DMXTM Demonstration in Dunkirk, doté d'un budget de près de 20 M€ sur quatre ans, vise à démontrer l'efficacité de ce procédé à l'échelle d'un pilote, à préparer la mise en place d'une première unité industrielle sur le site ArcelorMittal de Dunkerque (avec pour objectif de capter plus d'un million de tonnes de CO₂ par an à partir de 2025) et, enfin, à concevoir le futur pôle européen de Dunkerque – Mer du Nord, qui pourrait permettre de capter, de conditionner, de transporter et de stocker 10 millions de tonnes de CO₂ par an à l'horizon 2035. Ce pôle s'appuierait sur les infrastructures de conditionnement et de transport servant au stockage du CO₂ en mer du Nord dans des couches géologiques adaptées, des infrastructures qui ont été mises en place dans le cadre d'autres projets, comme celui de Northern Lights ;
- l'utilisation des sources carbonées circulaires pour générer de l'éthanol ou d'autres composés précurseurs de l'industrie des polymères pourrait réduire les émissions CO_{2eq} d'environ 0,6 Mt/an à partir de 2026. ArcelorMittal développe à Gand (Belgique) un démonstrateur industriel, baptisé Carbalyst®, qui, doté d'un budget de 120 M€, est destiné à capturer les gaz résiduels de son haut-fourneau, et à les convertir en éthanol, qui pourra être utilisé comme carburant dans les transports ou comme précurseur des plastiques, en substitution aux hydrocarbures.

L'industrie du ciment

En 2019, les émissions de GES dues à la fabrication de minéraux non métalliques et matériaux de construction¹² représentaient 18,2 Mt CO_{2eq}, soit 23 % des émissions totales de l'industrie (qui s'élevaient à 78,3 Mt CO_{2eq}) et 4 % des émissions nationales (qui atteignaient 440,7 Mt CO_{2eq}). Ces émissions affectent particulièrement l'empreinte carbone du secteur du bâtiment. Les minéraux non métalliques comprennent les verres, les ciments, la chaux, les plâtres, les bétons, les matériaux de construction en terre cuite et les enrobés pour route. Les émissions de GES de la seule industrie cimentière représentent 59 % (chiffre 2015) de celles dues à la fabrication de minéraux non métalliques. La production française de ciment¹³ a été en 2018 de 16,8 Mt.

¹² CITEPA-format SECTEN, *Données par secteur*, édition 2020.

¹³ Infociment, « L'Essentiel, les chiffres clés », rapports 2010 à 2019.

Le scénario AMS de la SNBC prévoit une réduction de 24 % des émissions de GES liées à la production de minéraux non métalliques en 2030 par rapport à 2015 ; celle-ci serait portée à 85 % en 2050. Au niveau mondial, le scénario Sustainable Development de l'AIE anticipe une dynamique de réduction plus lente pour les émissions de GES de l'industrie du ciment : - 14 % en 2030 et - 62 % en 2050 par rapport à 2019.

Les émissions de CO₂ générées lors de la production de ciment proviennent de deux sources :

- la combustion des énergies fossiles, qui est nécessaire pour porter les fours des cimenteries à haute température (1 450°C) afin de cuire le clinker, émet environ 40 % des GES de la production considérée ;
- la calcination du carbonate de calcium en oxyde de calcium lors de la cuisson du clinker, qui est composé à 80 % de calcaire et à 20 % d'aluminosilicates (ou argiles). Sous la chaleur (à partir de 800°C), le carbonate de calcium se transforme en oxyde de calcium et émet du CO₂, selon la réaction $\text{CaCO}_3 \rightarrow \text{CaO} + \text{CO}_2$. Cette étape de « clinkérisation » est responsable d'environ 60 % des émissions de GES de la production de ciment.

Au total, la fabrication d'une tonne de ciment émet environ 800 kg de CO₂. L'objectif de la filière est de faire chuter ce chiffre à 130 kg en 2050¹⁴. La mise en place d'un mécanisme d'ajustement aux frontières devrait réduire la tentation de cimentiers européens de produire le clinker en dehors de l'UE et de l'importer pour en faire du ciment.

Le comité stratégique de filière Industries pour la construction a identifié plusieurs leviers pour diminuer les émissions de GES en retenant deux approches différentes : émettre moins de CO₂ par tonne de ciment produite ou bien utiliser moins de ciment. Les principaux leviers d'action sont les suivants : élaborer des ciments à plus faible teneur en clinker, ou cuits à basse température ; augmenter le taux de substitution des combustibles fossiles par des déchets énergétiques ou de la biomasse ; améliorer l'efficacité énergétique ; capter et stocker le carbone ; carbonater le béton ; réduire l'empreinte carbone du m² construit ; ou encore recycler les granulats.

Le CCS, qui pourrait commencer à être mis en œuvre à partir de 2030 en France, réduirait les émissions de 5,6 Mt CO_{2,eq}. À horizon 2050, dans le scénario STEPS¹⁵, l'AIE anticipe que le CCS permettra de réduire de 40 % les émissions mondiales du secteur. Néanmoins, la dispersion des cimenteries sur le territoire national et l'absence d'offre de stockage géologique dans le sous-sol métropolitain (hormis peut-être le site de Lacq) rendront le transport du CO₂ plus coûteux, en dehors des trois territoires identifiés par l'Ademe¹⁶.

¹⁴ « L'acier, le ciment et l'aluminium, en route vers la neutralité carbone », *Enjeux*, n°404, mai 2020.

¹⁵ Scénario STEPS – Stated Policies Scenario, qui prend en compte les mesures annoncées par les autorités en matière de climat.

¹⁶ Les Hauts-de-France, la Normandie et la Nouvelle-Aquitaine.

Plusieurs voies d'utilisation du CO₂ émis lors de la fabrication du ciment sont explorées :

- les silicates de calcium du ciment peuvent réagir avec le CO₂ pour former des carbonates de calcium. Le procédé consiste à faire durcir le mélange ciment-eau-granulats injecté dans du béton frais en l'exposant à un gaz riche en CO₂. Deux entreprises nord-américaines, CarbonCure et Solidia Technologies, sont leaders dans ce domaine ;
- un autre procédé consiste à accélérer la carbonatation naturelle des bétons, qui est un processus très lent. Les granulats recyclés, notamment les parties fines, incorporent de la portlandite et des silicates hydratés qui peuvent être carbonatés plus rapidement que le béton, sous forme d'injection dans les structures. C'est l'objet du projet français FastCarb¹⁷ ;
- des matériaux de construction peuvent être fabriqués à partir de CO₂ et de déchets (scories de fer, cendres volantes de charbon, résidus de bauxite...). Le projet français Carboval vise à utiliser la minéralisation de scories de nickel par CO₂ comme matériau de construction ;
- l'augmentation du rendement des cultures grâce au CO₂ (production d'algues, cultures sous serre...) peut être significative, pouvant aller jusqu'à 25 à 30 %. Dans le cadre du projet Cimentalgue, la société nazairienne Algosource Technologies a prévu d'installer différents systèmes de culture de microalgues à proximité d'une cimenterie Vicat.

La bioénergie avec CCS

La bioénergie avec captage et stockage du CO₂ (BECCS) peut se résumer ainsi : la biomasse absorbe le CO₂ de l'atmosphère par photosynthèse pendant le processus de pousse des plantes. Puis la biomasse est brûlée pour produire de l'énergie ou convertie en biocarburant en utilisant des processus de fermentation. Enfin, le CO₂, produit pendant la combustion ou la conversion, est capturé et stocké. Les émissions totales de CO₂ générées sur l'ensemble de cette chaîne sont comptabilisées comme négatives, si le volume de CO₂ stocké est supérieur à celui de CO₂ émis lors de la production, du transport, de la conversion et de l'utilisation de la biomasse.

Actuellement, cinq installations dans le monde utilisent des technologies de type BECCS. Ensemble, ces installations captent environ 1,5 million de tonnes de CO₂ par an. La seule installation de BECCS de grande dimension est située dans l'Illinois, elle produit à grande échelle de l'éthanol à partir de maïs. Le CO₂ émis par le processus de fermentation est capté (jusqu'à 1 million de tonnes par an) et envoyé dans un stockage géologique dédié situé en profondeur sous l'installation. Les quatre autres installations BECCS aujourd'hui en fonctionnement sont des usines de production à petite échelle d'éthanol, le CO₂ émis lors de l'opération étant utilisé pour la récupération assistée du pétrole : il s'agit de Kansas Arkalon (aux États-Unis), de Bonanza CCS et de Farnsworth (toutes deux, elles aussi, situées

¹⁷ Carbonatation accélérée de granulats de béton recyclé.

aux États-Unis) et de Husky Energy CO₂ Injection (au Canada). Trois autres projets de BECCS sont en cours de développement : la centrale électrique de Mikawa (au Japon), la centrale électrique de Drax (au Royaume-Uni) et Klemetsrud, une unité de valorisation énergétique des déchets (en Norvège).

L'AIE estime que le BECCS permettra de générer près de 3,3 Gt d'émissions négatives de CO₂ en 2100. Le coût du CO₂ évité varie entre 15 et 400 \$/tonne, en fonction de la technologie utilisée (la moins chère étant la voie éthanol) et de son implantation dans des zones propices (accès aisé à des sites de stockage, notamment).

Conclusion

Le CCS (y compris le BECCS) devrait permettre une réduction d'environ 15 Mt/an des émissions de GES de l'industrie française (par rapport à un volume d'émissions de 78 Mt en 2019), en 2050. Divers handicaps devront être levés au préalable : pallier le manque de structures opérationnelles de stockage géologique sur le territoire métropolitain ou à proximité, l'insuffisance des infrastructures de transport, réduire le coût du CCS, vaincre les réticences de la population, instaurer un prix du carbone évolutif... Les procédés d'utilisation du CO₂ font encore l'objet de travaux de R&D. L'AIE estime que la quantité de CO₂ utilisée à l'échelle mondiale en 2060 ne devrait représenter que quelques pourcents de celle qui sera stockée dans des structures géologiques.

Le potentiel du stockage géologique du CO₂ par minéralisation

Par Sylvain DELERCE

Ingénieur diplômé d'AgroParisTech

Et Éric H. OELKERS

Directeur de recherche du CNRS

Depuis le milieu des années 2000, des chercheurs travaillent activement sur le stockage du carbone par minéralisation avec une étape importante franchie en 2016 grâce aux résultats du projet européen CarbFix mené en Islande. Depuis, cette technologie a été déployée au niveau industriel sur la centrale géothermique d'Hellisheiði et combinée avec la capture directe du CO₂ dans l'air (DAC en anglais). Dans cet article, nous explorons les mécanismes de la minéralisation pour en évaluer le potentiel dans la lutte contre le changement climatique. L'histoire du projet CarbFix nous permet de mettre en lumière la viabilité de cette méthode et de montrer qu'elle est prête pour son déploiement à grande échelle.

Contexte

L'objectif de neutralité carbone (Net Zéro) à l'horizon 2050 exige une décarbonation draconienne de l'économie mondiale. L'utilisation des techniques de capture et de stockage du dioxyde de carbone (CO₂) avec valorisation pour piéger celui-ci avant son émission dans l'air (CSCV, ou CCUS en anglais) et de celles des émissions négatives pour le recapter une fois émis dans l'atmosphère (ou Carbon Dioxide Removal (CDR)) est nécessaire pour atteindre cet objectif. Les émissions négatives seront notamment essentielles pour faire baisser la concentration atmosphérique de CO₂ après le dépassement probable des limites considérées comme sûres par le Groupement d'experts international sur l'évolution du climat (GIEC).

L'efficacité de ces méthodes repose sur une soustraction durable du CO₂ au cycle du carbone grâce à un stockage sûr et permanent. Une des méthodes les plus sûres sur le long terme est la minéralisation du CO₂ sous forme de minéraux carbonatés, comme la calcite (CaCO₃). Comme d'autres méthodes de séquestration du CO₂, la minéralisation requiert d'importants volumes de stockage : stocker une gigatonne (Gt) de CO₂ sous forme de calcite représente un volume de 1 km³. Le sous-sol est un candidat de choix pour offrir de telles capacités.

Dans cet article, nous retraçons la brève histoire de la minéralisation du carbone *in situ* et nous explorons les potentiels qui se dessinent pour cette technique en plein essor.

Le besoin d'un stockage à grande échelle

Les volumes de CO₂ qu'il va falloir capter et stocker pour freiner avant d'inverser le changement climatique sont considérables. L'Agence internationale de l'énergie estime le besoin à 4 GtCO₂/an d'ici à 2035 et à 7,6 GtCO₂/an d'ici à 2050 (CSCV et CDR confondus) (IEA, 2021b). Dans les scénarios du GIEC compatibles avec un réchauffement limité à 1,5°C, avec pas ou peu de dépassement de ce seuil, ce sont 300 GtCO₂ qui doivent être captées et stockées d'ici à 2050 (CSCV), avec en complément 8 GtCO₂ d'émissions négatives (Rogelj *et al.*, 2018). Il est donc nécessaire de développer des formes de stockage capables d'absorber de tels volumes.

Aujourd'hui, les techniques de valorisation du CO₂ capté ont le vent en poupe, notamment parce qu'elles permettent de fabriquer des produits commercialisables. On peut citer la fertilisation des serres, la production de carburants pour l'aviation (LanzaTech¹), de composés chimiques de base (Twelve²), de boissons gazeuses, voire même de vodka (Air Company³)... Le problème commun à ces différentes voies de valorisation est que le stockage du CO₂ n'y est que transitoire. D'autres méthodes permettent un stockage d'une durée un peu plus longue, comme la fabrication de pièces pour l'automobile (Made Of Air⁴) ou d'agrégats

¹ <https://www.lanzatech.com>

² <https://www.twelve.co>

³ <https://aircompany.com/products/air-vodka-with-natural-flavors>

⁴ <https://www.madeofair.com>

(Blue Planet⁵). Mais, dans tous les cas, une autre limite de ces marchés est qu'ils ne pourront jamais absorber plusieurs gigatonnes de CO₂.

Une autre solution actuellement envisagée est le stockage par minéralisation *ex-situ* en surface. Cependant, les volumes de matériaux à traiter pour sa mise en œuvre sont tels que cette technique devrait se cantonner à des stockages à petite échelle localement (Gerdemann *et al.*, 2007), profitant d'opportunités comme la disponibilité de résidus miniers.

Le stockage géologique *in-situ* du CO₂ permet le stockage sûr et à grande échelle que requiert la lutte contre le changement climatique. Il est incontournable pour équilibrer nos flux de CO₂.

Le stockage géologique *in-situ*

Dans son principe, ce type de stockage consiste à injecter le CO₂ dans des formations géologiques présentant les caractéristiques nécessaires pour garantir un stockage sûr et permanent de ce composé gazeux. Pour qu'un stockage soit sûr, il faut que les risques induits de sismicité, de fuite et de contamination des nappes phréatiques soient contrôlés. Un stockage est permanent si le CO₂ peut être stocké durant plusieurs siècles, voire des millénaires avec des taux de fuite proches de zéro. Par exemple, Miocic *et al.* (2019) considèrent que pour être efficace, le stockage doit pouvoir contenir le CO₂ pendant 10 000 ans avec un taux de fuite inférieur à 0,01 % du volume injecté chaque année.

Les méthodes de stockage géologiques diffèrent selon 1) la technique d'injection utilisée et 2) le type de formation rocheuse ciblée.

Pour optimiser les coûts de l'injection, le CO₂ est souvent injecté sous forme de gaz supercritique (scCO₂). À l'état supercritique, un fluide se comporte comme un gaz avec une densité proche d'un liquide, ce qui présente l'avantage de maximiser la masse de CO₂ injecté par unité de volume pompée. Bien que plus dense que le CO₂ gazeux, le scCO₂ reste moins dense que l'eau et la roche qui l'entourent dans le sous-sol. Il a donc naturellement tendance à remonter vers la surface. L'autre technique d'injection consiste à dissoudre le CO₂ dans de l'eau, avant ou pendant l'injection de cette eau chargée en CO₂ dans le réservoir. Avec cette technique, il n'y a pas de problème de remontée des gaz. En revanche, environ 25 tonnes d'eau sont nécessaires pour l'injection de chaque tonne de CO₂.

Les roches qui constituent le réservoir de stockage présentent idéalement une grande porosité (espace de stockage) et une bonne injectivité, qui correspond à la quantité de fluide qu'il est possible d'injecter par unité de temps à une pression donnée. On distingue ensuite les roches réactives des roches non réactives.

Si les roches ciblées sont non réactives, la présence d'une roche de couverture imperméable au-dessus du réservoir est impérative pour bloquer les remontées de CO₂ vers la surface. Le CO₂ est également piégé sous

l'effet des forces de capillarité dans l'espace poreux, et sous forme dissoute dans les fluides du réservoir. Les formations rocheuses d'intérêt pour la mise en œuvre de cette méthode sont typiquement les formations sédimentaires, comme les aquifères salins profonds, les gisements d'hydrocarbures désaffectés et les veines de charbon. Cette méthode a été décrite en détail par Benson *et al.* (2005) et par Czernichowski-Lauriol (2020).

Les roches réactives, quant à elles, permettent de minéraliser le CO₂ injecté, c'est-à-dire de le faire réagir avec les roches réservoirs pour le piéger sous forme de minéraux carbonatés. En présence de CO₂ et d'eau, une solution légèrement acide (avec un pH se situant généralement autour de 3) se forme et provoque la dissolution partielle de la roche, ce qui augmente le pH de l'eau du réservoir et libère certains cations (en particulier, du calcium, du magnésium et du fer) capables de réagir avec le CO₂ dissout pour précipiter des carbonates, comme la calcite, la dolomite ou l'ankérite. La précipitation des carbonates est une réaction spontanée (exothermique), ce qui signifie que les carbonates formés sont thermodynamiquement stables.

Ce processus naturel est le principal régulateur du cycle du carbone et du climat terrestre à l'échelle des temps géologiques (Brady, 1991). On estime qu'environ 64 000 Gt de carbone sont stockées dans l'ensemble des minéraux carbonatés de la croûte terrestre (Hunt, 1972 ; Falkowski *et al.*, 2000) et que leur temps de résidence y est supérieur à 200 millions d'années (Berner, 2004) ; ce qui montre l'impressionnante capacité du système Terre à créer et à stocker des carbonates.

Dans les roches sédimentaires, qui sont peu réactives, la minéralisation du CO₂ est lente (plusieurs centaines et même milliers d'années), voire impossible. La réaction est nettement plus rapide dans les roches mafiques (ferromagnésiennes) ou ultra mafiques, comme les

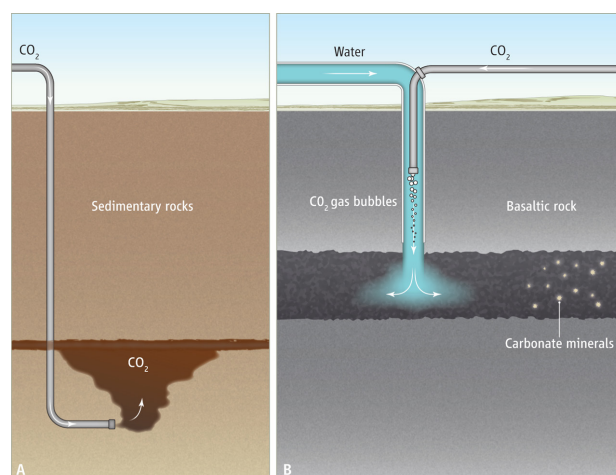


Figure 1 : Les deux approches actuelles pour le stockage géologique du CO₂ : a) stockage dans des formations sédimentaires : le CO₂ est injecté sous forme supercritique et piégé dans une roche de couverture imperméable ; b) la méthode CarbFix : le CO₂ est dissout dans l'eau concomitamment à son injection dans un réservoir basaltique, où il réagit avec la roche hôte pour former des carbonates – Illustration reproduite avec la permission de Matter *et al.*, 2016.

⁵ <https://www.blueplanet-ltd.com>

basaltes ou les péridotites. En 2016, le projet européen CarbFix a démontré que 95 % du CO₂ injecté par l'installation pilote d'Hellisheiði, en Islande, ont été minéralisés en moins de deux ans (Matter *et al.*, 2016).

Sur la base des différentes possibilités que nous avons évoquées, deux principales approches sont développées aujourd'hui pour le stockage géologique du CO₂ : l'injection de scCO₂ dans des formations sédimentaires et la carbonatation de roches réactives du sous-sol par injection d'eau chargée en CO₂. Elles sont représentées dans la Figure 1 de la page précédente.

Sûreté et permanence du stockage par minéralisation

Le stockage du CO₂ par minéralisation *in-situ* repose sur la précipitation de minéraux carbonatés. Une fois formés, ces minéraux sont stables et immobiles (voir la Figure 2 ci-après). Avec cette méthode, il n'y a donc aucun risque de fuite, ni de retour du CO₂ dans l'atmosphère. Cette garantie de sécurité est un des points forts de la minéralisation, car elle permet non seulement de réduire les coûts de la surveillance du site pendant et après la phase d'injection, mais aussi de faciliter l'acceptation par le public des projets de stockage.

Les carbonates sont formés en profondeur et sont stables thermodynamiquement. Comme évoqué *supra*, le CO₂ minéralisé est alors stocké pour très longtemps, potentiellement pendant plusieurs millions d'années.



Figure 2 : Cristaux de calcite observés dans les pores d'une roche prélevée sur le site de CarbFix – Source : Wikicommons.

Capacités de stockage disponibles

L'estimation des capacités de stockage des réservoirs souterrains est un exercice difficile. Aujourd'hui, la plupart des estimations disponibles sont théoriques, car nous manquons de données détaillées sur nombre de réservoirs.

Les capacités de stockage qu'offrent les formations sédimentaires sont estimées, au niveau mondial, entre 8 000 et 35 000 GtCO₂ (Kelemen *et al.*, 2019), dont 4 000 à 23 000 GtCO₂ pour les aquifères salins

profonds et environ 1 000 GtCO₂ pour les gisements d'hydrocarbures (De Coninck et Benson, 2014).

En ce qui concerne la minéralisation, les basaltes sont les roches les plus prometteuses avec un potentiel estimé entre 1 000 et 250 000 GtCO₂ sur les continents (National Academies of Sciences Engineering and Medicine, 2019) et entre 100 000 et 250 000 GtCO₂ sous les océans (Snæbjörnsdóttir *et al.*, 2020). Malgré l'incertitude que comportent ces estimations, il est clair que les capacités mondiales de stockage de CO₂ dépassent largement les besoins identifiés pour parvenir à une atténuation du changement climatique.

Bien qu'il n'existe pas encore d'estimations chiffrées de leurs capacités, certaines régions de France, comme le Massif central, la Corse (Bodéan *et al.*, 2006), la Réunion, les Antilles, la Polynésie ou les îles Kerguelen (Goldberg *et al.*, 2013), pourraient présenter un réel potentiel en matière de stockage du CO₂ par minéralisation.

Deux projets pilotes

Deux projets phares ont porté le développement du stockage par minéralisation *in-situ* sur les dix dernières années pour démontrer sa faisabilité.

Le projet CarbFix a débuté en 2007, en Islande, pour y développer une approche innovante de capture du CO₂ et du sulfure d'hydrogène (H₂S) en les dissolvant dans de l'eau qui est ensuite directement injectée en profondeur pour les minéraliser. Cette approche apporte plusieurs améliorations par rapport aux technologies existantes :

- une réduction significative des coûts de traitement des fumées de la centrale d'Hellisheiði grâce au procédé simplifié de capture des gaz, notamment pour le H₂S dont la capture par absorbants alcalins est chère et les émissions très réglementées ;
- une injection des gaz sous forme d'une dissolution dans l'eau, laquelle permet d'éviter le problème de remontée des gaz moins denses et d'accélérer la réaction avec la roche hôte.

Lors d'une première opération réalisée en 2012, 175 tonnes de CO₂ ont été injectées dans des formations ciblées de laves basaltiques, entre 400 et 800 m de profondeur (Gislason *et al.*, 2018). Le suivi de traceurs chimiques et isotopiques a permis de démontrer que le CO₂ injecté avait pu être minéralisé à plus de 95 % moins de deux ans après son injection (Matter *et al.*, 2016).

Une des limites de la méthode CarbFix est sa consommation importante d'eau douce : environ 25 tonnes d'eau douce sont nécessaires pour dissoudre et injecter une tonne de CO₂. Une centrale comme celle d'Hellisheiði génère des fluides géothermaux et des condensats qui peuvent être réutilisés à cette fin. Mais dans d'autres systèmes, la disponibilité en eau douce pourrait représenter un obstacle. Une étude récente suggère cependant qu'il serait possible d'obtenir des taux de minéralisation comparables à ceux observés dans le cadre du projet CarbFix en utilisant de l'eau de mer à la place de l'eau douce (Voigt *et al.*, 2021), ce qui laisse entrevoir tout le potentiel sous-marin de la minéralisation.

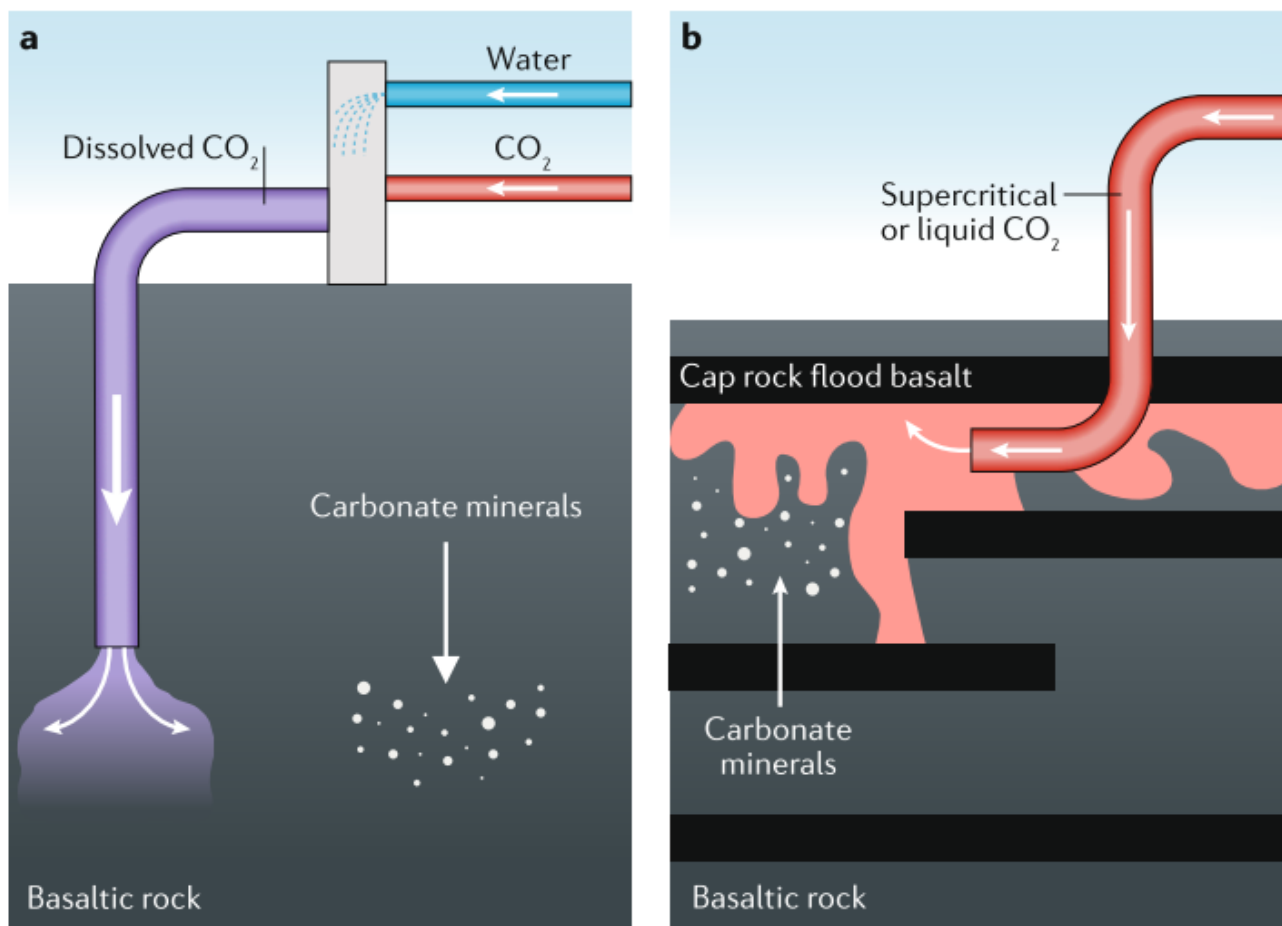


Figure 3 : Présentation schématique des deux projets pilotes de minéralisation *in-situ* : a) dans le projet CarbFix, le CO₂ arrive dans le réservoir complètement dissout ; b) dans le projet Wallula, le CO₂ est injecté sous forme supercritique (illustration reproduite avec la permission de Snæbjörnsdóttir *et al.*, 2020).

Le deuxième projet pilote a été le Wallula basalt pilot demonstration project initialement financé par le Department of Energy des États-Unis. Lancé en 2009 avec le forage d'un puits, il prévoyait l'injection de scCO₂ dans deux couches basaltiques poreuses du Columbia River Basalt dans l'État de Washington. Près de 1 000 tonnes de scCO₂ ont été injectées dans le réservoir à l'été 2013 (McGrail *et al.*, 2017). Le choix d'injecter le CO₂ sous forme supercritique imposait la présence d'une roche de couverture imperméable pour empêcher la remontée naturelle du gaz. Dans cette approche, le CO₂ est d'abord piégé dans le réservoir par la roche de couverture, puis il réagit rapidement avec la roche hôte pour former des carbonates, comme dans le cas du projet CarbFix (voir la Figure 3 ci-dessus).

En comparant les données avant et après injection, et notamment les carottes rocheuses prélevées dans le réservoir, ce second projet a pu démontrer la minéralisation du CO₂ injecté, principalement sous forme d'ankérite (McGrail *et al.*, 2017). Une publication récente de White *et al.* (2020) a estimé à 65 % la proportion de CO₂ minéralisé dans les deux années suivant l'injection.

Le projet Wallula a pris fin en 2015, faute de financement ; son puits d'injection a été condamné. Néanmoins, ce projet a marqué le début du développement de la minéralisation en démontrant que l'injection de CO₂ sous

forme supercritique permet également une minéralisation efficace, ce qui offre plus de possibilités techniques de mise en œuvre de cette méthode de stockage.

De son côté, le projet CarbFix s'est poursuivi et est passé à l'échelle industrielle en 2014. Les volumes injectés ont augmenté progressivement pour atteindre environ 20 000 tCO₂/an en 2021, ce qui représente près de 55 % des émissions de la centrale d'Hellisheiði. L'équipe CarbFix poursuit actuellement cette montée en puissance avec pour objectif de capter et de stocker près de 95 % des émissions de la centrale au cours des prochaines années.

En 2017, CarbFix a démarré un partenariat avec la compagnie suisse ClimeWorks pour tester le couplage du stockage géologique par minéralisation avec un module de capture directe du CO₂ dans l'air. Le premier module installé avait une capacité de captage de 50 tCO₂/an. Le succès de ce couplage a permis de voir plus grand : en septembre 2021, les deux partenaires ont ainsi inauguré Orca, la plus grande centrale à émissions négatives du monde, avec une capacité de 4 000 tCO₂/an éliminées de l'atmosphère⁶.

