

Le CCUS : une composante clé de la décarbonation de l'industrie

Pierre-Franck Chevet et Mickaele Le Ravalec

IFPEN, 1 et 4 avenue de Bois Préau, 92852 Rueil-Malmaison, France

Résumé

Entre 1990 et 2020, l'industrie française a baissé ses émissions de gaz à effet de serre de moitié, atteignant 73 Mt CO₂/an, notamment en progressant sur l'efficacité énergétique. Cependant, un nouvel effort est requis : d'ici 2030, une réduction supplémentaire de 40 Mt est attendue, dont 6 grâce au CCS (capture et stockage du carbone). Récemment, l'implémentation de réglementations devant conduire à la neutralité carbone et l'augmentation des prix du CO₂ sur les marchés ont relancé le CCS et le CCU (capture et utilisation du carbone), identifiés comme des leviers stratégiques pour décarboner l'industrie. Bien que les coûts restent élevés, de multiples projets émergent, portés par des entreprises qui se rassemblent au sein de hubs.

Mots clés

CCS, CCU, CO₂, décarbonation, industrie

Introduction

Les technologies du CCUS (Carbon Capture, Utilisation and Storage) englobent la capture du dioxyde de carbone (CO₂) émis par des installations industrielles ou directement dans l'atmosphère, son utilisation comme matière première pour élaborer des produits (CCU) tels que des carburants de synthèse, des polymères ou des matériaux de construction, ainsi que son stockage, notamment dans des formations géologiques souterraines (CCS). De nombreux acteurs les considèrent comme une composante incontournable de la neutralité carbone (Agence Internationale de l'Énergie - AIE, 2020 ; Groupe d'experts intergouvernemental sur l'Évolution du Climat – GIEC, 2021). Cependant, la croissance plus faible qu'escomptée du déploiement du CCUS a conduit l'AIE à revoir à la baisse la contribution de ces technologies à l'horizon 2050, la ramenant de 8 Gt dans son rapport 2008 à 6 Gt dans celui de 2023. À titre de comparaison, les émissions de gaz à effet de serre (GES) représentaient 53,8 Gt CO₂éq en 2022 (Crippa *et al.*, 2023).

Selon l'AIE (2023), le CCUS peut être incorporé à des centrales électriques et des installations industrielles existantes et autoriser de cette manière la poursuite de leur exploitation. Il permet aussi de diminuer les émissions de secteurs difficiles à décarboner, en particulier l'industrie lourde avec les cimenteries et les aciéries ou bien l'industrie chimique. Associé au vaporeformage du méthane, le CCUS est également une option pour produire de l'hydrogène bas carbone en captant le CO₂ inévitablement émis par les unités de production et ainsi contribuer à la décarbonation d'autres secteurs comme l'industrie ou les transports. Enfin, dans certaines conditions, le CCUS peut générer des émissions négatives et compenser le rejet de CO₂ dans l'atmosphère. En effet, lorsque la biomasse est utilisée comme source d'énergie, elle libère du carbone qui provient du CO₂ absorbé dans l'atmosphère par les plantes. Le stockage de ce carbone (à travers de technologies comme le BECCS – Biomass to Energy with CCS) génère des émissions négatives. Ce schéma s'applique de même au CO₂ directement capté dans l'air (technologie DAC). Cela dit, les raisons qui motivent l'utilisation du CCUS sont au cœur d'une controverse mise sur le devant de la scène lors de la récente COP28 au cours de laquelle les États pétroliers ont présenté le CCUS comme une solution pour compenser les émissions générées par la production et l'exploitation des énergies fossiles. Cette vision va à l'encontre des recommandations du GIEC : l'objectif premier des États doit être de réduire les émissions au maximum et de compenser celles qui ne peuvent être évitées, c'est-à-dire les émissions dites incompressibles ou

résiduelles. En aucun cas, le CCUS ne saurait justifier que les entreprises, pétrolières ou autres, maintiennent leurs activités habituelles sans chercher à limiter d'abord leurs émissions.

Le CCUS peut être considéré comme un puits de carbone technologique qui vient en renfort des puits de carbone naturels. Le parlement européen a récemment décidé d'augmenter de 15 % les puits de carbone naturels en Europe à horizon 2030 via, par exemple, la gestion durable des forêts ou la réhumidification des tourbières. Cependant, ces écosystèmes sont fragiles et leur état se dégrade, au moins dans certaines régions (Clarke *et al.*, 2022 ; Garcin *et al.*, 2022 ; Académie des Sciences, 2023), de sorte qu'ils ne peuvent absorber toutes les émissions anthropiques en sus des émissions naturelles.

Le texte ci-dessous rappelle dans une première section les principales phases du développement du CCUS. Une deuxième section porte sur les évolutions réglementaires aux niveaux européen et français. Enfin, une troisième section replace le CCUS dans le cadre de la décarbonation de l'industrie.

