



# Captage, stockage et valorisation du CO<sub>2</sub>

**Des enjeux que l'on ne doit pas ignorer**

Avril 2023



# Les auteurs



**Jean-Pierre Hauet**  
Président du Comité scientifique d'Équilibre des Énergies



**Servan Lacire**  
Membre du Comité scientifique d'Équilibre des Énergies



**Olivier Lagrange**  
Responsable des affaires législatives et réglementaires d'Équilibre des Énergies



**Chloé Lenoir**  
Chargé de mission à Équilibre des Énergies

## Avec le concours de



**David Nevicato**  
Responsable développement CCS – TotalEnergies S.E.



**Amélie Vénérosy**  
R&D Manager Bouygues Energies & Services



**Sandra Sassone**  
Corporate Affairs - Aviation Environmental Roadmap, AIRBUS SAS

## Remerciements

Ont contribué au recueil d'informations et aux discussions :  
Airbus, TotalEnergies, EdF, Bouygues Energies & Services, Schneider Electric, CEA, et Vinci.  
Toutefois, les conclusions de l'étude n'engagent que ses auteurs.



# Captage, stockage et valorisation du CO<sub>2</sub>

---

**Des enjeux que l'on ne doit pas ignorer**

---

Pour tout renseignement concernant cette étude,  
utilisez le formulaire « contact » sur le site de l'association  
ou contactez Equilibre des Energies  
10 rue Jean-Goujon 75008 Paris  
Tél : +33 1 53 20 13 70  
[info@equilibredesenergies.org](mailto:info@equilibredesenergies.org)

[www.equilibredesenergies.org](http://www.equilibredesenergies.org)

<b>Résumé</b> .....	<b>3</b>
<b>Introduction</b> .....	<b>7</b>
Le CCUS : des techniques qui reviennent d’actualité pour décarboner l’économie .....	7
Séquestrer le carbone : diversifier les méthodes pour faire face à l’accentuation du réchauffement climatique .....	7
Le CCUS et la Stratégie française sur l’énergie et le climat .....	7
<b>Le faux départ du CCS</b> .....	<b>9</b>
Retour en l’an 2000 .....	9
La SNBC.....	11
L’avis de l’ADEME .....	11
<b>Le nouveau départ du CCS et du CCUS</b> .....	<b>15</b>
La position de l’Agence internationale de l’énergie (AIE) .....	15
La position européenne.....	17
Des objectifs .....	17
Des dispositions réglementaires .....	18
Des moyens incitatifs.....	18
<b>Les filières du CCUS</b> .....	<b>21</b>
Aperçu général .....	21
Les sources de carbone .....	21
Pourquoi capter le CO <sub>2</sub> ? .....	21
L’industrie du ciment.....	23
L’industrie chimique .....	25
La sidérurgie .....	25
Le BECCS et récupération directe (DAC).....	26
Les procédés de captage .....	27
Le transport du CO <sub>2</sub> .....	29
Le stockage du CO <sub>2</sub> .....	31
L’utilisation du CO <sub>2</sub> .....	31
<b>La question économique – Le cas de la production d’hydrogène par reformage</b> .....	<b>34</b>
<b>Conclusion</b> .....	<b>39</b>
<b>Annexe 1 : Synthèse des principaux projets de CCUS actuellement soutenus au niveau européen</b> .....	<b>41</b>
<b>Annexe 2 : Synthèse des principales techniques de capture du CO<sub>2</sub></b> .....	<b>49</b>
<b>Annexe 3 : Captage par absorption chimique – Les amines</b> .....	<b>51</b>
<b>Annexe 4 : Les procédés par oxycombustion</b> .....	<b>53</b>
Principes généraux .....	53
Utilisation dans les centrales à charbon.....	53
Chemical looping combustion .....	54
<b>Annexe 5 : la captation du CO<sub>2</sub> par cryogénie</b> .....	<b>55</b>
Principe de fonctionnement.....	55
<b>Annexe 6 : La capture directe du CO<sub>2</sub> dans l’atmosphère</b> .....	<b>57</b>
Pourquoi s’intéresse-t-on au DAC ?.....	57
La progression du DAC.....	58
Quel avenir pour le DAC ? .....	60
<b>Annexe 7 : Comparaison de divers modes de production de l’hydrogène</b> .....	<b>63</b>

# Résumé

Le captage et le stockage du carbone (ou CCS : *carbon capture and storage*) a soulevé beaucoup d'enthousiasme au début des années 2000. Le principal enjeu à l'époque était de trouver un moyen de rendre propre le charbon par des techniques de captage du CO<sub>2</sub> dans les effluents gazeux des centrales thermiques. Annoncé dès 2003 par le président Georges Bush, le projet FutureGen devait démontrer la faisabilité de produire de l'électricité et de l'hydrogène à partir du charbon en captant et en stockant de façon permanente le CO<sub>2</sub> en couches géologiques. Comme beaucoup d'autres projets, FutureGen n'a cessé de rencontrer des difficultés techniques, économiques et organisationnelles avant d'être abandonné en 2015.

Cette période, marquée par de nombreux échecs, n'a pas été vaine pour autant. Elle a permis aux techniques de captage et de stockage du CO<sub>2</sub> de progresser grâce aux projets dont l'équation technique et économique était relativement facile à équilibrer. C'est ainsi que l'on dénombre aujourd'hui, selon l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), quelque 35 installations où se pratique le captage du CO<sub>2</sub>. Parmi elles, la plate-forme de Sleipner en mer du Nord où, à partir de 1996, le CO<sub>2</sub> qui était en quantité excessive dans le gaz naturel extrait localement, a été réinjecté dans les grès poreux de l'Utsira à 900 m de profondeur. Cette réalisation industrielle, qui a permis le stockage d'environ un million de tonnes de CO<sub>2</sub> chaque année, a contribué à enrichir les connaissances sur le captage du CO<sub>2</sub> et sur sa réinjection en couche profonde.

Cependant les conditions n'étaient pas réunies pour permettre un développement à grande échelle du CCS et la plupart des projets envisagés au début des années 2000 n'ont pas eu de suite. Les 44 Mt/an de CO<sub>2</sub> captés en 2022 par les 35 projets en exploitation ne représentent qu'à peu près un millième des émissions totales annuelles de CO<sub>2</sub> d'origine humaine recensées sur la planète. Encore doit-on noter que ces projets sont pour la plupart orientés vers la récupération assistée du pétrole et que seuls six d'entre eux correspondent à un véritable stockage géologique.

Cependant les conditions évoluent et le CCS connaît un regain d'intérêt et l'on parle à présent de CCUS (*carbon capture, utilisation and storage*) : 200 projets sont recensés par l'AIE (Agence Internationale de l'Energie) qui pourraient conduire à capter 220 MtCO<sub>2</sub> en 2030. Des réalisations nouvelles, très intéressantes sur le plan des principes, tels que le projet Northern Lights en mer du Nord dont TotalEnergies est l'un des acteurs, ouvrent de nouvelles perspectives.

Plusieurs raisons expliquent cette évolution :

- le transport du CO<sub>2</sub>, par pipeline ou par bateau, et sa réinjection en couches géologiques peuvent être considérés comme des technologies matures, avec des coûts aujourd'hui maîtrisés ;
- les techniques de captage ne sont pas au même stade mais elles ont progressé et recèlent encore des perspectives de progrès, notamment afin d'améliorer leur bilan énergétique :
  - o nouveaux produits plus efficaces que les amines conventionnelles pour absorber le CO<sub>2</sub> contenu dans les fumées (procédé DMX à solvant démixant d'IFPEN) ;
  - o nouveaux procédés d'oxycombustion, associée à la récupération par cryogénie (procédé Cryocap d'Air Liquide) ou, de façon plus prospective, en boucle chimique (projet européen H2020 Cheers).
- l'élévation du prix du CO<sub>2</sub> sur le marché européen (87 €/t à la fin décembre 2022) ouvre à ces procédés de meilleures perspectives de rentabilité ;

- les objectifs de neutralité carbone adoptés aux niveaux nationaux, européens et internationaux et souvent fixés à l'horizon 2050, rendent nécessaire d'avoir recours à ces techniques.

Dans son scénario de développement durable (*Sustainable Development Scenario*) qui conduit à des émissions nulles du secteur énergétique en 2070, l'AIE estime que 0,8 GtCO<sub>2</sub> devraient être récupérées par CCUS (*Carbon Capture Storage and/or Utilization*) en 2030, 5,7 GtCO<sub>2</sub> en 2050 et 10,1 GtCO<sub>2</sub> en 2070. Dans le scénario *Net Zero by 2050* publié en mai 2021, les objectifs sont encore plus ambitieux puisque 1,67 GtCO<sub>2</sub> devraient être captées dès 2030 et 7,6 GtCO<sub>2</sub> en 2050.

L'Europe a adopté diverses dispositions pour soutenir, tout en l'encadrant, le développement du CCUS. L'*Innovation Fund* et la *Connecting Europe Facility* permettent en particulier de subventionner à grande échelle des projets industriels, cependant que le programme *Horizon Europe* vient soutenir les actions de recherche-développement. En Europe, les scénarios publiés par la Commission européenne visant à respecter l'objectif de 1,5 °C d'élévation des températures moyennes, concluent qu'il faudrait capter 330 à 550 Mt de CO<sub>2</sub> en 2050. Ces chiffres ont été confirmés par La Commissaire à l'énergie, Kadri Simson, le 27 octobre 2022 à Oslo, en annonçant qu'une nouvelle vision stratégique du CCUS serait proposée par la Commission en 2023.

Selon une étude de l'IFRI (2021), il y aurait actuellement 76 projets de CCUS en Europe répartis entre 16 pays, les plus avancés étant en Europe du Nord (Norvège, Grande-Bretagne, Pays-Bas).

En France, la politique est plus hésitante et, dans l'état actuel des choses, la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) approuvée en avril 2020 n'envisage que 5 MtCO<sub>2</sub>/an comme susceptibles d'être évitées dans l'industrie en 2050 grâce au CCS. Cette vision pourrait être reconsidérée dans le cadre de l'élaboration de la nouvelle stratégie énergie-climat (2023) qui conduira à actualiser la programmation pluriannuelle de l'énergie et la SNBC. Le gouvernement a lancé en effet les travaux préparatoires à un plan d'action interministériel pouvant conduire à une stratégie nationale CCUS au cours de l'année 2023.

Le retour en grâce du CCUS au niveau international s'accompagne d'une nouvelle vision sur la façon dont les filières sont susceptibles de s'organiser.