Par ailleurs, CarbFix prépare l'ouverture d'un *hub* maritime à l'est de l'Islande (le terminal Coda) pour accueillir

⁶ <https://climeworks.com/orca>

du CO₂ capté dans le nord de l'Europe et le minéraliser dans le sous-sol islandais. La capacité annoncée est de 2 millions de tonnes de CO₂ par an à l'horizon 2030. L'ouverture de ce *hub* est prévue pour 2025⁷.

Le succès de CarbFix a fait des émules et d'autres projets ont vu le jour. Des projets de recherche sur la minéralisation *in situ* sont en cours en Suède, en Arabie saoudite, en Inde et au Brésil. À Oman, une *start-up* nommée 44.01⁸ a été créée en 2020 pour commercialiser le stockage du CO₂ par minéralisation dans des péridotites. Comme dans le cas d'Orca, cette société a conclu, elle aussi, un partenariat avec ClimeWorks concernant la partie capture directe du CO₂ afin de commercialiser des émissions négatives.

Le processus de minéralisation du CO₂ peut également s'appliquer dans d'autres situations, notamment en surface : actuellement, des équipes travaillent sur la carbonatation *ex-situ* de matières mafiques disponibles en surface, comme les résidus miniers (Power *et al.*, 2020), l'olivine⁹ ou même du béton¹⁰. Ces approches devraient pouvoir offrir des possibilités de stockage au niveau local et à des coûts attractifs, mais à plus petite échelle (Snæbjörnsdóttir *et al.*, 2020).

Coûts du stockage

Aujourd'hui, le coût du captage et du stockage du CO₂ est largement déterminé par les coûts de captage, qui oscillent entre 15 US\$/tCO₂ pour les processus industriels générant des fumées concentrées et plus de 340 US\$/tCO₂ pour la capture directe dans l'atmosphère (DAC) (IEA, 2021a).

Bien que les données de terrain soient encore peu abondantes, les estimations de coûts pour le stockage du CO₂ dans des formations sédimentaires, en incluant les coûts liés à l'achat des terres, aux demandes de permis, au forage des puits, à l'injection, à la surveillance des sites, à l'entretien des installations et autres coûts afférents, varient entre 1 et 18 US\$/tCO₂ (National Academies of Sciences Engineering and Medicine, 2019). Les variations s'expliquent principalement par les caractéristiques des réservoirs (profondeur, accessibilité, sur terre ou en mer...) et leur capacité totale.

Dans le cas de la minéralisation *in situ*, les estimations vont de 20 à 30 US\$/tCO₂ (Kelemen *et al.*, 2019), CarbFix affichant pour sa part un coût de 25 US\$/tCO₂ (capture et stockage compris). Mais pour cette dernière méthode de stockage, les données de terrain manquent encore pour affiner les estimations ; CarbFix bénéficie en outre d'un contexte très favorable. Il faut donc apprécier ces estimations avec prudence. Les coûts seront probablement supérieurs pour des opérations en mer.

Messages clés

Le stockage géologique du CO₂ par minéralisation est une technologie démontrée et mûre qui est entrée dans sa phase commerciale en Islande et dans le sultanat d'Oman. Elle peut être déployée à grande échelle et affiche une capacité quasi illimitée sous les océans ; l'Europe est actuellement leader sur ce secteur avec CarbFix. Elle a aussi l'avantage de ne pas entrer en compétition avec le stockage souterrain temporaire d'autres gaz, comme le méthane ou l'hydrogène.

On constate cependant une absence presque totale de mention de cette méthode dans des documents officiels comme les rapports du GIEC ou du BRGM. De la même façon, seules les méthodes d'émissions négatives basées sur les écosystèmes naturels sont considérées dans le récent corpus de propositions législatives « FitFor55 » de l'Union européenne, ce qui montre une mauvaise perception du législateur du niveau réel de maturité de la technologie et même de la croissance des marchés d'échange volontaire de crédits carbone liés aux émissions négatives.

On observe également un retard inquiétant dans le développement des réservoirs géologiques (toutes techniques confondues) par rapport au reste de l'écosystème de capture et de stockage du CO₂. Le stockage géologique peut être perçu comme une technologie mûre, largement disponible et économiquement abordable, mais difficile à faire accepter par l'opinion publique, ce qui a pu pousser les opérateurs et les responsables politiques à remettre son développement à plus tard. Le problème est que développer un réservoir géologique prend du temps. En moyenne sept à dix ans sont nécessaires entre la conception d'un projet et sa mise en service¹¹. Aujourd'hui, les secteurs de la capture et de la valorisation du CO₂ sont très dynamiques avec des investissements importants¹², de nombreuses *start-ups* et des programmes de R&D publics en croissance¹³. Le risque est grand que d'ici deux à six ans, l'industrie de la capture, portée par des investissements conséquents et un prix du carbone élevé¹⁴, soit en capacité de capturer des centaines de milliers, voire des millions de tonnes de CO₂ sans avoir accès aux réservoirs géologiques nécessaires au stockage de tout ce carbone.

Enfin, il y a le piège de la perception négative de ces projets de stockage par le public. Un manque de transparence ou une mauvaise communication peuvent ralentir le développement d'un projet, voire le faire avorter comme cela a déjà été le cas aux Pays-Bas avec le projet de Barendrecht, ou en Allemagne, pour le projet européen de démonstration Jämschwalde (De Coninck et Benson, 2014).

⁷ <https://www.carbfix.com/codaterminal>

⁸ <https://4401.earth>

⁹ <https://www.projectvesta.org>

¹⁰ <https://www.carboncure.com>

¹¹ https://etn.global/wp-content/uploads/2017/11/setplan_doi_ccus-final.pdf

¹² <https://stripe.com/newsroom/news/spring-21-carbon-removal-purchases>

¹³ <https://www.energy.gov/articles/doe-announces-24-million-capture-carbon-emissions-directly-air>

¹⁴ <https://www.ft.com/content/c1a78427-f3d5-4b4f-9878-c3e1dffee2ba>

Bibliographie

- BENSON S. M. *et al.* (2005), "Underground geological storage", in IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, pp. 195-276.
- BERNER R. A. (2004), *The Phanerozoic Carbon Cycle: CO₂ and O₂*, Oxford University Press, USA (OUP E-Books). Available at: <https://books.google.fr/books?id=YHw8DwAAQBAJ>
- BODÉNAN F. *et al.* (2006), *Carbonatation minérale – Potentiels in et ex situ*, analyse et expérimentation en laboratoire.
- BRADY P. V. (1991), "The effect of silicate weathering on global temperature and atmospheric CO₂", *Journal of Geophysical Research* 96(B11), pp. 18,101-18 et 106, doi: 10.1029/91jb01898.
- De CONINCK H. & BENSON S. M. (2014), "Carbon dioxide capture and storage: Issues and prospects", *Annual Review of Environment and Resources* 39, pp. 243-270, doi: 10.1146/annurev-environ-032112-095222.
- CZERNICHOWSKI-LAURIOLI. (2020), « Captage et stockage du CO₂ : le puits de carbone géologique », *Les Comptes-rendus – Géoscience* 352(4-5), pp. 383-399, doi: <https://doi.org/10.5802/crgeos.20>
- FALKOWSKI P. *et al.* (2000), "The global carbon cycle: A test of our knowledge of earth as a system", *Science* 290(5490), pp. 291-296, doi: 10.1126/science.290.5490.291.
- GISLASON S. R. *et al.* (2018), "A brief history of CarbFix: Challenges and victories of the project's pilot phase", *Energy Procedia* 146, Elsevier B. V., pp. 103-114, doi: 10.1016/j.egypro.2018.07.014.
- GOLDBERG D. S. *et al.* (2013), "Co-location of air capture, subseafloor CO₂ sequestration, and energy production on the Kerguelen plateau", *Environmental Science and Technology* 47(13), pp. 7521-7529, doi: 10.1021/es401531y.
- HUNT J. M. (1972), "Distribution of Carbon in Crust of Earth", *AAPG Bulletin* 56(2837), pp. 2273-2277, doi: 10.1306/819a4206-16c5-11d7-8645000102c1865d.
- IEA (2021a), "Is carbon capture too expensive?", Paris. Available at: <https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive>.
- IEA (2021b), "Net Zero by 2050", Paris. Available at: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>.
- KELEMEN P. *et al.* (2019), "An Overview of the Status and Challenges of CO₂ Storage in Minerals and Geological Formations", *Frontiers in Climate* 1, pp. 1-20, doi: 10.3389/fclim.2019.00009.
- MATTER J. M. *et al.* (2016), "Rapid carbon mineralization for permanent disposal of anthropogenic carbon dioxide emissions", *Science* 352(6291), pp. 1312LP-1314, doi: 10.1126/science.aad8132.
- McGRAIL B. P. *et al.* (2017), "Wallula Basalt Pilot Demonstration Project: Post-injection Results and Conclusions", *Energy Procedia* 114, Elsevier B. V., November 2016, pp. 5783-5790, doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.1716.
- MIOCIC J. M. *et al.* (2019), "420,000 Year Assessment of Fault Leakage Rates Shows Geological Carbon Storage Is Secure", *Scientific Reports* 9(1), pp. 1-9, doi: 10.1038/s41598-018-36974-0.
- National Academies of Sciences Engineering and Medicine (2019), *Negative Emissions Technologies and Reliable Sequestration: a research agenda*, Washington DC, The National Academies Press, doi: 10.17226/25259.
- POWER I. M. *et al.* (2020), "Prospects for CO₂ mineralization and enhanced weathering of ultramafic mine tailings from the Baptiste nickel deposit in British Columbia, Canada", *International Journal of Greenhouse Gas Control* 94, Elsevier, May 2019, p. 102895, doi: 10.1016/j.ijggc.2019.102895.
- ROGELJ J. *et al.* (2018), "Mitigation Pathways Compatible with 1.5°C in the Context of Sustainable Development", in "Global Warming of 1.5°C", an IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathw, p. 82. Available at: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/02/SR15_Chapter2_Low_Res.pdf.
- SNÆBJÖRNSDÓTTIR S. Ó. *et al.* (2020), "Carbon dioxide storage through mineral carbonation", *Nature Reviews Earth & Environment*, doi: 10.1038/s43017-019-0011-8.
- VOIGT M. *et al.* (2021), "An experimental study of basalt-seawater-CO₂ interaction at 130°C", *Geochimica et Cosmochimica Acta* 308, pp. 21-41, doi: 10.1016/j.gca.2021.05.056.
- WHITE S. K. *et al.* (2020), "Quantification of CO₂ Mineralization at the Wallula Basalt Pilot Project", *Environmental Science & Technology*, doi: 10.1021/acs.est.0c05142.

Pas de décarbonation du secteur aérien sans la capture et le stockage du CO₂

Par Dominique VIGNON

Membre de l'Académie des technologies

Les émissions de gaz à effet de serre (GES) de l'aviation augmentent de 7 % par an. L'International Air Transport Association (IATA), qui fédère les acteurs du secteur, a annoncé, en septembre 2021, viser l'objectif « Zéro émission nette » en 2050.

Outre une meilleure maîtrise de la croissance du trafic, la réduction des émissions de GES passera essentiellement par la mobilisation de carburants substituables au kérosène, dénommés les SAF (synthetic/sustainable aviation fuels) ; l'hydrogène présentant un potentiel limité d'ici à 2050. Or, ces combustibles restent marginalement carbonés, et leur disponibilité n'est pas suffisante pour couvrir tous les besoins du trafic.

On estime donc que l'aviation devra recourir à des puits de carbone dès la décennie 2020, et que les émissions à compenser devraient atteindre 1,5 Gt de CO₂ par an en 2050. La certification des émissions séquestrées est délicate, d'où la nécessité de la mise en place d'une organisation indépendante de l'industrie. Le besoin en stockage des émissions françaises pour atteindre l'objectif « Zéro émission nette » dépasse les objectifs de la stratégie nationale bas carbone (SNBC).

Le transport aérien contribue au réchauffement climatique au travers de multiples vecteurs, partiellement controversés. Les émissions de gaz à effet de serre (GES) dans la haute atmosphère participent pour environ 25 à 33 % à l'accroissement du forçage radiatif [1]. Cependant, plus de la moitié de la contribution totale de l'aviation résulte de phénomènes non liés aux gaz à effet de serre : ce sont les cirrus de traînées (*contrails*), le NOx, les particules fines solides et aérosols, etc. Ni le protocole de Kyoto, ni les accords ultérieurs n'ont pris en compte ces phénomènes, même si le GIEC souligne la nécessité de les maîtriser [2].

Dans cet article, nous nous attachons à évaluer les perspectives de maîtrise des émissions du trafic aérien jusqu'en 2050. Il présente les principales voies de décarbonation des vols¹ et montre qu'elles ne peuvent pas permettre à elles seules d'atteindre l'objectif de « Zéro émission nette » en 2050. La neutralité carbone de l'aviation requiert donc de compenser ses émissions (*offsets*) en créant des puits de carbone lui étant spécialement dédiés et en participant à des projets d'émissions négatives (développement de carburants à base de bioénergies avec capture et stockage du CO₂ – BECCS) ou de capture directe du CO₂ dans l'air (Direct Air Capture – DAC).

Des évaluations de la capacité d'absorption de ces puits sont proposées selon diverses hypothèses. De même, a été estimé le besoin en puits de carbone pour compenser plus particulièrement les effets des émissions non GES.

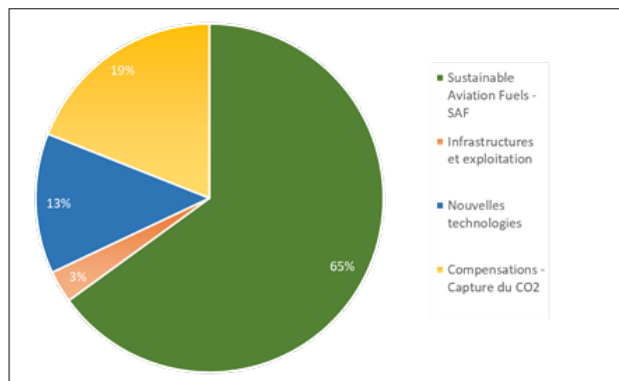
Perspectives d'évolution des émissions de gaz à effet de serre

Le trafic aérien (passagers et fret) a régulièrement augmenté, au rythme de 7,3 % par an au cours des deux dernières décennies². Dans le même temps, les émissions de GES du transport aérien ont augmenté de 4 à 5 % par an, pour dépasser le milliard de tonnes en 2019. Malgré d'importants efforts, la part du trafic aérien dans les émissions de GES augmente régulièrement, pour atteindre aujourd'hui 2,8 % du total [1]. Cette évaluation, un peu supérieure à celles du GIEC, est fondée sur les consommations de kérosène estimées par l'Agence internationale de l'énergie. Si les émissions mondiales diminuent progressivement avec l'espoir de limiter le réchauffement terrestre à 2°C en 2050, les émissions de l'aviation représenteront néanmoins 15 % des émissions de GES en 2050. Cette part sera bien évidemment beaucoup plus importante si l'on respectait une trajectoire « 1,5°C – Zéro émission nette ».

¹ Une partie des émissions du transport aérien (7 %) résulte de l'exploitation des aéroports et du roulage au sol des avions. Nous ne traitons pas ici de ce sujet.

² Airlines for America, "World Airlines Traffic and Capacity", Data and statistics, <https://www.airlines.org/dataset/world-airlines-traffic-and-capacity/>

Trois leviers d'action permettent de réduire les émissions de GES : 1) réduire le trafic ; 2) améliorer l'exploitation des avions et mettre en œuvre de nouvelles technologies (hydrogène, etc.) ; et 3) utiliser des carburants neutres en carbone. Si la mobilisation de ces trois leviers est insuffisante, l'aviation devra alors compenser ses émissions excédentaires en captant et en séquestrant ses GES.



Les leviers d'une décarbonation complète du transport aérien [7] – Source : IATA (2021), "Net-Zero Carbon Emissions by 2050".

Greta Thunberg fustige le trafic aérien. Le Shift project³ souhaite, quant à lui, une stabilisation du trafic aérien, voire une décroissance de celui-ci de 15 % d'ici à 2035 [3]. Ces objectifs sont cependant irréalistes au regard de la loi d'airain du transport aérien : sa croissance dans chaque pays est fortement corrélée à celle du PNB, avec une élasticité un peu supérieure à 1 [4]. Aujourd'hui, trois-quarts des passagers se déplacent pour leurs loisirs, la visite de leurs proches ou leurs études. Cette demande de voyages aériens n'est pas prête de ralentir, même si tous les voyages ne sont pas indispensables [5]. Des milliards d'individus dans les pays en développement vont intégrer la « classe moyenne », ils seront le moteur de cette croissance du trafic.

Selon l'hypothèse basse du Air Transport Action Group (ATAG⁴), le trafic aérien devrait poursuivre une croissance de 2,7 % par an jusqu'en 2050 [6]. L'Association du transport aérien international (IATA) a présenté, lors de sa dernière assemblée générale (en septembre 2021), une hypothèse de croissance du trafic de 3,2 % jusqu'en 2050, après un rattrapage sur trois ans du creux lié à la pandémie du Covid-19 [7]. L'IATA a également pris l'engagement d'atteindre l'objectif de zéro émission nette en 2050 [7]. Cet engagement est sensiblement plus ambitieux que celui qui prévalait jusque-là, lequel ne visait, dans un premier temps, qu'à stabiliser les émissions au niveau de celles de 2020, puis à les réduire progressivement jusqu'en 2050, pour atteindre à cette échéance des émissions annuelles moitié moindres de celles de 2005. Comment l'objectif de zéro émission nette que l'aviation déclarait inaccessible pourrait-il être finalement atteint ?

³ Groupe de réflexion animé par Jean-Marc Jancovici.

⁴ L'ATAG est une association de compagnies aériennes, d'avionneurs, d'équipementiers, etc., qui est proche de l'IATA.

Une réduction marginale des émissions (3 %) peut être assurée par une meilleure gestion des opérations au sol (roulage), des plans de vol (ciel aérien unique, gestion des atterrissages, etc.) et par certaines mesures techniques (allègement des sièges, installation systématique d'ailettes en bout d'aile (*winglets*), etc.).

Plus problématique est le recours à de nouvelles technologies sensées permettre une baisse de 13 % des émissions. Pour l'IATA, il s'agit de l'utilisation de motorisations électriques et de celle de l'hydrogène comme carburant. Cependant, les motorisations électriques n'ont qu'un avenir très restreint dans le secteur aérien, essentiellement du fait du poids des batteries. Les avions électriques seront de très petite taille pour couvrir de faibles distances : leur concours à la réduction des émissions de gaz à effet de serre ne sera donc que marginal [8].

L'hydrogène (H₂) fait l'objet d'un intérêt certain en France : c'est largement dû au fait qu'Airbus s'est engagé à développer cette technologie en contrepartie des aides dont il a bénéficié lors de la crise du Covid-19. Cependant, les difficultés sont considérables. On ne peut embarquer l'hydrogène sous sa forme gazeuse sous pression, car le poids des réservoirs serait disproportionné. C'est donc l'hydrogène liquide qui est envisagé. Or, sa densité n'est que de 0,07, soit onze fois inférieure à celle du kérosène. Malgré les hautes performances énergétiques de l'hydrogène par unité de masse, l'énergie de l'hydrogène liquide par unité de volume est 4,25 fois inférieure à celle du kérosène. Les stockages doivent en outre être très bien isolés, ce qui implique de fortes épaisseurs de calorifuge rendant impossible le stockage dans les ailes. La longueur des fuselages des avions doit donc être augmentée d'environ un tiers pour pouvoir embarquer le carburant nécessaire pour un vol de moyenne distance (< 1 500 km). Les vols longue distance (représentant plus de la moitié des émissions) ne seront pas éligibles à l'hydrogène.

L'hydrogène présente d'autres inconvénients. Ce n'est pas un combustible « drop-in » qui pourrait se substituer simplement au kérosène en utilisant les mêmes infrastructures. Il nécessite une logistique nouvelle non seulement en matière de production, mais aussi de transport et de stockage. En outre, le rendement énergétique de la production d'hydrogène liquide est médiocre. Pour de multiples raisons, la pénétration de l'hydrogène restera au mieux très limitée d'ici à 2050. On notera en particulier que Boeing ne s'y intéresse pas du tout, il est donc peu probable qu'une infrastructure hydrogène se développe aux États-Unis. Il faudra donc trouver d'autres leviers pour arriver à hauteur des 13 % d'émissions que l'IATA espère éviter en recourant à l'électricité et à l'hydrogène. Quel rôle pourront jouer en la matière les carburants de synthèse (Sustainable, ou Synthetic Aviation Fuels –SAF) ?

Les SAF sont le grand espoir, si ce n'est le grand pari de l'aviation pour assurer sa décarbonation. On les classe en deux familles :

- d'une part, les BtL (Bio to Liquid), qui sont des bio-carburants de deuxième génération. Ils ne font appel ni aux oléagineux ni aux sucres et donc ne concu-

rencent pas les besoins alimentaires. En revanche, ils utilisent la lignocellulose fournie par les déchets forestiers, la paille et certaines cultures dédiées (le miscanthus, une herbacée vivace). Ils peuvent aussi mobiliser des déchets urbains solides, des déchets d'exploitation forestière, des huiles et des graisses récupérées, etc. Leur production peut être améliorée en injectant de l'hydrogène vert (obtenu par électrolyse) durant le *process* ; ils sont alors appelés e-BtL ;

- et, d'autre part, les PtL (Power to Liquid). Cette technique combine directement du CO₂ capturé et de l'hydrogène vert pour synthétiser des chaînes hydrocarbonées. La faisabilité de cette solution ne fait aucun doute, mais elle est très fortement consommatrice d'électricité.

Le secteur aérien soutient que la disponibilité des BtL sera suffisante, et ce sans impacter les usages alimentaires des terres. C'est un sujet sur lequel plus de recherches seraient nécessaires, les seules études réalisées confirmant cette affirmation émanant du secteur aérien ([6] et [9]). En tout état de cause, les SAF n'ont pas la capacité d'être 100 % décarbonés, leur production peut en effet émettre du CO₂. Et il faut également prendre en compte les changements dans l'utilisation et l'affectation des terres et la foresterie (UTCATF). Ces effets se quantifient à travers un facteur de réduction d'émissions (ERF). Sa valeur moyenne pour les différents vecteurs de production du PtL est actuellement d'environ 70 % [6], avec un potentiel d'amélioration certain.

Quels sont les besoins en matière de compensation des émissions ?

Si l'on retient l'hypothèse basse de croissance du transport aérien formulée par l'ATAG (2,7 % par an) et des gains de gestion et d'optimisation de 3 % par an, les émissions de CO₂ du secteur aérien, sans recours à des carburants neutres en carbone, dépasseraient les 2,1 Gt en 2050. L'IATA et l'ATAG ([6] et [7]) estiment que les SAF seraient disponibles en 2050 à hauteur de 450 Mm³ (360 Mt) et émettraient environ 1,2 Gt de GES⁵, dont l'essentiel – hors ERF – serait neutre en carbone. Une partie des SAF pourraient être des PtL à émissions négatives (le CO₂ issu de leur production serait capturé et séquestré (la bioénergie avec capture et stockage du CO₂ – BECCS)). Cette part est très difficile à estimer, mais l'on peut admettre qu'elle correspondrait à environ 10 % des SAF, soit 36 Mt.

En considérant comme négligeable le concours des vecteurs hydrogène et électrique et en tenant compte de ces 36 Mt d'émissions négatives, il serait donc nécessaire, en 2050, de compenser des émissions de CO₂ à hauteur :

- de 0,9 Gt, du fait de l'insuffisante quantité des SAF et de la nécessaire combustion du kérosène fossile (2,1 - 1,2) ;

⁵ La combustion parfaite d'une tonne de kérosène engendre 3,14 tonnes de CO₂, auxquelles il faut ajouter le CO₂ généré par le cycle de production et de distribution du kérosène. Nous arrivons à un total de 3,2 tonnes.

- et, en admettant un ERF de 85 % des SAF à cette date, de 0,18 Gt tenant au fait que les SAF ne sont pas complètement neutres (15 % x 1 200).

Soit un peu plus de 1,0 Gt à stocker en 2050 pour compenser les émissions de GES.

Cependant, les besoins de stockage pourraient également être importants dans la période transitoire (d'ici à 2050), durant laquelle les SAF ne seront disponibles qu'en quantité limitée. L'Organisation de l'aviation civile internationale (OACI) rattachée à l'ONU estime qu'il faudrait compenser environ 80 % de l'accroissement des émissions de la période 2019 à 2050 [6], soit en moyenne 0,42 Gt par an. Pour cela, elle a mis en place un programme de compensation des émissions dénommé Corsia, qui, basé sur le volontariat jusqu'en 2026, deviendra obligatoire à partir de cette date. Corsia, à l'instar des Clean Development Mechanisms du Protocole de Kyoto, propose aux opérateurs aériens de financer des opérations de séquestration du CO₂ (reforestation, stockage géologique, etc.). Le programme n'en est qu'à ses tout débuts. Nous devons cependant insister sur la rigueur qu'il est nécessaire d'observer au niveau des certifications pour s'assurer de l'additionalité, de la transparence ou de l'absence de double compte : en effet, un crédit utilisé pour compenser une tonne de GES dans le cadre du programme Corsia ne doit pas également servir à remplir les obligations d'un pays vis-à-vis de l'Accord de Paris comme l'a souligné la SNBC (2021). Le contrôle de ce système peut-il dès lors être laissé à l'industrie ? En tout état de cause, un recensement extrêmement fin des projets, de leurs performances et de leur évolution sera nécessaire.

Enfin, il ne faut pas oublier les effets des émissions non GES de l'aviation, dont l'impact radiatif est sensiblement supérieur à celui des GES. Par chance, les SAF sont dépourvus de composants aromatiques et de sulfures, ce qui a un effet bénéfique sur les cirrus formés par les traînées de condensation des avions. Si l'on admet que ce bénéfice induit conduira les effets des émissions non GES à ne représenter que 80 % des effets des GES, il faudra alors, pour les compenser, séquestrer environ 1,6 Gt de GES par an en 2050. L'addition des besoins en compensation des GES et des émissions non GES porte le besoin de stockage à 1,2 Gt en moyenne par an d'ici à 2050 et à 2,64 Gt à cette échéance.

Il est très difficile d'anticiper la répartition entre besoins de stockage géologique et besoins de séquestration naturelle (reforestation, afforestation, etc.) ; cette dernière n'est pas nécessairement la panacée et se heurte à des conflits d'usage. Mais l'on peut penser que l'aviation devra à partir de 2050 compenser au moins 1,5 Gt de CO₂ par an en stockages géologiques. C'est loin d'être insurmontable au regard du potentiel de stockage évalué par l'Agence internationale de l'énergie [10]. Mais l'arrivée tardive des SAF implique de commencer sans tarder à opérer des compensations.

Et la France dans tout cela ? Elle ne semble pas avoir perçu l'ampleur, ni même l'existence de la question. La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) fixe un objectif de développement des biocarburants de 5 % en

2030 et de 50 % en 2050, ce qui est très en deçà des besoins. Par cohérence avec la stratégie de l'IATA, il devrait être doublé. Les émissions totales de CO₂ pour l'ensemble du trafic aérien français⁶ se sont élevées à 24,3 Mt en 2019 [11]. Compte tenu des effets indirects de l'aviation et après recours à 100 % aux SAF, c'est cet ordre de grandeur qu'il faudrait compenser chaque année à partir de 2050. La croissance du puits de carbone « Sols et forêts » est déjà mobilisée pour concrétiser les ambitions de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC). **Il faudra donc recourir au stockage géologique : le volume sera du même ordre de grandeur que celui de l'objectif de la SNBC pour 2050, mais pour couvrir la totalité des besoins.** Faudra-t-il alors que les entreprises françaises soient contraintes de financer des opérations de reforestation ou de stockage hors de France ?

Bibliographie

[1] LEE D. S. *et al.* (2021), "The contribution of global aviation to anthropogenic climate forcing for 2000 to 2018", *Atmospheric Environment*, 2044.

[2] IPCC (2018), "Global Warming of 1.5°C", an IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways.

[3] The Shift Project et Supaero Decarbo (2021), « Pouvoir voler en 2050 – Quelle aviation dans un monde contraint ? ».

[4] BOURGUIGNON F. & DARPEIX P.-E. (2016), "Air traffic and economic growth: the case of developing countries", HAL Id: halshs-01305412.

[5] GÖSSLING S. *et al.*, "Can we fly less? Evaluating the 'necessity' of air travel", *Journal of Air Transport Management*, vol. 81, October, 101722.

[6] Air Transport Action Group (2020), "Balancing growth in connectivity with a comprehensive global air transport response to the climate emergency", Waypoint, 2050.

[7] IATA (2021), "Net-Zero Carbon Emissions by 2050".

[8] Académie de l'air et de l'espace (2021), « Transport aérien en crise et défi climatique : vers de nouveaux paradigmes ».

[9] World Economic Forum (2020), "Sustainable Aviation Fuels as a Pathway to Net-Zero Aviation", in collaboration with McKinsey.

[10] IEA (2021), "Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage".

[11] DGAC (2020), « Les chiffres clés du transport aérien ».

⁶ Vols intérieurs et la moitié des vols internationaux.

L'acceptabilité sociale des technologies de captage, de transport, d'utilisation et de stockage du CO₂ : un travail d'ajustement réciproque du projet technique et de ses parties prenantes

Par Jonas PIGEON

Docteur en aménagement de l'espace

Les technologies de captage, de transport, d'utilisation et de stockage du CO₂ (CCUS) permettent de réduire de façon rapide les émissions de gaz à effet de serre du secteur industriel sans transformer en profondeur le modèle socio-économique. Bien que les différentes composantes de ce dispositif technique soient utilisées de longue date dans l'industrie, ce dispositif reste peu développé. Pour les experts du secteur, un des facteurs limitant du développement du CCUS est le faible niveau de son acceptabilité sociale. Dans cet article, nous rappellerons tout d'abord les enjeux conceptuels et épistémologiques se rattachant à la notion d'acceptabilité sociale. À partir de ces éléments, nous analyserons ensuite différents cas de développement des technologies de CCUS. Enfin, sur la base de cette analyse, nous dégagerons les enjeux fondamentaux de l'acceptabilité sociale de ces technologies.

Introduction

Les technologies de captage, de transport, d'utilisation et de stockage du CO₂ (CCUS) permettent de réduire rapidement les émissions de gaz à effet de serre sans transformation radicale et immédiate du modèle socio-économique. Ce concept a émergé en 1977, sous la plume d'un géophysicien, Cesare Marchetti. Selon lui, en captant le CO₂, il serait possible d'empêcher sa dilution dans l'atmosphère, conduisant de fait à une réduction du cycle du carbone et ainsi à une limitation des émissions de gaz à effet de serre responsables du réchauffement climatique. Pour autant et en dépit de cette promesse d'une réduction drastique des émissions de CO₂ sans entraîner de transformations socio-économiques majeures, ces technologies restent encore peu développées à l'échelle industrielle. Pour les experts, un des facteurs limitant le développement des technologies de CCUS concerne l'acceptabilité sociale de ces dernières.