Un développement en deux temps

Depuis sa découverte, le CO₂ intervient dans de nombreux processus industriels. Dès 1772, Priestley l'utilise pour produire de l'eau gazeuse. Depuis, le CO₂ est utilisé dans l'industrie agroalimentaire comme additif pour faire des boissons gazeuses. Il sert aussi d'agent d'inertage pour éviter l'oxydation des denrées alimentaires. L'industrie chimique y recourt également pour fabriquer des engrais, du méthanol ou des résines. Enfin, à partir des années 1970, il est employé dans l'industrie pétrolière, notamment en Amérique du Nord, pour améliorer la production d'hydrocarbures. À ce jour, les besoins en CO₂ ne représentent cependant qu'un volume limité, de l'ordre de 220 Mt à l'échelle mondiale (Aresta *et al.*, 2013), essentiellement dédié à l'industrie chimique.

La récupération améliorée du pétrole, telle que pratiquée aux États-Unis et au Canada, est souvent présentée comme un premier pas vers le stockage de CO₂ dans le sous-sol. Toutefois, l'émergence du concept de captage et stockage du CO₂ (CCS) en tant que moyen pour lutter contre le réchauffement global revient à Marchetti (1977). Suivant cette acception, l'un des premiers projets de CCS est celui de Sleipner qui voit le jour en 1996 (Torp et Gale, 2004). Quelques années plus tôt, Bruntland, connue pour son rapport éponyme (1987), définit pour la première fois la notion de développement durable comme « *un mode de développement qui répond aux besoins des générations présentes, sans compromettre la capacité des générations futures de répondre aux leurs* ». Sur cette base, en 1991, le gouvernement norvégien, alors dirigé par la même Mme Bruntland, décide d'imposer de fortes taxes sur les émissions de CO₂. Le gaz produit sur le champ de Sleipner Ouest en comportant une proportion importante, le CO₂ en est extrait avant d'être réinjecté dans un aquifère souterrain à proximité, à environ 1000 m sous la mer. Depuis, 1 Mt de CO₂ ont été enfouies chaque année. Par la suite, plusieurs projets de CCS ont été lancés parmi lesquels Snøhvit en Norvège, In Salah en Algérie ou encore Weyburn au Canada (Eiken *et al.*, 2011 ; Verdon *et al.*, 2010). Tous ont favorisé l'acquisition de compétences et le développement de nouvelles technologies. Pourtant, les années 2010 vont se caractériser par l'abandon et le report de plusieurs projets en raison d'un modèle d'affaire non rentable et de résistances sociétales.

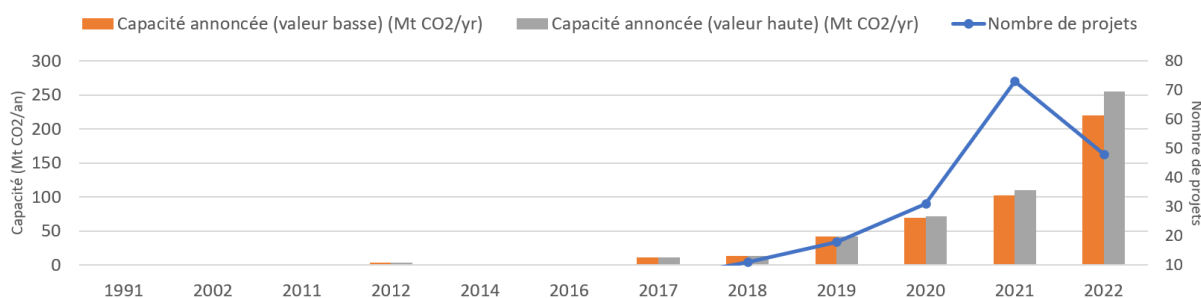


Figure 1. Nombre de projets (CCUS, CCU, CCS, capture, transport) annoncés en Europe au fil du temps ainsi que les bornes inférieures et supérieures des capacités volumiques associées. Les projets annoncés dans le passé et abandonnés depuis ne sont pas pris en compte. Source : base de données AIE (<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/ccus-projects-database>)

Après avoir oscillé entre 5 et 25 € pendant 10 ans sur le marché du carbone européen, le prix de la tonne de CO₂ croît très rapidement à partir de 2021 pour dépasser 100 € en février 2023, créant un contexte économique favorable à ces technologies. Dans le même temps, les annonces de projets de CCUS se multiplient dans le monde. La Figure 1 présente les projets annoncés en Europe, à l'exclusion de ceux qui ont été officiellement abandonnés. Une augmentation de leur nombre est observée surtout à partir de 2019-2020. L'année 2022 se démarque par une baisse du nombre de projets annoncés. Toutefois, le cumul des capacités volumiques correspondant à ces projets poursuit sur une tendance haussière soutenue. Les projets annoncés récemment sont à des degrés divers de développement. D'ores et déjà, les projets récents se distinguent de ceux de la vague d'avant 2010 : de nombreux hubs se structurent autour de plusieurs industriels émetteurs, ce qui permet des économies d'échelle et une mutualisation des coûts.