Alors que l'on raisonnait jusqu'à présent en filières intégrées allant de la source émettrice au site de stockage, la chaîne de valeur du CCUS tend à se décomposer, au moins en Europe, en deux éléments successifs :

- d'une part, la partie amont qui consiste à acheminer par pipeline vers des hubs, généralement situés en bordure des côtes, le CO<sub>2</sub> récupéré dans leur hinterland auprès d'installations industrielles regroupées en clusters, telles que des aciéries, des cimenteries, des industries chimiques, des usines d'incinération des déchets. On connaît le projet Dartagnan de Dunkerque mais bien d'autres projets ont vu le jour à Anvers, Gand, Hambourg, Rotterdam, Amsterdam, Ems, Gdansk, en Grande-Bretagne et même en Italie et le long de la mer Noire.
- d'autre part, la partie aval, assurée par des opérateurs – généralement des compagnies pétrolières telles que TotalEnergies, BP, Shell, Eni, Equinor – qui prennent en charge le CO<sub>2</sub> au niveau des hubs portuaires (*CO<sub>2</sub> as a service*) pour l'expédier par bateau vers des sites de stockage en mer.

Ce modèle « *hubs and clusters* », où l'Europe est en avance au niveau mondial, a modifié fondamentalement l'organisation de la chaîne de valeurs du CCUS en permettant une répartition des responsabilités entre les industriels, chargés d'organiser le captage du CO<sub>2</sub> sur leurs installations, et les opérateurs de transport et stockage chargés de les en débarrasser à des conditions convenues.

Les sites de stockage sont pour l'essentiel des sites géologiques profonds en milieu offshore, dans des aquifères salins ou dans d'anciens gisements de gaz épuisés, car le stockage onshore n'est pas considéré en Europe comme une voie réaliste, compte tenu des problèmes d'acceptabilité, justifiés ou non, qu'il soulèverait. A noter cependant, le projet CODA, en Islande, de stockage onshore dans des couches basaltiques situées à une profondeur de 2 000 mètres environ et le projet-pilote de stockage de CO<sub>2</sub> de StenLille au Danemark, adjacent à un stockage géologique de gaz.

La scission de la chaîne du CCUS en deux étages successifs s'accompagne d'une diversification des sources susceptibles de l'alimenter. Au niveau mondial, les centrales thermiques à charbon resteront un champ d'application possible mais bien davantage dans les pays émergents qu'en Europe. Les centrales à biomasse ou à déchets renouvelables constituent également un marché potentiellement intéressant puisque le BECCS permet de réaliser des émissions négatives. Un projet-pilote est en cours en Suède, près de Stockholm et, en Grande Bretagne, deux très grandes unités de BECCS pourraient voir le jour à horizon 2027/2030 à la centrale DRAX dans le North Yorkshire .

Plus innovant est l'émergence des secteurs industriels tels que le ciment, la sidérurgie, la chimie et la pétrochimie, dont les émissions de CO<sub>2</sub> peuvent être réduites, souvent de 30 % environ, mais où il est difficile d'aller plus loin car le carbone y intervient comme matière première. Dans une optique de neutralité carbone, le CCUS permet de décarboner ces industries à haute intensité énergétique.

Bien qu'elle ne soit pas considérée en France dans la PPE, la production d'hydrogène bas-carbone par reformage du méthane (*Steam Methane Reforming*) associé au CCS (SMR+CCS) est de nature à faciliter l'émergence du marché de l'hydrogène, en parallèle au développement de l'hydrogène électrolytique d'origine renouvelable ou nucléaire.

Enfin, la récupération directe du CO<sub>2</sub> contenu dans l'air (le DAC) qui, il y a quelques années encore apparaissait comme une hypothèse quasiment farfelue, ne semble plus aujourd'hui hors de portée et des opérations pilotes sont en cours en Islande et aux Etats-Unis. Cette filière permettrait de réaliser des émissions négatives de carbone sans limitation de ressources, mais à la condition que le carbone récupéré soit stocké ou fixé définitivement dans les matériaux inertes. Bien entendu d'importants obstacles techniques et économiques subsistent dans cette filière encore expérimentale et la quantité d'énergie nécessaire (plus de 2 TWh par million de tonnes de CO<sub>2</sub> récupéré) peut constituer un obstacle dirimant. Mais c'est une filière que le secteur aérien considère avec intérêt car il lui semble que c'est, en complément de l'utilisation des SAF (*Sustainable Aviation Fuels*), le moyen de ramener à zéro son bilan carbone.

Un autre facteur intéressant, apparu au cours des dernières années, est la possibilité d'utiliser et donc de valoriser le CO<sub>2</sub> récupéré par captage (*Carbon Capture and Utilisation* : CCU). Aujourd'hui, l'utilisation du CO<sub>2</sub> à des fins économiques est limitée et concerne quelques applications spécifiques (domaine alimentaire, récupération tertiaire du pétrole, fabrication de certains engrais). Mais l'économie ne pourra pas se passer de carbone et dans un monde décarboné il faudra, à terme, associer l'utilisation du CO<sub>2</sub> à des filières d'approvisionnement en carbone neutres en carbone : DAC ou BECCS. Le captage du carbone sur des installations industrielles constitue un premier échelon technologique. Le CO<sub>2</sub> récupéré peut ensuite être utilisé dans la chimie, la construction et la fabrication des carburants de synthèse qui sont indispensables à la décarbonation du secteur aérien. Le carbone rentrant dans la fabrication des SAF peut certes être issu de la biomasse mais les disponibilités en sont limitées. L'utilisation du CO<sub>2</sub> capté sur des procédés industriels est donc une alternative possible et on voit se profiler des synergies industrielles entre la fabrication d'hydrogène et d'oxygène par électrolyse, le captage du CO<sub>2</sub> par oxycombustion et la fabrication des carburants de synthèse par hydrogénation. L'utilisation du CO<sub>2</sub> capté dans l'air permettrait de plus d'atteindre en cycle de

vie une décarbonation totale, mais l'utilisation du CO<sub>2</sub> capté sur des procédés industriels reste, au moins dans une phase intermédiaire, le moyen de valider des étapes essentielles de la chaîne et d'en abaisser le coût.

Les techniques de CCUS, se heurtent encore à des questions de rentabilité. La hausse des prix du quota carbone sur les marchés européens a facilité leur résolution mais n'est pas, en l'état actuel, suffisante. Un calcul effectué dans le cadre de la présente étude montre, sur un exemple concret (la production d'hydrogène par SMR+CCS), qu'il faudrait que le prix du CO<sub>2</sub> atteigne 160 €/t – soit le double du prix actuel – pour le que le CCS trouve sa rentabilité. Une telle évolution n'est pas impossible et, en parallèle, les procédés vont continuer à progresser.

Ce rapide panorama montre que les techniques de CCUS ont à présent leur place dans les stratégies énergétiques et climatiques européennes et nationale et le CCUS ne doit plus être considéré comme une action de dernier recours. Les études de l'AIE et de la Commission européenne montrent non seulement que le CCUS sera nécessaire mais aussi qu'il est possible. L'Europe doit donc se donner des objectifs et, si l'objectif de 500 Mt de CO<sub>2</sub> capturé en 2050 est confirmé, il faut en préciser la feuille de route et se donner les moyens de l'atteindre, avec, dès 2030, un objectif qui ne soit pas seulement un objectif de témoignage.

Clairement, l'orientation prioritaire doit être de définir et promouvoir une infrastructure de transport et de stockage du CO<sub>2</sub> paneuropéenne fédérant les projets de hubs de CO<sub>2</sub> qui ont vu le jour au cours des dernières années. L'Europe a un rôle éminent à jouer dans la conception d'une telle architecture, dans son financement, dans la définition de ses règles de fonctionnement et dans sa réalisation.

Il faut remédier aux lacunes qui sont apparues dans le droit européen, notamment dans le système des quotas EU-ETS et dans l'application de la directive 2019/31 relative au stockage géologique du carbone. Il convient en particulier que le transport par bateau puisse être pris en compte afin que le CO<sub>2</sub> transbordé sur bateau ne soit pas considéré comme émis au titre de l'EU-ETS et que les projets correspondants puissent bénéficier des soutiens financiers ouverts aux PCI (*Projects of Common interest*).

Il convient également que l'amendement de 2006 à la Convention de Londres de 1976 sur la prévention de la pollution des mers résultant de l'exportation de déchets, soit ratifié par tous les pays concernés afin que le CO<sub>2</sub> cesse d'être considéré comme un déchet et que les opérations d'export/import de CO<sub>2</sub> puissent s'inscrire dans un cadre multilatéral au lieu d'être assujetties à des accords bilatéraux longs à négocier.

Mais les Etats membres doivent, de leur côté, aider à la formation des clusters qui viendront alimenter les hubs de CO<sub>2</sub>. Tout doit aller de pair car les industriels ne franchiront le pas du CCUS que si un service complet de reprise et d'élimination du CO<sub>2</sub>, avec des certificats appropriés, leur est offert.

En France, l'enjeu du CCUS est important, non seulement pour la décarbonation de nos industries les plus émettrices (cimenteries, sidérurgie, industrie chimique, incinération des déchets) mais aussi pour l'industrie française qui a de bons atouts pour être présente dans le domaine, au travers de nos sociétés énergétiques telles que TotalEnergies et Engie, de l'IFPEN, d'Air Liquide et de nos grands ensembliers.

Il est donc souhaitable que la nouvelle Stratégie Energie Climat en cours d'élaboration prenne en compte les perspectives offertes par le CCUS, y compris dans ses aspects le plus avancés de récupération directe et de valorisation par des carburants de synthèse. La France, comme tous les pays européens, est à la peine quant au respect de sa trajectoire de décarbonation. Le CCUS peut l'aider à les atteindre.



# Introduction

## *Le CCUS : des techniques qui reviennent d'actualité pour décarboner l'économie*

Il y a une dizaine d'années, les techniques de captage et stockage du carbone (le CSC ou en anglais CCS : *Carbon Capture & Storage*) connaissaient un point bas. Les projets encore en cours d'évaluation ou de développement à l'époque se limitaient à l'élimination du CO<sub>2</sub> dans le gaz naturel ou à sa récupération dans les gaz émis par les moyens de production d'électricité à partir d'énergies fossiles, en particulier les centrales à charbon. On était loin d'y voir un intérêt potentiel pour la décarbonation des secteurs de l'industrie et, a fortiori, du bâtiment et de la mobilité.

La situation a évolué. Plusieurs secteurs industriels, dont la décarbonation totale est complexe et que l'on souhaite retenir en Europe – ciment, acier, industrie chimique – y voient un moyen de réduire sensiblement la quantité de carbone qu'ils envoient dans l'atmosphère, tandis que des perspectives s'ouvrent, même si elles sont encore lointaines, de capter directement le carbone dans l'air (DAC) ou d'utiliser la biomasse et les déchets d'origine renouvelable pour y parvenir (BECCS).