Peu évoquée lors du lancement des premiers programmes de développement des énergies renouve-

lables, la notion « d'acceptabilité sociale » est aujourd'hui au cœur des débats relatifs au développement de ces énergies, et plus généralement des technologies bas carbone. Pour autant, la communauté scientifique des sciences humaines et sociales ne s'exprime pas de façon univoque sur la définition à donner de ce qu'est « l'acceptabilité sociale ». Comme l'expliquent Barbier et Nadaï (Barbier et Nadaï, 2012), cette notion reste imprécise : que ce soit l'acceptabilité par « qui ? », ou l'acceptabilité de « quoi ? ». L'adjectif « sociale » accolé au terme « acceptabilité » renvoie à une réalité hétérogène (s'agit-il des riverains, des associations, des élus locaux... ?) et le quoi (le projet, l'innovation technologique, l'infrastructure...) renvoie, quant à lui, comme le montre la sociologie des sciences et des techniques depuis les années 1980, à un assemblage (socio-technique) hétérogène d'éléments techniques, économiques, sociaux et politiques (Akrich, 1989 ; Hughes, 1987). Aussi, cette imprécision sur l'objet de « l'acceptabilité sociale » donne lieu à trois formes d'engagement de la part des chercheurs : une adhésion

à cette notion, une posture critique vis-à-vis d'elle ou une posture « pragmatiste »¹.

Pour certains chercheurs travaillant sur l'acceptabilité sociale des énergies renouvelables, l'imprécision de la notion ne semble pas poser problème ; ces derniers conduisent ainsi des enquêtes auprès de différents publics (citoyens, riverains, élus locaux...) sans remettre en question l'assemblage hétérogène du dispositif technique étudié. D'autres chercheurs, en revanche, estiment qu'il est inconcevable de ne pas questionner ces assemblages socio-techniques relatifs aux énergies renouvelables. Ne pas le faire constitue, selon eux, un biais analytique. Enfin, la troisième posture adoptée par certains des chercheurs en sciences sociales consiste à considérer les processus d'ajustement entre les assemblages hétérogènes, que constituent les dispositifs techniques, et les assemblages sociaux, techniques et environnementaux hétérogènes, que recouvre le terme de « social ». Dans cet article, nous adopterons cette troisième posture afin d'analyser les enjeux de l'acceptabilité sociale des technologies de captage, de transport, d'utilisation et de stockage du CO₂.

Afin d'explorer ces enjeux, nous mobiliserons le découpage analytique de l'acceptabilité sociale des énergies renouvelables tel qu'il est détaillé par Wüstenhagen *et al.* (2007). Bien que ces chercheurs ne partagent pas forcément notre questionnement quant au caractère socio-technique des énergies renouvelables, ce découpage permet de clarifier les différents enjeux de l'acceptabilité sociale. Le rappel de ce découpage analytique et la façon dont nous l'appréhendons constituent l'objet de la première partie de notre article. Nous mobiliserons ensuite ce cadre analytique pour appréhender les technologies de CCUS à partir du corpus documentaire que nous avons constitué lors de notre thèse de doctorat (Pigeon, 2016). Enfin, nous dégagerons à l'issue de cette analyse les enjeux clés que recouvre pour les technologies de captage, de transport, d'utilisation et de stockage (CCUS) du CO₂ leur acceptabilité sociale.

Les trois dimensions interdépendantes de l'acceptabilité sociale

Selon Wüstenhagen *et al.*, la question de « l'acceptabilité sociale » relative au développement des énergies renouvelables n'était pas centrale dans les années 1980. Selon eux, les sondages d'opinion illustraient un fort soutien de la population aux énergies renouvelables. Aussi, pour les développeurs de projets, l'acceptabilité sociale de ceux-ci allait de soi. Cependant, avec le développement des premiers projets éoliens, et plus largement de ceux relatifs aux énergies renouvelables, la question de l'acceptabilité sociale, auparavant limitée aux grandes installations industrielles (centrales

nucléaires, barrages hydroélectriques...), ne cesse de s'étendre. Pour Wüstenhagen *et al.*, l'expression « acceptabilité sociale » se révèle d'usage pratique pour désigner un phénomène particulier, mais recouvre en fait des réalités très différentes. Aussi proposent-ils de découper cette notion en trois catégories analytiques : l'acceptabilité socio-politique, l'acceptabilité par les communautés et l'acceptabilité par le marché. Précisons ce que recouvre chacune de ces trois catégories.

L'acceptabilité socio-politique

L'acceptabilité socio-politique renvoie à l'acceptabilité, au sens large, des énergies renouvelables et des politiques qui y sont liées par la population et les parties prenantes prises dans leur ensemble. Par exemple, l'acceptabilité socio-politique des énergies renouvelables est celle abordée dans les enquêtes d'opinion du type eurobaromètre. En revanche, comme le montre Wüstenhagen *et al.*, un haut niveau d'acceptabilité obtenu dans les enquêtes d'opinion n'induit pas un haut niveau d'acceptabilité en termes d'implantation des infrastructures à une échelle localisée (p. 2685).

L'acceptabilité par la communauté locale

Cette seconde sous-dimension de l'acceptabilité sociale est en fait celle qui est la plus fréquemment abordée dans les travaux scientifiques. C'est en effet à l'échelle locale que sont principalement exprimées les oppositions relatives à l'implantation des infrastructures, notamment des infrastructures d'énergie renouvelable.

L'acceptabilité par le marché

Pour Wüstenhagen *et al.*, l'acceptabilité par le marché recouvre plusieurs enjeux. Le premier enjeu est celui de l'acceptabilité entendue au sens de l'intérêt pour des usagers de remplacer dans un bâtiment des équipements de production d'énergie d'origine fossile par des équipements utilisant des énergies renouvelables (micro-cogénération, installation de panneaux solaires sur les toits...). Il s'agit ici d'appliquer aux énergies renouvelables une problématique de diffusion de l'innovation, telle que décrite par Rogers (1995).

Le deuxième enjeu de l'acceptabilité par le marché renvoie à une problématique plus générale qui est celle de l'équilibre entre une offre et une demande d'énergie renouvelable. Comme le montrent Wüstenhagen *et al.*, il existe une demande croissante d'énergie verte dans certains États comme les Pays-Bas ou la France, sans pour autant que les capacités de production dans ces pays augmentent considérablement. Aussi, une tension risque de s'installer entre des États producteurs d'énergies renouvelables, comme l'Écosse, et les consommateurs d'autres pays. Les populations locales des États producteurs risquent en effet de s'opposer à la construction de nouvelles infrastructures si, *in fine*, elles n'en bénéficient pas.

Enfin, le dernier enjeu de l'acceptabilité par le marché est relatif à l'adoption par les branches professionnelles et les compagnies des technologies de production d'énergie renouvelable. Selon Wüstenhagen *et al.*, il existe en effet des comportements routiniers et des

¹ Nous faisons ici référence à la sociologie pragmatique qui s'intéresse à la façon dont les individus s'ajustent aux différentes situations sociales auxquelles ils sont confrontés et justifient leurs actions. Pour appréhender ces modalités d'ajustement et la construction du « social », la sociologie pragmatique considère également les objets, c'est-à-dire les dispositifs mobilisés par les individus pour s'ajuster.

freins cognitifs au sein de ces organisations qui limitent les investissements dans des technologies innovantes.

Bien que l'analyse faite par Wüstenhagen *et al.* s'appuie principalement sur des exemples issus du développement de l'énergie éolienne, la distinction entre les trois sous-dimensions précitées de l'acceptabilité sociale constitue un guide pertinent pour l'analyse de cette question appliquée aux technologies de CCUS. Toutefois, Wüstenhagen et ses co-auteurs ne soulignent pas l'interdépendance entre ces différentes dimensions de l'acceptabilité sociale. Or, au regard de notre posture analytique telle que décrite en introduction, ces dimensions de l'acceptabilité sociale ne peuvent, selon nous, qu'être interdépendantes. Par ailleurs, « l'acceptabilité » d'une technologie ne sera effective que si un alignement s'opère entre les sous-dimensions précitées de l'acceptabilité.

Rendre superflue l'acceptabilité par les communautés locales et veiller à un alignement entre l'acceptabilité socio-politique et l'acceptabilité par le marché : l'exemple du développement des technologies de CCUS en Norvège

Au regard de l'histoire du développement des technologies de CCUS, la Norvège se présente comme un État emblématique. Le premier pilote de stockage géologique de CO₂ y a en effet été mis en opération en 1996. Dans ce pays, les enjeux relatifs à l'acceptabilité de ces infrastructures par les communautés locales sont relativement limités en raison des choix géographiques faits pour le déploiement de ces technologies. Concernant le stockage géologique du CO₂, l'État norvégien a fait le choix d'un stockage dans des réservoirs situés sous la couche océanique. En procédant ainsi, il limite les enjeux relatifs à l'acceptabilité de ce dispositif par les communautés locales. En mer du Nord, le sous-sol océanique ne fait pas l'objet d'autres usages que l'exploitation des hydrocarbures et le stockage géologique. Seules les sociétés pétrolières et gazières, qui participent elles aussi à la gestion du stockage du CO₂, interviennent dans cet environnement. Hormis une altération de l'environnement marin qui pourrait potentiellement induire une mobilisation des ONG environnementales, peu de parties prenantes sont donc susceptibles de se mobiliser contre ces pratiques. Par ailleurs, les dispositifs techniques considérés concernent principalement des infrastructures *offshore*.

En Norvège, l'alignement entre l'acceptabilité socio-politique et l'acceptabilité par le marché est le fruit de l'histoire industrielle de ce pays. En effet, la production d'hydrocarbures est un secteur économique clé en Norvège². Pour autant, le gouvernement norvégien

doit également répondre aux enjeux du réchauffement climatique. De fait, les autorités norvégiennes ont introduit, en 1991, une taxe sur les émissions de CO₂ (fixée environ à 43 € par tonne), notamment sur celles émises par les infrastructures *offshore*, et ce afin de répondre aux exigences de réduction des émissions de gaz à effet de serre, tout en veillant à ce que cette décision se concilie avec la préservation de sa position de principal exportateur mondial d'hydrocarbures (Evar, Armeni et Scott, 2012, p. 20). La conséquence directe de l'instauration de cette taxe a été le développement des technologies de CCUS par la société norvégienne Statoil (devenue aujourd'hui Equinor Asa, suite à la fusion avec StatoilHydro) sur sa plateforme de Sleipner (en mer du Nord) en 1996. La première justification de l'utilisation du CCUS par les compagnies pétrolières est liée à une motivation économique : leur volonté de se soustraire au paiement d'une taxe coûteuse. En cela, la mise en œuvre de la taxe carbone par le gouvernement norvégien remplit pleinement son rôle incitatif vis-à-vis de l'utilisation des technologies de CCUS. Ajoutons également que l'utilisation de ces technologies s'inscrit dans les nouvelles pratiques de production des hydrocarbures. En effet, séparer les quantités importantes de CO₂ présent dans le gaz contribue à en améliorer la qualité. Le gaz doit contenir moins de 2 % de CO₂ pour pouvoir être revendu. Or, en mer du Nord, il en contient environ 9 % (Kongsjorden, Kårstad et Torp, 1998). De fait, cette pratique est courante pour l'exploitation du gaz dans cette zone géographique (Evar, Armeni et Scott, 2012). Enfin, une autre finalité justifiant l'utilisation de ce dispositif technique tient à l'essor d'une technologie, celle de la récupération assistée d'hydrocarbures par injection de CO₂. Cette pratique prolonge la durée d'exploitation des puits, elle représente donc une source de bénéfices supplémentaires. Les technologies de CCUS remplissent ici un double rôle : elles permettent à la fois aux exploitants d'hydrocarbures de se conformer aux exigences environnementales et de remplir des objectifs d'ordre économique. L'acceptabilité des technologies de CCUS par le marché norvégien est donc relativement aisée à obtenir.

Au-delà de la taxe instaurée sur les émissions de CO₂, l'État norvégien exprime également sa volonté d'être un leader du développement de ces technologies. Lors de son discours de vœux pour l'année 2007, le Premier ministre norvégien a comparé le développement de la filière CCUS en Norvège au programme spatial américain ayant permis à l'homme de marcher sur la Lune. L'exemple norvégien illustre parfaitement l'alignement entre une acceptabilité socio-politique et une acceptabilité par le marché des technologies de CCUS. Ce dispositif technique permet au gouvernement norvégien d'ajuster sa politique climatique à la poursuite de l'exploitation d'hydrocarbures ainsi qu'au respect du cadre de vie des populations par le choix de sites de stockage géologique éloignés des habitations³.

² En 2020, la Norvège était le neuvième pays producteur de gaz naturel (<https://www.statista.com/statistics/264101/world-natural-gas-production-by-country/>) et le quinzième pays producteur de pétrole à l'échelle mondiale (<https://worldpopulationreview.com/country-rankings/oil-production-by-country>).

³ En Norvège, certains projets ont fait l'objet de controverses comme celui de Snøhvit, vis-à-vis duquel certaines ONGs ont dénoncé une localisation favorisant l'exploitation des réserves d'hydrocarbures de l'Arctique. Mais ces dernières ont été exprimées de façon relativement contenue.

Accorder les projets de CCUS avec les enjeux des communautés locales

Hormis en Norvège, la prise en considération des opinions, et plus particulièrement des craintes et des attentes des communautés locales, est un enjeu décisif pour les développeurs des technologies de CCUS dans le monde. Afin de favoriser une implantation réussie de ces dispositifs techniques, ils doivent passer par les différentes étapes d'un processus que les sociologues des sciences et des techniques nomment la « traduction » (Callon, 1986). Ce processus implique pour les porteurs de projets de CCUS de montrer tout d'abord comment cette solution technique répond non seulement aux enjeux climatiques globaux mais aussi à des problématiques locales (par exemple, l'émergence de nouvelles filières économiques, la création de nouveaux emplois ou le maintien d'emplois existants, le respect du cadre de vie, de l'environnement...). Ensuite, ils doivent s'assurer que les enjeux pour les communautés locales mais aussi les spécificités de l'environnement d'implantation (par exemple, le réservoir géologique) sont en adéquation avec la mise en place d'une infrastructure de CCUS. Pour y parvenir, ils peuvent, par exemple, veiller au respect d'une justice distributive (Gross, 2007), c'est-à-dire à une équité dans le partage entre les coûts et les bénéfices liés à l'implantation de ces infrastructures, ou encore mettre en place dès le début du projet de CCUS des dispositifs de concertation ou des instances d'information ouverts aux communautés locales.

Dans le cadre du développement de ces dispositifs techniques, différencier le captage et l'utilisation du CO₂ du stockage géologique de ce dernier est important au regard de la prise en considération des attentes des communautés locales. À la différence du captage et de l'utilisation, le stockage géologique du CO₂ dans des réservoirs *onshore* soulève en effet de nombreux défis. Mis à part certains projets de stockage géologique *onshore*, où les oppositions sont réduites (par exemple, le projet Lacq-Rousse, un démonstrateur du stockage de CO₂ dans un réservoir de gaz naturel déplété), les communautés locales rejettent généralement ce type de projets. L'exemple du projet de Barendrecht aux Pays-Bas illustre parfaitement les formes d'oppositions rencontrées par le stockage géologique. L'objectif de ce projet était de stocker le CO₂ émis par une raffinerie localisée à une vingtaine de kilomètres de la ville de Barendrecht dans un réservoir géologique situé sous un quartier résidentiel de cette ville. À la suite des premières études d'impact, le porteur du projet a reçu de la part des autorités régionales les autorisations réglementaires nécessaires. Pour autant, la municipalité de Barendrecht a décidé de déposer un recours, car des interrogations subsistaient quant au processus de détermination de la localisation du site de stockage, ainsi que sur la qualité de l'évaluation faite des risques sanitaires et psychologiques. Par ailleurs, la municipalité constatait également une sorte de renversement du principe du « pollueur/payeur » : en effet, l'industriel bénéficiait de subventions pour un projet, dont la municipalité devait subir toutes les conséquences. Au-delà de la mobilisation des autori-

tés locales, la population s'est, elle aussi, mobilisée sur la thématique des risques sanitaires, ainsi que sur les conséquences de ce projet pour l'évolution des prix de l'immobilier (Brunsting, 2011).

L'exemple de Barendrecht illustre la complexité de l'ajustement entre les enjeux que recouvre pour les communautés locales un projet de stockage géologique *onshore* et les enjeux qui s'attachent au projet lui-même. Bien que des dispositifs de concertation aient été mis en œuvre (par exemple, des études d'impact, des réunions publiques...), ces derniers se sont révélés insuffisants pour intégrer les enjeux spécifiques aux communautés locales.

Veiller à un alignement de l'action de l'ensemble des acteurs du marché en donnant une valeur au CO₂

Depuis leur apparition, les technologies de CCUS font face à un enjeu majeur de diffusion sur le marché des technologies bas carbone. En effet, bien que les techniques d'injection de CO₂ soient utilisées depuis les années 1970 pour la récupération assistée des hydrocarbures (Evar *et al.*, 2012), le cadrage économique de ces technologies n'était pas favorable à leur utilisation comme outils de lutte contre le réchauffement climatique. Un élément permet selon nous d'expliquer cette situation : une insuffisance du coût du CO₂ émis sur le marché des quotas comparativement au coût du CO₂ capté.

Au début des années 2000, lorsque la solution CCUS a commencé à gagner en visibilité sur le plan international en parallèle à un retour de la question du réchauffement climatique en haut des agendas politiques, la crise économique de 2008 a provoqué un effondrement du coût de la tonne de CO₂ captée sur le marché européen des quotas. Aussi, cette solution technique qui bénéficiait d'une grande attention est progressivement passée au second plan, notamment parce que le coût d'une tonne captée se situait entre 70 et 100 €, alors que la valeur de la tonne de CO₂ sur le marché des quotas était presque dix fois moins élevée⁴. Dans ce contexte, le coût de l'investissement dans une installation de captage et stockage de CO₂ était dissuasif.

Depuis, les réglementations environnementales et les politiques climatiques sont devenues de plus en plus ambitieuses au regard des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre⁵. De fait, le prix de la tonne de CO₂ sur le marché des quotas a augmenté, et, dès lors, l'utilisation du CCUS a gagné en pertinence. Par ailleurs, le développement de nouveaux vecteurs chimiques de stockage de l'énergie (par exemple, sous forme d'hydrogène), a induit un regain d'intérêt pour le captage et l'utilisation du CO₂. Ces technologies permettent en effet de produire un hydrogène décarboné ou de combiner cet hydrogène et le CO₂ capté pour

⁴ Une valeur qui se situait à peine au-dessus de 5 € par tonne en 2012 (<https://energiesdev.fr/prix-carbone-co2/>).

⁵ Nous pouvons, notamment, mentionner l'Accord de Paris de novembre 2015.

produire des e-fuels. Ces évolutions réglementaires ainsi que l'émergence de la production de e-fuel ont permis au CO₂ de se voir octroyer une valeur économique plus grande.

Au-delà de ces évolutions réglementaires et du développement de nouvelles filières énergétiques, le modèle économique du CCUS a également évolué. Les premières installations associaient un réservoir de stockage géologique à un seul et unique site émetteur de CO₂ (centrale électrique, aciérie, cimenterie...). Depuis quelques années, des projets de réseaux de captage de CO₂ mutualisés à l'échelle d'une zone industrielle se développent et constituent aujourd'hui un nouveau modèle économique pour ces technologies (Cornot-Gandolphe, 2021). Le Royaume-Uni prévoit, par exemple, de développer quatre zones industrielles zéro-CO₂ sur la base de ce modèle : cela permet de réaliser des économies d'échelle, et aussi de favoriser l'attractivité des territoires sélectionnés. La création d'un réseau permet en effet aux petits comme aux grands émetteurs de CO₂ de bénéficier d'un service commun de captage de leurs émissions.

La conjonction du développement de nouveaux vecteurs énergétiques, de réglementations environnementales plus contraignantes et de l'émergence d'un modèle de captage mutualisé à l'échelle d'une zone industrielle semble favoriser le développement de ces technologies, tout en permettant un alignement entre le développement local des territoires industriels bénéficiaires et l'apport d'une réponse à la problématique globale du réchauffement climatique.

Conclusion

À travers cet article, notre objectif était d'identifier les principaux enjeux relatifs à l'acceptabilité sociale des technologies de captage, de transport, d'utilisation et de stockage du CO₂. Le découpage analytique de la notion d'acceptabilité sociale (dans ses trois sous-dimensions : acceptabilité socio-politique, acceptabilité des communautés locales et acceptabilité par le marché) proposé par Wüstenhagen *et al.* (2005) montre ici toute sa pertinence. Les différents exemples relatifs au développement des technologies de CCUS mobilisés dans cet article illustrent parfaitement les différentes formes d'acceptabilité auxquelles ont été confrontés les différents dispositifs techniques de CCUS. Pour autant, il nous semble essentiel d'aller au-delà de ce simple découpage analytique pour insister à la fois sur l'interdépendance qui existe entre les différentes formes d'acceptabilité identifiées, ainsi que sur la dimension dynamique de l'acceptabilité sociale. Les exemples mobilisés ici montrent en effet le travail d'ajustement entre les différentes composantes du système socio-technique (la traduction) qui doit être entrepris par les porteurs de projets pour favoriser la mise en œuvre opérationnelle du CCUS. Ce n'est que lorsque les attentes des parties prenantes et les spécificités de l'environnement local auront été « traduites » dans le projet que ce dernier pourra être mieux accepté. Toutefois, ce travail d'ajustement induit des transformations du projet initial qui sont nécessaires à son implantation dans un

territoire ou à son insertion dans un marché. Concernant les technologies de CCUS, les acteurs économiques et politiques semblent arriver à un alignement de leurs positions qui ne peut que favoriser le développement de ces dispositifs techniques. Cependant, un travail d'ajustement des attentes des communautés locales reste encore à entreprendre là où seront implantées ces infrastructures, en particulier les sites de stockage géologique du CO₂.

Bibliographie

- AKRICH M. (1989), « La construction d'un système socio-technique », *Anthropologie et sociétés* 2(13), pp. 31-54.
- BARBIER R. & NADAI A. (2015), « Acceptabilité sociale : partager l'embarras », *Vertigo* 15 (3), doi: 10.4000/vertigo.16686.
- BRUNSTING S., DE BEST-WALDHOBER M., FEENSTRA Y. & MIKUNDA T. (2011), "Stakeholder Participation Practices and Onshore CCS: Lessons from the Dutch CCS Case Barendrecht", *Energy Procedia*, n°4 pp. 6376-6383, doi: 10.1016/j.egypro.2011.02.655.
- CALLON M. (1986), « Éléments pour une sociologie de la traduction : la domestication des coquilles Saint-Jacques et des marins pêcheurs dans la baie de Saint-Brieuc », *L'année sociologique*, n°36, pp. 169-208.
- CORNOT-GANDOLPHE S. (2021), « Un nouvel élan pour le captage, le stockage et l'utilisation du carbone (CCUS) en Europe », *Études de l'Ifri*, Ifri.
- EVARB., ARMENIC. & SCOTT V. (2012), "An introduction to key developments and concepts in CCS history, technology, economics and law", in SHACKLEY S., MARKUSSON N. & EVAR B. (éd.), *The Social Dynamics of Carbon Capture and Storage*, London, Routledge.
- GROSS C. (2007), "Community perspectives of wind energy in Australia: The application of a justice and community fairness to increase social acceptance", *Energy Policy* 35 (5), pp. 2727-2736.
- HUGHES T. (1987), "The Evolution of Large Technological Systems", in BIJKER W., PINCH T. & HUGHES T. (éd), *The Social Construction of Technological Systems, New Direction in the Sociology and History of Technology*, Cambridge MA, The MIT Press, pp. 45-76.
- KONGSJORDEN H., KÅRSTAD O. & TORP T. A. (1998), "Saline aquifer storage of carbon dioxide in the Sleipner project", *Waste Management* 17(5-6), pp. 303-308, doi: 10.1016/S0956-053X(97)10037-X, <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0956053X9710037X>
- MARCHETTI C. (1977), "On geoengineering and the CO₂ problem", *Climatic Change* 1, pp. 59-68, <http://www.cesaremarchetti.org/archive/scan/MARCHETTI-024.pdf>
- PIGEON J. (2016), *Les technologies de captage, de transport et de stockage du CO₂ (CTSC) dans l'Axe-Seine : description des futurs possibles d'un dispositif technique de réduction des émissions de gaz à effet de serre*, thèse de doctorat, Normandie Université.
- ROGERS E. (2003), *Diffusion of Innovations*, New York, Free Press.
- WÜSTENHAGEN R., WOLSINK M. & BÜRER M. J. (2007), "Social Acceptance of Renewable Energy Innovation: An Introduction to the Concept", *Energy Policy* 35(5), pp. 2683-2691, doi: 10.1016/j.enpol.2006.12.001.

Le stockage du carbone dans les sols

CHENU Claire

UMR Ecosys, Université Paris-Saclay, INRAE, AgroParisTech

CHOTTE Jean-Luc

UMR Eco&Sols, IRD, CIRAD, INRAE, Université de Montpellier, SupAgro Montpellier

Et LUU Paul

Secrétariat Exécutif de l'Initiative internationale « 4 pour 1000 »

Les sols du monde représentent un très important stock de carbone, environ 2 400 Gt de carbone, sous forme de matières organiques. Une perte, même faible, de ces stocks aurait des conséquences désastreuses pour le climat, alors qu'une petite augmentation de ceux-ci pourrait contribuer à atténuer le changement climatique. Cet article présente les caractéristiques de ce stockage, les pratiques et usages des sols qui peuvent être mobilisés pour protéger les stocks de carbone des sols existants et les augmenter, leur performance, ainsi que les nombreux bénéfices associés en termes de fertilité des sols et donc de sécurité alimentaire, d'adaptation au changement climatique et de services écosystémiques. Mais aussi les barrières à l'implémentation de la technologie considérée et les risques associés. Même si le stockage du carbone dans les sols est une technologie d'émissions négatives à bas coût, largement promue par l'Initiative internationale « 4 pour 1000 », des mesures incitatives sont nécessaires pour permettre d'accroître sa mise en œuvre.

Le rapport spécial du GIEC sur le changement climatique et les terres émergées (2018) a mis en avant les technologies d'émissions négatives, en particulier le stockage du carbone dans les sols. En effet, les sols à l'échelle mondiale contiennent trois fois plus de carbone qu'il n'y en a dans l'atmosphère (2 400 Gt de carbone dans les sols contre 860 Gt dans l'atmosphère (Jobbagy and Jackson, 2000), auxquels il faut ajouter les 1 760 Gt de carbone présents dans les pergélisols (Tarnocai *et al.*, 2009)). Une perte, même faible, des stocks de carbone des sols à l'échelle mondiale aurait des conséquences désastreuses pour le climat, alors qu'une petite augmentation de ces mêmes stocks pourrait contribuer à limiter, voire à atténuer le changement climatique. C'est le point de départ de l'Initiative « 4 pour 1000 : les sols pour la sécurité alimentaire et le climat » (www.4p1000.org). Son titre « 4 pour 1000 » tient au fait qu'une augmentation annuelle de 0,4 % (4 pour mille) des stocks de carbone organique des sols à l'échelle mondiale compenserait le flux de carbone vers l'atmosphère dû aux combustibles fossiles qui est de 9,4 Gt carbone/an (soit l'équivalent de 35,5 GtCO₂/an) (Balesdent and Arrouays, 1999). Le potentiel de stockage du carbone dans les sols est donc très important ; il est associé à de nombreux co-bénéfices et peut être mis en œuvre à bas coût par comparaison à d'autres technologies. Nous présentons dans cet article les caractéristiques de ce stockage, les pratiques et

usages des sols mobilisés, leur performance, ainsi que les limites et risques associés et les instruments dont on dispose actuellement pour promouvoir ce stockage, en accordant une attention particulière à l'Initiative « 4 pour 1000 ».

Des stocks de carbone en perpétuel renouvellement

Les matières organiques des sols sont constituées d'un ensemble varié de composés organiques. Les végétaux (chutes de feuilles, résidus de culture, racines mortes) et les exsudats racinaires sont les sources principales alimentant le réservoir organique des sols. Ces apports sont incorporés au sol, puis utilisés par les organismes vivants qui y vivent (faune, micro-organismes) comme source de matière et d'énergie. Ils fragmentent, biodégradent et minéralisent les matières organiques, qui sont donc un continuum de fragments organiques et de molécules d'origine végétale, animale ou microbienne, en cours de décomposition. Le carbone, le principal constituant des matières organiques du sol, est minéralisé sous forme de CO₂. La vitesse de décomposition des matières organiques dépend de leur composition chimique, de l'abondance et de la nature des organismes décomposeurs, des conditions environnementales (température, disponibilité de l'eau et de l'air,

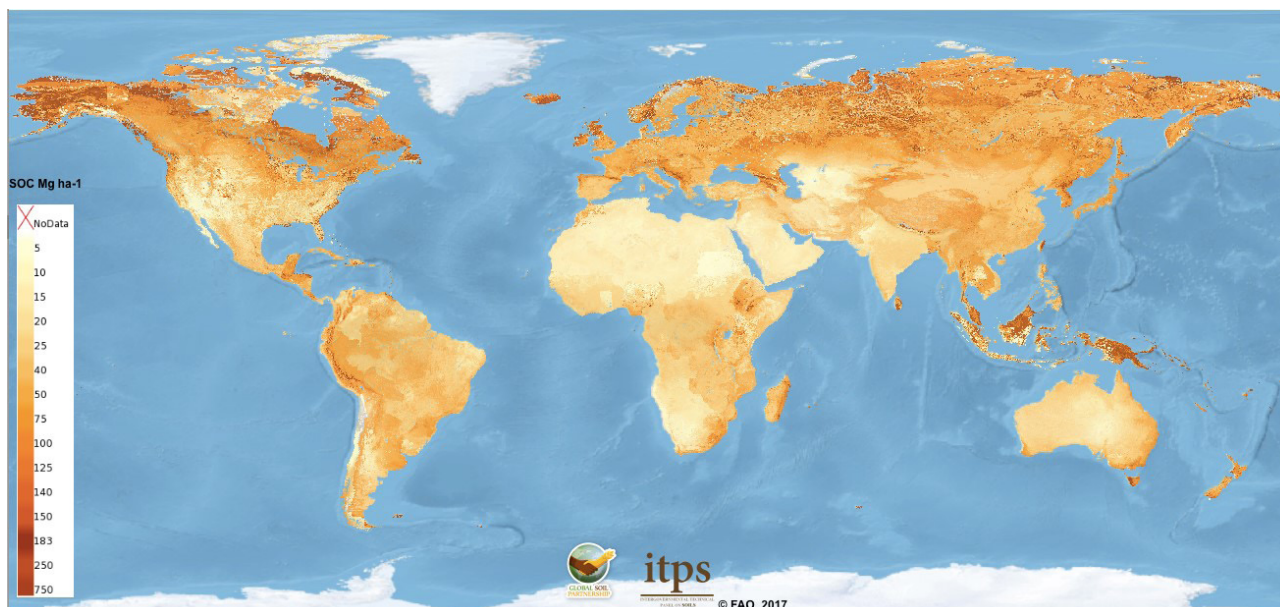


Figure 1 : Carte des stocks de carbone des sols du monde (tC/ha sur 30 cm de profondeur) – Source : FAO, Global Soil Partnership, 2017.

pH...) et de la protection offerte par les constituants minéraux du sol au regard de cette décomposition (adsorption de composés organiques sur les minéraux du sol, piégeage dans des microsites inaccessibles aux micro-organismes décomposeurs).