Les estimations des capacités de stockage en Europe se chiffrent à environ 300 Gt de CO₂, dont 200 Gt sous la mer du Nord (Vangkilde-Pedersen *et al.*, 2009). C'est logiquement dans cette région que se concentre l'activité (Figure 2). Néanmoins, la plupart des pays européens disposent de formations géologiques adaptées pour accueillir des sites de stockage (Figure 3, Clean Air Task Force - CATF, 2023a). Parmi ces formations, classées selon un niveau de maturité technologique décroissant, on compte les gisements de pétrole ou de gaz épuisés, les aquifères salins ou encore les basaltes. Les aquifères salins se distinguent particulièrement en raison de leur importante capacité de stockage. Idéalement, les profondeurs visées excèdent 800 m car alors, le CO₂ passe à l'état supercritique : il est plus dense et occupe moins de volume.

Les États bordant la mer du Nord commencent à mettre en place des sites de stockage. Le premier projet transfrontalier, Northern Lights, devrait offrir dès 2024 une solution aux industriels pour transporter et stocker leurs émissions de CO₂ à 2600 mètres sous le plancher océanique norvégien. La capacité annuelle visée est de 1,5 Mt de CO₂ jusqu'en 2026, puis de 5 Mt. Des solutions analogues se développent au Danemark avec les projets Greensand ou Bifrost ou encore aux Pays-Bas avec les projets Porthos et Aramis. Cette dynamique encourage le développement de hubs sur le littoral de la mer du Nord. En raison de réticences sociétales fortes, la France et l'Allemagne, continuent d'hésiter à développer des sites de stockage de CO₂. Rappelons qu'en Allemagne, l'Office fédéral de l'environnement, équivalent de l'ADEME, déclarait en 2020 que les puits naturels de carbone étaient suffisants pour compenser les émissions inévitables et que le CCS n'était pas nécessaire pour atteindre la neutralité carbone. Les perspectives évoluent rapidement et le CCS émerge désormais comme une technologie incontournable pour respecter les engagements climatiques. Enfin, bien que moins avancées et moins nombreuses, des initiatives voient le jour dans le sud de l'Europe. En Italie, le projet Callisto devrait permettre de stocker du CO₂ sous la mer Méditerranée dès 2027.

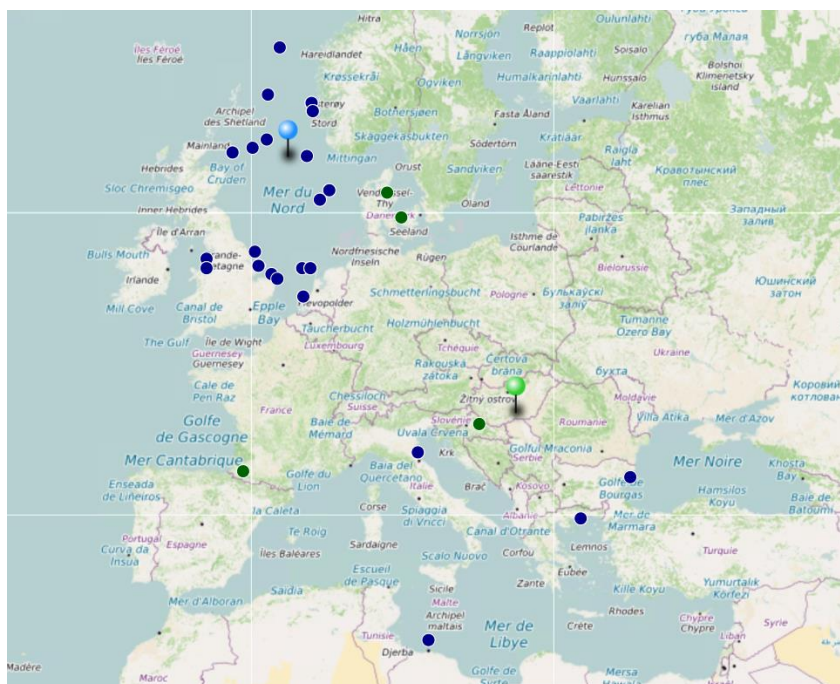


Figure 2. Projets opérationnels (épingles) ou planifiés (cercles) dits de type CCUS et comportant a minima un volet stockage offshore (bleu) ou onshore (vert). Source : base de données AIE (<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/ccus-projects-database>)