En parallèle, des débouchés apparaissent dans la production des carburants de synthèse bas-carbone à destination des secteurs aérien et maritime. Ainsi, une partie du carbone capté pourrait, au lieu d'être réinjecté en couches profondes, être utilisée pour la fabrication de bases chimiques, de méthanol ou de carburants de synthèse venant en complément des autres carburants bas-carbone en cours de développement : carburants durables pour l'aviation (SAF), biogaz, hydrogène bas-carbone, etc. Le CCUS (*Carbon Capture, Utilisation & Storage*) vient compléter, voire supplanter, le CCS dans son acception initiale.

Les secteurs aval sont aussi directement concernés, l'acier bas-carbone sera nécessaire pour réduire l'énergie grise des véhicules ou des bâtiments et le CO<sub>2</sub> capturé pourra être valorisé dans des bétons, ou dans l'industrie chimique.

## *Séquestrer le carbone : diversifier les méthodes pour faire face à l'accentuation du réchauffement climatique*

La capture et le stockage du carbone par le secteur des terres et de la foresterie (forêts, prairies, cultures, etc.) est appelé à jouer un rôle important dans la lutte contre le réchauffement climatique sous forme de puits de carbone permettant de séquestrer les émissions de CO<sub>2</sub> résiduelles après que toutes les autres mesures visant à les réduire auront été prises.

Toutefois, cet exutoire naturel, en plus d'être en concurrence avec l'agriculture et la production d'énergies décarbonées, n'est pas extensible à l'infini et est mis sous pression par le réchauffement climatique (feux de forêt, pénurie d'eau, etc.). Dans ce contexte, plusieurs techniques liées au CCUS peuvent s'avérer complémentaires, en particulier le DAC qui permet d'aller chercher le carbone dans l'atmosphère tout en étant moins intensif en eau et en espace, avec la possibilité de l'installer dans des zones non-arables. Dans le même ordre d'idée, la stimulation par le CO<sub>2</sub> de certains processus biologiques tels que la croissance des végétaux dans les serres ou celle de certaines algues peut contribuer à une diversification des puits de carbone.

## *Le CCUS et la Stratégie française sur l'énergie et le climat*

Au cours des prochains mois, une nouvelle Stratégie française sur l'énergie et le climat (SFEC) va voir le jour. Elle devra actualiser la trajectoire permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 et d'explicitier les outils à mettre en œuvre. À ce titre, le CCUS mérite être examiné avec attention, tant en ce qui concerne son potentiel de décarbonation que son impact sur les consommations d'énergie au cours des prochaines

années. Dans cette optique, le gouvernement a lancé en décembre 2022 les travaux préparatoires à un plan d'action interministériel pouvant conduire à une stratégie nationale CCUS au cours de l'année 2023.

Assumant un rôle moteur dans la décarbonation, à travers l'adoption d'objectifs ambitieux et la présence d'un écosystème d'entreprises mobilisées, la France devra également considérer l'impact industriel d'une politique de développement des techniques du CCUS appelées à monter en puissance, portées par le mouvement de décarbonation dans le monde.

La présente étude a précisément pour objet d'éclairer les décideurs publics ou privés sur l'enjeu des techniques de CCUS et sur l'intérêt d'y mener une stratégie de développement offensive. Elle n'a pas pour ambition de présenter par le détail les techniques auxquelles il est possible de faire appel : de nombreux rapports et publications existent sur le sujet. Elle se donne simplement comme objectif de faire un point de situation à la date actuelle et, en tenant compte des décisions de soutien à un nombre grandissant de projets prises dans le cadre européen, de dégager quelques perspectives sur le potentiel de décarbonation offert par le CCUS, sur la maturité technique et économique des procédés et sur leurs perspectives de développement.

## Le faux départ du CCS

### Retour en l'an 2000

Au début des années 2000, les techniques de capture et stockage du CO<sub>2</sub> ont soulevé un intérêt considérable. Certaines installations étaient en exploitation depuis les années 1970-1980 – en particulier les installations de Val Verde au Texas (Etats-Unis) et de Sleipner en Norvège. Cette dernière installation, mise en service en 1996, permet de réinjecter depuis lors environ 1 Mt de CO<sub>2</sub> par an dans un réservoir salin situé à 800 m sous la mer. Le CO<sub>2</sub> est extrait du gaz naturel puisé depuis le champ gazier de Sleipner Ouest à l'aplomb de la plateforme. Le gaz de ce champ possède une teneur particulièrement élevée en CO<sub>2</sub> (9 %) qui doit être réduite pour atteindre un niveau commercialement admissible (2,5 %). Il fut alors décidé d'isoler le CO<sub>2</sub> sur la plateforme offshore à l'aide d'un processus d'épuration aux amines. **Ce projet trouvait son équilibre économique dans la taxe sur les émissions de CO<sub>2</sub> introduite par le gouvernement norvégien en 1991.**

L'opération de Sleipner, considérée comme un grand succès technologique et économique, a constitué une forte incitation à développer des opérations similaires. L'une d'entre elles fut menée à bien sur le champ de Snøvit plus au Nord à l'entrée de la mer de Barents.

D'autres réalisations de CCS ont vu le jour, notamment aux Etats-Unis, au Canada et au Moyen Orient, pour une grande part dans l'industrie pétrolière, mais un grand nombre des projets nés dans la période 2000/2010 ont été progressivement abandonnés. On compte aujourd'hui 35 projets en opération dans le monde capturant environ 44 Mt de CO<sub>2</sub> par an, en incluant le CO<sub>2</sub> utilisé par la récupération assistée du pétrole (Source : AIE octobre 2022) ce qui est évidemment très peu au regard des quelque 40 000 Mt rejetés chaque année dans l'atmosphère.



Figure 1 : Implantation des sites de CCS en exploitation dans le monde (EOR inclus) – Source : Global CCS Institute (2021).

Les raisons de ce relatif désenchantement sont multiples. Le CCS s'est révélé plus complexe que certains ne l'imaginaient. Les technologies à mettre en œuvre, notamment pour permettre la récupération du CO<sub>2</sub> dans des effluents où il est en faible concentration, sont apparues insuffisamment matures et plusieurs filières se trouvent encore en concurrence. Ces incertitudes ont fragilisé les montages financiers d'autant plus que les conditions de financement des projets n'étaient pas encore arrêtées, notamment en ce qui concerne les soutiens publics et la constitution de garanties.

C'est ainsi que le projet ROAD qui visait à capter les rejets en CO<sub>2</sub> d'une centrale électrique à charbon en rénovation de 250 MW à Maasvlakte dans le port de Rotterdam et à réinjecter le CO<sub>2</sub> dans un réservoir épuisé

à 25 km de là dans la mer du Nord, a été arrêté définitivement en 2017, après six années de travaux préliminaires.

Le prix du CO<sub>2</sub> en Europe est demeuré pendant de longues années à un niveau qui lui ôtait tout caractère incitatif. Entre la fin 2011 et la fin 2017, il a connu une période pendant laquelle il n'a jamais atteint le seuil de 10 €/t (figure 2).

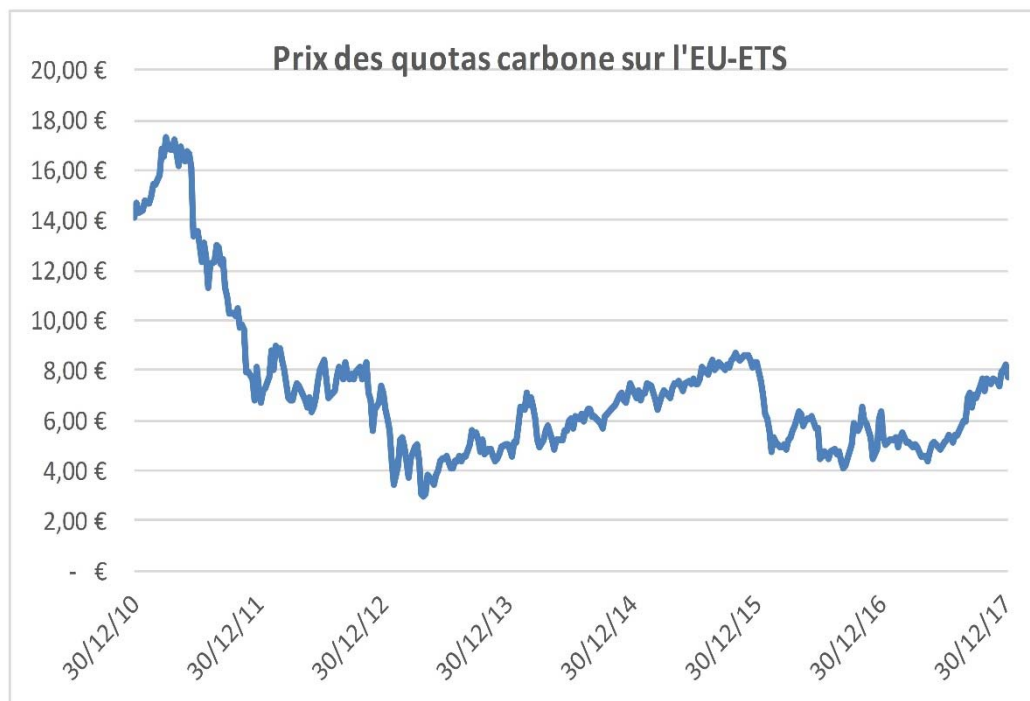


Figure 2 : Evolution du prix des quotas carbone sur le marché de l'EU-ETS de 2011 à 2017 – Source : Données ICE.

Les techniques de réinjection ont également suscité des réserves de la part des populations situées à l'aplomb des stockages souterrains envisagés. C'est ainsi que le projet Barendrecht de Shell aux Pays-Bas a été annulé en 2010 par le gouvernement néerlandais suite à une opposition locale très forte contre le stockage géologique du CO<sub>2</sub> dans un ancien réservoir de gaz qui se trouvait à 2 700 m de profondeur sous la ville et qui avait été exploité pendant de nombreuses années par Shell. Ce projet aurait permis d'injecter jusqu'à 1 Mt de CO<sub>2</sub> chaque année pendant 10 ans à partir de la raffinerie de Pernis près du port d'Amsterdam.

Enfin s'est développée l'idée selon laquelle le CCS ne serait pas une technologie vraiment vertueuse puisqu'elle consiste à dissimuler des rejets de CO<sub>2</sub> que l'on devrait avant tout chercher à réduire par des efforts d'efficacité énergétique et de développement des énergies renouvelables. Au mieux, elle était considérée comme une voie de dernier recours après que toutes les autres solutions auront été mises en œuvre.