Le temps de résidence du carbone dans un sol donné est très variable. Il varie de quelques heures à plusieurs millénaires, avec une durée moyenne de quelques décennies. Le stock de carbone organique d'un sol dépend à la fois des entrées de biomasse dans le sol et des sorties par minéralisation. Dans certaines situations, des quantités importantes de carbone peuvent également être perdues du fait de l'érosion du sol. La variabilité des climats, des écosystèmes, des types de sol, des modes d'occupation et de gestion des sols explique la grande variabilité des stocks de carbone organique présents dans les sols (voir la Figure 1 ci-dessus). Deux priorités se dégagent donc : 1) préserver, et donc éviter la diminution des stocks de carbone existants, dans les zones où ils sont élevés (hautes latitudes, forêts tropicales), mais également dans les zones où ils sont plus faibles mais qui représentent de grandes superficies à l'échelle mondiale comme les zones arides (Hanan *et al.*, 2021), et

2) augmenter les stocks de carbone là où ils sont faibles (les sols cultivés).

Certains usages ou modes de gestion des terres permettent un meilleur stockage du carbone par rapport aux pratiques usuelles (voir la Figure 2 ci-dessous), parce qu'ils permettent une augmentation des entrées de biomasse ou une diminution des pertes en carbone. Ce stockage additionnel est lent et borné, car un nouvel équilibre est atteint en l'espace de plusieurs décennies et sa valeur dépendra de la pratique mise en œuvre. Il est aussi réversible si la pratique stockante est abandonnée. La cinétique de déstockage est rapide, et l'amplitude forte lors d'un changement d'usage comme une déforestation ou un retournement de prairies permanentes : la priorité est assurément de protéger les stocks existants de carbone dans les sols (voir la Figure 2). Le potentiel de stockage de carbone additionnel d'un sol correspond au gain maximal atteignable de carbone stocké par rapport à une pratique de référence, après une durée déterminée et pour un usage et un mode de gestion déterminés. Il dépend par ailleurs du climat et du type de sol (Chenu *et al.*, 2019). On réserve le terme de « séquestration » aux situations où un stockage de carbone est associé à un piégeage net de CO₂ de l'atmosphère (Chenu *et al.*, 2019).

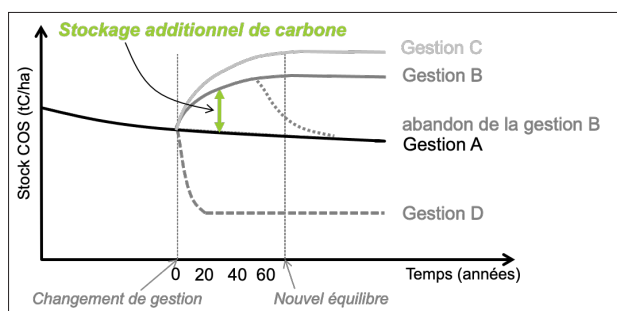


Figure 2 : Trajectoires possibles d'évolution du stock de carbone des sols – Figure réalisée par Claire Chenu.

Quels usages et pratiques pour préserver et augmenter les stocks de carbone des sols ?

Les usages des sols sont caractérisés par des stocks de carbone très contrastés : les prairies permanentes et les forêts affichant des stocks plus importants que les sols cultivés (par exemple, en France métropolitaine, de l'ordre de 80 tonnes de carbone/ha sont stockées sous les prairies permanentes ou des forêts, contre 50 tonnes de carbone/ha stockées dans des sols sous cultures annuelles ou 35 tonnes de carbone/ha sous

des vignobles). Il est donc essentiel de réduire la déforestation et le retournement des prairies permanentes. Les zones humides et sols de tourbières sont caractérisés par des stocks très élevés (> 100 t de carbone/ha) ; éviter le drainage des tourbières et des zones humides est donc crucial.

Une autre option est de mettre en œuvre des pratiques agricoles ou forestières qui augmentent les entrées de carbone dans les sols, telles que les cultures intermédiaires, les plantes de couverture ou l'agroforesterie, ou de diminuer les sorties de carbone du sol en faisant appel à l'agroforesterie ou à l'agriculture de conservation des sols. En contexte forestier, la restitution (naturelle) des « rémanents » est une pratique stockante par rapport à leur exportation pour une valorisation énergétique, tandis qu'en contexte urbain, la végétalisation des sols urbains, naturels ou reconstitués, permet d'augmenter les stocks de carbone des sols.

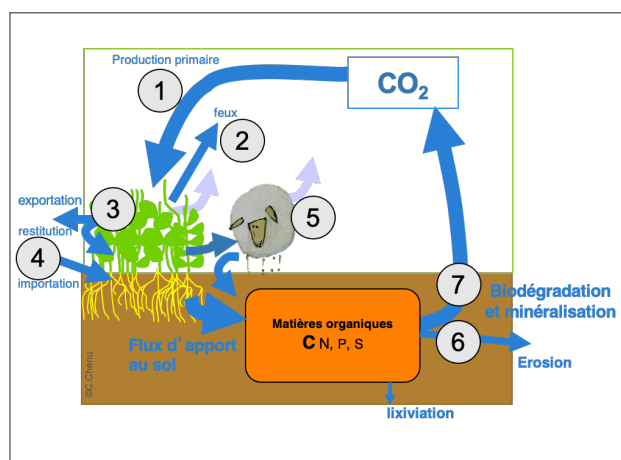


Figure 3 : Volants d'action mobilisables pour augmenter les stocks de carbone des sols en agriculture : 1) augmenter la photosynthèse réalisée par unité de surface (cultures intermédiaires, enherbement des vignes et vergers, plantes de couverture, agroforesterie, prairies temporaires), 2) réduire les feux, 3) augmenter la restitution de résidus de culture, 4) apports d'effluents d'élevage et de produits résiduels organiques, 5) remplacer la fauche par la pâture, 6) réduire les pertes de carbone par érosion (agriculture de conservation, agroforesterie, pratiques et aménagements anti érosifs), et 7) réduire les pertes par minéralisation (réduction du travail du sol). Adaptée de CHENU *et al.* (2019).

Il est aujourd'hui établi que les stratégies les plus efficaces sont celles qui consistent à augmenter les entrées de carbone dans les sols (Fujisaki *et al.*, 2018). L'efficacité de ces différentes options et pratiques est contrastée et dépend, en outre, du contexte pédoclimatique. En Afrique de l'Ouest subaride, les sols à texture grossière sont caractérisés par des stocks de carbone faibles, mais variables selon l'usage fait des sols et la gestion des apports organiques. Malou *et al.* (2021) montrent que les stocks de carbone organique sont significativement plus élevés dans les sols des parcelles proches des habitations, lesquels reçoivent de plus grandes quantités d'intrants organiques, que dans ceux des parcelles plus éloignées du village (les champs extérieurs).

Si de très nombreuses références sont aujourd'hui disponibles sur l'effet de certaines pratiques agri-

coles ou de l'usage fait des sols, peu d'études ont été réalisées dans le but d'estimer le potentiel technique du stockage de carbone à l'échelle de territoires nationaux (Rodrigues *et al.*, 2021). À l'échelle de la France métropolitaine, Pellerin *et al.* (2019) ont réalisé une estimation du potentiel technique du stockage additionnel de carbone dans les sols agricoles et montré que la mise en place combinée de cultures intermédiaires, de l'agroforesterie, de l'allongement de la durée des prairies temporaires, de l'extensification modérée des prairies permanentes et d'autres pratiques permettrait un stockage additionnel au bout de 30 ans de 8,34 millions de tonnes de carbone/an, soit 31 millions de tonnes de CO₂eq, ce qui correspond à 7 % des émissions nationales de gaz à effet de serre et à 41 % des émissions agricoles françaises. Ce stockage additionnel n'est pas négligeable. À l'échelle mondiale, plusieurs estimations ont été réalisées, mais elles souffrent bien sûr d'une plus grande incertitude. Des valeurs de stockage additionnel de 0,6 à 1,8 Gt de carbone/an ont été avancées (Fuss *et al.*, 2018 ; Zomer *et al.*, 2017), qu'il faut comparer au flux annuel de 5,1 Gt de carbone transitant de notre planète vers son atmosphère (Friedlingstein *et al.*, 2020). Comme à l'échelle nationale, le stockage de carbone ne permet pas de compenser les émissions totales de gaz à effet de serre, mais il peut en atténuer une fraction significative.

Un stockage de carbone qui apporte de nombreux co-bénéfices

Les matières organiques des sols assurent de nombreuses fonctions, qui sont autant de bénéfices associés à un stockage : elles retiennent l'eau et les éléments minéraux, agrègent les particules du sol et sont la ressource trophique des organismes vivant dans le sol ; leur minéralisation, quant à elle, libère des éléments nutritifs, principalement de l'azote, du phosphore et du soufre. Elles contribuent ainsi à la fertilité chimique des sols, mais aussi à la biodiversité de ceux-ci, au recyclage des éléments, à la régulation du cycle de l'eau et à la prévention de l'érosion. Stocker du carbone dans les sols apporte donc de nombreux co-bénéfices.

Limites et risques associés au stockage du carbone dans les sols

Augmenter les entrées de carbone dans les sols est le principal volant d'action pour accroître les stocks de carbone. La possibilité de produire et de restituer plus de biomasse est limitée par la faible disponibilité de l'eau ou des nutriments dans un certain nombre de contextes climatiques, pédologiques et économiques (Naudin *et al.*, 2011). Des usages de la biomasse peuvent être en concurrence avec le retour de celle-ci dans le sol, tels que le pacage des champs par le bétail après récolte ou l'utilisation des bouses de vache comme combustible domestique. En Europe, des tensions apparaissent entre les différentes valorisations possibles de la biomasse, notamment avec le développement de la méthanisation. Les barrières ne sont pas que biophysiques : les pratiques stockantes

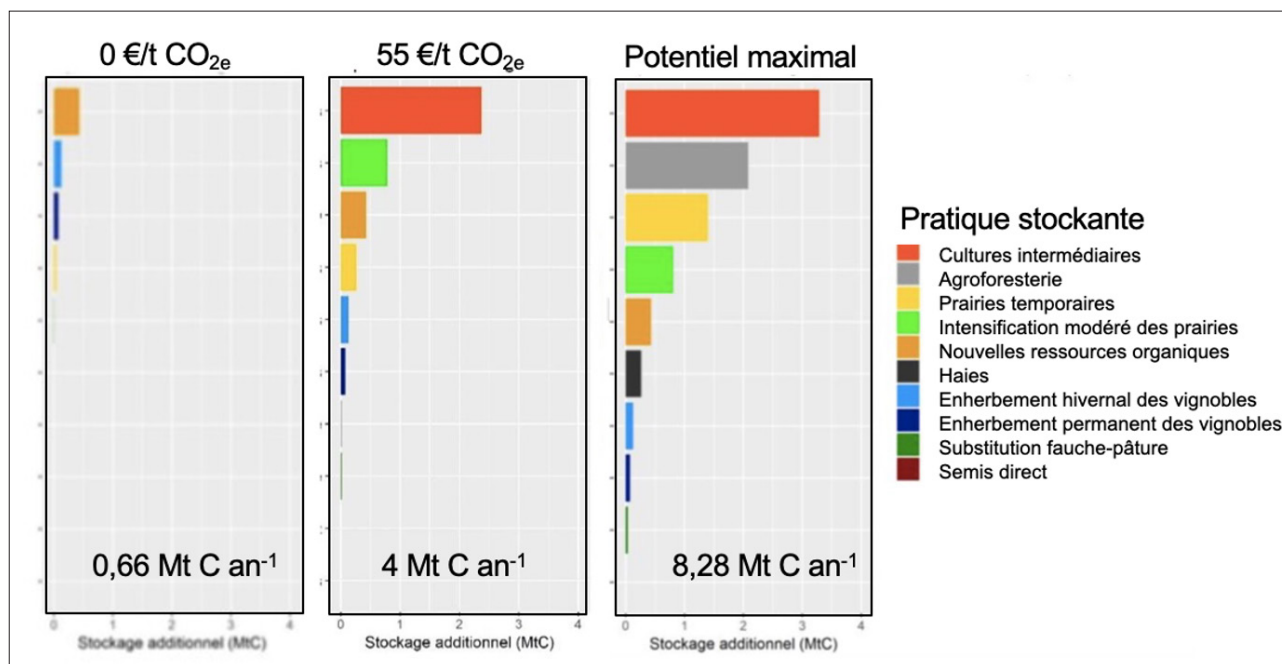


Figure 4 : Contribution des pratiques agricoles au stockage de carbone additionnel déterminée pour la France métropolitaine selon le coût de la tonne de CO₂ évitée (PELLERIN *et al.*, 2019 ; BAMIERE *et al.*, 2021).

s'accompagnent généralement d'un coût additionnel non nul (par exemple, l'achat de semences, de fioul pour le semis de cultures intermédiaires...). Ainsi, si le potentiel technique du stockage de carbone dans les sols de la France métropolitaine est de 8,34 Mt de carbone/an, il n'est que de 4 Mt de carbone/an si l'on se base sur un coût maximal de 50 € la tonne de CO₂ évitée et de 0,7 MtC/an pour un coût nul (voir la Figure 4 ci-dessus) (Bamière *et al.*, 2021). Enfin, une insuffisante maîtrise technique des agriculteurs, leur faible capacité à prendre des risques, l'absence de conseils agricoles adéquats, un fermage reposant sur des contrats courts, voire même certaines préférences culturelles limitent également la mise en œuvre des pratiques stockantes sur le terrain (Demenois *et al.*, 2020). Au-delà du potentiel technique du stockage de carbone, il est donc nécessaire de déterminer un potentiel économique et un potentiel atteignable ou tout du moins réaliste qui intègre les choix des acteurs de terrain.

Une approche intégrée et multicritères doit prévaloir, telle celle portée par l'Initiative « 4 pour 1000 » (https://www.4p1000.org/sites/default/files/francais/doc_2_criteria_and_indicators_vf.pdf). En effet, au-delà du stockage du carbone, c'est un bilan des gaz à effet de serre de l'itinéraire technique de ce stockage qui doit être réalisé, prenant en compte les émissions amont (l'achat de fertilisants minéraux, par exemple) et aval (les pertes d'azote), ainsi que les émissions au champ. Ainsi, certaines pratiques et conditions pédo-climatiques peuvent générer des émissions additionnelles de N₂O, lesquelles peuvent diminuer l'effet d'atténuation des émissions de gaz à effet de serre d'une pratique visant au stockage du carbone dans les sols (Guenet *et al.*, 2021).

Comment favoriser le stockage du carbone dans les sols ?

L'Initiative « 4 pour 1000 »

Atténuer les émissions de gaz à effet de serre fait l'objet de politiques aux échelles internationale (par exemple, les Accords de Paris signés en 2015), européenne (la loi Climat) et nationale (Stratégie nationale bas carbone de 2015). Bien que les nations intègrent de plus en plus les sols et le carbone qu'ils contiennent dans leurs contributions nationales déterminées (Wiese *et al.*, 2021), les politiques aux différentes échelles précitées intègrent peu d'objectifs quantitatifs relatifs au carbone des sols. En France, la Stratégie nationale bas carbone 2 (2020) vise un doublement du stockage du carbone dans les sols et de la biomasse à l'horizon 2050.

L'Initiative « 4 pour 1000 : les sols pour la sécurité alimentaire et le climat », lancée par la France en 2015 à l'occasion de la COP21, a fait monter les sols et le stockage du carbone dans ces derniers sur la scène politique climatique. Cette Initiative promeut la préservation et l'augmentation des stocks de carbone des sols afin de contribuer : 1) à une atténuation du changement climatique, 2) à une meilleure adaptation des agroécosystèmes au changement climatique liée au rôle joué par les matières organiques des sols dans le cycle de l'eau et la lutte contre l'érosion, et 3) à la sécurité alimentaire, du fait du rôle de ces mêmes matières organiques dans la fertilité des sols.

L'Initiative vise à fédérer tous les acteurs volontaires du public et du privé (États, collectivités, entreprises, organisations professionnelles de producteurs, ONG, établissements de recherche et d'enseignement, ...) et à les inciter à s'engager dans une transition agroécologique vers une agriculture productive, hautement rési-

liente, fondée sur une gestion adaptée des terres et des sols, créatrice d'emplois et de revenus et, par là-même, porteuse de développement durable.

Comme nous l'avons précisé en introduction, un taux annuel de croissance de 0,4 % (ou 4 ‰) des stocks de carbone dans les premiers 30 à 40 cm du sol réduirait de manière significative dans l'atmosphère la concentration de CO₂ liée aux activités humaines (Soussana *et al.*, 2019). Ce taux de croissance n'est pas une cible normative pour les pays et autres partenaires, mais vise à illustrer l'importance du carbone des sols (Rumpel *et al.*, 2020). L'Initiative affirme sans ambiguïté que le stockage du carbone dans les sols ne peut en aucun cas se substituer aux nécessaires efforts de réduction des émissions de gaz à effet de serre d'origine anthropique, une réduction qui demeure la priorité de la lutte contre le changement climatique (Rumpel *et al.*, 2020).

L'Initiative compte aujourd'hui plus de 670 membres représentant une grande diversité. Concrètement, elle mène des actions de sensibilisation auprès d'acteurs très divers et s'implique dans le débat public portant sur les questions d'agriculture et de climat. Le comité scientifique et technique international de l'Initiative a défini un ensemble de critères et d'indicateurs de référence auquel un projet estampillé « 4 pour 1000 » doit souscrire. Pour s'en assurer, il réalise des évaluations formatives des projets sur la base de ces critères. Il est à noter qu'au premier rang de ceux-ci figurent des critères « de sauvegarde » permettant de s'assurer que des actions entreprises pour augmenter les stocks de carbone des sols ne porteront pas atteinte aux droits de l'homme et n'affecteront pas négativement les droits fonciers et la diminution de la pauvreté. L'Initiative « 4 pour 1000 » a défini des priorités de recherche qu'elles diffusent auprès des financeurs de la recherche et mène ses propres études, comme l'analyse de la manière dont les contributions nationales déterminées (NDCs) prennent en compte les sols et le carbone qu'ils contiennent (Wiese *et al.*, 2021).

Conclusion

Dans la course pour l'atteinte de la neutralité carbone globale, la priorité reste la réduction des émissions de GES. Il est cependant également nécessaire de renforcer le rôle des sols dans l'éventail des solutions mobilisables pour le climat, la sécurité alimentaire, la lutte contre la perte de biodiversité et la dégradation des terres. Les sols se trouvent en effet au carrefour de nombreux enjeux locaux et globaux, alors qu'ils sont menacés et dégradés. En appui de cette ambition, il est indispensable de mettre en place des mesures incitatives pour soutenir, sur le long terme, la transition des systèmes agricoles sur la voie d'une valorisation de leur potentiel de stockage du carbone et pour accompagner les acteurs essentiels que sont les agriculteurs. Des méthodes et des indicateurs de performance du suivi et de l'évaluation *ex ante*, *in itinere* et *ex post* des impacts de ces systèmes sur l'évolution du stock de carbone organique des sols sont également nécessaires.

Une nouvelle stratégie européenne en faveur des sols, publiée par la Commission, le 17 novembre 2021, vise à « augmenter la teneur en carbone des sols agricoles, à lutter contre la désertification, à restaurer les terres et les sols dégradés, et à faire en sorte que, pour 2050, tous les écosystèmes des sols soient en bon état ». Pour cela, cette stratégie prévoit d'agir au travers d'outils qui existent déjà, mais aussi de développer la rémunération des agriculteurs au regard de l'évolution du carbone stocké et pour les services écosystémiques qu'ils rendent (« carbon farming »). Elle ambitionne également de mettre en place une législation spécifique pour protéger les sols, et ce dès 2023.

Références bibliographiques

- BALESDENT J. & ARROUAYS D. (1999), « Usage des terres et stockage de carbone dans les sols du territoire français. Une estimation des flux nets pour la période 1900-1999 », *Comptes rendus de l'Académie d'Agriculture de France* 85(6), pp. 265-277.
- BAMIÈRE L., JAYET P. A., KAHINDO S. & MARTIN E. (2021), "Carbon sequestration in French agricultural soils: A spatial economic evaluation", *Agricultural Economics* 52(2), pp. 301-316.
- CHENU C., ANGERS D. A., BARRÉ P., DERRIEN D., ARROUAYS D. & BALESDENT J. (2019), "Increasing organic stocks in agricultural soils: Knowledge gaps and potential innovations", *Soil and Tillage Research* 188, pp. 41-52.
- DEMENOIS J., TORQUEBIAU E., ARNOULT M. H., EGLIN T., MASSE D., ASSOUMA M. H., BLANFORT V., CHENU C., CHAPUIS-LARDY L., MEDOC J. M. & SALL S. N. (2020), *Barriers and Strategies to Boost Soil Carbon Sequestration in Agriculture. Frontiers in Sustainable Food Systems* 4.
- FRIEDLINGSTEIN P., O'SULLIVAN M., JONES M. W., ANDREW R. M., HAUCK J., OLSEN A., PETERS G. P., PETERS W., PONGRATZ J., SITCH S., LE QUERE C., CANADELL J. G., CIAIS P., JACKSON R. B., ALIN S., ARAGAO L., ARNETH A., ARORA V., BATES N. R., BECKER M., BENOIT-CATTIN A., BITTIG H. C., BOPP L., BULTAN S., CHANDRA N., CHEVALLIER F., CHINI L. P., EVANS W., FLORENTIE L., FORSTER P. M., GASSER T., GEHLEN M., GILFILLAN D., GKRTZALIS T., GREGOR L., GRUBER N., HARRIS I., HARTUNG K., HAVERD V., HOUGHTON R. A., ILYINA T., JAIN A. K., JOETZJER E., KADONO K., KATO E., KITIDIS V., KORSBAKKEN J. I., LANDSCHUTZER P., LEFEVRE N., LENTON A., LIENERT S., LIU Z., LOMBARDOZZI D., MARLAND G., METZL N., MUNRO D. R., NABEL J., NAKAOKA S. I., NIWA Y., O'BRIEN K., ONO T., PALMER P. I., PIERROT D., POULTER B., RESPLANDY L., ROBERTSON E., RODENBECK C., SCHWINGER J., SEFERIAN R., SKJELVAN I., SMITH A. J. P., SUTTON A. J., TANHUA T., TANS P. P., TIAN H., TILBROOK B., VAN DER WERF G., VUICHARD N., WALKER A. P., WANNINKHOF R., WATSON A. J., WILLIS D., WILTSHIRE A. J., YUAN W. P., YUE X. & ZAEHLE S. (2020), "Global Carbon Budget 2020", *Earth System Science Data* 12(4), pp. 3269-3340.
- FUJISAKI K., CHEVALLIER T., CHAPUIS-LARDY L., ALBRECHT A., RAZAFIMBELO T., MASSE D., NDOUR Y. B. & CHOTTE J.-L. (2018), "Soil carbon stock changes in tropical croplands are mainly driven by carbon inputs: A synthesis", *Agriculture, Ecosystems & Environment* 259, pp. 147-158.
- FUSS S., LAMB W. F., CALLAGHAN M. W., HILAIRE J., CREUTZIG F., AMANN T., BERINGER T., de OLIVEIRA GARCIA W., HARTMANN J., KHANNA T., LUDERER G., NEMET G. F., ROGELJ J., SMITH P., VICENTE J. L. V., WILCOX J., DEL MAR ZAMORA DOMINGUEZ M. & MINX

- J. C. (2018), "Negative emissions – Part 2: Costs, potentials and side effects", *Environmental Research Letters* 13(6).
- GUENET B., GABRIELLE B., CHENU C., ARROUAYS D., BALESSENT J. M., BERNOUX M., BRUNI E., CALIMAN J. P., CARDINAEL R., CHENS C., CIAISP., DESBOIS D., FOUCHE J., FRANK S., HENAUULT C., LUGATO E., NAIPAL V., NESME T., OBERSTEINER M., PELLERIN S., POWLSON D. S., RASSE D. P., REES F., SOUSSANA J. F., SU Y., TIAN H. Q., VALIN H. & ZHOU F. (2021), "Can N₂O emissions offset the benefits from soil organic carbon storage?", *Global Change Biology* 27(2), pp. 237-256.
- HANAN N. P., MILNE E., AYNEKULU E., YU Q. & ANCHANG J. (2021), "A role for drylands in a carbon neutral world?", *Frontiers in Environmental Science* 9, p. 539.
- JOBBAGY E. G. & JACKSON R. B. (2000), "The vertical distribution of soil organic carbon and its relation to climate and vegetation", *Ecological Applications* 10, pp. 423-436.
- MALOU O. P., MOULIN P., CHEVALLIER T., MASSE D., VAYSSIÈRES J., BADIANE-NDOUR N. Y., TALL L., THIAM A. & CHAPUIS-LARDY L. (2021), "Estimates of carbon stocks in sandy soils cultivated under local management practices in Senegal's groundnut basin", *Regional Environmental Change* 21, p. 65.
- NAUDIN K., SCOPEL E., ANDRIAMANDROSO A. L. H., RAKOTOSOLOFO M., ANDRIAMAROSOA RATSIMBAZAFY N. R. S., RAKOTOZANDRINY J. N., SALGADO P. & GILLER K. E. (2011), "Trade-Offs between Biomass Use and Soil Cover. The Case of Rice-Based Cropping Systems in the Lake Alaotra Region of Madagascar", *Experimental Agriculture* 48(02), pp. 194-209.
- PELLERIN S., BAMIÈRE L., LAUNAY C., MARTIN R. L., SCHIAVO M., ANGERS D., AUGUSTO L., BALESSENT J. R. M., BASILE-DOELSCH I., BELLASSEN V., CARDINAEL R. M., CÉCILLON L., CESCHIA E., CHENU C., CONSTANTIN J., DARROUSSIN J. L., DELACOTE P., DELAME N., GASTAL F. O., GILBERT D., GRAUX A.-I., GUENET B., HOUOT S., KLUMPP K., LETORT E., LITRICO I., MARTIN M., MENASSERI S., MÉZIÈRE D., MORVAN T., MOSNIER C., ROGER-ESTRADE J., SAINT-ANDRÉ L., JORGE SIERRA O. T. R., VIAUD V. R., GRATEAU R. G., PERCHEC S. L., SAVINI I. & RÉCHAUCHÈRE O. (2019), « Stocker du carbone dans les sols français. Quel potentiel au regard de l'objectif 4 pour 1000 et à quel coût ? », synthèse du rapport d'étude, INRA (France).
- RODRIGUES L., HARDY B., HUYGHEBEART B., FOHRAFELLNER J., FORNARA D., BARANCIKOVA G., BARCENA T. G., DE BOEVER M., DI BENE C., FEIZIENE D., KATTERER T., LASZLO P., O'SULLIVAN L., SEITZ D. & LEIFELD J. (2021), "Achievable agricultural soil carbon sequestration across Europe from country-specific estimates", *Glob Chang Biol* 27(24), pp. 6363-6380.
- RUMPEL C., AMIRASLANI F., CHENU C., CARDENAS M. G., KAONGAM., KOUTIKAL S., LADHA J., MADARI B., SHIRATO Y., SMITH P., SOUDI B., SOUSSANA J. F., WHITEHEAD D. & WOLLENBERG E. (2020), "The 4p1000 initiative: Opportunities, limitations and challenges for implementing soil organic carbon sequestration as a sustainable development strategy", *Ambio* 49(1), pp. 350-360.
- SOUSSANA J. F., LUTFALLA S., EHRHARDT F., ROSENSTOCK T., LAMANNA C., HAVLIK P., RICHARDS M., WOLLENBERG E., CHOTTE J.-L., TORQUEBIAU E., CIAIS P., SMITH P. & LAL R. (2019), "Matching policy and science: Rationale for the '4 per 1000-soils for food security and climate' initiative", *Soil & Tillage Research* 188, pp. 3-15.
- TARNOCAI C., CANADELL J. G., SCHUUR E. A. G., KUHR Y. P., MAZHITOVA G. & ZIMOV S. (2009), "Soil organic carbon pools in the northern circumpolar permafrost region", *Global Biogeochemical Cycles* 23.
- WIESE L., WOLLENBERG E., ALCANTARA-SHIVAPATHAM V., RICHARDS M., SHELTON S., HONLE S. E., HEIDECHE C., MADARI B. E. & CHENU C. (2021), "Countries' commitments to soil organic carbon in Nationally Determined Contributions", *Climate Policy* 21(8), pp. 1005-1019.
- ZOMER R. J., BOSSIO D. A., SOMMER R. & VERCHOT L. V. (2017), "Global Sequestration Potential of Increased Organic Carbon in Cropland Soils", *Scientific Reports* 7.

Direct Air Capture (DAC) in Germany: resource implications of a possible rollout in 2045

By Simon BLOCK

Research assistant in the Division of Future Energy and Industry Systems at the Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy

And Dr. Peter VIEBAHN

Head of the Research Unit Sectors and Technologies within the Division of Future Energy and Industry Systems at the Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy

Direct Air Capture (DAC) is increasingly being discussed as a possibility to limit climate change. In this study, a possible rollout of the DAC technology at German coastal areas is analysed based on an existing climate neutrality scenario. For the year 2045 the resulting costs as well as land, water and energy consumption are examined. It is concluded that a realization of the DAC technology in Germany might be possible from a technical point of view. However, there is a high demand for land and energy. Since a rollout is needed to start in 20 years at the latest, the required discussion and evaluation should be initiated as quickly as possible.

DAC as a technology for enabling negative emissions

In efforts to limit global warming, negative emissions are seen as a necessary tool to achieve climate neutrality on the one hand and to compensate carbon dioxide (CO₂) emissions that have already been released to the atmosphere on the other. One technology for attain negative emissions is Direct Air Capture (DAC) that captures CO₂ from ambient air. By using DAC, gross negative and net negative emissions can be produced.

Gross negative emissions

Gross negative emissions fulfil the purpose of achieving a balanced CO₂ neutrality, e.g. for countries or companies. On the one hand, this could become necessary to compensate CO₂ emissions that cannot be avoided in any other way, such as those ones generated in agriculture. In this case, the CO₂ removed from the atmosphere by DAC (so-called DAC-CO₂) would have to be permanently stored underground (Direct Air Carbon Capture and Sequestration – DACCS). On the other hand, DAC-CO₂ could be used to replace fossil hydrocarbons, e.g. fossil fuels, by synthesizing DAC-CO₂ or CO (made out of DAC-CO₂) with green hydrogen and producing green fuels. The CO₂ released during its combustion, e.g., by road traffic, is considered climate-neutral, because it was previously removed from the atmosphere (Direct Air Carbon Capture and Utilization – DACCU).

Net negative emissions

Net negative emissions, on the other hand, describe emissions that are removed from the air and subsequently stored (DACCS) in addition to a country's or company's achievement of climate neutrality, thus lowering the atmospheric CO₂ concentration. Such net negative emissions have for a long time been called for by climate scientists as a necessary condition for achieving the 1.5°C target (IPCC, 2018). While the corresponding studies mostly focused on biomass with CCS (BECCS), DACCS is now also being discussed for enabling net negative emissions.

Direct air capture technologies

State of the art

DAC processes usually consist of three steps: First, the ambient air is directed to a sorbent, e.g. by using fans. Subsequently, the CO₂ from the ambient air must be bound by absorbing or adsorbing substances. Finally, the CO₂ has to be separated from the sorbent again by supplying thermal or electrical energy, so that the sorbent is again ready for a new cycle. The current processes and the companies implementing them can be summarized in two groups (Viebahn *et al.*, 2019).