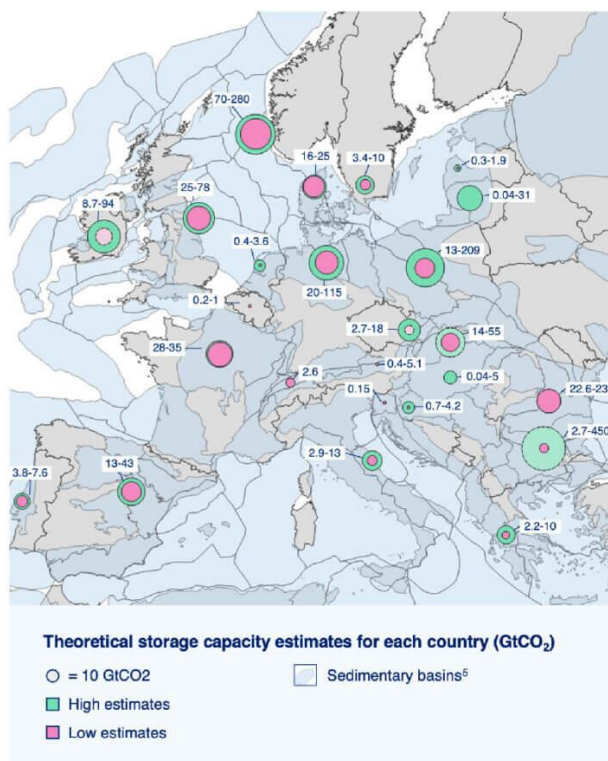


Figure 3. Estimation des capacités de stockage en Europe par la Clean Air Task Force pour l'Europe (CATF, 2023a).

Un contexte réglementaire en pleine évolution

L'Union européenne (UE) a comme objectif la réduction de ses émissions nettes de GES d'au moins 55 % d'ici à 2030 par rapport à 1990 afin de se positionner sur une trajectoire lui permettant d'atteindre la neutralité carbone en 2050. Pour y parvenir, elle a défini une feuille de route, le paquet « Fit for 55 » qui comprend un ensemble de propositions pour réviser la législation de l'UE. Dans ce cadre, le CCUS, notamment le CCS, est devenu un élément essentiel d'une stratégie à long terme : sur 9 des scénarios considérés par l'UE, 8 ont recours au CCS (Commission européenne, 2018). On constate d'ailleurs que de nombreux projets de CCUS ont été sélectionnés par le Fonds d'innovation de l'UE qui finance le déploiement industriel de technologies innovantes à zéro émission nette. Ces technologies sont également au cœur de la proposition de la Commission européenne relative à une loi sur l'industrie à zéro émission nette (Net Zero Emissions Industry Act - NZIA). Cette loi, sur laquelle les États membres se sont accordés en décembre 2023, propose de développer une capacité d'injection annuelle de 50 Mt de CO₂ dans le sous-sol d'ici à 2030 et de 550 en 2050. Les projets industriels contribuant à la neutralité carbone, dont le CCUS, bénéficieront de procédures administratives plus rapides, d'un soutien à l'investissement et de conditions réglementaires souples. Enfin, 14 projets de réseaux de CO₂ figurent sur la liste des projets d'intérêt commun (PIC) et des projets d'intérêt mutuel (PMI) de l'UE. Adossées à la NZIA, d'autres lois issues du paquet « Fit for 55 » vont favoriser l'intérêt économique du CCUS. La révision du marché carbone va accélérer la hausse du prix du CO₂ avec l'élimination progressive des quotas gratuits. D'ici 2030, le prix de la tonne de CO₂ pourrait dépasser 130 € contre 63 aujourd'hui (Marcu *et al.*, 2023). Le « mécanisme d'ajustement carbone aux frontières » qui remplacera les quotas gratuits sur une période de 10 ans agira dans le même sens. La tendance à la baisse du prix du CO₂ observée aujourd'hui sur le marché européen est conjoncturelle : elle reflète la diminution des émissions du secteur électrique et le recul de l'activité industrielle. Selon Reuters, les prix devraient s'établir en moyenne à 84 €/t en 2024 et 89 €/t en 2025.

Parallèlement, la France a adopté un plan pour accélérer la transition écologique. Dans le secteur industriel, l'objectif affiché est de réduire les émissions de 42 % entre 2021 et 2030. Il s'agit de décarboner les 50 sites industriels les plus émetteurs. Des feuilles de route ont été établies pour chacun d'entre eux afin d'identifier des pistes concrètes, en particulier pour les industries du ciment, de l'acier et de l'ammoniac. Elles ont conduit à l'élaboration d'une stratégie nationale en matière de CCUS, présentée par la Première ministre en juin 2023. Cette stratégie définit des zones prioritaires pour le développement d'infrastructures de transport de CO₂ et évalue le besoin global de captage de CO₂ entre 4 et 8 Mt par an pour 2030 et 15 et 20 Mt par an pour 2050. Rappelons que la Stratégie Nationale Bas Carbone 2 (SNBC2), révisée en 2020, prévoyait le stockage souterrain de 6 Mt de CO₂ par an à l'horizon 2050. Dans un premier temps, l'objectif sera de permettre aux industriels de stocker le CO₂ capté dans des installations de stockage à l'étranger. Le développement de capacités de stockage en France est également un axe de réflexion, mais les capacités opérées resteront très vraisemblablement limitées à l'horizon 2030. L'idée est donc de concentrer le déploiement du CCUS sur les grandes zones industrielles et de cibler d'abord celles pouvant évacuer leur CO₂ par voie maritime vers les sites de stockage en mer du Nord ou en mer Méditerranée. Dans cette perspective, le ministre délégué chargé de l'industrie a annoncé début 2023 la création de « Zones Industrielles Bas Carbone » (ZIBaC), soutenues financièrement par l'État dans le déploiement de technologies, d'infrastructures et de réseaux de décarbonation. Des projets ont déjà été retenus, Dunkerque, Fos-sur-Mer, Le Havre et Loire Estuaire. Enfin, les contrats carbone pour différence (CCfD) renforcent ces dispositifs en garantissant un soutien financier de l'État pour les projets bas-carbone en cas de baisse du prix du carbone sur le marché. Concrètement, si le prix du carbone est inférieur au prix convenu dans le contrat, le gouvernement verse la différence au projet. Dans le cas contraire, le projet rembourse la différence.