## La SNBC

Ces considérations ont vraisemblablement joué un rôle dans l'élaboration de la politique française. En effet, alors que, même dans le cadre d'une politique de décarbonation très volontariste, il subsistera nécessairement un covolume d'émissions de CO<sub>2</sub> incompressible, la Stratégie nationale bas carbone n'accorde, dans sa version actuelle (2020), qu'un rôle marginal au CCS. Il est en effet considéré que :

*« Les incertitudes sur ces technologies, leur acceptabilité, ainsi que sur la disponibilité et la fiabilité du stockage conduisent à envisager avec prudence le développement de ces technologies, conditionné à la définition d'un modèle économique viable joint à une bonne maîtrise des risques sur le long terme. »*

Dans ces conditions, la SNBC retient qu'environ 5 MtCO<sub>2</sub>/an pourront être évitées dans l'industrie en 2050 grâce au CCS. Ce montant est modeste au regard des 115,5 MtCO<sub>2</sub> émis par l'industrie en 2021 (dont 42,3 Mt en provenance des industries de l'énergie et 73,2 Mt en provenance des industries manufacturières et de construction). Les pouvoirs publics considèrent que les moyens de production d'énergie d'origine fossile ne joueront plus qu'un rôle marginal en 2050 et que l'industrie proprement dite disposera d'autres possibilités de se décarboner, notamment grâce à un recours accru à l'électricité et à l'hydrogène bas carbone.

La SNBC suppose cependant que 10 MtCO<sub>2</sub> d'émissions négatives pourraient être produites annuellement grâce au BECCS<sup>1</sup> en implantant des technologies CCS sur des installations à combustion de biomasse, biogaz ou biomasse solide.

Le total de CO<sub>2</sub> capté s'élèverait alors à 15 Mt/an pour la France.

Il est à noter que l'utilisation du CO<sub>2</sub> capté, donnant naissance au CCUS, est mentionnée comme « pouvant être envisagée » mais ne donne pas lieu à prévision chiffrée.

## L'avis de l'ADEME

Dans son avis très détaillé de juillet 2020<sup>2</sup>, l'ADEME propose une évaluation du potentiel de captage et de stockage géologique du CO<sub>2</sub> émis par l'industrie française. La méthode suivie consiste à évaluer tout d'abord le volume total des émissions de CO<sub>2</sub> de l'industrie, soit, selon l'ADEME, 107 MtCO<sub>2</sub> répartis entre 1 092 sites assujettis à l'EU-ETS. A cette enveloppe initiale, l'étude menée par l'ADEME applique des filtres successifs :

- application d'un seuil de volume minimal d'émissions de 100 000 t de CO<sub>2</sub>/an pour pouvoir considérer un site comme potentiellement éligible ;
- exclusion des moyens de production de l'électricité ;
- évaluation du volume captable sur les sites, compte tenu de divers paramètres dont la concentration en CO<sub>2</sub> des fumées ;
- évaluation du volume stockable,
  - o sans contrainte tout d'abord, en tenant compte simplement de la proximité entre sites émetteurs et sites de stockage possibles ;
  - o avec contraintes ensuite, en en retenant que les zones présentant les critères les plus favorables, notamment en prenant en compte les risques d'oppositions sociétales.

Cette méthodologie ramène l'évaluation du potentiel accessible à 24 Mt de CO<sub>2</sub> selon la logique de la figure 3.

---

<sup>1</sup> On rappelle que le BECCS consiste à déployer des techniques de captage et de stockage du CO<sub>2</sub> résultant de la combustion de la biomasse. Il s'ensuit alors des émissions strictement négatives qui peuvent être comptabilisées pour compenser les émissions incompressibles.

<sup>2</sup> Le captage et stockage géologique du CO<sub>2</sub> (CSC) en France – ADEME (juillet 2020).



Figure 3 : Evaluation du potentiel de captage/stockage de CO<sub>2</sub> en France selon l'ADEME – Source : ADEME (juillet 2020).

Ce potentiel se décompose de la façon suivante entre secteurs industriels (tableau 1) :

Tableau 1 : Répartition sectorielle du gisement de CO<sub>2</sub> stockable (en MtCO<sub>2</sub>) – Source : ADEME (juillet 2020).

Secteurs	Volume émis 2017	Volume stockable (avec contrainte)
Sidérurgie	23	11,5
Chimie (hors ammoniac)	11	2
Ammoniac	2	1
Ciment et non-métalliques	11	2,5
Raffineries	10	3
Autres (papier-verre)	2,4	1
IAA	2,6	2
Aluminium	1,2	0,5
Production chaleur industrielle	2,2	0,7
<b>Total</b>	<b>65</b>	<b>24</b>

L'analyse faite par l'ADEME conduit à éliminer les deux tiers des 120 sites industriels émettant plus de 100 000 t de CO<sub>2</sub> par an. Au final, l'ADEME estime que 41 sites pourraient donner lieu à récupération du CO<sub>2</sub> par CCS, répartis entre seulement trois régions selon le tableau 2.

Tableau 2 : Répartition par région des émissions de CO<sub>2</sub> stockables (en MtCO<sub>2</sub>) – Source : ADEME (juillet 2020).

Secteurs	Volume émis 2017	Volume stockable (avec contrainte)
Hauts de France	19	15
Normandie	10	6
Nouvelle Aquitaine (Lacq)	3	3
<b>Total</b>	<b>32</b>	<b>24</b>

Le « gisement » identifié par l'ADEME est supérieur à celui retenu comme cible dans la SNBC pour l'horizon 2050. Cependant l'ADEME fait remarquer qu'il a été estimé sans la prise en compte de la réduction des émissions par d'autres moyens (mise en place de mesures d'efficacité énergétique ou pénétration des EnR) et l'étude n'applique pas de filtre direct fondé sur les coûts économiques engendrés par le CCS. Ceci fait dire à l'ADEME que :

*« Même pour les émissions liées aux procédés, sa difficile mise en œuvre et son coût très élevé font du CCS une solution risquée qui arrive en dernier ressort dans une analyse coûts-bénéfices ».*

Des réserves ont été formulées sur cette façon de voir et certains ont jugé trop rapide la façon dont l'ADEME écarte du gisement accessible au CCS un certain nombre de sites possibles. Pour certains acteurs, le potentiel est sous-évalué et ne tient pas compte d'avancées sociales et techniques probables qui pourraient réduire les contraintes identifiées dans l'Avis de l'ADEME<sup>3</sup>.

---

<sup>3</sup> Voir Analyse des controverses autour de l'avis de l'ADEME de 2020 sur les technologies de captage et stockage géologique du carbone (CCS) – Guillaume Marchand (2021).





## Le nouveau départ du CCS et du CCUS

### La position de l'Agence internationale de l'énergie (AIE)

Dans ses dernières publications, l'Agence internationale de l'énergie adopte une position positive sur le CCS et sur le CCU. Dans son *Sustainable Development Scenario*, dans lequel les émissions de CO<sub>2</sub> tombent à zéro à horizon 2070, l'AIE (Agence internationale de l'énergie) estime que le CCUS (combinaison des techniques CCS et CCU) pourrait assurer 15 % de la décarbonation en moyenne dans le monde et assurer la récupération de 10,1 Gt de CO<sub>2</sub> à horizon 2070 (figure 4). En 2030, la contribution du CCUS serait de 0,8 Gt et en 2050 de 5,7 Gt. Au regard des émissions actuelles de CO<sub>2</sub>, cette dernière estimation va, toutes proportions gardées, bien au-delà des prévisions officielles de la France

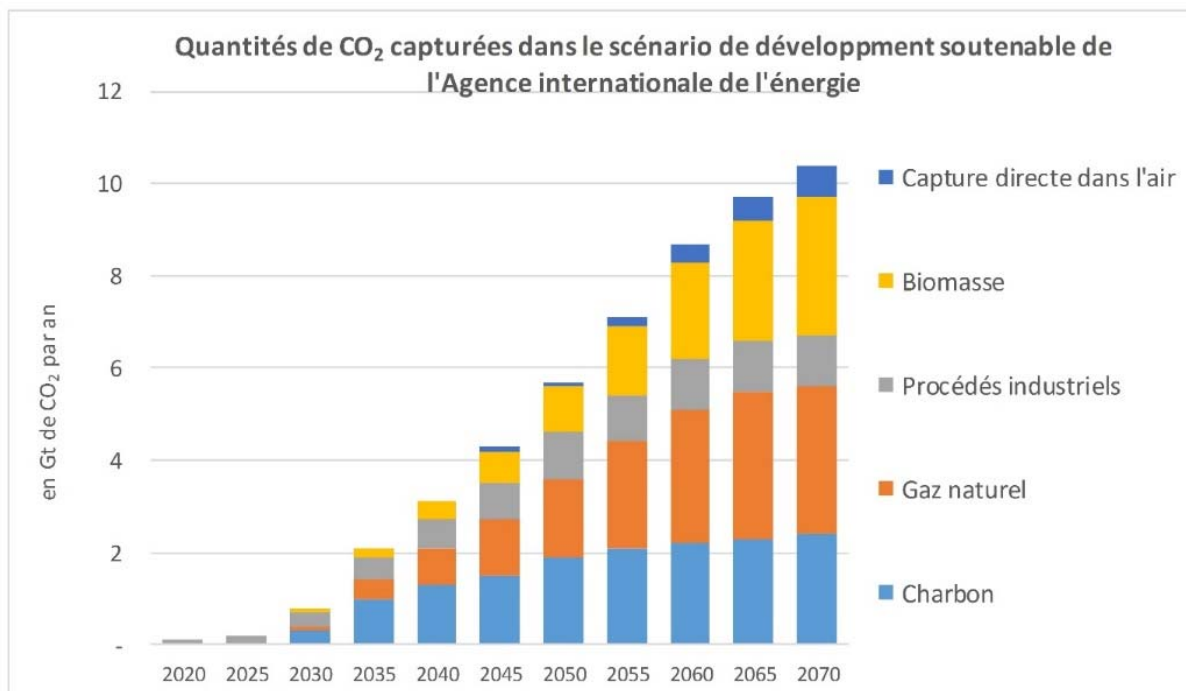


Figure 4 : Le développement des capacités de CCUS dans le cadre du scénario de développement soutenable de l'AIE (en GtCO<sub>2</sub> par an) – Source : AIE.

L'AIE note que le nombre de projets en construction ou en cours de développement est fortement reparti à la hausse au cours des dernières années puisque 195 installations étaient à fin 2021 répertoriées dans son pipeline (figure 5).