In the *absorption and calcination process*, CO₂ is absorbed with potassium hydroxide (KOH) as an aqueous solution. The aqueous potassium carbonate

(K_2CO_3) resulting from the absorption is precipitated in a pellet reactor to form calcium carbonate ($CaCO_3$) and is decomposed into CO_2 and calcium oxide (CaO) by calcination. The latter is hydrated to calcium hydroxide ($Ca(OH)_2$) and is then available for further processing. Calcination requires very high temperatures ($> 800^\circ C$), which the Canadian company Carbon Engineering (CE) achieves by burning natural gas, coupled with carbon capture and storage (CCS). This process can also be referred to $DAC_{highTemp}$. In addition to an existing demo plant in Canada, CE plans to bring into operation a commercial plant in 2022, removing 1 $MtCO_2/year$.

The Swiss company Climeworks and the US company Global Thermostat (GT) are working with *adsorption and desorption processes* (also referred to $DAC_{lowTemp}$). In this process, the CO_2 is first bound to a sorbent via organic chemical adsorption, which is then regenerated by low-temperature heat (approx. $100^\circ C$) or humidity under vacuum (temperature swing adsorption, TSA, in combination with pressure swing adsorption, PSA). The company Climeworks operates, mainly in Europe, over 15 demonstration plants. In September 2021, it commissioned a commercial plant "Orca" in Hellisheidi (Iceland) with a CO_2 removal capacity of 4 $ktCO_2/year$. The captured CO_2 is then injected into basalt formations where it carbonizes (becomes solid rock) within two years. GT operates several demo plants and a commercial plant with 4 $ktCO_2/year$ in the US.

In addition, there are other smaller companies, some of them start-ups with their own developments. In total, plants with a cumulative capacity of more than 10 $ktCO_2/year$ are currently being operated worldwide as demo or pilot plants.

Costs and resource consumption

Current *cost* assumptions for DAC are at 540 $\text{€}/tCO_2$, of which capital expenditures represent the largest share. By 2030, costs are expected to decrease to $\sim 100 \text{€}/tCO_2$ due to economies of scale, mass production, and technical learning (Viebahn *et al.*, 2019).

The *energy* required is composed of $\sim 75\%$ heat and $\sim 25\%$ electricity. Deutz and Bardow (2021) indicate an energy demand of Climeworks' demonstration plants, based on current measurements, of 700 kWh_{el}/tCO_2 and 11.9 GJ_{th}/tCO_2 . They state 500 kWh_{el}/tCO_2 and

5.4 GJ_{th}/tCO_2 as Climeworks' target for 2030. In order to provide the required high-temperature heat, CE assumes a natural gas demand of 8.81 GJ_{th}/tCO_2 for its planned commercial plant, which includes electricity supply (366 kWh_{el}/tCO_2) via using a gas turbine (Keith, 2018).

The *water intensity* of the processes depends on various factors such as temperature, ambient conditions, and solution molarity. CE reports net water losses due to evaporation for its pilot plant as 4.7 tH_2O/tCO_2 . Climeworks' DAC-plants, on the other hand, produce between 0.8 and 2 tH_2O/tCO_2 . The value can vary, depending on site conditions and sorbent selection (Viebahn *et al.*, 2019).

Current data for *land use requirements* are very imprecise. CE reports dimensions of 8 m x 200 m for capturing 0.1 $MtCO_2/year$ ($= 0.0016 \text{ km}^2/(MtCO_2\text{-year})$) in a conceptual design, but points out that the anticipated values refer only to the CO_2 absorption internals ("packings") and would significantly underestimate an actual plant size. Climeworks builds its plants in the format of a 40-foot shipping container. Real measurements of its plant in Hellisheidi show a land requirement of $0.26 \text{ km}^2/(MtCO_2\text{-year})$, that includes necessary installation areas and a centralized control unit (Deutz and Bardow, 2021). Considerably more space, however, is needed if the required heat is not provided as waste heat from other processes or via gas boilers, but has to be generated, for example, by electric heat pumps powered by photovoltaic systems.

Table 1 summarizes the described differences between $DAC_{highTemp}$ and $DAC_{lowTemp}$ plants. The key advantage of the $DAC_{lowTemp}$ process is that low temperature heat can be realized technically more easily. In addition, the integration of waste heat from electrolyzers as well as from industrial or synthesis plants is possible. Another advantage is that the moisture contained in the air is available as water after passing through the process and does not have to be continuously supplied from outside, as is the case with $DAC_{highTemp}$. This enables the plants to be operated in regions where low-cost renewable energy is available but which are mostly arid regions. The small-scale modular design, as offered by Climeworks, also allows a demand-driven design as well as serial production.

	Unit	$DAC_{lowTemp}$	$DAC_{highTemp}$
Temperature level	$^\circ C$	~ 100	~ 800
Design	-	modular	power plant unit
Electrical energy demand (year)	kWh_{el}/tCO_2	500 (2030)	366 (2025)
Thermal energy demand (year)	GJ_{th}/tCO_2	5.4 (2030)	5,25 (2025)
Water demand	tH_2O/tCO_2	-1	4.7
Direct land use	m^2/tCO_2	0.26	0.1
Cost development	$\text{€}/tCO_2$	< 100 (2030)	< 100 (2030)

Table 1: Comparison of high-temperature and low-temperature DAC systems – Source: According to Block (2021).

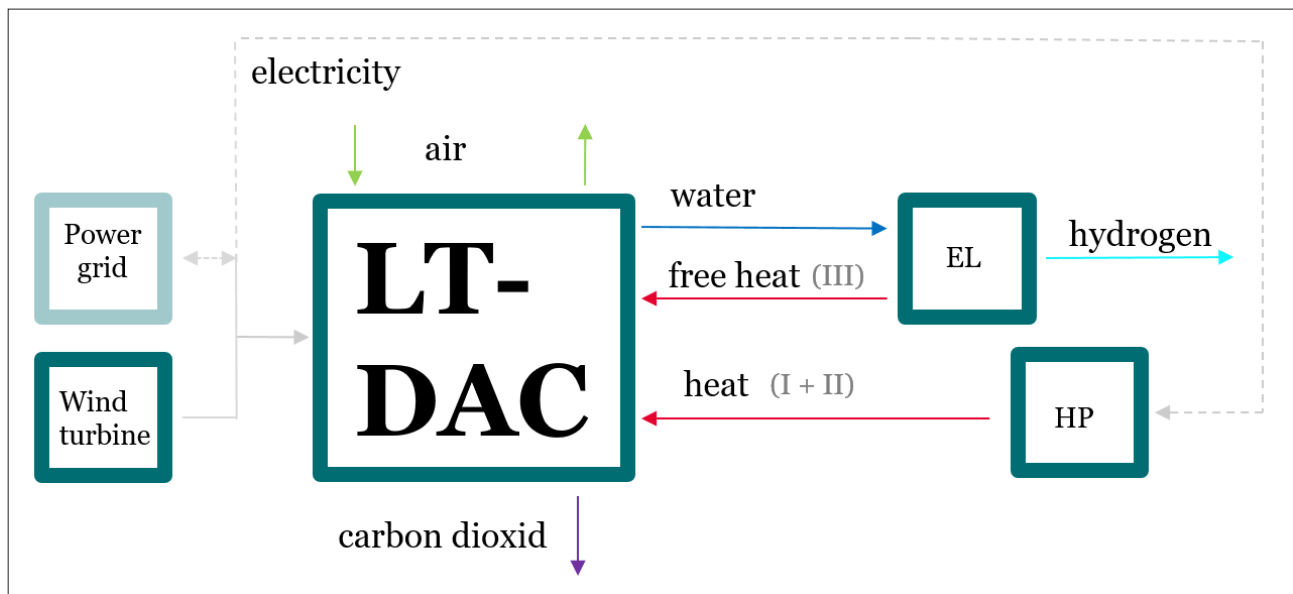


Figure 1: Schematic illustration of the three modelled cases (EL – electrolysis; HP – heat pump; LT – low temperature) – Source: According to Block, 2021.

Applying direct air capture in Germany

The KNDE scenario as a possible path to reach climate neutrality in Germany by 2045

In June 2021, the first integrated scenario showing a path towards a “Climate Neutral Germany 2045” (KNDE 2045) was provided (Prognos *et al.*, 2021). Shortly thereafter, the German government also adopted climate neutrality 2045 as a political goal. Using the common scenario method, the authors provided an economically viable strategy with which greenhouse gas emissions could be reduced through the implementation of appropriate measures in all sectors, from the energy sector to transport, industry and agriculture sector. In doing so, CO₂ emissions could be reduced by 65% to 438 Mt up to 2030 and by 95% to 65 Mt up to 2045, both compared to 1990 levels. The residue results in particular from agriculture, individual industrial sectors and waste management, whose emissions cannot be reduced further for various reasons. In order to achieve climate neutrality in 2045, the authors envisage gross negative emissions of 37 MtCO₂/year via BECCS and 20 MtCO₂/year via DACCS¹. The allocation in BECCS and DACCS results from different model assumptions. Thus, for the first time, a consistent DAC implementation pathway for a country was provided, which is the basis for the following case study.

Design of possible DAC configurations

In order to both illustrate the dimensions of the required technology modules and determine the resource requirements resulting from the DACCS implementation pathway given above, different DAC configurations are modelled for the year 2045 (Block, 2021).

According to the advantages given above, DAC_{lowTemp} is used as a reference technology. Figure 1 shows the schematic layout of the technology modules. It is assumed that the DAC-plants will be installed near the German North Sea coast to be able to transport the captured CO₂ directly to possible CO₂ storage sites in the Norwegian North Sea. This setup avoids both onshore storage in Germany and transport from the hinterland to the coast. Three cases are distinguished for electricity and heat supply:

- Case I and II examine the use of onshore (I) and offshore (II) wind turbines for electricity production, combined with electric powered heat pumps;
- Case III analyses the possible energy savings from coupling DAC with electrolysers which could be installed on large platforms in the North Sea in the future², supplying them with water and using their waste heat.

The power supply for the DAC-plants is provided by the wind turbines, supplemented by provision of electricity from the grid. The electricity consumption for the electrolysers, however, is not considered here, since it would also occur without implementing DAC. Figure 1 schematically illustrates the systems layout of the three cases.

For simplicity, the analysis assumes that all plants will be installed in 2045. The following parameters, updated to 2045, are used for this purpose:

Direct Air Capture Unit

- Capture Capacity: 300 tCO₂/year
- Full load hours (FLH): 8,500 h
- Electric Power demand: 286 kWh/tCO₂
- Heat demand: 3.4 GJ/tCO₂
- Water production: 1 m³/tCO₂

¹ The 7 MtCO₂ still missing from the balance sheet will be achieved by crediting green polymers as feedstock in the chemical industry.

² See for example, <https://www.northseawindpowerhub.eu/>

Electric Heat Pump

- Coefficient of performance (COP): 2.85

Wind turbine

- Capacity: 3 MW
- FLH onshore: 3,536 h
- FLH offshore: 5,385 h

Electrolyser

- Type: Polymer electrolyte membrane (PEM) electrolysis
- Efficiency: 68%
- Waste heat supply potential: 14 GJth/tH₂
- Water consumption: 10 m³/tH₂

Results of the case studies

Table 2 shows the results of the three case studies. Key parameters are discussed below and benchmarked against the corresponding consumption figures of the city of Berlin (3.7 million inhabitants).

Electrical power: Locating DAC-plants at the North Sea coast has the advantage that both offshore and onshore wind energy can be used. The use of offshore wind turbines leads to higher full load hours and thus enables lower installed electrical power. Comparing the offshore wind power of 64 GW to be installed by 2045 as sketched in Prognos *et al.* (2021), about 3.6% of this load (= 2.29 GW) would be required in case II (using electric heat pumps). In contrary, heat coupling with electrolysers (case III) would lead to a reduction of the needed capacity to 1.06 GW.

Land use: Using onshore wind energy (case I) requires an area of 175 km² (1.165 turbines of 3 MW each), which corresponds to 20% of the area of Berlin. The space required for the processing plants (DAC, heat pump), in contrary, is small and amounts to only 3.4 km² (case I and II) and 2 km² (case III).

Electrical energy consumption amounts to 12.4 TWhel/year in the cases I and II (of which about 50% each for

DAC processes and heat pumps) and 5.7 TWhel/year in case III (without heat pump), which corresponds to 97% and 45% of the electricity consumption of the city of Berlin, respectively.

Water: A quantity of 20 MtH₂O/year is provided by the DAC process. This corresponds to 9% of the drinking water demand of Berlin. At the same time, the DAC process, in interaction with the electrolysis process (case III), can not only cover the complete water demand, but also generate a surplus amounting to 0.085 m³/tCO₂.

Cost: The cost of extracting 20 MtCO₂/year amounts to 1.5 and 1.8 bn EUR/year, in case the thermal energy is provided by heat pumps (cases I and II, respectively). By using "free waste heat" (case III), they cost is reduced to 1.3 bn EUR/year. This corresponds to CO₂ abatement costs of 75, 90 and 65 EUR/tCO₂, respectively.

Further potential need for DAC

The figures given above show that even a relatively small DAC capacity (capturing 20 MtCO₂/year) results in significant resource consumption. Much larger amounts of DAC, however, might be conceivable. Since the following options were not modelled within the KNDE 2045 scenario, they are only addressed qualitatively:

- In KNDE 2045, it was assumed that the remaining fossil fuels (apart from the use of electromobility) would be replaced by imported synthetic fuels. If these fuels were produced in Germany from green hydrogen and CO₂, an additional amount of 34 Mt of DAC-CO₂/year would be required.
- If the 37 MtCO₂/year of negative emissions, that KNDE 2045 assumes to be realised through BECCS, would not be available, this amount of CO₂ would also have to be implemented via DACCS (starting between 2030 and 2040).
- In aviation, only green kerosene is used in KNDE 2045 onwards. As the authors correctly write, CO₂

Year: 2045	Unit	Case I	Case II	Case III
Heat production unit	-	heat pump	heat pump	electrolysis
Installed heat capacity	GW	2.2	2.2	2.2
Heat demand	TWh/y	18.9	18.9	18.9
Power generation unit	-	onshore wind turbine	offshore wind turbine	offshore wind turbine
Installed power capacity	GW	3.5	2.3	1.1
Power demand	TWh/y	12.4	12.4	5.7
Installed number of wind power plants (3 MW)	-	1,165	764	355
CO ₂ -capture quantity	Mt/y	20.0	20.0	20.0
Installed number of DAC-plants (0.3 kt CO ₂ /y)	-	66,667	66,667	66,667
Land use for DAC plants	km ²	3.4	3.4	2.0
Land use for renewable energy plants	km ²	175	-	-
Water production	Mt/y	20.0	20.0	20 (net 1.7)
Total annual cost	Bn €/a	1.5	1.8	1.3

Table 2: Cumulative figures for the year 2045 – Source: According to Block (2021).

is only one cause of the greenhouse effect. At high altitudes also nitrogen oxides, black carbon particles, water steam etc. cause climate impacts. "In the context of a future, more comprehensive international climate protection regime, Germany would have to achieve correspondingly further negative emissions to offset the non-CO₂ effects of its international aviation" (Prognos *et al.*, 2021:90). Following this, further 43 Mt DAC-CO₂/year would have to be stored (calculated with a Radiative Forcing Index of 3).

- As mentioned at the beginning, also net-negative emissions will have to be enabled from 2050. Taking the "middle-of-the-road" scenario S4 (IPCC, 2018) as an example, globally 2, 5, and 10 Gt of net-negative emissions would have to be reached from 2050, 2060, and 2080, respectively. If Germany were to take on 1% of this amount (corresponding to its population share), further 20, 50, and 100 Mt of DAC-CO₂ would have to be stored from 2050, 2060, and 2080, respectively.

Conclusions

The results presented above raise a number of questions regarding their implementation. While DAC technology should be available in time after going through the usual learning and development processes, a rapid ramp-up of production will be required. Accordingly, sufficient production facilities will need to be available for mass production. Even if not the small plants used here, but plants of the "Orca type" (4 ktCO₂/year) or plants in a future order of 100 ktCO₂/year (Deutz and Bardow, 2021) are used, 5,000 or 200 plants would be needed in the reference case calculated above, respectively. Taking into account the possible demands of the four additional options and considering that the technology is not only needed in Germany but worldwide, a considerable production volume has to be assumed.

This study did not examine the use of high-temperature technology, such as that being developed by CE. In a climate-neutral energy system based on renewable energies, only hydrogen would be available for this purpose in Germany. Alternatively, waste heat from energy-intensive industry could be used and thus co-production could be established at existing industrial sites. So far, there is a lack of feasibility studies for this.

An essential factor for a timely implementation of the required strategies is the social acceptance. To date, discussion of negative emissions has taken place only in academics or NGOs. While the general public is rather slow to realize the need for a climate-neutral system, there is an urgent need for information regarding negative emissions. Sufficient acceptance will only be achieved through timely information and participatory development of possible implementation strategies.

Overall, given the large number of open questions, a comprehensive technology assessment from a wide range of perspectives and involving diverse stakeholders is needed. Since large-scale implementation will be needed in 20 years at the latest, corresponding stu-

dies and transformation strategies should be developed as soon as possible.

Bibliographie

- BLOCK S. (2021), "Design, analysis, and evaluation of Direct Air Capture (DAC) plants for use in power-to-X processes and for the generation of 'negative emissions' in Germany" (unpublished master's thesis, in German), Fachhochschule Aachen.
- DEUTZ S. & BARDOW A. (2021), "Life-cycle assessment of an industrial direct air capture process based on temperature-vacuum swing adsorption", *Nature Energy* 6(2021), pp. 203-213.
- IPCC (2018), "Global Warming of 1.5°C", An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty, Paris.
- KEITH D. W., HOLMES G., ST. ANGELO D. & HEIDEL K. (2018), "A Process for Capturing CO₂ from the Atmosphere", *Joule* 2, pp. 1573-1594.
- Prognos, Öko-Institut & Wuppertal Institut (2021), "Towards a Climate-Neutral Germany by 2045. How Germany can reach its climate targets before 2050", Executive Summary conducted for Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende and Agora Verkehrswende, Berlin.
- VIEBAHN P., SCHOLZ A. & ZELT O., "The Potential Role of Direct Air Capture in the German Energy Research Program – Results of a Multi-Dimensional Analysis", *Energies* 12(18), p. 3443, doi: 10.3390/en12183443, 2019.

Géo-ingénierie – Perspectives, limites et risques

Par Ilarion PAVEL

Ingénieur en chef des Mines – Conseil général de l'Économie,
de l'Industrie, de l'Énergie et des Technologies

On désigne par géo-ingénierie un ensemble de technologies qui visent à contrôler le climat terrestre dans le but de lutter contre le réchauffement climatique de la Terre, lequel est causé par les activités humaines, en particulier par les émissions de gaz à effet de serre. On distingue deux grandes familles : la gestion du rayonnement solaire et l'extraction du CO₂ atmosphérique. Dans cet article, nous passons en revue ces diverses technologies et analysons leurs limites et leurs risques.

Historique

La naissance de la géo-ingénierie remonte à la Guerre froide : on s'intéresse à l'époque aux éventuelles modifications climatiques que causerait une guerre nucléaire, mais aussi à la possibilité de contrôler le climat régional et de l'utiliser comme arme de guerre. La modification du climat local était également envisagée pour des applications civiles : production de précipitations pour les besoins de l'agriculture, prévention des orages pour diminuer les éventuels dégâts. Cependant, la mise en œuvre de ces techniques n'a pas donné des résultats convaincants.

Actuellement, la géo-ingénierie suscite un regain d'intérêt comme moyen de lutte contre le réchauffement climatique, qui est causé par les activités humaines, en particulier par les émissions de gaz à effet de serre.

La géo-ingénierie fait appel à deux grandes familles de technologies

La première est la gestion du rayonnement solaire dans le but d'atténuer le flux lumineux qui arrive sur la surface de la Terre, et ce afin de diminuer la quantité d'énergie absorbée et, en conséquence, la température moyenne de la planète. La deuxième est l'extraction du CO₂ atmosphérique, qui vise la diminution de la concentration de ce gaz soit par le recours à diverses techniques industrielles de capture et de stockage géologique, soit par la modification des cycles biogéochimiques laquelle permettrait de transférer le CO₂ atmosphérique vers d'autres réservoirs que sont l'océan, le fond marin ou la biosphère.

Gestion du rayonnement solaire

Injection stratosphérique d'aérosols

Cette technique consiste à injecter dans la stratosphère des particules à base de soufre, qui vont réfléchir

une partie du rayonnement solaire, augmentant ainsi l'albédo. Elle a été inspirée par des éruptions volcaniques comme celles du Pinatubo (aux Philippines) en 1991 ou d'El Chichon (au Mexique) en 1982. En effet, le volcan Pinatubo a éjecté 20 millions de tonnes de dioxyde de soufre et a provoqué un refroidissement climatique global de 0,5°C pendant deux ans.

Une estimation montre qu'un kilogramme de soufre pourrait compenser l'effet du réchauffement climatique provoqué par plusieurs centaines de milliers de kilogrammes de CO₂. Il suffirait d'injecter 1 million de tonnes d'aérosols dans la stratosphère pour réduire de moitié le forçage radiatif provoqué par les 240 milliards de tonnes de carbone libérées par l'activité humaine et accumulées dans l'atmosphère depuis la révolution industrielle. Ces aérosols pourraient être dispersés par une flotte de vingt avions capable de transporter des charges lourdes et de voler à 20 km d'altitude¹.

Afin de tester la faisabilité de cette technologie, plusieurs projets de faible envergure ont été conduits sur des régions limitées.

Ainsi, E-PEACE (Eastern Pacific Emitted Aerosol Cloud Experiment), le projet porté par l'Université de Californie à San Diego, a diffusé des aérosols à base de fumées ou de sel à partir d'un navire, au large de la côte californienne, dans le but de mieux comprendre les interactions aérosol-nuage-rayonnement. Des instruments embarqués dans un avion mesuraient la composition chimique des nuages ainsi formés, tandis qu'un satellite enregistrait le changement de réflectance de la lumière du soleil dû aux effets des particules émises par ces nuages.

Au Royaume-Uni, le projet SPICE (Stratospheric Particle Injection for Climate Engineering), né de la collaboration entre plusieurs universités britanniques et la

¹ KEITH A. D. P. (2013), "The Fate of an Engineered Planet", *Scientific American*, pp. 34-36.

société Marshall Aerospace (Cambridge), avait pour but de pulvériser 150 litres d'eau dans l'atmosphère à partir d'un aérostat situé à une altitude d'un kilomètre. Ce projet a malheureusement été abandonné pour des raisons de gouvernance (absence de réglementation internationale pour encadrer ce type d'expérience, jugée prématurée) et à cause d'un problème de propriété intellectuelle (la technologie était déjà brevetée, ce qui imposait des contraintes dans la diffusion des résultats scientifiques, lesquelles étaient inacceptables pour des universitaires).

En Russie, des aérosols ont été pulvérisés dans l'atmosphère par un hélicoptère à 200 m d'altitude et au niveau du sol par un camion², ce qui a provoqué une atténuation du rayonnement solaire évaluée entre 1 et 10 %.

Actuellement, le projet SCoPEX (Stratospheric Controlled Perturbation Experiment), porté par l'Université Harvard, vise à envoyer un ballon stratosphérique à une altitude de 20 km pour y disperser 1 kg de carbonate de calcium. Ce ballon dispose d'une nacelle équipée d'une paire d'hélices qui lui permettront de mélanger ces aérosols avec l'air stratosphérique et de se déplacer afin de mesurer à différents endroits les changements en densité des aérosols, leur interaction avec l'air stratosphérique et les modifications de la chimie de l'atmosphère et de la diffusion de la lumière.

L'expérience se déroulera sur une zone d'un kilomètre de longueur et de 100 mètres de diamètre. Elle vise à mieux connaître la façon dont les aérosols interagissent les uns avec les autres, mais aussi avec l'air stratosphérique et le rayonnement solaire et infrarouge. Ces résultats permettront d'améliorer la modélisation et les simulations numériques, ce qui serait un premier pas dans l'estimation de l'efficacité et des risques de la géo-ingénierie solaire.

Ces expériences sont encourageantes, mais les limites et les risques sont multiples.

On choisit de diffuser les aérosols en stratosphère car celle-ci est une couche stable de l'atmosphère parcourue de faibles courants verticaux, ce qui garantit une longue persistance des aérosols en suspension. Cependant, au fil du temps, sous l'influence de la gravitation, les particules finissent par tomber, il faudrait donc les remplacer continuellement.

En cas d'arrêt brutal de l'injection stratosphérique d'aérosols, un effet rebond est à craindre, avec comme conséquence une augmentation de la température. Cependant, grâce à l'inertie du système, cette augmentation ne serait pas immédiate, ce qui laisserait le temps de remplacer cette technologie par une autre, d'action plus durable. Mais si ce remplacement est impossible, le risque est alors un choc de terminaison, qui pourrait s'avérer plus nuisible pour le climat terrestre que la non-application de cette technique de géo-ingénierie.

L'effet de ces aérosols sur la chimie de la stratosphère, en particulier sur l'ozone, est actuellement

mal connu, en particulier le risque d'un appauvrissement de la couche d'ozone, qui protège la surface de la Terre contre les rayons ultraviolets.

Autre risque : certains aérosols, comme ceux à base de soufre, peuvent former des pluies acides lorsqu'ils tombent dans la troposphère.

L'injection stratosphérique d'aérosols, comme d'ailleurs l'ensemble des technologies de gestion du rayonnement solaire, pourrait affecter les systèmes météorologiques et les phénomènes climatiques locaux. Une compensation globale du réchauffement climatique pourrait notamment entraîner l'assèchement de l'Amazonie, ainsi que de certaines parties de l'Afrique et de l'Inde, avec des implications pour les écosystèmes et l'agriculture.

Injection de sel marins dans les nuages

Dans son principe, cette technique³ consiste à pulvériser de l'eau de mer dans la partie basse de l'atmosphère. Les aérosols ainsi formés constituent alors des centres de condensation pour la vapeur d'eau et, en conséquence, favorisent la formation de nuages qui augmentent l'albédo. Elle est particulièrement efficace dans les régions océaniques subtropicales et de moyenne latitude, où les nuages stratocumulus se forment facilement sous l'influence d'aérosols. Elle l'est d'autant plus que ces régions marines affichent de faibles niveaux de poussière et de pollution en mer.

Un des défis technologiques est de pulvériser des gouttelettes très fines, de l'ordre de 100 nm, car leur effet réfléchissant augmente avec la diminution de leur dimension.

C'était le but poursuivi par le projet Silver Lining à San Francisco, annoncé en 2010, avec le soutien de la fondation Bill Gates et qui devait impliquer dix navires pour produire des nuages sur une surface de 10 000 km². S'il a été abandonné, les travaux correspondants ont été poursuivis par le projet Marine Cloud Brightening, porté par l'Université de Washington, dont des expérimentations sont en cours sur la côte californienne.

Le gouvernement australien finance également un projet porté par l'Ocean Technology Group de l'Université de Sydney, dans le but de réduire le réchauffement climatique au-dessus de la Grande barrière de corail, qui souffrirait bien plus de l'augmentation des températures que de l'acidification des océans.

Cette technologie a pour avantages de n'utiliser que des substances naturelles (l'eau de mer et le vent), d'agir rapidement et de manière réversible. En outre, ses effets peuvent être localisés sur une région précise.

Cependant, ces effets disparaissent dès que l'on arrête la pulvérisation, une telle technologie nécessite donc une action permanente. En cas d'arrêt, l'effet rebond peut être rapide, ne laissant pas le temps de trouver une autre technologie de substitution.

Cette technologie ne peut s'appliquer que dans des zones dont l'atmosphère est humide, comme certaines

² IZRAIL Y. A. *et al.* (2009), "Field experiment on studying solar radiation passing through aerosol layers", *Russian Meteorology and Hydrology*, May.

³ LATHAM J. (1990), "Control of global warming?", *Nature* 347, pp. 339-340.

régions marines, et est en outre difficile à contrôler. Modifier le transport de l'humidité dans l'air dans une région donnée peut produire dans d'autres régions des changements météorologiques et hydrologiques inattendus, avec des effets mal connus sur le fonctionnement des écosystèmes. Selon certains modèles, l'Amérique du Sud risquerait de devenir plus chaude et plus sèche : les précipitations sur la région amazonienne diminueraient alors que celles des tropiques augmenteraient.

Modification de l'albédo

Si l'on augmente la réflectivité des surfaces terrestres (par diverses méthodes : toits peints en blanc, couverture végétale), on renvoie dans l'atmosphère une partie du rayonnement solaire qui arrive sur la Terre, ce qui réduit le flux d'énergie absorbé, et diminue donc la température de la surface.

Plusieurs techniques, dont l'applicabilité est plus ou moins réaliste, ont été proposées.

Certaines régions, comme la Californie, encouragent à peindre les toits en blanc pour réfléchir le rayonnement solaire (technologie dite du « toit frais »). Mais la surface disponible est faible et l'efficacité est limitée : même si l'on repeignait en blanc tous les toits des bâtiments, on ne pourrait compenser que 5 % de l'effet du réchauffement global causé par le doublement de la concentration de CO₂ dans l'atmosphère⁴. De plus, cette technique est l'une des plus coûteuses⁵. Elle reste quand même utile pour réduire le besoin en climatisation et peut ainsi contribuer de manière indirecte à la réduction des émissions des gaz à effet de serre.

De grandes surfaces réfléchissantes en polyéthylène-aluminium pourraient aussi être déployées sur le sol⁶. Cependant, la fabrication, le transport, l'installation et le nettoyage des matériaux qui couvriraient les immenses surfaces nécessaires créeraient de nouvelles émissions de CO₂, sans parler du coût important de déploiement de cette technique.

L'albédo pourrait être amélioré en favorisant des cultures particulières, dont la brillance des feuilles et la morphologie de la canopée maximisent la réflectivité⁷. On a même proposé d'effectuer des modifications génétiques de la cire des feuilles des plantes ou de la structure de la canopée. Cette solution semble irréaliste, les cultures devant avant tout être choisies pour assurer l'alimentation de la population. En outre, des estimations montrent que cette technique, même appliquée à grande échelle, ne pourrait compenser que 10 % de l'effet du réchauffement global.

Dans le même but, il a été proposé de reboiser les zones tropicales et de modifier les prairies : là aussi, les effets de compensation ne seront que de 15 %, avec le risque de perturber la circulation atmosphérique et les écosystèmes.

On a par ailleurs proposé de former à la surface de l'océan des mousses avec des substances non toxiques (gélatines, cellulose et agents gélifiants)⁸ pour renforcer et maintenir plus longtemps les sillages des navires. De même, pourrait être disséminées des sphères flottantes à la surface de l'océan ou des bulles microscopiques en suspension dans les couches supérieures de la zone photique afin de mieux réfléchir le rayonnement solaire. Ces techniques sont très critiquées, car leur impact sur la circulation océanique et les courants marins verticaux est inconnu, comme le sont leurs implications éventuelles sur les échanges gazeux entre l'atmosphère et l'océan, ce qui risque de perturber fortement l'équilibre des écosystèmes.