L'ensemble de ces outils réglementaires, promu au niveau européen et décliné au niveau national, pousse les industriels non seulement à réfléchir, mais surtout à investir dès maintenant dans la

décarbonation de leurs sites. Le CCUS devient un élément clé pour y parvenir, au même titre que l'efficacité énergétique, l'électrification, la décarbonation des sources d'énergie et l'hydrogène.

Le CCUS pour la décarbonation de l'industrie

Le CCUS prend tout son sens dans la décarbonation de l'industrie. Il vise non pas à faire perdurer des pratiques historiques, mais à compenser les émissions de GES que les entreprises ne peuvent éviter.

L'industrie française a divisé ses émissions de GES par 2 entre 1990 et 2020, grâce notamment à l'amélioration de l'efficacité énergétique. À ce jour, ces émissions sont de 73 Mt de CO₂ par an, ce qui équivaut à 18 % des émissions nationales. Sur les 73 Mt, 19 sont issues de la chimie, 18,4 de la fabrication de matériaux de construction et 15,9 de la métallurgie (CITEPA, 2023). Comme mentionné plus haut, la planification écologique attend un nouvel effort du secteur industriel avec une diminution supplémentaire de 42 % entre 2021 et 2030. Cet objectif correspond à 33 Mt de CO₂, 6 d'entre elles devant être effacées grâce au CCS. Plus largement, le CCUS est pressenti comme un levier de premier plan. Selon le Haut Conseil pour le climat (2023), la production de ciment et de chaux répond au plus grand nombre de critères de pertinence pour un recours au CCS. En effet, la part des émissions incompressibles associées est très significative : 60 % pour le ciment et 70 % pour la chaux. En particulier, le composant principal du ciment conventionnel est obtenu en cuisant un mélange de calcaire et d'argile à haute température. Le procédé libère du CO₂ d'une part en raison des énergies fossiles utilisées pour le chauffage et d'autre part du fait de la décarbonation du calcaire pendant la phase de pré-calciation dans le four. L'utilisation de sources d'énergies autres que fossiles permet de réduire en partie les émissions. En revanche, les émissions résultant de la décarbonation ne peuvent être évitées. Pour rendre le procédé neutre, il faut capter le carbone rejeté, puis l'utiliser ou le stocker. Puisque la directive européenne relative aux énergies renouvelables interdit le recours au CO₂ d'origine fossile au-delà de 2040 pour la production des carburants durables, le secteur a tendance à privilégier le déploiement du CCS.

Le coût représente un obstacle majeur au déploiement des projets de CCUS. Les estimations varient largement dans la littérature en fonction des procédés industriels concernés, de la concentration du CO₂ dans les flux émis, du mode de transport choisi... Prenons pour exemple le CCS. Plus la concentration du CO₂ dans le gaz rejeté est faible, plus la quantité d'énergie nécessaire pour le capter est importante, ce qui se traduit par des coûts plus élevés. Pour les procédés industriels émettant du CO₂ à forte concentration, tels que la fabrication d'éthanol, les coûts sont estimés entre 15 et 25 USD/t CO₂. En revanche, pour les procédés libérant des flux moins concentrés, à l'instar de la production de ciment, ces coûts s'élèvent à 40 à 120 USD/t CO₂ (AIE, 2021). Une fois capté, le CO₂ est acheminé vers les sites de stockage par pipeline ou bateau, voire par camion. Le transport par pipeline à haute pression est préférable pour les grands volumes et bénéficie de l'expérience acquise dans le cadre de la récupération assistée du pétrole. Le transport maritime est adapté aux projets de plus petite envergure. Les coûts pour le transport fluctuent entre 5 et 25 €/t CO₂ selon le mode de transport choisi et la distance à parcourir (Kjärstad *et al.*, 2016). Concernant le stockage, les coûts varient entre 1 et 20 €/t CO₂ (ADEME, 2020) en fonction des caractéristiques de la formation géologique hôte, de la localisation en mer ou à terre, de la profondeur visée, des techniques de surveillance déployées... La fourchette de coûts annoncée pour le projet Northern Lights (Northern Lights Project, 2020), qui englobe transport et stockage, se situe entre 30 et 55 €/t CO₂. Enfin, des cartes élaborées par la Clean Air Task Force (2023b) rapportent, pour l'Europe, des coûts totaux entre 70 et 250 €/t CO₂ dans le cas où seuls les sites actuellement prévus seraient opérés. Ajoutons que l'amplitude de ces intervalles témoigne également du manque de données collectées en contexte industriel.