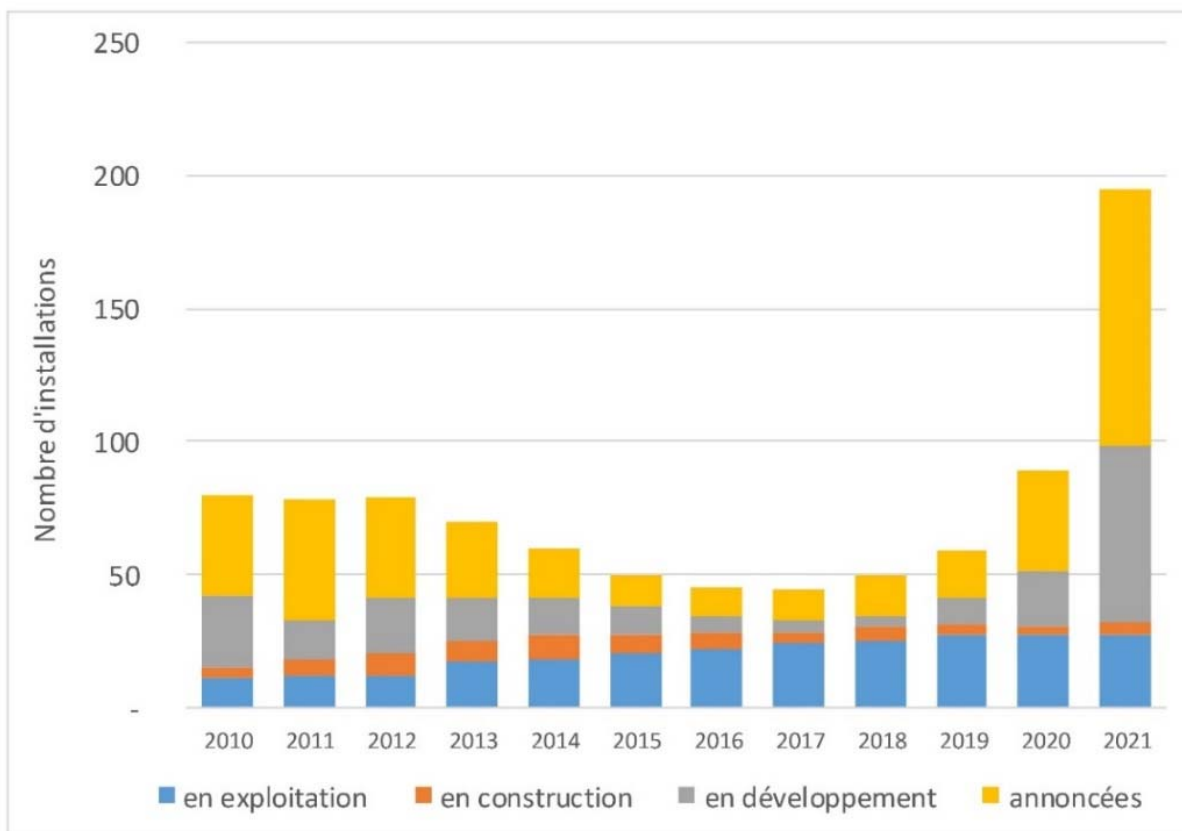


Figure 5 : Evolution du pipeline mondial des installations de CCUS en exploitation ou en développement dans le monde – Source : AIE (WEO-2021).

L’AIE note que ces projets sont encore très loin de permettre d’atteindre l’objectif 2030 de sa roadmap vers la neutralité carbone publiée en mai 2021, *Net Zero by 2050*, qui suppose qu’un volume de 1,67 GtCO<sub>2</sub> par an soit capté dès cet horizon. L’AIE n’exclut pas, comme c’est souvent le cas pour les technologies émergentes, qu’il s’agisse d’un nouveau faux départ. Cependant, elle relève trois facteurs qui, selon elle, peuvent expliquer le retournement de tendance observé :

- une reconnaissance croissante du fait que le CCUS est nécessaire pour atteindre les objectifs de neutralité carbone adoptés à tous les niveaux, y compris à celui des entreprises ;
- l’intérêt considérable suscité par l’hydrogène qui fait apparaître de fortes synergies entre les techniques du CCUS et celles de l’hydrogène :
  - o au niveau de la production, puisque le CCS offre la possibilité de décarboner le reformage du méthane, un procédé réputé très émetteur de CO<sub>2</sub>, en donnant naissance à ce qu’on appelle « l’hydrogène bleu » ;
  - o au niveau de l’utilisation, puisque l’hydrogène est un principe très réactif qui peut, par de multiples réactions, redonner un contenu énergétique au CO<sub>2</sub> et en faire soit des carburants liquides ou gazeux, soit des produits utiles à l’industrie chimique ;
- enfin, l’équation économique des projets CCUS s’est trouvée sensiblement améliorée par les soutiens mis en place aux Etats-Unis et en Europe. Aux Etats-Unis, l’*Inflation Reduction Act*, voté en août 2022 sur proposition du président Joe Biden, a porté de 50 à 85 USD/t le *45Q tax credit* alloué à chaque tonne de CO<sub>2</sub> et captée sur une installation industrielle ou sur une centrale électrique et stockée dans

une formation géologique saline<sup>4</sup>. La même loi a porté de 50 à 180 USD/t le soutien au CO<sub>2</sub> récupéré dans l'air et stocké en couche géologique saline et à 130 USD si le CO<sub>2</sub> est réutilisé.

## La position européenne

### Des objectifs

La Commission européenne a toujours porté au CCUS plus d'intérêt que l'administration française. Elle considère que le CCS est un moyen de décarboner les industries dont les procédés sont fortement émissifs : ciment, sidérurgie et métallurgie, papier, raffinage, aluminium... Elle estime également que le CCS peut constituer une plate-forme pour la production d'hydrogène bas-carbone et que les filières BECCS et DAC peuvent aider à la récupération du carbone déjà émis dans l'atmosphère<sup>5</sup>.

Elle rappelle, dans un document de travail publié en décembre 2021<sup>6</sup>, que l'Europe consomme aujourd'hui environ un milliard de tonnes de carbone dont 45 % d'origine biogénique et 55 % d'origine fossile. 25 % de ce carbone est utilisé pour la nourriture, 56 % pour l'énergie et 19 % pour la production de matériaux. Le carbone est aujourd'hui très faiblement recyclé. Elle estime que, dans une économie durable, le carbone restera nécessaire mais qu'il faudra le récupérer et dans une certaine mesure le réutiliser.

La Commission estime en conséquence que, selon les scénarios retenus, entre 330 et 550 MtCO<sub>2</sub> devront être capturés en 2050 à partir de différentes sources afin de respecter l'objectif de neutralité carbone (figure 6).

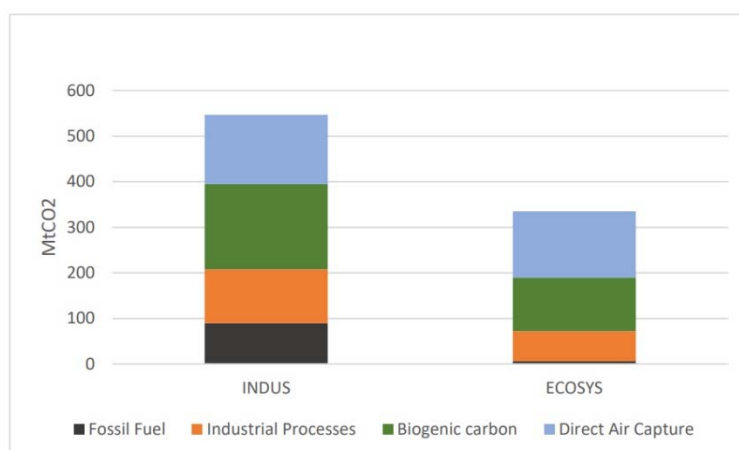


Figure 6 : Evaluation des quantités de CO<sub>2</sub> à capter en Europe en 2050 dans deux scénarios afin de respecter l'objectif de neutralité carbone – Source : Op. Cit.<sup>6</sup>.

Dans un discours prononcé le 27 octobre 2022 à Oslo devant le Carbon Capture, Use and Storage Forum<sup>7</sup>, la Commissaire européenne Kadri Simpson a confirmé ces évaluations :

*« I believe that CCUS has incredible potential in our race to reach climate neutrality. And without CCS and CCU, it will be practically impossible to limit the global warming to the 1.5 degrees Celsius objective. The Intergovernmental Panel on Climate Change report is clear about it. And the Commission modelling also*

<sup>4</sup> Le 45Q tax credit a été créé en 2008 au niveau, à l'époque, de 20 USD par tonne séquestrée.

<sup>5</sup> Voir : Européen Commission - Climate action - <https://ec.europa.eu/clima/eu-action/carbon-capture-use-and-storage>

<sup>6</sup> SWD(2021) 451 final - COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT Sustainable carbon cycles for a 2050 climate-neutral EU - Technical Assessment (15-12-2021).

<sup>7</sup> [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/SPEECH\\_22\\_6424](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/SPEECH_22_6424)

*shows that the EU will need to capture and utilise or store between 300 and 640 Million Tonnes of carbon dioxide per year by 2050 to meet its climate goals ».*

### Des dispositions réglementaires

En 2009, la directive 2009/31/EC a établi un cadre législatif sur le stockage géologique du CO<sub>2</sub> afin de pouvoir lutter contre le changement climatique. Cette directive est venue également compléter les dispositions relatives au captage et au transport du CO<sub>2</sub> lorsqu'elles n'étaient pas couvertes par d'autres textes.

Le règlement ReFuelEU Aviation, en cours d'adoption, va susciter une demande pour les fuels synthétiques basés sur le CCU et les biofuels avancés, complétant ainsi la directive RED sur les énergies renouvelables qui impose un sous-objectif pour les fuels d'origine renouvelable non-biologique.

Le texte sur la révision de l'EU-ETS, également en cours de finalisation dans le cadre du paquet *Fit for 55*, permet d'éviter les doubles-comptes lorsque des fuels synthétiques basés sur le CCU sont produits et utilisés dans des activités couvertes l'une et l'autre par l'EU-ETS. Il permet également de ne pas imposer à restitution de quotas « *les émissions de gaz à effet de serre qui sont réputés avoir été captés et utilisés en vue de les lier chimiquement, de manière permanente, à un produit, de sorte qu'ils ne peuvent pénétrer dans l'atmosphère dans des conditions normales d'utilisation* ». Cette disposition, qui doit être précisée par des actes d'exécution, viendra conforter l'intérêt économique de certaines filières de CCU.