La fonte de la banquise ou de la glace de mer pourrait être retardée, voire arrêtée, au moyen de particules réfléchissantes. C'est ce que le projet Arctic Ice, financé par du *crowdfunding*, souhaite réaliser en disséminant des microsphères creuses de silice d'un diamètre de 35 microns⁹. La faisabilité de cette technologie a été testée en Alaska ; des expérimentations sont actuellement en cours près des îles Svalbard, elles portent sur des petites surfaces (0,25 km²). Bien évidemment, cette technologie n'est applicable qu'aux régions polaires, son impact sera donc limité et le climat régional risquera d'être modifié. En outre, même si l'on protège la glace de mer contre le rayonnement solaire, elle restera vulnérable à l'augmentation de la température des océans.

Réflecteurs en orbite

C'est la technologie la plus futuriste. Elle vise à diminuer le flux de rayonnement solaire incident sur Terre grâce à des panneaux réfléchissants satellisés au voisinage du point Lagrange et situés à une altitude de 1 500 000 km. Sa mise en œuvre nécessiterait une surface de réflecteurs de 1 700 x 1 700 km, dont la mise en place est actuellement très difficile d'un point de vue technologique et dont le coût dépasserait 5 millions de milliards de dollars¹⁰.

Des expériences de taille bien plus modeste ont déjà été menées, notamment le projet russe Znamia. À l'origine, il avait pour but de tester un nouveau système de propulsion spatial – une voile solaire –, puis il a été converti en réflecteur spatial pour renvoyer le rayonnement du Soleil dans l'Arctique, pendant la période de nuit polaire. La première phase a été un succès : un réflecteur de 20 mètres ayant été déployé. Mais le pro-

⁴ Le doublement de la concentration du CO₂ par rapport à son niveau de l'ère préindustrielle (280 ppm) produit un forçage radiatif de 3,7 W/m².

⁵ *Geoengineering the climate: science, governance and uncertainty*, Royal Society, 2009.

⁶ GOVINDASAMY B. & NAG B. (2011), "Albedo enhancement over land to counteract global warming: Impacts on hydrological cycle", *Climate Dynamics* 39.

⁷ RIDGWELL A. *et al.* (2009), "Tackling regional climate change by leaf albedo bio-geoengineering", *Current biology* 19(2).

⁸ AZIZ A. *et al.* (2014), "Long-term stabilization reflective foams in seawater", *Roy. Soc. Ch.* 95.

⁹ Les dimensions ont été choisies pour ne pas provoquer d'effets indésirables dans le système respiratoire des mammifères. Les microsphères sont inertes chimiquement et, étant creuses, elles flottent sur l'eau.

¹⁰ ROGER Angel (2006), "Feasibility of cooling the Earth with a cloud of small spacecraft near the inner Lagrange point (L1)", *PNAS* 103 (46).

jet a été abandonné à la suite de l'échec du déploiement d'un deuxième réflecteur.

Des simulations numériques ont montré que l'atténuation du rayonnement solaire incident à la surface de la Terre conduirait à de forts déséquilibres : la température de surface diminuerait au niveau des tropiques, ce qui appauvrirait le flux remontant d'humidité et, en conséquence, causerait une diminution importante des précipitations. Dans le même temps, le réchauffement des hautes latitudes ne serait pas complètement compensé, ce qui n'empêcherait pas la fonte des glaces dans les régions polaires¹¹.

Extraction du CO₂ atmosphérique

Fertilisation de l'océan

L'océan est fertilisé naturellement par les courants ascendants qui apportent de l'eau riche en nutriments (nitrates, phosphates, fer) à la surface. Cela se produit lorsque les courants océaniques rencontrent un obstacle situé en profondeur. De plus, les vents peuvent emporter de la poussière riche en oligoéléments sur de longues distances, et les rivières et les glaciers peuvent, quant à eux, transporter des nutriments dans leurs alluvions. Cependant, certaines régions océaniques, comme le Pacifique équatorial et le Pacifique subarctique ainsi que l'océan Austral, qui si elles sont relativement riches en nitrates et en phosphates¹², sont pauvres en phytoplancton. Des études ont montré que ces régions sont également pauvres en fer¹³. L'éruption du Pinatubo a apporté du fer dans ces régions *via* les cendres disséminées dans l'atmosphère, lesquelles ont été entraînées dans la circulation atmosphérique, ce qui a conduit par la suite à une prolifération du phytoplancton.

De cette observation est née l'idée d'ajouter intentionnellement des nutriments à base de fer dans ces zones océaniques pour stimuler le développement du phytoplancton. Lors de sa croissance, non seulement le phytoplancton absorbe le CO₂ présent dans l'océan¹⁴, mais, en sa qualité de premier maillon de la chaîne alimentaire, il permet également le développement du zooplancton et, en conséquence, l'amélioration de la production biologique. À la fin de sa vie, le plancton sédimente au fond de l'océan, piégeant ainsi le carbone.

Une quinzaine de projets de fertilisation ont vu le jour au cours des vingt dernières années, parmi lesquels Eifex (2004, Atlantique Sud), Lohafex (2009, Atlantique Sud) et HRC (2012, Pacifique Nord).

Le projet Eifex (European Iron Fertilisation Experiment) a permis de fertiliser une zone de plus de 150 km² au

moyen de 13 tonnes de sulfate de fer dissous dans l'eau de mer. On a alors observé une prolifération du phytoplancton et de la production biologique, qui a été accompagnée par des dépôts de sédiments au fond de l'océan. Cette expérience a été un succès.

De son côté, le projet Lahafex, porté par l'Inde et l'Allemagne, a connu un aboutissement moins heureux. Après la dissémination de 10 tonnes de sulfate de fer sur 300 km², il a été constaté une importante prolifération du phytoplancton. Malheureusement, la région océanique choisie était pauvre en acide silicique, un élément qui est essentiel au développement des diatomées, un phytoplancton capable par excellence de séquestrer le CO₂. D'autres espèces de phytoplancton se sont développées, ce qui a augmenté fortement la production biologique. En revanche, après sa mort, le phytoplancton n'est pas tombé au fond de l'océan, mais s'est décomposé en surface et le CO₂ est alors retourné dans l'atmosphère, ce qui montre que le succès d'une telle technique dépend de la région choisie.

Le projet HRC, porté par la société Haida Salmon Restoration Corporation, a déversé 120 tonnes de sulfate de fer dans le Pacifique au large du Canada, dans les voies de migration du saumon. Cela a entraîné une prolifération du plancton sur 35 000 km², pendant plusieurs mois. On a bien obtenu une augmentation de la production biologique, ayant comme conséquence une saison de pêche très fructueuse. Cependant, les résultats sont contestés, car d'autres facteurs que la dissémination du fer ont pu contribuer au succès de la pêche. De plus, la société est accusée d'avoir violé les règlements internationaux concernant la dissémination des substances chimiques dans l'eau océanique.

Cette technique est souvent critiquée en raison de la difficulté d'évaluer l'efficacité du stockage. Les interactions dans l'écosystème marin sont complexes et encore mal comprises, tout comme le cycle du carbone dans l'océan, ce qui rend incertaine l'applicabilité de cette technique. Il n'est pas impossible que tôt ou tard, le dioxyde de carbone revienne à la surface et passe de nouveau dans l'atmosphère.

Par ailleurs, la dissémination de fer dans l'océan pourrait produire des déséquilibres dans l'écosystème marin en épuisant l'oxygène et en acidifiant l'eau profonde, ce qui pourrait modifier la chaîne alimentaire et favoriser le développement des espèces toxiques¹⁵. Le fer n'est pas le seul oligoélément nécessaire au développement du phytoplancton, ce qui rend probable, dans certaines régions, la nécessité d'ajouter d'autres éléments chimiques, comme du zinc ou du cobalt.

Enfin, une estimation montre qu'une application de cette technique à l'échelle planétaire ne pourra compenser qu'un sixième des émissions anthropiques actuelles de CO₂.

¹¹ GOVINDASAMY B. *et al.* (2003), "Geoengineering Earth's radiation balance to mitigate climate change from a quadrupling of CO₂", *Global and Planetary Change* 37, 1-2.

¹² Ces régions sont appelées "High-nutrient, Low-chlorophyll".

¹³ MARTIN J. H. & FITZWATER S. E. (1988), "Iron-deficiency limits phytoplankton growth in the Northeast Pacific Subarctic", *Nature* 331, pp. 341-343.

¹⁴ On estime que le phytoplancton absorbe annuellement, par photosynthèse, 150 milliards de tonnes de carbone, soit environ 30 % du flux absorbé dans le cycle du carbone.

¹⁵ TRICK C. G. *et al.* (2010), "Iron enrichment stimulates toxic diatom production in high-nitrate, low-chlorophyll areas", *PNAS* 107(13), pp. 5887-5892.

Altération forcée, alcalinisation de l'océan

Cette technique consiste à imiter des processus naturels d'altération des silicates, qui jouent un rôle important dans le cycle géologique du carbone. La pluie dissout le CO_2 de l'atmosphère, puis dégrade les minéraux carbonatés et silicatés du sol pour former des ions bicarbonate et libérer des ions Ca ou Mg. Ces ions sont ensuite entraînés par le ruissellement des eaux de surface et souterraines, puis sont emportés par les rivières pour arriver jusqu'à l'océan, où ils précipitent pour former du carbonate de calcium, qui tombe au fond de l'océan. Le CO_2 se trouve ainsi enfoui dans des couches sédimentaires, qui, entraînées par des mouvements de subduction des plaques tectoniques, migrent jusqu'à l'intérieur de la Terre. Ultérieurement, le CO_2 refait surface lors des éruptions volcaniques¹⁶.

Pour capturer le CO_2 , il suffirait donc de disséminer des minéraux carbonatés ou silicatés sur la terre (altération forcée), puis de les laisser se transformer naturellement en ions bicarbonate. Entraînés par les rivières vers l'océan, ils seront alors déposés sur les fonds océaniques sous forme de sédiments. Une autre possibilité est de déposer ces minéraux sur le littoral océanique et les plateaux continentaux (alcalinisation), où ils seront battus par les vagues, ce qui accélérera le processus de dissolution des minéraux.

C'est l'objectif poursuivi par le projet Vesta, qui est porté par une collaboration d'universités réunies au sein d'une organisation à but non lucratif fondée en 2009, à San Francisco. Selon certaines estimations, disséminer de l'olivine, une roche d'origine volcanique à base de silicates de fer et de magnésium, sur 2 % de la surface des plateaux continentaux permettrait de capter 100 % des émissions anthropiques de CO_2 . Ce minéral étant disponible à proximité du littoral, son exploitation serait donc aisée et favoriserait la mise en œuvre de cette technologie. Des expériences sont actuellement en cours sur deux plages situées dans les Caraïbes.

L'Université de Sheffield (au Royaume-Uni), à travers le Leverhulme Centre for Climate Change, porte plusieurs projets d'altération forcée, visant à amender des sols cultivés avec des roches silicatées broyées. Outre la capture du CO_2 , ces traitements libèrent des nutriments qui fertilisent les cultures et les protègent contre certains agents pathogènes. Des expérimentations ont eu lieu aux États-Unis sur des champs de maïs, en Australie sur des cultures de canne à sucre et en Malaisie dans des forêts de palmiers.

¹⁶ Ce cycle géologique du carbone est d'une longue durée (une centaine de milliers d'années), mais les quantités de CO_2 recyclées sont cent fois moins importantes que les émissions anthropiques. Il a cependant joué un rôle crucial dans la stabilisation de la température sur Terre lors des diverses phases géologiques. Au début de la formation de la Terre, le Soleil était 30 % moins actif qu'aujourd'hui, tandis que la concentration du CO_2 atmosphérique était quelques centaines de fois plus importante qu'aujourd'hui, ce qui a permis, grâce à l'effet de serre, de maintenir l'eau à l'état liquide, qui est la condition essentielle pour l'apparition de la vie. Au fur et à mesure que l'activité solaire a augmenté, l'altération des silicates a permis l'absorption d'une grande partie du CO_2 de l'atmosphère et son enfouissement dans les roches. Ainsi, la diminution de l'effet de serre a compensé l'augmentation de l'activité du Soleil.

D'autres projets d'altération forcée sont portés par le Greenhouse Gas Removal by Enhanced Weathering (qui fait intervenir plusieurs universités britanniques : Oxford, Cambridge, Southampton et Cardiff) et la fondation Olivine qui s'est associée à l'Université d'Utrecht (Pays-Bas).

Cette technologie a l'avantage de faire intervenir des phénomènes naturels, mais elle est difficile à mettre en pratique à cause du coût énergétique nécessaire pour extraire, broyer, transporter et disséminer les minerais. Selon certaines estimations, le volume d'olivine à exploiter serait comparable à celui actuel de l'exploitation minière mondiale.

En outre, l'impact de cette technologie sur les sols et la biologie marine est incertain. Les ions de magnésium et de fer libérés par l'altération de l'olivine pourraient engendrer une prolifération non contrôlée du phytoplancton et déséquilibrer ainsi les délicats équilibres chimiques et biologiques de l'océan. De plus, ce minerai contient également des impuretés, notamment du nickel, qui est toxique en grande quantité. Se pose également la question des impacts écologiques négatifs sur les zones de largage de ces minéraux (« hotspots ») liés aux fortes concentrations d'ions et à la déplétion de CO_2 locale ; des impacts qui peuvent durer le temps que les effets se répartissent de manière homogène dans le volume océanique.

Capture du CO_2 atmosphérique

On peut capturer le CO_2 atmosphérique directement au niveau d'une installation industrielle à l'aide d'une solution alcaline d'hydroxyde de sodium ou de potassium, qui se transforme ainsi en carbonate. On filtre ensuite la solution pour séparer le carbonate, puis on décompose thermiquement ce dernier pour récupérer l'hydroxyde et libérer le CO_2 . On peut ensuite compresser le gaz, ou éventuellement le liquéfier pour le séquestrer dans un réservoir géologique (une ancienne mine ou un puits de pétrole, une cavité saline, aquifère) ou le déposer sur un fond sous-marin.

Des technologies plus récentes utilisent la capture de CO_2 par des amines, avec transformation de celui-ci en sel carbamate. Le carbamate, soumis par la suite à des températures plus élevées, se décompose avec pour effet de régénérer l'amine en libérant le CO_2 .

La capture du CO_2 directement dans l'atmosphère demande trois à quatre fois plus d'énergie que la capture du CO_2 à la sortie des centrales thermiques¹⁷, ce qui rend cette technologie coûteuse. Si plusieurs entreprises ont certes été créées, leur modèle économique repose néanmoins sur des utilisations spécifiques du CO_2 capté. Elles sont *a fortiori* largement subventionnées par des fonds d'investissements à orientation environnementale.

Ainsi, la société Carbon Engineering (Canada), qui recourt à la capture par hydroxyde de sodium, utilise le CO_2 capturé pour la récupération assistée de gise-

¹⁷ L'énergie libre nécessaire à la séparation d'un gaz à partir d'un mélange gazeux est proportionnelle à la variation de l'entropie. La non-linéarité de cette variation rend la séparation d'autant plus difficile que les concentrations sont faibles.

ments de pétrole quasi épuisés¹⁸ et pour la synthèse des carburants.

Climeworks (Suisse), qui fait appel à la technologie des amines, utilise le CO₂ pour aciduler les boissons gazeuses ou l'injecter dans des serres de culture de fruits et légumes afin d'améliorer la photosynthèse et, en conséquence, accroître la productivité.

La technologie amine est également utilisée par Global Thermostat (États-Unis), qui capture le CO₂ non seulement pour l'injecter, elle aussi, dans les boissons gazeuses et les serres agricoles, mais aussi pour fabriquer des engrais, des plastiques et des carburants de synthèse. La société dispose d'un partenariat avec Exxon.

Skytree (Pays-Bas) est une *spin-off* de l'Agence spatiale européenne : sa technologie de capture du CO₂ fait intervenir des films polymères et a été développée pour la station spatiale internationale. Récemment, cette société a appliqué la même technologie pour absorber le CO₂ de l'habitable des automobiles, ce qui permet de recycler l'air et de diminuer ainsi l'énergie consommée par l'installation d'une climatisation.

Prometheus Fuels (États-Unis) produit de l'éthanol à partir du CO₂ atmosphérique par électrocatalyse : sur un catalyseur à base de cuivre soumis à une différence de potentiel, le CO₂ réagit avec l'eau pour former l'acide carbonique, qui est ensuite réduit en monoxyde de carbone. Ce dernier réagit avec l'eau pour former de l'éthanol, qui est ensuite séparé au moyen d'un filtre à nanotubes. Cette société est largement financée par BMW.

En conclusion, la capture directe du CO₂ pourrait être utilisée pour des applications ponctuelles, mais il est difficile d'en imaginer une application à large échelle dans le but de diminuer la concentration de CO₂ de l'atmosphère. Il vaut mieux concentrer nos efforts sur la capture du CO₂ produit par des sources industrielles.

L'apport du Biochar

Les végétaux stockent naturellement du carbone *via* le processus de la photosynthèse. La technique Biochar consiste à récolter cette biomasse, puis à la soumettre au processus de pyrolyse : à une température de plusieurs centaines de degrés en absence d'oxygène, la biomasse se décompose en composants volatils (gaz de synthèse), liquides (bio-huile) et solides (biochar)¹⁹. Les gaz de synthèse et la bio-huile sont utilisables comme biocarburants ; ils pourraient pour partie être récupérés comme combustible pour entretenir la pyrolyse. Le biochar, quant à lui, peut être

¹⁸ Il s'agit d'endroits qui sont éloignés des sources industrielles de CO₂ (centrales thermiques, cimenteries, raffineries), ce qui rend le transport du CO₂ plus coûteux que sa capture directe.

¹⁹ La quantité et la composition du biochar obtenu dépend de la nature de la biomasse et du processus utilisés pour le produire. Une pyrolyse à moyenne température (500°C) de la biomasse à base de bois produit 20 % de biochar, alors qu'une pyrolyse à basse température en produit 35 %. Appliqué à un même type de biomasse, un processus de dépolymérisation thermo-catalytique, à base de micro-ondes, peut permettre d'en produire 50 %, mais il consomme bien plus d'énergie (WINSLEY P. (2007), *Biochar and bioenergy production for climate change mitigation*, Ministry of Agriculture and Forestry, Wellington).

répandu sur les sols et le carbone qu'il contient sera ainsi stocké pendant des centaines d'années.

La porosité du biochar permet une meilleure rétention de l'eau et des minéraux dans le sol, en particulier des nitrates, ce qui empêcherait leur migration vers les nappes phréatiques. Le biochar pourrait également stimuler la croissance et le développement des micro-organismes, ce qui augmenterait la fertilité du sol²⁰. Enfin, ses propriétés en matière de rétention des polluants le rendent intéressant pour la remédiation des sols.

De nombreux projets universitaires ont déjà été mis en œuvre, notamment par Cornell University et le Biochar Research Centre d'Edinburgh, mais ils s'inscrivent bien dans le domaine de la remédiation des sols que dans celui du stockage du carbone.

La ville de Stockholm développe un projet biochar pour traiter les déchets ménagers de ses habitants. De son côté, l'organisation non gouvernementale International Biochar Initiative, composée d'académiques, d'industriels et d'agriculteurs, promeut une industrie durable du biochar.

Du point de vue de la géo-ingénierie, le stockage du carbone par le biochar aura cependant un faible impact positif sur le climat et sera difficilement applicable à grande échelle. Le biochar obtenu par pyrolyse serait ainsi loin d'avoir la fertilité de la « terra preta », qui est le résultat d'un processus bien plus élaboré. Son application à grande échelle diminuerait l'albédo, pourrait conduire à des déséquilibres écologiques et engendrer des conflits d'usage de la biomasse. Enfin, son potentiel et la longévité du stockage du CO₂ qu'il permet sont incertains.

Plantation d'arbres

Pendant sa croissance, un arbre stocke du carbone par photosynthèse, d'où l'idée d'en planter à grande échelle pour capter le CO₂ de l'atmosphère et le stocker dans les forêts sous forme de biomasse. Il est ainsi préconisé de reboiser des sols dégradés ou déboisés par des exploitations excessives. Certains projets visent même à reboiser la savane africaine.

Par exemple, Bonn Challenge, un projet lancé en 2018 par l'Allemagne, vise à restaurer d'ici à 2030, par des plantations, 3,5 millions km² de terres dans plus de soixante pays d'Amérique du Sud et d'Afrique. The Trillion Tree Campaign est une autre grande initiative lancée par l'ONU, dont le but est de planter mille milliards d'arbres sur la surface de la Terre.

La plantation d'arbres permet la capture de CO₂ d'une manière naturelle et ne peut être que bénéfique pour la

²⁰ La « terra preta » (terre noire en portugais) est un sol artificiel très fertile ; sa couleur foncée est due à sa teneur en charbon de bois, qui se trouve dans le bassin de l'Amazonie. Son existence est le résultat d'une pratique des habitants de cette région, qui ont mélangé le sol avec du charbon de bois, du compost, des déchets ménagers et du fumier. Le charbon de bois ainsi produit est resté stable dans le temps et a retenu en son sein les minéraux et les nutriments, ce qui lui confère une fertilité exceptionnelle (LEHMANN J. *et al.* (2006), "Bio-char Sequestration in Terrestrial Ecosystems", *A review. Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change* 11, pp. 403-427.

restauration des sols. Cependant, son impact restera limité : selon certaines estimations, cela ne permettra de stocker que quelques pourcents des émissions anthropiques actuelles²¹. De plus, ce sont surtout les jeunes arbres, qui pendant leur période de croissance stockent du CO₂. Une fois arrivé à maturité, une forêt présente un équilibre entre les quantités absorbées de CO₂ et celles émises.

Enfin, recouvrir de grandes surfaces avec des forêts pose deux problèmes : d'une part, cela diminue l'albédo, et augmente donc la quantité de rayonnement solaire absorbé par la Terre ; et d'autre part, cela crée une compétition avec l'agriculture concernant l'utilisation des sols disponibles.

Conclusion

La gestion du rayonnement solaire est une technologie moins coûteuse, plus facile à appliquer et dont les effets peuvent être immédiats. Cependant, les effets secondaires sont encore inconnus, ce qui ne la rend applicable que dans des cas d'extrême urgence et seulement si une technologie de remplacement est en cours de développement pour en prendre rapidement le relais. Il faudrait cependant continuer les recherches

dans ce domaine, cette technologie pouvant se révéler essentielle pour une éventuelle colonisation, dans le futur, d'autres planètes.

L'extraction du CO₂ atmosphérique est plus coûteuse et ses effets ne seront visibles qu'à long terme. Son passage à grande échelle reste délicat et elle ne suffira probablement pas à absorber toutes les émissions anthropiques. Elle reste préférable à la gestion du rayonnement solaire, mais elle présente, elle aussi, des effets secondaires qui n'ont pas été pleinement identifiés.

Il existe en parallèle d'autres pistes, non fondées sur la géo-ingénierie, pour pallier le réchauffement climatique : développer les sources d'énergie non fossile (solaire, éolien, nucléaire), en particulier en poursuivant la mise au point de la fusion nucléaire ; limiter la croissance démographique ; fonder notre système économique non plus sur l'optimisation financière mais sur la préservation de l'environnement et des ressources naturelles.

C'est à nous habitants de la planète Terre de trouver des solutions, sinon la Nature règlera le problème toute seule, sans nous !

²¹ BALDOCCHI D. & PENUÉLAS J. (2019), "The physics and ecology of mining carbon dioxide from the atmosphere by ecosystems", *Glob. Chang. Biol.* 25, pp. 1191-1197.

Géo-ingénierie et gestion du rayonnement solaire

Par Anni MÄÄTTÄNEN

LATMOS/IPSL, Sorbonne Université, UVSQ Université Paris-Saclay, CNRS

La géo-ingénierie solaire vise à refroidir le climat par la diminution du rayonnement solaire entrant dans le système climatique *via* la modification de la réflectivité (albédo) de la Terre. Pour ce faire, il a été proposé d'augmenter l'albédo des nuages, de peindre des surfaces en blanc ou d'injecter des particules réfléchissantes dans la stratosphère. La recherche sur ces sujets est active et s'appuie principalement sur des travaux de modélisation numérique. L'application potentielle de ces méthodes soulève des questions sur leur faisabilité technologique, leurs effets secondaires, les incertitudes qui pèsent sur elles, la gouvernance et l'éthique d'interventions de ce type. Dans cet article, nous passons en revue les méthodes de gestion du rayonnement solaire.

Introduction

La gestion du rayonnement solaire (GRS) n'est pas une technique d'atténuation mais d'adaptation au changement climatique. Elle ne vise pas à réduire directement la concentration du CO₂ dans l'atmosphère pour réduire l'effet de serre. Elle vise à moduler la quantité de rayonnement solaire absorbé par le système Terre (voir la Figure 1 ci-dessous).

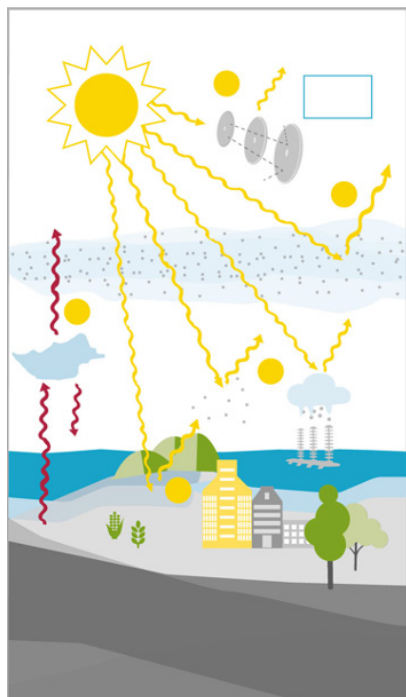


Figure 1 : Illustration schématique des techniques de gestion du rayonnement solaire. Illustration adaptée de la figure 1 de Lawrence *et al.* (2018), utilisée sous licence CC BY (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

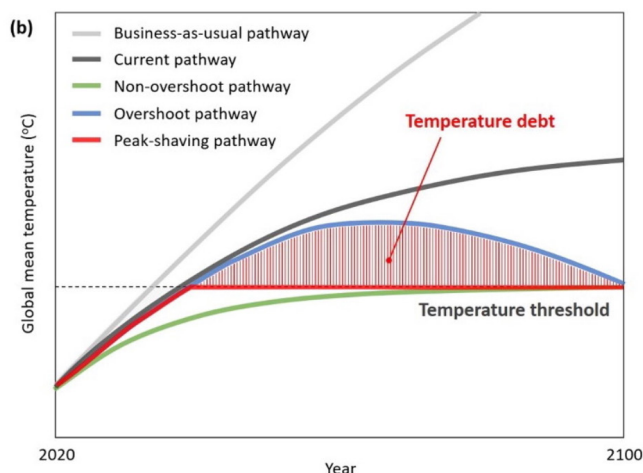


Figure 2 : Illustration des changements potentiels de température d'ici à 2100 suivant différents scénarii d'émissions. La courbe rouge correspond à un scénario prévoyant l'implémentation temporaire de GRS pour empêcher le dépassement d'un certain seuil de température. Illustration créée à partir de la figure 1b d'Asayama & Hulme (2019), utilisée sous licence CC BY NC ND (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).

Les derniers rapports du GIEC indiquent qu'à elle seule, la réduction des émissions est insuffisante pour limiter le réchauffement climatique à une hausse de température tolérable (estimée à 1,5°C ou 2°C), et qu'il sera donc nécessaire d'extraire du CO₂ directement de l'atmosphère (Negative Emission Technologies, NETs). Il a été proposé (Budyko, 1977) l'option qu'il serait possible d'induire un refroidissement rapide du climat en augmentant provisoirement la réflectivité (albédo) de la Terre d'une façon artificielle. Une telle intervention permettrait d'avoir plus de temps pour obtenir une réduction de la concentration en gaz à effet de serre et empêcher un dépassement temporaire d'une température seuil, considérée néfaste pour le système Terre (voir la Figure 2 ci-dessus). Une analogie

naturelle correspond aux effets des grandes éruptions volcaniques qui peuvent engendrer un refroidissement global temporaire (-1°C pendant un an). L'éruption de Pinatubo en 1991 en est un exemple récent.

Par conséquent, et face à l'urgence climatique, ces techniques sont aujourd'hui de plus en plus discutées, non pas comme une alternative aux NETs mais en complément de ceux-ci si l'augmentation de la température semblait ne plus être sous contrôle. Dans le même temps, les études sur les techniques de gestion du rayonnement solaire restent assez théoriques. Celles-ci sont principalement basées sur des modèles climatiques, dont les projections sont incertaines et difficilement vérifiables.

La faisabilité de ces méthodes et nos capacités technologiques sont un sujet à la mode, mais la discussion en reste au niveau théorique en l'absence d'essais de déploiement. De tels essais sont pour le moment impossibles, même à petite échelle, à cause des grandes incertitudes que ces techniques de GRS soulèvent, de l'absence de gouvernance, de questions éthiques et de la perception de la nature controversée de ces techniques par le grand public. Le lancement d'un ballon stratosphérique de recherche à Kiruna, en Suède, a été annulé en 2021 en raison de l'opposition locale. Les lancements de ce type sont fréquents. La particularité de ce vol était qu'il avait pour objectif de

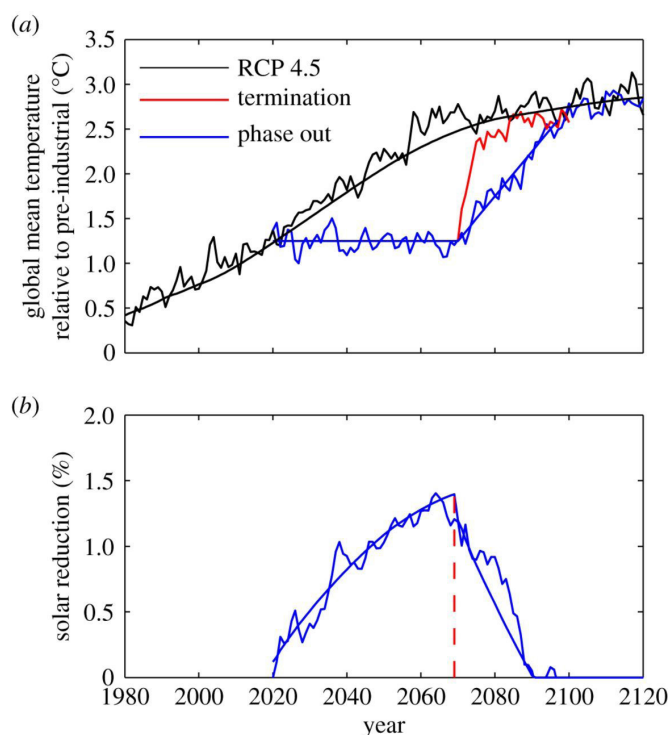


Figure 3 : Illustration de l'utilisation de la GRS et de son arrêt graduel et contrôlé (courbe bleue) par un modèle climatique. La courbe rouge représente un arrêt brutal de GRS, lequel serait suivi par une montée abrupte de la température. La courbe noire correspond à la projection de l'évolution de la température selon un scénario d'émissions futures (RCP4.5) sans GRS. Panel a : température moyenne globale modélisée. Panel b : réduction du rayonnement solaire par l'effet de la GRS (en pourcentage). Illustration réalisée à partir de la Figure 7 de MacMartin *et al.* (2014), utilisée sous licence CC BY (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

réaliser un test technique d'un équipement visant à servir dans le futur à une expérience de GRS (le projet SCoPEX : <https://www.keutschgroup.com/scopex>). C'est pour cette raison que les Sames (le peuple autochtone du Sápmi, en Laponie) et les organisations environnementales se sont opposés au vol. La GRS est souvent présentée comme peu coûteuse et facile à mettre en place : en réalité, très peu d'acteurs ont les capacités technologiques nécessaires pour réussir un déploiement à grande échelle. Enfin, un déploiement de la GRS nécessite aussi la planification de la gestion de la cessation de sa mise en œuvre. Un arrêt soudain de la GRS dans un monde où la concentration atmosphérique du CO_2 resterait élevée, pourrait conduire à une augmentation extrêmement rapide et néfaste de la température (voir la Figure 3 ci-contre).