La création de hubs permet aux entreprises de mutualiser les efforts et réduire les coûts. À titre d'exemple, le hub industrialo-portuaire dunkerquois, sélectionné en tant que ZIBaC, rassemble plusieurs entreprises parmi les 50 plus émettrices identifiées par le gouvernement. Il représente 20 % des émissions de CO₂ d'origine industrielle en France. Ce site vise une réduction de 30 % de ses

émissions en 2030 et la neutralité carbone en 2050, ce dernier objectif s'appuyant sur une baisse des émissions de 75 % et le stockage des 25 % restants. Le hub dunkerquois comprend une partie de la chaîne de valeur post-capture du CO₂ avec le transport, la liquéfaction, le stockage intermédiaire et le chargement par navire pour un export vers la mer du Nord ou une éventuelle réutilisation. Son dimensionnement serait basé sur un volume maximum de 4 à 5 Mt de CO₂ par an. À ce stade, le projet global est confronté à deux risques majeurs : la capacité de financement et le respect des délais. Une phase administrative et technique doit être menée à bien avant une éventuelle décision d'investissement. Souvent, la complexité des sujets, les interactions entre les nombreuses parties prenantes et les contraintes administratives génèrent de multiples retards. Or, ce n'est qu'à l'issue de cette phase que le maître d'ouvrage décide ou non de financer le projet. Au-delà de ces premiers enjeux, le développement des hubs interroge sur le besoin de préciser la composition des flux de CO₂ envoyés par différentes entreprises. Sans spécification préalable, le site de stockage final impose ses contraintes qui peuvent s'avérer très, voire trop sévères.

Bien que moins visibles dans l'actualité, la valorisation du carbone capté est aussi encouragée par l'UE pour la production de carburants de synthèse (Evolen, 2023) ou encore de plastique, évitant ainsi l'utilisation de nouvelles ressources notamment fossiles. L'initiative ReFuelEU propose ainsi d'accroître le recours aux carburants renouvelables et bas carbone, c'est-à-dire durables, pour décarboner le secteur de l'aviation. Les fournisseurs de carburants pour avion devront mettre à disposition des exploitants des carburants contenant une part minimale de carburants durables à partir de 2025 et de carburants de synthèse à partir de 2030. Ces proportions augmenteront progressivement jusqu'en 2050. Or, les carburants de synthèse, en particulier le e-kérosène, peuvent être produits en faisant réagir de l'hydrogène et du CO₂. Dans cette perspective, Holcim, Axens, EDF et IFPEN ont signé un accord en 2023 pour développer un pilote industriel innovant de e-kérosène en Pays de la Loire. Le e-kérosène produit par cette installation sera acheté par le groupe Air France-KLM. De la même manière, le règlement FuelEU Maritime prévoit l'utilisation de carburants renouvelables et bas carbone, dont le e-méthanol qui s'obtient également en mélangeant de l'hydrogène et du CO₂. Rapportée à l'échelle nationale (Haut Conseil pour le climat, 2023), l'injonction européenne de 35 % de e-kérosène pour le transport aérien en 2050 renvoie à un objectif annuel de 3,15 Mt, ce qui représenterait un besoin en CO₂ de 11,3 Mt. Dans le domaine maritime, la demande de CO₂ pourrait s'élever à 3 Mt de CO₂ par an. Il reste que la fabrication de carburants de synthèse est très consommatrice d'énergie. De Lorgeril et Hurillon (2023) évaluent à 28 MWh le besoin en énergie pour obtenir 1 tonne de e-kérosène, 85 % de cette énergie étant utilisée pour produire l'hydrogène par électrolyse. A titre de comparaison, l'usine Orca, inaugurée en 2021 par Climeworks en Islande, requiert 2 à 3 MWh pour capturer 1 tonne de CO₂ suivant la technologie DAC. Dans ces conditions, la production de 3,15 Mt de e-kérosène nécessiterait 88,2 TWh, ce qui correspond approximativement à la production annuelle de 8 réacteurs de type EPR (production annuelle de 13 TWh pour Flamanville 3). Enfin, quel que soit le but recherché, utilisation ou stockage, le captage est une étape obligée. Or, les procédés de captage constituent encore aujourd'hui l'un des postes de coût les plus conséquents de la chaîne de CCUS, allant jusqu'à 70 % du total en fonction de la difficulté relative à séparer le CO₂ des autres gaz et de la taille des unités. Il est donc essentiel d'en développer qui soient peu gourmands en énergie, ce qui nécessite de la R&D. Pour exemple, le procédé DMXTM à base de solvant, développé par IFPEN (Broutin *et al.*, 2017), a pour objectif le captage du CO₂ émis par les activités industrielles : centrales thermiques au charbon, cimenteries, aciéries, *etc.* Il vise à améliorer les performances des procédés classiques aux amines, très consommateurs d'énergie pour la régénération du solvant. Le gain énergétique attendu est de l'ordre de 20 à 30 %. Une démonstration à l'échelle du pilote industriel sur du gaz sidérurgique réel est en cours à Dunkerque dans le cadre du projet européen 3D. De même, à la suite de travaux de recherche menés pendant 15 ans par IFPEN et TotalEnergies, l'opération d'une unité de démonstration de combustion en boucle chimique est en cours en Chine pour capter à bas coût du CO₂ pur sur des unités de production d'énergie à partir de combustibles fossile ou biomasse (Gouraud *et al.*, 2022).