### Des moyens incitatifs

La *Connection Europe Facility* (CEF) a dans son volet « Energy », doté de 5,8 milliards d'euros de crédits sur la période 2021-2027, la possibilité de soutenir les projets facilitant la décarbonisation de l'économie. A ce titre, ce fonds est intervenu en décembre 2022 pour soutenir les projets de hubs de CO<sub>2</sub> à Anvers, Gand et Dunkerque<sup>8</sup>.

Le texte révisé de l'EU-ETS vient de son côté renforcer les moyens financiers de l'*Innovation Fund* (créé à la suite de l'Accord de Paris) en prévoyant de lui affecter les recettes tirées de la mise aux enchères des quotas destinées à l'aviation.

L'*Innovation Fund* est actuellement doté de 10 milliards d'euros sur la période 2020-2030. Il permet de soutenir des projets d'investissement réels, en visant le déploiement de technologies innovantes permettant de réduire substantiellement les émissions de gaz à effet de serre à l'échelle industrielle/commerciale dans les quatre années suivant le début du projet. Ce fonds permet de soutenir les projets jusqu'à 60 % des coûts additionnels liés à l'innovation technologique. C'est un instrument privilégié de soutien aux projets de CCUS<sup>9</sup> qui vient prendre le relais des systèmes européens préexistants (notamment H2020 et NER 300) et compléter les aides nationales tels que les soutiens relevant des IPCEI (Projets importants d'intérêt européen commun).

Un premier appel à grands projets, doté de 1,1 Mrd€, avait retenu sept projets parmi lesquels quatre concernaient la décarbonation par CCS d'industries « energy intensive ».

---

<sup>8</sup> [https://energy.ec.europa.eu/news/connecting-europe-facility-over-eu-600-million-energy-infrastructure-support-european-green-deal-and-2022-12-08\\_en#:~:text=EU%20Member%20States%20have%20given,Trans%2DEuropean%20Networks%20for%20Energy](https://energy.ec.europa.eu/news/connecting-europe-facility-over-eu-600-million-energy-infrastructure-support-european-green-deal-and-2022-12-08_en#:~:text=EU%20Member%20States%20have%20given,Trans%2DEuropean%20Networks%20for%20Energy).

<sup>9</sup> Voir notamment [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund\\_en](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund_en) et <https://eufundingoverview.be/funding/innovation-fund>

Le second appel à projets, doté de 1,5 Mrd€, a vu ses résultats publiés le 11 juillet 2022<sup>10</sup>. 17 grands projets ont été sélectionnés pour financement, parmi lesquels sept sont en relation directe avec le CCUS. Un troisième appel à projet, doté de 3 Mrd€, est annoncé pour la fin de l'automne 2022<sup>11</sup>.

L'annexe 1 recense les grands projets ainsi soutenus par les fonds européens. Le lancement de ces projets marque un changement de rythme par rapport aux projets antérieurs qui se focalisaient sur certains aspects technologiques des filières de décarbonation par CCS. Aujourd'hui, l'orientation prise est clairement de soutenir les projets correspondant à une filière intégrée allant de la capture au stockage et, de plus en plus, à l'utilisation du CO<sub>2</sub>.

---

<sup>10</sup> [https://ec.europa.eu/clima/document/download/75e0ade9-12f3-435a-8875-f5afd9b92ed8\\_en?filename=LSC2\\_List\\_of\\_pre-selected\\_projects\\_6.pdf](https://ec.europa.eu/clima/document/download/75e0ade9-12f3-435a-8875-f5afd9b92ed8_en?filename=LSC2_List_of_pre-selected_projects_6.pdf)

<sup>11</sup> [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund/large-scale-calls\\_en](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund/large-scale-calls_en)



# Les filières du CCUS

## Aperçu général

La figure 7 illustre la façon dont les diverses technologies mobilisables dans le cadre du CCUS peuvent se combiner pour donner lieu à des filières intégrées. On y voit représentées les quatre grandes séquences du CCUS : captage, transport, stockage et/ou utilisation du CO<sub>2</sub>, avec, pour chacune de ces phases, les principales options aujourd'hui ouvertes. Il faut aussi y ajouter la production d'oxygène et d'hydrogène qui, lorsqu'elle se fait par voie électrolytique, conduit à de l'hydrogène et de l'oxygène décarbonés qui trouvent leur place dans les filières CCUS.

Ces différentes séquences peuvent être combinées de diverses façons. Historiquement, c'est la chaîne « **captage du CO<sub>2</sub> en post-combustion par absorption (le plus souvent dans une solution aqueuse d'amines) → transport par pipeline → stockage en couche géologique profonde, associée éventuellement à la récupération tertiaire de pétrole** » qui a été privilégiée.

Mais d'autres voies s'ouvrent aujourd'hui et de nouvelles opportunités s'offrent dont la compétitivité dépend beaucoup des données particulières à chaque projet. Nous décrivons ci-après quelques tendances qui se dessinent sur la base des projets récents bénéficiant d'un soutien européen qui sont résumés en annexe 1.

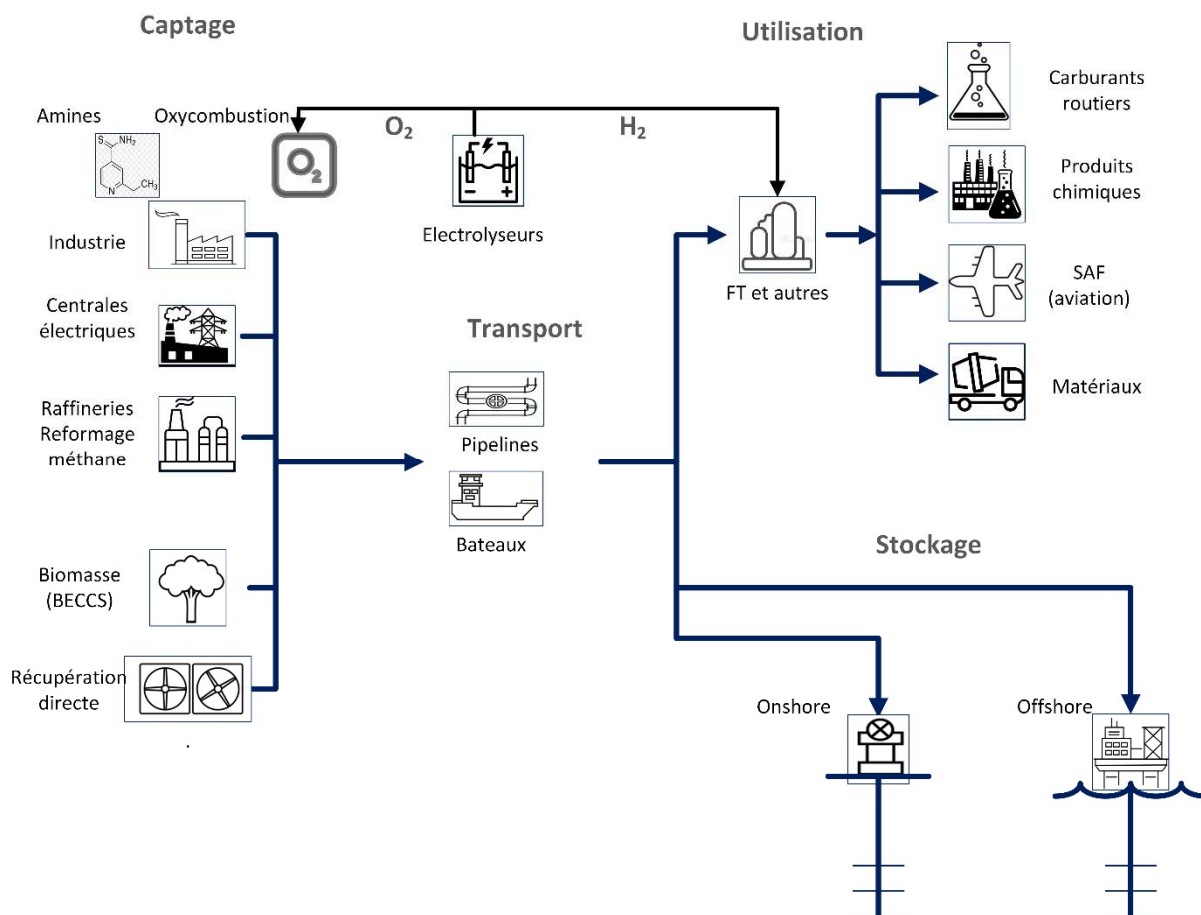


Figure 7 : Schématisation des différentes filières de CCUS (auxquelles il faut ajouter la récupération assistée du pétrole).

## Les sources de carbone

### Pourquoi capter le CO<sub>2</sub> ?

Pendant longtemps, le CCS a été vu comme un moyen de réduire les émissions des centrales électriques à combustible fossile, tout particulièrement celles fonctionnant au charbon. Dans une publication de référence

datant de 2004, l'AIE notait : « *Since power production is responsible for over 29 % of global emissions, capturing from electricity plants offers the best initial potential for capturing the CO<sub>2</sub> generated from fossil-fuel use* »<sup>12</sup>.

C'était l'époque où le monde entier se passionnait pour le projet FutureGen aux Etats-Unis qui après bien des soubresauts a fini par être arrêté définitivement en 2015.

En France, en juillet 2006, la Délégation interministérielle au développement durable, recommandait à l'Europe de faire l'effort du développement technologique permettant de rendre le charbon propre.<sup>13</sup>

Les temps ont changé et, en Europe au moins, il n'est plus envisagé de construire de nouvelles centrales à charbon et les centrales à gaz ne sont, en principe, destinées qu'à être appelées à la pointe. L'attention se concentre donc, comme l'annexe 1 le montre, sur les installations industrielles dont la décarbonation est réputée difficile, c'est-à-dire celles dans lesquelles l'émission de CO<sub>2</sub> est partie intégrante du processus et n'est pas aisément substituable : le ciment, la sidérurgie, l'industrie chimique dont la fabrication d'hydrogène par reformage du méthane (procédé SMR : *Steam Methane Reforming*).

La décarbonation de ces secteurs revêt une importance croissante au titre des engagements pris par les Etats et pour les entreprises elles-mêmes, compte-tenu des systèmes d'encadrement auxquels elles sont soumises. On rappellera en particulier que le prix des quotas sur le marché européen de l'EU-ETS est passé en deux ans de 30 €/t à 80 €/t (figure 8).

Par ailleurs, certaines réglementations ont un effet indirect. Ainsi, la RE2020 qui définit les règles de construction applicables aux logements neufs, a introduit un indicateur IC<sub>Construction</sub> définissant le maximum du contenu carbone autorisé dans les constructions neuves. Le plafond fixé par la réglementation va en diminuant assez rapidement et conduit à porter un intérêt grandissant aux bétons bas carbone et donc, dans une analyse en cycle de vie, au bilan carbone du ciment utilisé.