Dans cet article, nous présentons un résumé des différentes techniques de GRS, nous discutons de leur impact possible et mentionnons l'intérêt croissant que suscitent actuellement la GRS et sa gouvernance.

Techniques proposées en matière de gestion du rayonnement

Gestion du rayonnement solaire

Dans cet article, nous traiterons des techniques de GRS basées sur la modification de l'albédo de l'atmosphère ou de la surface de la Terre : injection dans la stratosphère (au-dessus de 15 km d'altitude) de particules réfléchissantes, augmentation de l'albédo des nuages bas (marins). Nous ne traiterons pas en détail la transformation des surfaces sombres (bâtiments, routes, etc.) en surfaces réfléchissantes, car l'effet climatique de cette technique a été estimé insuffisant ($\ll 1 \text{ W/m}^2$) pour un coût très élevé (plusieurs centaines de milliers de dollars par an, selon la Royal Society (2009)). De la même façon, nous n'évoquerons pas la technique de la déflexion du rayonnement solaire dans l'espace, ce qui nécessiterait le déploiement de miroirs ou d'autres objets réfléchissants placés en orbite entre la Terre et le Soleil et aurait donc un coût prohibitif.

Une autre technique, qui vise plutôt à augmenter l'émission de chaleur vers l'espace depuis l'atmosphère au lieu de modifier l'albédo, est aujourd'hui étudiée surtout dans le cadre de la réduction de l'impact climatique du secteur de l'aviation. Cette technique vise à supprimer les nuages à haute altitude, lesquels sont composés des cristaux de glace, qui sont générés naturellement mais aussi par les avions (les « traînées de condensation ») et dont l'effet climatique net est plutôt un réchauffement. Réduire ou supprimer ces nuages permettrait à l'émission thermique de la Terre de s'échapper plus efficacement vers l'espace, et de s'accompagner d'un refroidissement climatique. Cette méthode ne relève pas strictement de la gestion du rayonnement solaire, parce qu'elle agit principalement sur le rayonnement thermique de la Terre, même si elle est très souvent classée dans la catégorie GRS. On pourrait donc parler plus généralement de la gestion du rayonnement (comme l'illustrent les titres des sections suivantes).

Modification du rayonnement arrivant dans l'atmosphère

Injections stratosphériques de soufre ou de particules réfléchissantes

Les grandes éruptions volcaniques ont un effet refroidissant sur le climat. Elles injectent des gaz et des particules dans la moyenne atmosphère (stratosphère, entre 10 et 50 km d'altitude), qui créent une couche fine qui reflète le rayonnement solaire vers l'espace. L'idée d'injecter du SO_2 dans la stratosphère pour refroidir le climat a déjà été proposée dans les années 1970 (Budyko, 1977). Le SO_2 réagit chimiquement pour former de l'acide sulfurique qui, ensuite, se condense rapidement et forme en solution avec l'eau des petites gouttelettes réfléchissantes. Dernièrement, d'autres types de particules (CaCO_3 , TiO_2) ont aussi été discutées, le but étant de trouver un composé très réfléchissant mais chimiquement peu réactif, les aérosols soufrés pouvant contribuer à la destruction de la couche d'ozone.

Augmentation de l'albédo des nuages bas (marins)

Les nuages bas, qui sont fréquents et persistent surtout au-dessus des zones marines froides, sont des réflecteurs relativement efficaces. Augmenter leur albédo permettrait d'augmenter leur effet refroidissant sur le climat. En pratique, cela serait possible en changeant les propriétés des gouttelettes composant le nuage.

Un nuage est plus réfléchissant si, au lieu d'être composé d'une petite quantité de grandes gouttelettes, il en contient une grande quantité (« l'effet de Twomey »). Cet effet peut être généré en ensemençant le nuage avec des petites particules (dites « noyaux de condensation ») sur lesquelles l'eau se condense. Par exemple, le sel de mer est un noyau de condensation assez efficace, d'où l'intérêt d'ensemencer des nuages marins en injectant de l'eau de mer dans l'atmosphère. L'eau de mer s'évapore dans l'atmosphère, laissant en suspension une grande quantité de sel marin. Quand un nuage se forme dans une régionensemencée, le sel marin génère un grand nombre de petites gouttelettes, donnant lieu à la formation d'un nuage à plus haute réflectivité. Les grandes zones de nuages marins se trouvent dans l'océan Pacifique, sur les côtes ouest de l'Amérique du Nord et de l'Amérique du Sud, et dans l'océan Atlantique, sur la côte ouest de l'Afrique. Mais cette technique peut, en théorie, être déployée partout sur la planète.

Gestion du rayonnement infrarouge, à travers l'amincissement des nuages de glace présents dans la haute troposphère

Le rayonnement infrarouge ou thermique émis par la Terre permet de la refroidir. Une méthode de gestion du rayonnement propose donc d'amincir ou de faire disparaître les nuages de glace dans la haute troposphère, ce qui permettrait à l'émission thermique émise principalement par la surface de la Terre et des basses couches de l'atmosphère de quitter plus efficacement le système terrestre.

Les nuages de glace – les cirrus (de formation naturelle) et les traînées de condensation (formées par les avions) – se forment dans les conditions froides de la haute troposphère, entre 10 et 15 km d'altitude environ. Les actions proposées sur ces deux types de nuages sont différentes, parce que les uns (les cirrus) sont naturels et les autres (les traînées) artificiels. La formation naturelle des cirrus ne peut pas être empêchée. Mais par l'injection de noyaux de condensation, on peut augmenter la taille des cristaux de glace qui, par conséquent, sédimentent rapidement et disparaissent. Les traînées de condensation résultent de la perturbation générée par un avion traversant une zone dont les conditions de température et d'humidité sont propices à leur formation. Une solution simple consiste à optimiser les trajectoires des avions pour éviter ces zones. L'effet climatique de l'aviation pourrait être fortement diminué (Lee *et al.*, 2021), si la formation des traînées pouvait être évitée.

Comment estimer l'impact potentiel de la gestion du rayonnement ?

Les méthodes décrites *supra* ne sont pas uniquement des idées théoriques, mais elles ont surtout été étudiées en recourant à des outils de modélisation climatique et atmosphérique. Depuis quinze ans, le corpus de littérature scientifique relatif à la GRS s'est considérablement étoffé. De grands projets et collaborations de modélisation ont été mis en place et ont fourni une quantité importante de données sur les effets des méthodes de GRS (par exemple, GeoMIP : KRAVITZ *et al.*, 2011 ; ou GLENS : TILMES *et al.*, 2018).

Comme dans la modélisation climatique qui vise à nous renseigner sur le futur probable du climat de notre planète, les modèles climatiques peuvent être utilisés dans l'objectif de fournir des estimations sur l'effet potentiel des méthodes de GRS. Les modèles sont des représentations imparfaites de la réalité et, par conséquent, leurs résultats sont indicatifs et incluent des incertitudes. De surcroît, le bon fonctionnement des modèles dans des conditions climatiques bien connues (car mesurées) du passé ne garantit pas leur véracité dans un futur inconnu. Pour améliorer la fiabilité des modèles, il faut les comparer aux observations ; or, nous n'avons pas de données expérimentales sur les techniques de GRS. Les expériences grandeur nature sont difficiles à conduire, du fait qu'elles constitueraient quasiment un déploiement de la GRS. En outre, elles soulèvent plein de questions sur le plan des risques et de l'éthique. Par conséquent, la communauté scientifique base pour le moment ses études sur des modèles climatiques dont les résultats ne seront vérifiables que dans le futur.

L'effet climatique potentiel des différentes techniques de GRS est, selon les études de modélisation, de l'ordre de 1 à 10 Wm^{-2} (IPCC, 2021). Ces chiffres montrent qu'en théorie, les techniques de GRS pourraient contrer le forçage radiatif anthropogénique tel que constaté aujourd'hui (il est actuellement d'environ 2,7 Wm^{-2}). Par ailleurs, les résultats de modélisation montrent aussi que l'effet sur la température dépend de la méthode employée ; des changements saisonniers et régionaux

non négligeables sont à prévoir (par exemple, une modification des précipitations régionales, comme des épisodes de mousson) à la suite d'un déploiement de la GRS. En outre, des changements plus subtils, par exemple, au niveau des puits de CO₂ (la biosphère) ou du cycle de l'eau, sont possibles. Il est important de noter que la GRS n'aura pas d'effet sur l'acidification des océans.

Capacité technologique et coût

Plusieurs techniques d'injection stratosphérique ont été proposées : recours à des avions, des fusées, des canons, par le canal de cheminées... La technique la plus réaliste reste l'injection au moyen d'avions ; il en existe d'ailleurs qui sont conçus pour voler dans la stratosphère. Par contre, il n'est pas évident de pouvoir se doter d'une flotte conséquente dans ce but et de la maintenir pendant des années, voire des décennies. Tout aussi difficile est de mettre en place le trafic aérien nécessaire pour injecter une grande quantité de substances réfléchissantes dans la stratosphère. Le coût a été estimé entre 1 et 15 milliards de dollars par an, selon le niveau de refroidissement souhaité (NASEM, 2021).

Pour augmenter l'albédo des nuages bas marins, ont été proposés des concepts de bateaux automatisés qui injecteraient de l'eau de mer dans l'atmosphère. Il n'y a pas d'estimation publiée du coût de cette méthode, mais le coût pourrait atteindre le niveau de celui de l'injection stratosphérique si l'objectif est un refroidissement global (soit quelques milliards de dollars par an). Pour des actions plus locales, le coût serait bien évidemment moins élevé (NASEM, 2021).

Des institutions s'emparent du sujet et de nouvelles questions se font jour

Les dernières années ont vu la multiplication des rapports sur ce sujet et l'implication d'institutions déjà fortement mobilisées face au changement climatique. La Royal Society et le National Research Council ont publié des rapports importants sur la géo-ingénierie (Royal Society, 2009 ; NRC, 2015a et 2015b). En France, l'ANR a financé un atelier et un rapport prospectif sur la géo-ingénierie (Boucher *et al.*, 2014). Le cinquième (IPCC, 2013) et le sixième rapport du GIEC (IPCC, 2021) mentionnent les différentes techniques de gestion du rayonnement solaire. National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine a publié en 2021 un rapport faisant des recommandations sur la recherche sur la GRS et sa gouvernance. Ce rapport propose une feuille de route possible pour un financement à moyen terme de la recherche sur la GRS et formule des recommandations à suivre pour la conduite de cette recherche et de son évaluation. Le recours à la géo-ingénierie est un sujet qui monte en puissance dans la communauté scientifique (au sens large, allant des sciences de la nature aux sciences humaines et sociales), et également dans les discussions politiques.

La question de sa gouvernance se pose, avec tous les enjeux éthiques associés. Une communication transpa-

rente et efficace des scientifiques à destination des décideurs est nécessaire mais non suffisante. Il convient d'appréhender les risques, de souligner les incertitudes et d'embrasser toute la complexité du système climatique, qui va bien au-delà de ses seuls déterminants physiques. Le terme de « géo-ingénierie », qui relève d'une approche techniciste visant à contrôler le climat terrestre, est de ce point de vue critiquable. L'expression d'« intervention climatique », qui souligne les limites de notre action et relève plus du registre médical, sur le mode d'une médecine d'urgence, lui est certainement préférable.

Bibliographie

- ASAYAMA S. & HULME M. (2019), "Engineering climate debt: temperature overshoot and peak-shaving as risky subprime mortgage lending", *Climate Policy* 19:8, pp. 937-946, doi: 10.1080/14693062.2019.1623165.
- BOUCHER O., DE GUILLEBON B., ABBADIE L., BARRE P., BEKKI S., BENSUAUDE-VINCENT B., BLAINS., BONNELLE D., CIAIS P., CLIN F., DAHANA., DANGEARD M.-L., DE RICHTER R., DORRIES M., DUMERGUES L., FISSET B., GASSER T., GEMENNE F., GODIN-BEEKMANN S., GUILLAUME B., HA-DUONG M., LAPERRELLE J.-M., MAUGIS P., MONTOUT D., PERRET P., QUEGUINER B., SALAS Y MELIA D., TROLARD F., VAN HEMERT M., VESINE E. & VIDALENC E. (2014), « Atelier de réflexion prospective REAGIR. Réflexion systémique sur les enjeux et méthodes de la géo-ingénierie de l'environnement », rapport final, mai, <https://anr.fr/fileadmin/documents/2016/Rapport-final-ARP-REAGIR-mai-2014.pdf>
- BUDYKO M. I. (1977), *Climatic changes*, American Geophysical Union.
- CALDEIRA K. & BALA G. (2017), "Reflecting on 50 years of geoengineering research", *Earth's Future* 5, pp. 10-17, doi:10.1002/2016EF000454.
- IPCC (2013), "Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change", auteurs : STOCKER T. F., QIN D., PLATTNER G.-K., TIGNOR M., ALLEN S. K., BOSCHUNG J., NAUELSA., XIAY., BEX V. and MIDGLEY P. M. (eds.), Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, États-Unis, 1535 pages.
- IPCC(2021), "ClimateChange2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change", auteurs : MASSON-DELMOTTE V., ZHAI P., PIRANI A., CONNORS S. L., PÉAN C., BERGER S., CAUD N., CHEN Y., GOLDFARB L., GOMIS M. I., HUANG M., LEITZELL K., LONNOY E., MATTHEWS J. B. R., MAYCOCK T. K., WATERFIELD T., YELEKÇI O., YU R. and ZHOU B. (eds.), Cambridge University Press, In Press.
- KRAVITZ B., ROBOCK A., BOUCHER O., SCHMIDT H., TAYLOR K. E., STENCHIKOV G. & SCHULTZ M. (2011), "The Geoengineering Model Intercomparison Project (GeoMIP)", *Atmosph. Sci. Lett.* 12, pp. 162-167, <https://doi.org/10.1002/asl.316>
- LAWRENCE M. G., SCHAFFER S., MURI H., SCOTT V., OSCHLIES A., VAUGHAN N. E., BOUCHER O., SCHMIDT H., HAYWOOD J. & SCHEFFRAN J. (2018), "Evaluating climate geoengineering proposals in the context of the Paris Agreement temperature goals", *Nat. Commun* 9, 3734, <https://doi.org/10.1038/s41467-018-05938-3>
- LEE D. S., FAHEY D. W., SKOWRON A., ALLEN M. R., BURKHARDT U., CHEN Q., DOHERTY S. J., FREEMAN S., FORSTER P. M., FUGLESTVEDT J., GETTELMANA., DELEON R. R., LIM L. L., LUND M. T., MILLAR R. J., OWEN B., PENNER

J. E., PITARI G., PRATHER M. J., SAUSEN R. & WILCOX L. J. (2021), "The contribution of global aviation to anthropogenic climate forcing for 2000 to 2018", *Atmos. Env.* 244, 117834, <https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2020.117834>

MACMARTIN D. G., CALDEIRA K. & KEITH D. W. (2014), "Solar geoengineering to limit the rate of temperature change", *Phil. Trans. R. Soc. A.* 372 20140134 20140134, <http://doi.org/10.1098/rsta.2014.0134>

NASEM (National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine) (2021), "Reflecting Sunlight: Recommendations for Solar Geoengineering Research and Research Governance", Washington DC, The National Academies Press, <https://doi.org/10.17226/25762>

National Research Council (2015a), "Climate Intervention: Reflecting Sunlight to Cool Earth", Washington DC, The National Academies Press, <https://doi.org/10.17226/18988>

National Research Council (2015b), "Climate Intervention: Carbon Dioxide Removal and Reliable Sequestration", Washington DC, The National Academies Press, <https://doi.org/10.17226/18805>

The Royal Society (2009), "Geoengineering the climate: science, governance and uncertainty", RS Policy document 10/09, September, RS1636, ISBN: 978-0-85403-773-5.

TILMES S., RICHTER J. H., KRAVITZ B., MACMARTIN D. G., MILLS M. J., SIMPSON I. R., GLANVILLE A. S., FASULLO J. T., PHILLIPS A. S., LAMARQUE J., TRIBBIA J., EDWARDS J., MICKELSON S. & GHOSH S. (2018), "CESM1(WACCM) Stratospheric Aerosol Geoengineering Large Ensemble Project", *Bulletin of the American Meteorological Society* 99(11), pp. 2361-2371, <https://doi.org/10.1175/BAMS-D-17-0267.1>

Carbon capture, storage and use

Preface

Claude Mandil, Former Executive Director, International Energy Agency (IEA)

Introduction

Dominique Auverlot, CGDD, and **Richard Lavergne**, CGE

Achieving global climate goals (1.5°C) would be socially and economically unacceptable without the use of CCUS and other GGR (Greenhouse Gas Removal)

Net zero commitments drive global momentum for CCUS

Mary Burce Warlick, Deputy Executive Director, International Energy Agency (IEA)

A net-zero energy system requires a profound transformation in the way we produce and use energy. This can only be achieved with a broad suite of technologies. Carbon capture, utilisation and storage (CCUS) is the only group of technologies that contributes both to directly reducing emissions in key sectors and to removing CO₂ to balance emissions that are challenging to avoid – a critical part of “net” zero goals.

Over the years, CCUS deployment and investment has lagged behind other clean energy technologies. However, new investment incentives and strengthened climate goals are building a renewed momentum behind CCUS. In 2021, over 100 CCUS projects have been announced in over a dozen countries.

In order to translate ambition into action, governments and industry can build on this global momentum in four key areas: create favourable investment conditions; coordinate and underwrite industrial hubs and shared infrastructure; encourage CO₂ storage development; and boost innovation.

State of the art of CCS and CCUS: description, cost, constraints

Pierre-Franck Chevet, **François Kalaydjian** and **Guy Maisonnier**, IFP Énergies nouvelles (IFPEN)

CCUS – CO₂ capture and transport, followed by storage or use – is a mature technology option, which is included in most scenarios aimed at limiting global warming to 1.5°C. CO₂ capture can be operated on existing or future power plants or industrial units, thus allowing the decarbonization of cement, iron, steel or chemical production. CCUS also paves the way for low-cost,

low-carbon hydrogen production. By combining it with bioenergy (BECCS) or implementing it directly into the air (DACCS), CO₂ capture can result in negative emissions that offset unavoidable or technically difficult to reduce emissions. In terms of recovery of captured CO₂, the production of synthetic fuels seems to be the most promising solution to meet the needs of the aviation sector. However, the deployment of these different options will depend on their societal acceptability, the reduction of the corresponding costs, and the public support aimed at valorizing the reduction of CO₂ emissions.

Global overview of CO₂ storage potential

Isabelle Czernichowski-Lauriol, Delegate for research and public policy support at BRGM, President Emeritus of the CO₂GeoNet association and member of the Board of Directors of the French CO₂ Club, and **Christophe Poinsot**, Deputy Director General and Scientific Director of BRGM

Since the 2005 IPCC Special Report on CO₂ Capture and Storage, which indicated a global storage potential in geological formations of at least 2000 GtCO₂, various methodologies for estimating storage capacities have been proposed. Many countries have estimated their CO₂ storage potential, based on volumetric calculations, and about ten of them have developed atlases presenting their CO₂ storage potential. For a number of potential storage sites, more precise estimates of storage capacity have been made, based on dynamic simulations of CO₂ injection into the storage reservoir. Despite the high uncertainties related to the limited data available on the deep subsurface and the natural heterogeneity of the geological formations, the estimated global storage capacities are much higher than the storage needs to combat climate change.

The development of UK CCUS strategy and current plans for large-scale deployment of this technology

Jon Gibbins, UK CCS Research Centre, University of Sheffield, and **Mathieu Lucquiaud**, University of Edinburgh

For over 20 years, carbon capture utilisation and storage (CCUS) has been recognised as a useful tool to help reduce UK national emissions. Over this period the target reduction in greenhouse gas emission rates for 2050 has increased, from 60% to 100%, i.e. net zero. This has led to change in the role envisaged for CCUS, from initially just cutting emissions on coal power plants by around 50%, to the point where capture and secure sequestration of all fossil CO₂ emissions is required, either directly at source or indirectly via carbon dioxide removal from the air (CDR). Additional CDR, either through the use of biomass energy with carbon capture and storage (BECCS) or direct air carbon capture and

storage (DACCS), will also be required to compensate for other UK greenhouse gas emissions. Potentially over 100 MtCO₂/yr of CCUS is needed by 2050. Current UK plans are to establish four CCUS clusters by 2030, capturing and storing a minimum of 10 MtCO₂/yr from industry, power, hydrogen production and, potentially, CDR. The UK has a large amount of secure storage capacity for CO₂ in geological formations a kilometre or more below the sea bed in the North Sea and the Irish Sea.

State of the art of CCUS and other RMM processes

CCUS and Coal – Are there still development opportunities for coal plants?

Sylvie Cornot-Gandolphe, president of SCG Consulting

More and more governments have committed to reach net zero carbon emissions by 2050. They are moving away from coal and accelerating the build-up of renewable energies. In this context, what is the development of CCUS on coal-fired power plants? The article answers this question by first explaining the reasons for the failure of the first wave of CCUS projects in the 2000s, which mainly focused on capturing emissions from coal-fired power plants. Then, it examines the application of CCUS on coal-fired power plants in the context of the renewed interest in CCUS since 2018. CCUS policies and projects in three key countries (the United States, China and India) are studied. This analysis shows that CCUS remains essential in Asia for decarbonizing the electricity mix, still largely dominated by coal, but its contribution requires a carbon price signal and research efforts to reduce the costs of CO₂ capture. CCUS contribution may be reduced by the early closure of coal-fired power plants, their repositioning, and advances in disruptive technologies.

CCS projects underway at TotalEnergies

David Nevicato, Head of business development and partnerships for the CCS (Carbon Capture and Storage) division at TotalEnergies

TotalEnergies' CCS first actions are focused on Europe with a strong traction enabling to scale up CCS at an industrial scale. Business development will continue in other parts of the world in line with the growing wave of projects where our European expertise could serve the necessary adaptations. TotalEnergies has expanded its efforts in this domain via several major North Sea projects, such as Northern Lights in Norway, the first worldwide commercial CCS chain, Antwerp@C in Belgium, one of the main CO₂ hubs in Europe, the Aramis and Azur projects in the Netherlands, respectively CO₂ storage in depleted gas fields and blue hydrogen in a refinery, and finally Net Zero Teesside and the Northern Endurance Partnership in the UK, respectively CO₂ capture coupled with gas fired power generation and CO₂ storage, in a deep saline aquifer, in the U.K. offshore.

ExxonMobil: Carbon capture is critical to attaining society's emission-reduction goals

Joe Blommaert, President, ExxonMobil Low Carbon Solutions

Few challenges are more important than meeting the world's growing demand for energy while reducing environmental impacts, including the risks of climate change. ExxonMobil believes carbon capture and storage is an essential technology to help meet this dual challenge, because it is one of the few proven technologies that could enable some sectors to decarbonize, such as manufacturing and heavy industry.

ExxonMobil has more than 30 years of experience with CCS technology, including the design, construction and safe operation of carbon capture and storage facilities around the world. Additional opportunities are under evaluation, and they all have the potential to move forward with current technologies, provided stable, supportive policies and regulatory frameworks are established.

The opportunities offered by the CCUS to decarbonize French industry

Benoît Legait, Honorary Engineer General of Mines

In industry, CO₂ capture and storage is mainly of interest to the steel and cement industries, and allows "negative" emissions for carbon dioxide from biomass combustion. In 2050, about 15 Mt CO₂eq should be captured and stored, provided that several obstacles are removed. The use of CO₂ seems especially promising for crop growth and ethanol production: it still requires increased R&D efforts.

The potential of geological storage of CO₂ by mineralization

Sylvain Delerce, Graduate engineer from AgroParis-Tech, et **Éric H. Oelkers**, Director of research at the CNRS

Since the mid-2000s, researchers have been actively working on carbon storage through mineralization with a major milestone reached in 2016 with the results of the European CarbFix project in Iceland. Since then, this technology has been deployed at an industrial level on the Hellisheiði geothermal power plant and combined with direct air CO₂ capture (DAC in English). In this paper, we explore the mechanisms of mineralization to assess its potential in the fight against climate change. The history of the CarbFix project allows us to highlight the viability of this method and show that it is ready for large-scale deployment.

No decarbonization of the aviation sector without CO₂ capture and storage

Dominique Vignon, Member of the French Academy of Technologies

Greenhouse gas emissions (GHG) from aviation are increasing by 7% per year. In September 2021, IATA, the industry's organization, announced that it was aiming for "zero net emissions" by 2050.

In addition to better control of traffic growth, the reduction of emissions will essentially mobilize fuels that can be directly substituted to kerosene, the SAFs (synthetic/sustainable aviation fuels), the potential of hydrogen being limited until 2050. However, SAFs have a marginal carbon content and their availability is not sufficient to cover all traffic.

It is therefore estimated that aviation will need to use carbon sinks from the 2020s, which are expected to reach 1.5 Gt of CO₂ per year by 2050. The certification of sequestered emissions is tricky, and an organization independent of the industry must be set up.

The storage of French emissions to reach the net zero emissions target exceeds the objectives of the SNBC.

Social acceptability of CO₂ capture, transport, use and storage technologies: a task of adjusting the technical project and the stakeholders

Jonas Pigeon, Doctor in spatial planning

Carbon Capture, Transport, Utilization and Storage (CCUS) technologies can rapidly reduce greenhouse gas emissions from the industrial sector without fundamentally changing the socio-economic model. Although the various components of this technical device have been used for a long time in industry, it remains underdeveloped. According to sector experts, one of the limiting factors in the development of CCUS is the lack of social acceptance. In this article, we will first recall the conceptual and epistemological issues of the notion of social acceptance. Based on these theoretical materials, we will then analyze different cases of CCUS technology development. This analysis will finally allow us to identify the fundamental issues of the social acceptance of these technologies.

The development of negative emissions

Carbon storage in soils

Claire Chenu, UMR Ecosys, Université Paris-Saclay, INRAE, AgroParisTech, **Jean-Luc Chotte**, UMR Eco&Sols, IRD, CIRAD, INRAE, Université de Montpellier, SupAgro Montpellier, et **Paul Luu**, Executive Secretariat of the International "4 by 1000" Initiative

Soils globally represent a major stock of carbon, approximately 2400 Gt of C, as soil organic matter. While a small loss of this stock would have disastrous consequences for the climate, a small increase could help mitigate climate change. This article presents the characteristics of this storage, the soil management options that can protect and increase the existing soil organic C stocks, the performance of these options, as well as the many associated benefits in terms of soil fertility and therefore food security, adaptation to climate change and ecosystem services, but also the barriers to implementation and associated risks. Even though C storage in soils is a low-cost negative emission tech-

nology, as widely promoted by the international "4 per 1000" initiative, incentives are truly needed to enable its implementation.

Direct Air Capture (DAC) in Germany: resource implications of a possible rollout in 2045

Simon Block, Research assistant in the Division of Future Energy and Industry Systems at the Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy, and **Peter Viebahn**, Head of the Research Unit Sectors and Technologies within the Division of Future Energy and Industry Systems at the Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy

Direct Air Capture (DAC) is increasingly being discussed as a possibility to limit climate change. In this study, a possible rollout of the DAC technology at German coastal areas is analysed based on an existing climate neutrality scenario. For the year 2045 the resulting costs as well as land, water and energy consumption are examined. It is concluded that a realization of the DAC technology in Germany might be possible from a technical point of view. However, there is a high demand for land and energy. Since a rollout is needed to start in 20 years at the latest, the required discussion and evaluation should be initiated as quickly as possible.

Geoengineering - Perspectives, limits and risks

Illarion Pavel, Ingénieur en chef des Mines – CGE

Geoengineering refers to technologies aiming at controlling the Earth's climate, in order to fight the Earth's global warming caused by human activities, in particular by the emission of greenhouse gases. They can be divided into two classes: management of solar radiation and extraction of atmospheric CO₂. The article reviews these various technologies and analyzes their limitations and risks.

Geoengineering and solar radiation management

Anni Määttä, Sorbonne université, UVSQ Université Paris-Saclay, CNRS

Solar geoengineering aims at cooling the climate by decreasing the solar radiation entering the climate system through changing the reflectivity (albedo) of the Earth. To achieve this, it has been suggested to increase the albedo of clouds, paint surfaces white or inject reflecting particles into the stratosphere. Research on these topics is active and is based mainly on numerical modelling studies. The possible deployment of these methods raises questions on their technological feasibility, side effects, uncertainties, governance and ethics. This article presents a review of the solar radiation management methods.

Issue editors :

Dominique Auverlot and **Richard Lavergne**

Ont contribué à ce numéro



Dominique AUVERLOT est ingénieur général des Ponts, des Eaux et des Forêts. Il est membre du Conseil général de l'environnement et du développement durable. Il a commencé sa carrière en 1986 au sein du ministère de l'Industrie à la direction de la Sûreté des installations nucléaires, puis en DRIRE Provence-Alpes-Côte d'Azur et à l'École des mines d'Alès, avant de rejoindre l'Andra, en tant que directeur

auprès du directeur général. Il a ensuite travaillé de 2002 à 2006 au sein du ministère de l'Équipement, comme adjoint au sous-directeur des Transports collectifs, puis comme sous-directeur chargé du budget et de la planification, à la direction générale des Routes. De 2006 à 2019, il a occupé différents postes au sein du Commissariat général à la stratégie et à la prospective, dénommé aujourd'hui France Stratégie, d'abord comme directeur du département Développement durable, puis comme directeur de projet auprès du Commissaire général, ce qui l'a conduit à participer, à réaliser ou à encadrer différents travaux relatifs à la prospective, à l'énergie, aux négociations climatiques mondiales, au calcul socio-économique et aux transports.



Simon BLOCK (M.Sc.) is a research assistant in the division of Future Energy and Industry Systems at the Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy. He received a master of Science in energy economics & informatics at the University of Applied Science Aachen in 2021 and a Bachelor of Engineering (B.Eng) in mechanical engineering at the same university in 2019.

D.R



Joe BLOMMAERT is President of ExxonMobil Low Carbon Solutions. ExxonMobil Low Carbon Solutions was created on Feb. 1st, 2021, and Joe Blommaert was named the company's first president. The business is initially focused on progressing multiple carbon capture and storage projects around the world to enable large-scale emission reductions.

D.R

Joe Blommaert joined ExxonMobil in 1988 as an engineer at the Rotterdam Plasticizer and Intermediates Plant in the Netherlands. He has subsequently held positions of increasing seniority in Brussels; Meerhout, Belgium; Baytown, USA; Singapore; and Houston.

Joe Blommaert has a master of Science degree in chemistry and chemical engineering from Delft University of Technology in the Netherlands.