Conclusion

L'utilisation du CCUS ne doit pas autoriser l'exploitation des énergies fossiles en la prétendant neutre en émissions de GES. Le CCUS ne s'oppose pas à l'objectif fondamental de réduction des émissions, mais s'avère, au même titre que l'efficacité énergétique, l'électrification, la décarbonation des sources d'énergie ou la sobriété, un outil essentiel pour décarboner l'industrie.

Après une période de déclin entre 2010 et 2020, le CCUS connaît un regain d'intérêt avec l'annonce d'un nombre croissant de projets. Les évolutions récentes des réglementations, initiées par le paquet « Fit for 55 », ont suscité une dynamique aux niveaux européen et français. Ces mesures réglementaires encouragent le CCU comme le CCS et améliorent la rentabilité économique des projets lancés. Les coûts restent cependant très élevés et il importe de les réduire en améliorant les rendements énergétiques, en amenant à maturité de nouveaux procédés, en jouant sur les effets d'échelle... C'est pourquoi il faut poursuivre une recherche fondamentale et technologique forte sur l'ensemble de la chaîne du CCUS, à l'instar du groupe IFPEN.

Enfin, le développement du CCUS au niveau national est un moyen de développer une expertise s'inscrivant dans la stratégie d'innovation industrielle et pouvant s'exporter dans le monde entier. La France ne manque d'ailleurs pas d'atouts : c'est, en Europe, le premier stockeur de gaz dans des aquifères souterrains. Il convient également de souligner que, selon l'observatoire français de e-fuels, à l'échelle mondiale, près de 10% des projets les plus importants qui visent à produire des carburants de synthèse sont en cours de développement sur le territoire national.

Références

- Académie des Sciences, 2023, Les forêts françaises face au changement climatique, https://www.academie-sciences.fr/pdf/rapport/060623_foret.pdf
- Académie des Technologies, 2023, Feuille de route vers la production de e-carburants, <https://www.academie-technologies.fr/publications/feuille-de-route-vers-la-production-de-e-carburant/ADEME>, 2020, Le captage et stockage géologique du CO₂ (CSC) en France, https://presse.ademe.fr/wp-content/uploads/2020/07/captage-stockage-geologique-co2_csc_avis-technique_2020.pdf
- ADEME, 2023, Electro-carburants en 2050 – Quels besoins en électricité et CO₂, Rapport final, https://extranet.ifpen.fr/Extranet/jcms/35739_DBFileDocument/fr/2023-12-ademe-electro-carburants-en-2050-rapport
- AIE, 2008, CO₂ capture and storage, https://iea.blob.core.windows.net/assets/7a2e4c6f-6cb3-4e40-9623-e1d61843c8ba/CCS_2008.pdf
- AIE, 2020, Special report on carbon capture utilisation and storage, <https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions>
- AIE, 2021, Is carbon capture too expensive?, <https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive>
- AIE, 2023, Net zero roadmap – A global pathway to keep the 1.5°C goal in reach, https://iea.blob.core.windows.net/assets/9a698da4-4002-4e53-8ef3-631d8971bf84/NetZeroRoadmap_AGlobalPathwaytoKeepthe1.5CGoalinReach-2023Update.pdf
- Aresta, M., Dibenedetto, A., Angelini, A., 2013, The changing paradigm in CO₂ utilization, Journal of CO₂ Utilization, 3, 65-73, <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2013.08.001>
- Broutin, P., Briot, P., Ehlers, S., Kather, A., 2017, Benchmarking of the DMXTM CO₂ capture process, Energy Procedia, 114, 2561-2572, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1414>
- Bruntland Commission, 1987, Our Common Future: Report of the World Commission on Environment & Development (WCED), Oxford University Press.
- CITEPA, 2023, Gaz à effet de serre et polluants atmosphériques – Bilan des émissions en France de 1990 à 2022, Rapport d'inventaire Secten, https://www.citepa.org/wp-content/uploads/publications/secten/2023/Citepa_Secten_ed2023_v1.pdf