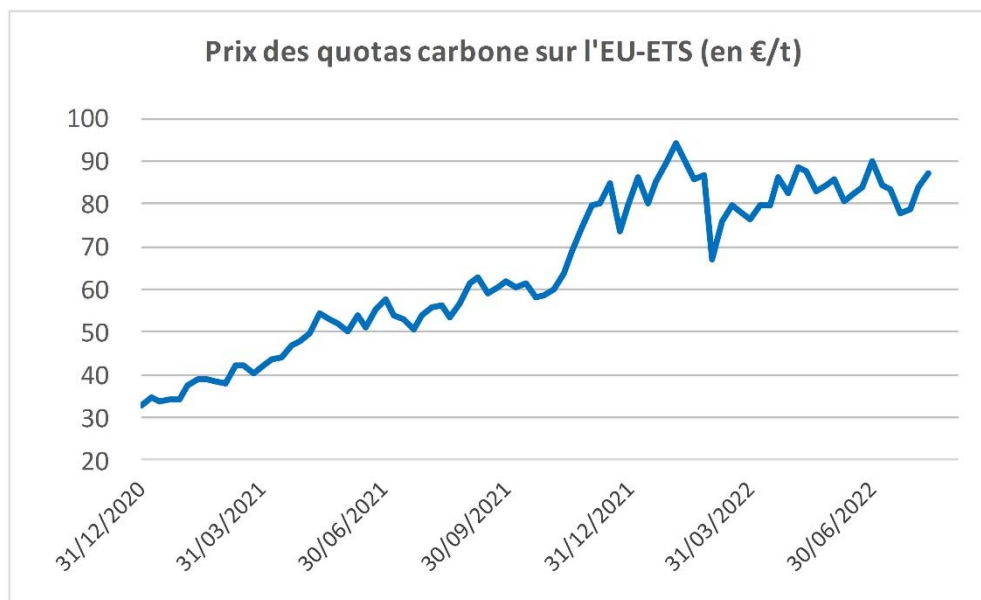


Figure 8 : Evolution récente du prix des quotas carbone sur l'EU-ETS. – Source : Données ICE.

<sup>12</sup> Prospects for CO<sub>2</sub> capture and storage – International Energy Agency (2004).

<sup>13</sup> Charbon propre, mythe ou réalité ? Rapport du groupe de travail sur le charbon du Délégué interministériel au développement durable (juillet 2006).



Dans tous ces secteurs, il est possible de réduire dans une certaine mesure les consommations d'énergie fossile, soit en utilisant des matières de substitution, soit par des mesures d'efficacité énergétique portant sur la partie des consommations ayant une finalité énergétique. Mais il reste une proportion généralement assez importante de CO<sub>2</sub> à éliminer pour atteindre la neutralité carbone par d'autres voies que la compensation et le CCUS peut alors constituer une solution possible.

### L'industrie du ciment

Lors de la fabrication de ciment, les émissions sont essentiellement liées à la fabrication du clinker à partir d'argile et de calcaire cuits à haute température (1 500 °C) dans les fours à ciment. L'impact carbone provient aux 2/3 des émissions émises par la décarbonatation du calcaire ( $\text{CaCO}_3 \rightarrow \text{CaO} + \text{CO}_2$ ) et ne peuvent donc pas être réduites par l'efficacité énergétique et les changements dans le mix énergétique. Il est possible par contre de réduire la consommation purement énergétique en développant des circuits de récupération de la chaleur ou en recourant à des vecteurs énergétiques moins carbonés (biomasse et déchets notamment). La fabrication de ciments moins carbonés, en réduisant le taux de clinker par l'introduction de ressources de substitution (cendres, laitiers de haut-fourneau, matériaux de recyclage) ou d'argiles calcinées, est également privilégiée. Ces mesures de décarbonation permettent de réduire le contenu en carbone du ciment à la production d'environ 25 %. La trajectoire de la profession cimentière pour 2030 prévoit ainsi une réduction de ses émissions de 2,5 MtCO<sub>2</sub>, soit une diminution de 24 % par rapport au niveau de 663 kgCO<sub>2</sub>/t de ciment mesuré en 2015, en phase avec le scénario de la SNBC<sup>14</sup>.

Au-delà, la profession compte sur le développement du CCUS pour parvenir à une réduction des émissions de 80 % en 2050 (figure 9). Le CCUS permettrait, pour la France, de réduire les émissions de 5 MtCO<sub>2</sub> soit deux fois plus que le montant cumulé de toutes les actions « conventionnelles » mobilisables à court terme et deux fois également le montant retenu par l'ADEME dans son avis technique<sup>2</sup>. Bien évidemment se pose la question de la compétitivité de ces filières, au regard notamment des pays tiers exportateurs. La mise en place annoncée du mécanisme d'ajustement aux frontières (le CBAM) est, dans le cas du ciment, un élément essentiel.

---

<sup>14</sup> Conseil national de l'industrie – Décarbonation de l'industrie - Feuille de route de la filière ciment (avril 2021).

[https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions\\_services/plan-de-relance/DP-20210519-publication-feuille-route-decarbonation-filiere-Ciment.pdf?v=1621505820](https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions_services/plan-de-relance/DP-20210519-publication-feuille-route-decarbonation-filiere-Ciment.pdf?v=1621505820)

## Évolution des émissions CO<sub>2</sub> du secteur cimentier

(en kgCO<sub>2</sub>/T. de ciment)

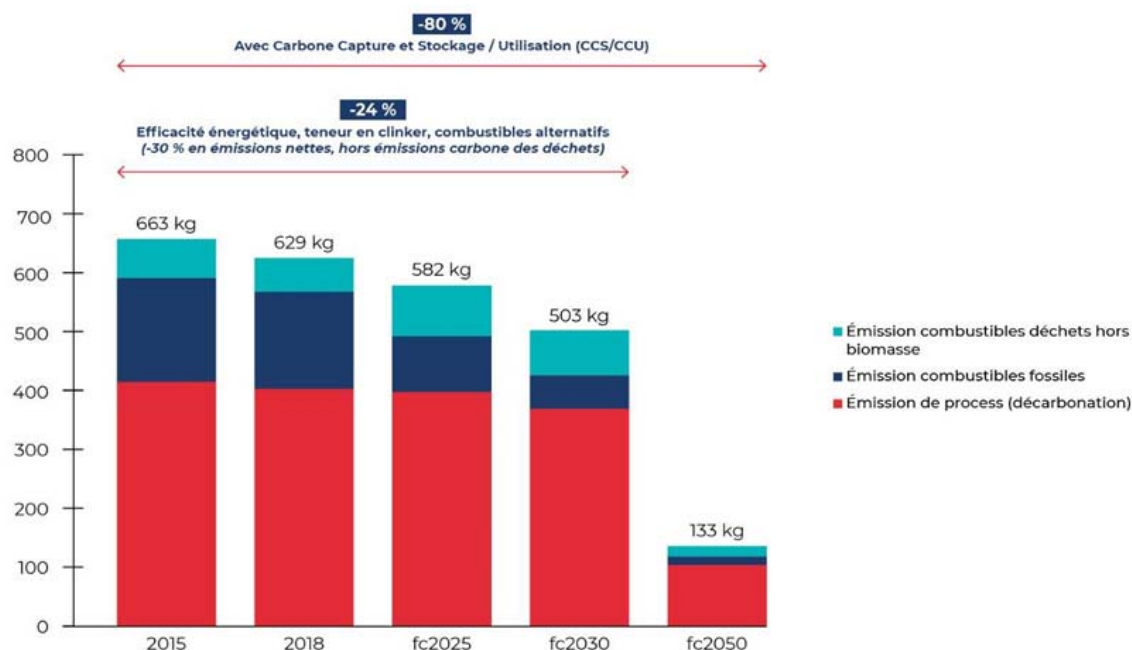


Figure 9 : Trajectoire de réduction des émissions de l'industrie du ciment selon la feuille de route de la filière ciment<sup>10</sup>.

On notera que la décarbonation de l'industrie du ciment (et de la chaux) figure en très bonne place parmi les projets bénéficiant du soutien de l'*Innovation Fund* européen (annexe 1). Les procédés de récupération semblent aujourd'hui s'orienter vers l'introduction de l'oxycombustion qui permet d'obtenir des effluents plus concentrés en CO<sub>2</sub>. Par ailleurs, la production d'oxygène peut se faire par voie électrolytique ce qui donne alors naissance également à de l'hydrogène. Ce dernier peut, par recombinaison avec le CO<sub>2</sub>, permettre la production de méthanol ou d'autres produits ou carburants de synthèse, mais à l'arrivée le CO<sub>2</sub> sera finalement relâché dans l'atmosphère. De tels projets sont en cours de développement.

Dans son étude « *Fit for net-zero* »<sup>15</sup> réalisée à l'intention de Breakthrough Energy (un réseau fondé par Bill Gates d'entités agissant pour accélérer la transition énergétique), Capgemini estime, en hypothèse de base, que les techniques de capture du CO<sub>2</sub> dans l'industrie du ciment pourraient permettre de capturer 14 % des émissions en 20230 et 56 % en 2050. Deux technologies prendraient une importance comparable :

- la séparation directe consistant à chauffer les matières premières du clinker sans mettre les matériaux en contact direct avec les fumées. Le CO<sub>2</sub> émis par la décarbonation de la matière première peut alors être canalisé, avec une concentration élevée ;
- l'oxycombustion consistant à utiliser de l'oxygène pur au lieu de l'air pour brûler un combustible fossile. Par conséquent, les fumées peuvent être cyclées plusieurs fois (grâce à leur teneur en oxygène) et le ménage gazeux à l'échappement est alors riche en CO<sub>2</sub>.

Capgemini propose dans son étude une batterie d'indicateurs qui sont résumés dans le tableau 3.

<sup>15</sup> <https://www.capgemini.com/fr-fr/perspectives/publications/55-projets-technologiques-pour-le-climat/>

Tableau 3 : Perspectives de développement des technologies de capture du CO<sub>2</sub> dans l'industrie du ciment – Source : Capgemini (Fit for net-zero – octobre 2020).