Mary BURCE WARLICK, a retired senior career diplomat and former US ambassador to Serbia, led the State Department's Bureau of Energy resources as the Acting Special



Envoy and Coordinator for International Energy Affairs from January – September 2017 and served as the Principal Deputy Assistant Secretary from 2014 to 2017. In these roles, she advised the Secretary of State on energy diplomacy initiatives to promote global energy security, energy access and governance across Europe, Asia, Latin America, Africa and the Middle East. During this time, she served for three years as a US representative

D.R

on the IEA Governing Board and as Chair of the Standing Group on Long-Term Cooperation. Since then, she has served as team leader for the IEA's recent in-depth peer reviews of the energy policies in the Netherlands and Canada.

During her diplomatic career, Mary Burce Warlick held a variety of senior leadership positions at the Department of State, the National Security Council, and the Department of Defense. She has extensive foreign policy experience working on Russia, Ukraine and Eurasia, including previous assignments as Special Assistant to the President and Senior Director for Russia, Deputy Assistant Secretary of Defense for Russia, Ukraine and Eurasia, and Director of the State Department's Office of Russian Affairs and the Office of Ukraine, Moldova and Belarus Affairs. She also served as Minister-Counselor for Economic Affairs at the US Embassy in Moscow and as US Consul General in Melbourne, Australia, with earlier assignments in Germany, the Philippines, and Bangladesh. She also served previously on the board of the Extractive Industries Transparency Initiative.

Mary Burce Warlick holds a BA in Political Science from Valparaiso University in Indiana, and an MA in Law and Diplomacy from the Fletcher School of Law and Diplomacy. She is a recipient of The Secretary of State's Career Achievement Award, The Secretary of State's Award for Public Outreach, and The Office of the Secretary of Defense Medal for Exceptional Public Service.



Claire CHENU est directrice de recherche à l'INRAE (Institut national de la recherche pour l'agriculture, l'alimentation et l'environnement) et est professeur consultant à Agro-ParisTech.

D.R

Elle est membre de l'unité de recherche ECOSYS, située à Grignon (dans les Yvelines). Ses recherches portent sur les matières organiques du sol, qui jouent un rôle prépondérant dans les services écosystémiques fournis par les sols : leur dynamique, les processus qui expliquent leur persistance, leur rôle dans le fonctionnement des sols et le stockage du carbone dans les sols agricoles. Elle enseigne la science du sol et la biogéochimie. Elle participe à des travaux d'expertise (Étude 4p1000 INRA, Évaluation Europe et Asie centrale IPBES 2018). En 2019, elle a reçu le prix Science du sol de la European Geosciences Union et les Lauriers de l'INRA, le grand prix de la recherche agronomique.

Elle est très impliquée sur les questions à l'interface science-politiques publiques-pratiques et dans les actions

de sensibilisation sur les sols. Elle a été nommée par la FAO ambassadrice spéciale pour 2015, année internationale des sols. Elle préside le comité scientifique, technique et d'innovation du réseau d'expertise français sur les sols Rnest Sols. Elle est membre du comité scientifique et technique international de l'Initiative « 4 pour mille. Les sols pour la sécurité alimentaire et le climat ». Elle coordonne le programme européen conjoint EU H2020 SOIL, qui associe 24 pays européens : « Towards climate-smart sustainable management of agricultural soils ».



D.R

Pierre-Franck CHEVET est ingénieur général des Mines. Il a été nommé président d'IFP Énergies nouvelles, le 2 juin 2020.

Il a débuté sa carrière en 1986 à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), où il a occupé différents postes. Puis, il a été, de 1995 à 1999, directeur de la DRIRE (direction régionale de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement) et de l'ANVAR (Agence nationale

de la valorisation de la recherche) de la région Alsace. Il a ensuite rejoint la région Nord Pas-de-Calais en tant que directeur de la DRIRE de cette région et directeur de l'École des mines de Douai.

En 2005, il est nommé au cabinet du Premier ministre en tant que responsable du pôle « Industrie, énergie, environnement et innovation ». De 2007 à 2012, il est directeur général de l'Énergie et du Climat au sein du ministère chargé de l'Énergie. De 2012 à 2018, il est président de l'Autorité de sûreté nucléaire. De 2019 à mai 2020, il est membre du Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies et a été chargé de plusieurs missions interministérielles.



D.R

Jean-Luc CHOTTE est directeur de recherche à l'IRD (Institut de recherche pour le développement). Son sujet de recherche porte sur l'impact des changements climatiques et de l'affectation des sols sur la dynamique (stocks et flux) de la matière organique des sols tropicaux. Il a dirigé plusieurs unités de recherche entre 2015 et 2019 et a été membre expert scientifique

de l'interface science-politique de la Convention des Nations unies de lutte contre la désertification. Depuis 2015, il est le référent scientifique de l'IRD au titre de l'Initiative 4p1000. Il a dirigé, de 2018 à 2021, la Mission pour la promotion de l'interdisciplinarité et l'intersectorialité à l'IRD. Jean-Luc Chotte est membre correspondant de l'Académie d'agriculture de France et est membre du Comité scientifique français de lutte contre la désertification (CSFD – <http://www.csf-desertification.org/>), dont il est le président depuis juillet 2020.

Sylvie CORNOT-GANDOLPHE est consultante en énergie, spécialiste des questions internationales. Depuis 2012, elle collabore avec le centre Énergie de l'IFRI en tant que chercheur associé, ainsi qu'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 en tant que Research Associate. Sylvie Cornot-Gandolphe a une connaissance approfondie des marchés gaziers et charbonniers mondiaux, qu'elle a acquise au cours de sa carrière, tout d'abord en tant que



D.R

Secrétaire général de CEDIGAZ, au sein de l'IFPEN, puis successivement comme directrice de projet, au centre du Gaz de la Commission économique pour l'Europe des Nations unies à Genève, administrateur principal, expert en matière de gaz, à l'Agence internationale de l'énergie, adjointe au directeur du développement commercial, au sein d'ATIC SERVICES, et conseiller auprès du président pour les questions énergétiques.

Sylvie Cornot-Gandolphe est l'auteur de plusieurs publications de référence sur les marchés gaziers et charbonniers. Ses récentes recherches portent sur l'hydrogène, le biométhane et le CCUS.

Sylvie Cornot-Gandolphe est diplômée de l'École nationale supérieure du pétrole et des moteurs (ENSPM).



D.R

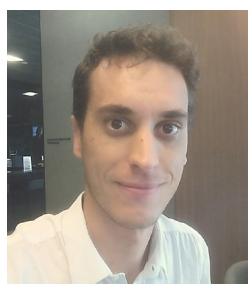
Isabelle CZERNICHOWSKI-LAURIOL mène des recherches

sur les technologies du sous-sol pour atténuer le changement climatique. Après avoir obtenu un diplôme d'ingénieur de l'École nationale supérieure de géologie de Nancy (ENSG), sa carrière a débuté au BRGM s'occupant de géothermie, sujet sur lequel a porté son doctorat obtenu en 1988.

Pionnière en France en matière de recherche sur le stockage géologique du CO₂, elle a participé depuis 1993 à de nombreux projets de recherche européens et a été responsable du programme Captage et stockage du CO₂ de l'Agence nationale de la recherche de 2010 à 2013. Elle s'est aussi intéressée au stockage souterrain de l'énergie.

Actuellement, elle est membre du conseil d'administration du Club CO₂ français dont elle anime le groupe de travail Communication. Elle est la présidente émérite de l'association CO₂GeoNet, le réseau d'excellence européen sur le stockage géologique du CO₂, qui regroupe 27 instituts de recherche de 21 pays européens. Elle coordonne le nœud français d'ECCSEL, l'infrastructure européenne de recherche sur le captage et le stockage du CO₂. Elle représente le BRGM ou la France dans plusieurs instances européennes (ZEP, EERA, ENeRG) et internationales (IEAGHG, CSLF).

Isabelle Czernichowski-Lauriol s'est vu décerner les grades de chevalier de l'Ordre national du mérite (2007) et de la Légion d'honneur (2019), ainsi que le Marteau d'honneur de l'École nationale supérieure de géologie de Nancy (2018). Le projet CGS Europe (7^{ème} PCRD) qu'elle a coordonné – une action de coordination paneuropéenne sur le stockage géologique du CO₂ impliquant CO₂GeoNet et 34 instituts de recherche de 28 pays – a reçu, en 2015, le Global achievement Award du Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF).

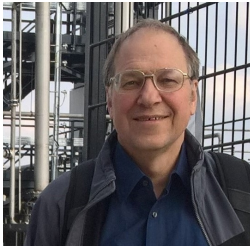


D.R

Sylvain DELERCE est ingénieur diplômé d'AgroParisTech (2009). Il commence sa carrière en recherche et développement en s'intéressant aux systèmes agro-pastoraux dans le Sud de la France. Puis il rejoint le CGIAR, pour travailler en Colombie au développement de solutions basées sur le *Big Data* et visant à l'optimisation des itinéraires techniques pour les organisations

agricoles des pays en développement. Son intérêt croissant pour la lutte contre le réchauffement climatique l'orienta dès 2017 vers les techniques de capture et de séquestration du CO₂ déjà émis (CDR, en anglais) et les marchés d'émissions négatives. En 2019, il rejoint l'équipe de recherche du CNRS de Toulouse menée par Éric Oelkers.

Sylvain Delerce étudie actuellement le potentiel des basaltes altérés pour le stockage géologique du CO₂ par minéralisation. Il est également impliqué dans la communauté des Air Miners, qui vise à accélérer le déploiement des émissions négatives en mettant en réseau les professionnels, les entrepreneurs, les investisseurs et les acheteurs d'émissions négatives.



Jon GIBBINS has worked on energy engineering, fuel conversion and CCS for 45 years, initially in industry and then as a university academic, latterly leading national academic research initiatives. With over 80 papers and more than 100 articles and reports on CCS and related topics, he is a Chartered Engineer, a Member of the IMechE, a Fellow of the Institute of

D.R

Energy and Professor of CCS at the University of Sheffield. Since 2005, Jon Gibbins has played a leading role in UK CCS academic capacity building, growing the UK CCS Research Centre as an inclusive and open virtual national hub and helping to start now-mainstream UK initiatives on industrial decarbonisation (2012) and CCS clusters (2016). His research activities centre around engagement with industry and policymakers on practical aspects of CCS deployment, with an emphasis on policy and economic requirements plus detailed practical analysis of matching capture plant designs to market conditions, supported in particular by the facilities at the Translational Energy Research Centre in Sheffield.



François KALAYDJIAN est le directeur de la direction Économie & Veille et le coordinateur Hydrogène d'IFP Énergies nouvelles (IFPEN).

Il a occupé auparavant plusieurs positions managériales à l'IFPEN, telles que directeur adjoint du Centre de résultats ressources énergétiques (en charge des programmes de traitement du gaz, de stockage d'énergie, de captage-stockage du CO₂), directeur des technologies de développement durable et directeur de l'ingénierie de réservoir.

D.R

Il est le président de l'association CEDIGAZ, vecteur d'information sur l'activité de l'industrie gazière au plan international, co-animateur du groupe programmatique « Économie » de l'Alliance nationale de la recherche sur l'énergie (ANCRES), membre du comité scientifique du Programme et équipements prioritaires de recherche pour l'hydrogène, et représentant d'IFP Énergies nouvelles au sein des associations France Hydrogène et Hydrogen Europe Research.

Richard LAVERGNE est ingénieur général honoraire du corps des Mines, diplômé de l'École polytechnique (promotion 1975), de l'École supérieure de métrologie et de Télécom Paris. Il est à la retraite depuis janvier 2021.

Il a été membre permanent du Conseil général de l'économie (ministère de l'Économie, des Finances et de la Relance) de janvier 2017 à janvier 2021, où il était notamment référent « Énergie et climat ». Il a été également chef de projet du



D.R

jumelage UE-Maroc « Appui au renforcement du secteur de l'énergie » de 2018 à 2020. De 2008 à 2016, il a été conseiller à la fois auprès du directeur général de l'Énergie et du Climat (DGEC) et de la Commissaire générale au développement durable (CGDD), au sein du ministère chargé de l'Environnement et de l'Énergie. À ce titre, il a assuré notamment les missions de vice-président du Comité permanent pour la coopération à long terme de l'Agence internationale de l'énergie, de président pour l'UE du groupe thématique sur les marchés et les stratégies énergétiques dans le cadre du Dialogue énergétique UE-Russie, de Secrétaire général du Comité pour l'économie verte et de Secrétaire général du Comité d'experts pour la transition énergétique.

En 2011 et 2012, il a été rapporteur général de la Commission Énergies 2050 créée par le ministre Éric Besson, chargé de l'Industrie et de l'Énergie, et, en 2012 et 2013, il a été fortement impliqué à différents titres dans l'organisation du Débat national pour la transition énergétique. De 2008 à 2017, il a été membre du comité directeur de l'Association française des économistes de l'énergie.

De 1995 à 2008, il a été directeur de l'Observatoire de l'énergie et des matières premières au sein du ministère chargé de l'Énergie et, de 1990 à 1995, il a été directeur du Réseau national d'essais (RNE, actuellement COFRAC).

Richard Lavergne est aussi l'auteur de nombreuses publications. Il est chevalier de la Légion d'honneur et officier dans l'ordre du Ouissam Alaouite (Maroc).



D.R

Benoît LEGAIT est ancien élève de l'École polytechnique (1973), titulaire d'un DEA en mathématiques appliquées de Paris VI, ingénieur au corps des Mines (1978), docteur ingénieur en hydrogéologie de l'Université Paris VI (1979) et docteur d'État ès sciences physiques de l'Université de Bordeaux I en 1983. Il commence sa carrière à l'IFPEN, dont il dirige la direction Gisements, avant de rejoindre Beicip-Franlab en 1991, dont il est nommé directeur général en 1993. De 1995 à 2001, il est directeur de la recherche de Mines ParisTech, dont il devient le directeur en octobre 2001. Il quitte la direction de Mines ParisTech en février 2012 et rejoint le Conseil général de l'économie, où il est nommé en 2013 président de la section « Technologies et société ».

Il a pris sa retraite à la mi-2021, et continue de présider la Fondation Mines ParisTech depuis 2012.



D.R

Dr Mathieu LUCQUIAUD est Reader in Clean Energy with Carbon Capture and Storage à l'Université d'Édimbourg, où il dirige une équipe de recherche spécialisée dans les énergies propres et le captage du dioxyde de carbone.

Il a émigré au Royaume-Uni en 2005, après des études supérieures à l'Institut national des sciences appliquées de Lyon en génie énergétique et environnement, et un court séjour dans le secteur privé, pour travailler sur ces

Il a été membre du comité directeur de l'Association française des économistes de l'énergie.

De 1995 à 2008, il a été directeur de l'Observatoire de l'énergie et des matières premières au sein du ministère chargé de l'Énergie et, de 1990 à 1995, il a été directeur du Réseau national d'essais (RNE, actuellement COFRAC).

Richard Lavergne est aussi l'auteur de nombreuses publications. Il est chevalier de la Légion d'honneur et officier dans l'ordre du Ouissam Alaouite (Maroc).

Benoît LEGAIT est ancien élève de l'École polytechnique (1973), titulaire d'un DEA en mathématiques appliquées de Paris VI, ingénieur au corps des Mines (1978), docteur ingénieur en hydrogéologie de l'Université Paris VI (1979) et docteur d'État ès sciences physiques de l'Université de Bordeaux I en 1983. Il commence sa carrière à l'IFPEN, dont il dirige la direction Gisements, avant de rejoindre Beicip-Franlab en 1991, dont il est nommé directeur général en 1993. De 1995 à 2001, il est directeur de la recherche de Mines ParisTech, dont il devient le directeur en octobre 2001. Il quitte la direction de Mines ParisTech en février 2012 et rejoint le Conseil général de l'économie, où il est nommé en 2013 président de la section « Technologies et société ».

Il a pris sa retraite à la mi-2021, et continue de présider la Fondation Mines ParisTech depuis 2012.

Benoît LEGAIT est ancien élève de l'École polytechnique (1973), titulaire d'un DEA en mathématiques appliquées de Paris VI, ingénieur au corps des Mines (1978), docteur ingénieur en hydrogéologie de l'Université Paris VI (1979) et docteur d'État ès sciences physiques de l'Université de Bordeaux I en 1983. Il commence sa carrière à l'IFPEN, dont il dirige la direction Gisements, avant de rejoindre Beicip-Franlab en 1991, dont il est nommé directeur général en 1993. De 1995 à 2001, il est directeur de la recherche de Mines ParisTech, dont il devient le directeur en octobre 2001. Il quitte la direction de Mines ParisTech en février 2012 et rejoint le Conseil général de l'économie, où il est nommé en 2013 président de la section « Technologies et société ».

Dr Mathieu LUCQUIAUD est Reader in Clean Energy with Carbon Capture and Storage à l'Université d'Édimbourg, où il dirige une équipe de recherche spécialisée dans les énergies propres et le captage du dioxyde de carbone.

Il a émigré au Royaume-Uni en 2005, après des études supérieures à l'Institut national des sciences appliquées de Lyon en génie énergétique et environnement, et un court séjour dans le secteur privé, pour travailler sur ces

problématiques, d'abord à l'Imperial College London, puis à l'Université d'Édimbourg depuis 2010. Il est docteur en génie mécanique de l'Imperial College London.

Son équipe de recherche développe les technologies de captage du carbone nécessaires pour atteindre la neutralité carbone : l'intégration du captage dans la production d'hydrogène, les centrales thermiques au charbon, au gaz naturel et à la biomasse et, plus récemment, les puits de carbone dans les incinérateurs de déchets municipaux et industriels, et le captage du dioxyde de carbone atmosphérique.

Il coordonne le premier projet européen sur les technologies de captage et les puits de carbone dans le secteur des déchets (<https://www.newestccus.eu/>) financé par le programme européen ACT.

En 2018, il a lancé le premier cours (en anglais et accessible en ligne gratuitement) sur le captage et le stockage du dioxyde de carbone (Climate Change : Carbon Capture and Storage sur la plateforme EdX), qui a permis jusqu'à présent à plus de 18 000 participants de se former sur ces problématiques.



D.R

Paul LUU est, depuis septembre 2016, Secrétaire exécutif de l'Initiative internationale « 4 pour 1000 : les sols pour la sécurité alimentaire et le climat » lancée à Paris durant la COP21 et dont le siège est hébergé à Montpellier par l'Alliance Bioversity International – CIAT.

Ingénieur agronome spécialisé en agronomie tropicale et diplômé d'AgroParisTech, de l'Institut des régions chaudes de Montpellier et

de l'École nationale supérieure des sciences agronomiques appliquées de Dijon, il est titulaire d'un doctorat de l'Université de Montpellier (doctorat en biologie des populations).

Au cœur ou à la tête de projets de recherche agronomique dans les Caraïbes (Sainte-Lucie), l'océan Indien (Sri Lanka) et le Pacifique (Tonga), en début de carrière, il a rejoint le Service des relations internationales du ministère de l'Agriculture en 1994. Durant les sept années qui ont suivi, il a été en charge au sein de ce service des relations multilatérales avec la FAO, la Banque mondiale et le CGIAR, des relations bilatérales avec les pays d'Afrique et de la Méditerranée, ainsi que de la gestion de l'aide alimentaire française (200 000 tonnes de céréales par an), d'abord comme chargé de mission, puis comme chef de bureau.

Il s'est ensuite consacré pendant neuf ans au développement de l'agriculture dans les départements et territoires français d'Outre-mer : trois ans en tant que conseiller technique Agriculture, pêche et forêt au cabinet de la ministre de l'Outre-mer, puis six ans en tant que directeur de l'Office de développement de l'économie agricole d'Outre-mer, un établissement chargé de la gestion des aides agricoles européennes (PAC) et nationales allouées aux régions ultramarines.

En 2011, Paul Luu a été nommé directeur d'Agropolis International, une association tournée vers la coopération scientifique internationale et regroupant la communauté scientifique « Agronomie – Environnement – Biodiversité – Eau » de la région Languedoc-Roussillon (plus de 10 000 personnes). Il a contribué notamment à l'installation du CGIAR à Montpellier, une organisation internationale consacrée à la recherche agricole menée au bénéfice des populations les plus pauvres de la planète ; une organisation qu'il a rejointe en septembre 2013, d'abord comme chargé de liaison avec les autorités françaises, puis comme chargé du protocole.

Anni MÄÄTTÄNEN est directrice de recherche du CNRS, affectée au laboratoire LATMOS (Laboratoire atmosphères et



D.R

d'acide sulfurique qui sont observés dans les atmosphères terrestre et planétaires. Elle étudie les aérosols et les nuages en développant des outils de modélisation numérique et en analysant des observations faites lors de missions spatiales. Elle a été co-responsable du département de planétologie au LATMOS en 2014-2019 et elle est chercheur interdisciplinaire (Interdisciplinary Scientist) de la mission Mars Express de l'ESA. Elle est éditrice du journal *Journal of Geophysical Research : Planets* et est membre du comité éditorial d'une série de livres (maison d'édition ISTE) sur les atmosphères planétaires. Spécialiste des nuages de glace sur Mars et des nuages d'acide sulfurique sur Vénus, elle s'intéresse depuis quelques années aux phénomènes similaires sur Terre. Poussée par cet intérêt, elle étudie aujourd'hui les techniques de géo-ingénierie solaire impliquant des aérosols de soufre et des nuages de glace et des processus très similaires dans d'autres atmosphères planétaires. Elle s'intéresse aussi aux études sur les propriétés des particules stratosphériques mesurées par ballon, aux observations de l'injection du SO₂ dans la stratosphère par les éruptions volcaniques et à l'effet des traînées de condensation sur le climat. Depuis 2018, elle enseigne les sciences du climat et de l'intervention climatique à Sciences Po Paris. Depuis 2020, elle co-dirige (avec Sciences Po) une thèse sur la gouvernance de la géo-ingénierie et co-anime un axe transverse au LATMOS sur la chimie du soufre et les particules stratosphériques.



D.R

Guy MAISONNIER est ingénieur économiste à l'IFPEN depuis 2002. Il est un expert des marchés pétroliers et gaziers et de la transition énergétique. Il publie régulièrement des analyses sur les marchés pétroliers et sur des sujets en lien avec la transition énergétique (biogaz, hydrogène, « ville intelligente »...). De 1995 à 2000, il a travaillé au sein de CEDIGAZ, un organisme international d'information

sur le gaz naturel, publiant différentes études sur les marchés gaziers. Il a également participé à un travail de réflexion portant sur l'opportunité de lancer un portail Internet spécialisé dans le secteur pétrolier. Il a été auparavant ingénieur conseil dans une société spécialisée du secteur de l'énergie, avant de rejoindre le ministère français de l'Industrie, exerçant au sein du service international de la direction des Hydrocarbures.

Claude MANDIL est ancien élève de l'École polytechnique et ingénieur général des Mines (en retraite).

À partir de 1967, il travaille d'abord dans l'administration dans les régions Bretagne et Lorraine, puis à la DATAR, et, de nouveau, en région, comme directeur interdépartemental de l'Industrie à Nantes (1978-1981).

En 1981, il devient conseiller technique chargé de l'industrie, de l'énergie et de la recherche au cabinet du Premier ministre, Pierre Mauroy.

En 1983, il devient PDG de l'Institut de développement in-

dustriel (IDI), une banque publique d'investissement, qu'il quitte en 1988 à la suite de la reprise, qu'il avait préparée, de l'entreprise par ses salariés.

En 1988, il est nommé directeur général du Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM).

À partir de 1990, il est directeur général de l'Énergie et des Matières premières au ministère de l'Industrie. Dans cette fonction, il représente la France au sein du groupe de travail du G7 sur la sûreté nucléaire, dont il devient le président.

Il est nommé directeur général délégué de Gaz de France en octobre 1998, puis président de l'Institut français du pétrole en avril 2000.

De février 2003 à septembre 2007, Claude Mandil est directeur exécutif de l'Agence internationale de l'énergie (AIE).

Depuis son départ de l'AIE, Claude Mandil conseille des gouvernements, des entreprises et des organisations internationales. Il a été administrateur de Total (2008-2014), membre (depuis 2007) puis président (2017-2020) du conseil d'administration du Global CCS Institute (Melbourne). Il est actuellement administrateur du Kearney Energy Transition Institute.



David NEVICATO est responsable du développement d'affaires et de partenariats pour la direction CCS (Carbon Capture and Storage) au sein de la branche Exploration et production de TotalEnergies. Il a obtenu son doctorat en génie chimique en 1996 à l'Université Claude Bernard de Lyon 1 et son diplôme d'ingénieur en 1991 à l'École nationale supérieure des industries chimiques (ENSIC) de Nancy.

D.R

Il est un professionnel expérimenté dans l'industrie du raffinage avec plus de vingt années d'expérience dans la recherche, les projets, l'exploitation et les ressources humaines. Il a été en charge du programme R&D sur le captage, la valorisation et le stockage du CO₂. Il a été auditeur de l'Institut des hautes études pour la science et la technologie (IHEST). Il est membre du bureau de l'association Club CO₂.



Éric OELKERS est directeur de recherche du CNRS depuis 2000. Il est diplômé de chimie et des sciences de la terre du Massachusetts Institute of Technology, puis a conduit sa thèse en géochimie à l'Université de Californie, à Berkeley. Son expertise porte sur la thermodynamique et la cinétique des réactions fluide-minéral au laboratoire et dans les milieux naturels. Il a publié plus de 250 articles dans des revues scientifiques internationales. Il a été un des fondateurs du projet CarbFix en 2006. Pendant des années, il a été président de l'Association européenne de géochimie, rédacteur dans les revues *Chemical Geology*, *Geochemical Perspectives* et *Geochemical Perspective Letters*. Il a reçu la médaille Urey en 2019 et la médaille Neumann en 2021. Il continue de développer de nouveaux sites de stockage souterrain de CO₂ par minéralisation à travers le monde en collaboration avec un certain nombre de grandes sociétés pétrolières.

D.R

Illarion PAVEL, qui est ingénieur en chef des Mines et docteur en physique, travaille au Conseil général de l'économie et au Laboratoire de physique de l'École normale supérieure, dans le domaine de la physique des particules élémentaires et interactions fondamentales.



D.R

Il a été ingénieur de recherche chez Thomson-CSF et a effectué un séjour post-doctoral à Caltech. Il a travaillé pendant trois ans à la délégation régionale de la Recherche et de l'Innovation d'Île-de-France, dans le domaine de l'innovation et du transfert de technologies. Puis, il a été durant cinq ans en charge du Réseau national de recherche en télécommunications, au ministère chargé de la Recherche. Par la suite, au sein de ce même ministère, il a été conseiller scientifique en nanotechnologies.



D.R

Jonas PIGEON est chercheur associé à l'UMR IDEES (Identité et différenciation de l'espace, de l'environnement et des sociétés). Son travail de doctorat en aménagement de l'espace – urbanisme a porté sur les enjeux sociétaux relatifs à l'implantation des technologies de captage, de transport et de stockage du CO₂ dans la vallée de la Seine. Au-delà de ses activités de recherche sur les technologies de CCUS, il travaille en tant qu'ingénieur de recherche en sciences sociales au sein d'Engie Lab CRIGEN, où il accompagne les entités stratégiques opérationnelles du groupe Engie sur les enjeux sociétaux relatifs aux énergies renouvelables.



D.R

Christophe POINSSOT est, depuis novembre 2020, le directeur général délégué et directeur scientifique du BRGM, le service géologique français. Il est notamment chargé de définir et de mettre en œuvre la stratégie scientifique globale du BRGM dans les domaines de l'eau et du réchauffement climatique, des matières premières critiques et de l'économie circulaire, des risques naturels et technologiques et de la résilience des territoires, des usages du sous-sol au service de la transition énergétique et de la valorisation des connaissances géologiques et des données numériques et services associés.

Il est ancien élève de l'École normale supérieure de Paris, où il a obtenu un diplôme en sciences de la terre et en sciences des matériaux. Il a obtenu en 1997 son doctorat en sciences des matériaux à l'Université de Paris et en 2007 une HDR (Habilitation à diriger des recherches) en chimie à l'Université d'Évry.

Avant de rejoindre le BRGM, il a travaillé durant vingt-cinq ans au Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) en tant que responsable d'équipes de R&D et expert international en chimie nucléaire, en particulier dans le domaine de l'aval du cycle du combustible nucléaire, lequel inclut le stockage géologique des déchets nucléaires, le comportement des éléments radioactifs dans l'environnement et le recyclage des matières nucléaires. Il est l'auteur de plus de 60 articles publiés dans des revues internationales (H>22) et de 110 présentations orales faites dans le cadre de conférences internationales, dont de nombreuses en tant que conférencier invité. Ses travaux récents sur l'empreinte environnementale et la durabilité de l'énergie nucléaire ont été récompensés en 2017 par le prix Roger Van Geen du

SCK-CEN et de la Fondation pour la recherche scientifique (Belgique). Il est également professeur à l'Institut national des sciences et technologies nucléaires et a enseigné la chimie nucléaire dans plusieurs écoles d'ingénieurs et universités en France. Il est membre de plusieurs comités scientifiques, dont le comité scientifique de l'Institut de recherche pour le développement (IRD), et est membre d'un groupe d'experts de la National Academy of Science and Technology des États-Unis.

Tout en développant son expertise de recherche, il a assumé des responsabilités croissantes de management au CEA, exerçant les fonctions de chef de projet et de directeur de laboratoire au début des années 2000 avant d'occuper le poste de directeur du département Recherche du CEA, en charge du développement des technologies de recyclage de 2008 à 2018. À cette époque, il est également fortement impliqué dans le développement des activités de recyclage des matières premières critiques et a lancé et présidé, jusqu'en 2018, l'association internationale PROMETIA.

D'août 2018 à octobre 2020, il a été conseiller nucléaire à l'ambassade de France en Chine (Pékin) et représentant du CEA dans ce même pays. Il était chargé de mettre en œuvre la politique étrangère française dans le domaine du nucléaire et des technologies bas carbone en Chine, et de soutenir le développement de la coopération entre les partenaires français et chinois.

Christophe Poinssot a été nommé Officier des Palmes académiques en 2017.



PD Dr. Peter VIEBAHN is Head of the Research Unit Sectors and Technologies within the Division of Future Energy and Industry Systems at the Wuppertal institute for Climate, Environment and Energy (Germany). He is an environmental systems scientist with 25 years of experience in energy systems analysis. At the Wuppertal institute he has been responsible for the multicriteria assessment of renewable

energies, carbon capture technologies, synthetic fuels and industrial strategies since 2007. Previous employers were the Institute for Environmental Systems Research of the University of Osnabrück (1992-2002) and the Institute for Technical Thermodynamics of the German Aerospace Center, Systems Analysis and Technology Assessment Department (2002-2007).



D.R

Dominique VIGNON a consacré l'essentiel de sa carrière au secteur de l'énergie. Il a, occupant différentes positions de direction, participé à la conception et à la construction de centrales nucléaires et hydrauliques en France et dans de nombreux autres pays.

Il a été président des sociétés Framatome et Gemplus et est cofondateur de la société NucAdvisor.

Il est membre de l'Académie des technologies. Il en préside le pôle Énergie, dont l'essentiel de l'activité est consacré à évaluer les principaux vecteurs de décarbonation de l'économie.

Il est ancien élève de l'École polytechnique et ingénieur du corps des Ponts et Chaussées. Il est également titulaire d'un DEA de sciences économiques et d'une maîtrise de droit (Universités de Paris I et de Paris II).