- Clarke, H., Nolan, R.H., Resco de Dios, V., Bradstock, R., Griebel, A., Khanal, S., More, M.M., 2022, Forest fire threatens global carbon sinks and population centres under rising atmospheric water demand, *Nature Communications*, 13, 7161, <https://doi.org/10.1038/s41467-022-34966-3>
- Clean Air Task Force, 2023a, Unlocking Europe's CO2 storage potential, <https://www.catf.us/resource/unlocking-europes-co2-storage-potential-analysis-optimal-co2-storage-europe/>
- Clean Air Task Force, 2023b, <https://www.catf.us/2023/02/mapping-cost-carbon-capture-storage-europe/>
- Crippa, M., Guizzardi, D., Pagani, F., *et al.*, 2023, GHG emissions of all world countries, Publications Office of the European Union, Luxembourg, [doi:10.2760/953322](https://doi.org/10.2760/953322), JRC134504
- Commission européenne, 2018, In depth analysis in support of the commission, Communication Com(2018) 773, https://climate.ec.europa.eu/system/files/2018-11/com_2018_733_analysis_in_support_en.pdf
- de Lorgeril, C., Hurillon, A., 2023, Les e-fuels : quel rôle dans la transition énergétique ?, *Connaissance des Énergies*, <https://www.connaissancedesenergies.org/tribune-actualite-energies/les-e-fuels-quel-role-dans-la-transition-energetique#:~:text=Pour%20produire%20des%20e%2Dfuels,infrastructures%20industrielles%20et%20diverses%20briques>
- Eiken, O., Ringrose, P., Hermanrud, C., Nazarian, B., Torp, T.A., Hoier, L., 2011, Lessons learned from 14 years of CCS operations: Sleipner, In Salah and Snohvit, *Energy Procedia*, 4, 5541-5548, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.541>
- Evolen, 2023, Note de synthèse sur les électro-carburants, <https://www.evolen.org/wp-content/uploads/2023/03/15-03-2023-EVOLEN-Note-de-synthese-sur-les-e-fuels.pdf>
- Garcin, Y., Schefuß, E., Dargie, G.C., *et al.*, 2022, Hydroclimatic vulnerability of peat carbon in the central Congo Basin, *Nature*, 612, 277–282, <https://doi.org/10.1038/s41586-022-05389-3>
- GIEC, 2021, Sixth assessment report, <https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar6/>
- Gouraud, V., Yazdanpanah, M., Foucault, H., Zhang, A., Bertholin, S., Laroche, C., Tebianian, S., 2022, Industrialisation of chemical looping combustion technology in the framework of European-Chinese Cheers project, Proc. of the 16th Greenhouse Gas Control Technologies Conference, 23-24 October, SSRN 4285326.
- Haut Conseil pour le Climat, 2023, Avis sur la stratégie de capture du carbone, son utilisation et son stockage (CCUS), https://www.hautconseilclimat.fr/wp-content/uploads/2023/11/Haut-conseil-pour-le-climat-Avis-CCS_.pdf
- Kjärstad, J., Skagestad, R., Eldrup, N. H., Johnsson, F., 2016, Ship transport – A low cost and low risk CO2 transport option in the Nordic countries, *Int. J. Greenhouse Gas Control*, 54(1), 168-184, <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2016.08.024>
- Marchetti, C., 1977, On geoengineering and the CO₂ problem, *Clim. Change*, 1(1), 59-68.
- Marcu, A., Lopez Hernandez, J.F., Romeo, G., Alberola, E., Faure, A., Obienu, C., O'Neil, M., Caneil, J.Y., Schleicher, S., 2023, 2023 State of the EU ETS Report, <https://ercst.org/2023-state-of-the-ets-report>
- Northern Lights Project, 2020, Northern Lights: a European CO2 Transport and Storage Network.
- Torp, T. A., Gale J., 2004, Demonstrating storage of CO₂ in geological reservoirs: The Sleipner and SACS projects, *Energy*, 29(9-10), 1361-1369
- Vangkilde-Pedersen, T., *et al.*, 2009, EU GeoCapacity. Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide, Publishable final activity report, 37 pages
- Verdon, J.P., Kendall, J.M., White, D.J., Angus, D.A., Fisher, Q.J., Urbancic, T., 2010, Passive seismic monitoring of carbon dioxide storage at Weyburn, *The Leading Edge*, 29(2), 200-206.

Biographies

Pierre-Franck Chevet, Président d'IFP Energies nouvelles depuis le 2 juin 2020. Ingénieur général des Mines, il a débuté sa carrière en 1986 à l'Autorité de sûreté Nucléaire (ASN) ; Il a été de 1995 à 2005, directeur de la DRIRE Alsace (Direction régionale de l'industrie, de la recherche et de l'environnement), puis Directeur de la DRIRE Nord Pas-de-Calais et directeur de l'École des Mines de Douai. En 2005, il était responsable du pôle industrie, énergie, environnement et innovation au cabinet du Premier ministre et, de 2007 à 2012, directeur général de l'énergie et du climat. De 2012 à fin 2018, il était président de l'ASN.

Mickaele Le Ravalec est directrice Économie et Veille à IFPEN. Auparavant, elle a conduit des recherches en géostatistique et optimisation pour la modélisation du sous-sol et dirigé des départements en sciences de la Terre. En parallèle, elle a contribué à l'évaluation de la recherche comme conseillère scientifique au Haut Conseil de l'évaluation de la recherche et de l'enseignement supérieur (Hcéres) ou encore comme membre de la Commission Nationale d'Évaluation (CNE2) des recherches et études relatives à la gestion des matières et déchets radioactifs. Elle est titulaire d'un doctorat en sciences de la Terre et d'une HDR.