	Séparation directe		Oxycombustion		Total	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Taux de pénétration dans l'ensemble du marché (Ciment et clinker)	10 %	40 %	10 %	40 %	20 %	80 %
% d'émissions de CO <sub>2</sub> évitées	8 %	32 %	5 %	24 %	14 %	56 %
Mt de CO <sub>2</sub> évitées	7,8	31,3	7,1	32,3	15,0	63,6
Investissements cumulés (Mrd €)	3	14	1,9	5,8	5	19
Prix de revient de la tonne de CO <sub>2</sub> capturée (en €/t)	44	44	27	18		

### L'industrie chimique

Le secteur de la chimie est responsable d'émissions de 20,1 MtCO<sub>2</sub> soit 25 % du total des émissions de l'industrie, essentiellement du CO<sub>2</sub> même si les émissions d'oxyde d'azote et de HFC ne sont pas négligeables. Les deux sous-secteurs les plus émetteurs sont la pétrochimie (27 %) et les engrais azotés (14 %). Le reste des émissions est très fragmenté.

55 % des émissions sont liées à la combustion de produits énergétiques fossiles pour la production de la chaleur nécessaire aux procédés ; 45 % des émissions sont liées aux procédés eux-mêmes et aux réactions chimiques qu'ils impliquent.

La profession, dans sa feuille de route de décarbonation<sup>16</sup>, estime possible de réduire ses émissions de 26 % en 2030 par rapport à 2015 (soit de 5,7 MtCO<sub>2</sub>eq dont 4 Mt pour le CO<sub>2</sub> proprement dit) en utilisant les leviers traditionnels. Ce pourcentage pourrait être porté à 30 % voire 36 % par la mobilisation de leviers moins matures et du CCS en particulier.

A horizon 2030, la profession ne pense pas cependant que le CCUS puisse apporter une forte contribution : elle l'évalue entre 0,2 et 0,6 MtCO<sub>2</sub> sur un potentiel total, tel que chiffré par l'ADEME, de 2 à 3 Mt.

La zone de Basse-Seine, semble la région la plus propice aux premières opérations, avec notamment :

- deux vapocraqueurs (Exxon à Port-Jérôme/Notre-Dame de Gravenchon et TotalEnergies à Gonfreville) ;
- un producteur d'ammoniac (Borealis à Grand-Quevilly) ;
- un vaporisateur (Air Liquide à Port-Jérôme) alimentant la raffinerie Exxon.

### La sidérurgie

Le secteur sidérurgique est un autre grand émetteur de CO<sub>2</sub> responsable de l'émission de 21,7 MtCO<sub>2</sub> en France en 2015. A horizon 2030, l'objectif de la filière est de réduire ses émissions de 31 % sur les deux sites

<sup>16</sup> Conseil national de l'industrie – Décarbonation de l'industrie - Feuille de route de la filière chimie (mai 2021).

[https://www.conseil-national-industrie.gouv.fr/files\\_cni/files/csf/chimie-et-materiaux/feuille\\_de\\_route\\_de\\_decarbonation\\_de\\_la\\_filiere\\_chimie.pdf](https://www.conseil-national-industrie.gouv.fr/files_cni/files/csf/chimie-et-materiaux/feuille_de_route_de_decarbonation_de_la_filiere_chimie.pdf)

intégrés de Dunkerque et Fos-sur-Mer soit 7,4 MtCO<sub>2</sub><sup>17</sup>. Mais l'objectif 2050 reste celui de la neutralité carbone.

Le défi principal est de trouver un agent réducteur alternatif à l'utilisation du carbone – sous forme de charbon actuellement – dans la fabrication de l'acier primaire qui se fait aujourd'hui dans les hauts fourneaux.

ArcelorMittal suit trois voies pour tendre vers la neutralité carbone :

- l'augmentation du recyclage d'acier : à terme, un kilo d'acier produit par ArcelorMittal en France contiendra jusqu'à 25 % d'acier recyclé ;
- le développement de la voie innovante du DRI (*Direct Reduction Iron*), pour produire de l'acier sans charbon grâce à l'hydrogène ;
- la séquestration et la réutilisation du CO<sub>2</sub> résiduel (CCUS).

L'acier par réduction directe à l'hydrogène est une technologie prometteuse, en cours de test en Europe (en Suède). Arcelor Mittal a annoncé en février 2022 vouloir l'introduire à Dunkerque avec une capacité objectif de réduction de 2,5 Mt d'émissions de CO<sub>2</sub>.

Cependant, il semble que cette technologie, pour des raisons techniques et économiques, se développera surtout à partir de 2030. Sur le moyen terme, après qu'ont été mises en œuvre les mesures conventionnelles permettant de réduire les émissions (recirculation de gaz chauds, augmentation du taux de recyclage des aciers, injection de gaz sidérurgique, de biomasse ou de déchets dans les hauts fourneaux), le CCUS est considéré avec attention, notant qu'il sera sans doute plus facile à développer dans des pays tiers (Etats-Unis, Inde, Chine) qu'en Europe compte tenu des possibilités de stockage pouvant être mobilisées à proximité des sites industriels.

ArcelorMittal développe un procédé, dénommé Carbalyst, de capture et de réutilisation du CO<sub>2</sub>, en association avec la société Lanzatech, avec l'objectif le convertir en produits chimiques tels que l'éthanol. Une unité pilote est en cours de réalisation à Gand en Belgique, avec l'objectif de capter 150 000 tCO<sub>2</sub> par an, ce qui permettra de produire 80 000 m<sup>3</sup> de bioéthanol par an.

A Dunkerque, Arcelor Mittal réalise dans le cadre du projet 3D (voir annexe 1) un pilote permettant de tester le procédé DMX de captage par absorption de CO<sub>2</sub> développé par l'IFPEN qui devrait permettre de réduire sensiblement les consommations d'énergie.

### Le BECCS et la récupération directe (DAC)

Le BECCS et la récupération directe de carbone dans l'air sont des filières dites « à carbone négatif » qui connaissent un intérêt certain alors qu'elles apparaissent comme hautement spéculatives il y a seulement 10 ans. Une unité pilote de BECCS est en opération à Stockholm et son extension est prévue dans le cadre des projets soutenus par l'Innovation Fund (annexe 1).

Par ailleurs, les pilotes de récupération directe de CO<sub>2</sub> dans l'air (en Islande et aux Etats-Unis) sont suivis avec attention et même si son modèle économique est encore loin d'être équilibré, la récupération directe (DAC) n'apparaît plus totalement hors de portée. Dans un premier temps, le DACS (capture directe dans l'air suivie de stockage) est la voie qui semble la plus accessible. Le secteur aérien la considère avec attention en tant que moyen qui pourrait lui permettre, au-delà des mesures de décarbonation les plus accessibles, et

---

<sup>17</sup> Conseil national de l'industrie – Décarbonation de l'industrie - Feuille de route de la filière mines et métallurgie (mai 2021).

[https://www.conseil-national-industrie.gouv.fr/files\\_cni/files/csf/mines-metallurgie/decarbonation\\_feuille\\_de\\_route\\_mines\\_et\\_metallurgie.pdf](https://www.conseil-national-industrie.gouv.fr/files_cni/files/csf/mines-metallurgie/decarbonation_feuille_de_route_mines_et_metallurgie.pdf)

notamment du recours aux SAF (*Sustainable Aviation Fuels*), d'atteindre la neutralité carbone. Dans une deuxième étape, il sera également possible fabriquer des carburants de synthèse décarbonés à très haute valeur ajoutée tels, précisément, que les SAF pour l'aviation. L'annexe 6 donne un aperçu sur cette technique aujourd'hui en développement.

Aux Etats-Unis, l'*Inflation Reduction Act*, voté en août 2022, a porté de 50 à 180 USD/t le soutien au CO<sub>2</sub> récupéré dans l'air et stocké en couche géologique saline et à 130 USD si le CO<sub>2</sub> est réutilisé. Les Etats-Unis semblent ainsi vouloir asseoir leur leadership dans ces technologies.

### *Les procédés de captage*

L'annexe 2 propose une synthèse des principales techniques de captage du CO<sub>2</sub> considérées aujourd'hui. Les annexes 3 à 6 donnent une présentation plus détaillée des trois principales :

- la filière postcombustion par absorption chimique par des solvants (annexe 3) ;
- les procédés par oxycombustion (annexe 4) ;
- les procédés cryogéniques (annexe 5)
- la récupération directe du CO<sub>2</sub> dans l'air (annexe 6).

Nous invitons le lecteur à s'y référer et nous nous limiterons à exposer quelques tendances actuelles.

**La filière postcombustion par absorption chimique par des solvants** (annexe 3), en particulier la MEA ou monoéthanolamine, est mature et a été utilisée sur certains sites (Sleipner par exemple) depuis plus de 20 ans. Cependant le gros inconvénient de cette filière est son score énergétique. Il faut en effet admettre de consommer des quantités d'énergie importantes pour régénérer par voie thermique les amines. Dans certains procédés, il peut s'ensuivre une augmentation des consommations d'énergie de 30 %. Dans une centrale électrique la chute de rendement peut atteindre 12 points. Il en résulte également un accroissement des quantités de CO<sub>2</sub> à récupérer si la chaleur utilisée est d'origine fossile.

Il s'ensuit que, malgré la hausse du prix des quotas carbone, cette filière a du mal à trouver sa rentabilité car, en parallèle, le prix du gaz est fortement orienté à la hausse et vient annihiler la marge de compétitivité offerte par la hausse des prix du carbone lorsqu'il sert à produire la chaleur nécessaire à la régénération des amines. La filière postcombustion se positionne mieux sur le plan économique lorsque la chaleur nécessaire au procédé est une chaleur de récupération.

L'une des tendances actuelles reste de trouver de nouveaux solvants, pour lesquels l'énergie de dissociation à apporter pour les régénérer sera plus faible. Le procédé DMX, développé par IFPEN et commercialisé par Axens, utilise un solvant de séparation du CO<sub>2</sub> par absorption qui possède un grand pouvoir de captation. Composé du mélange de deux amines en solution aqueuse et initialement constitué d'une seule phase, ce solvant dit démixant se scinde en deux phases lors du passage de la fumée chargée en CO<sub>2</sub>. Le CO<sub>2</sub> étant concentré dans une des deux phases, cela réduit significativement le volume à traiter lors de l'état la régénération du solvant par injection de vapeur d'eau à 160 °C.

Cette technologie devrait permettre de réduire de 30 % le coût de captage de CO<sub>2</sub> par rapport aux procédés plus classiques et d'avoir une pénalité énergétique inférieure à 2,3 GJ/tCO<sub>2</sub> pour un captage d'au moins 90 % des émissions sur une usine sidérurgique ou une centrale thermique à charbon. Chaque tonne de CO<sub>2</sub> évitée coûtera, selon IFPEN, entre 30 et 40 euros, contre 50 euros avec les méthodes existantes. Par ailleurs

le CO<sub>2</sub> produit est très pur (99,7 %) et en pression (jusqu'à 7 bars), ce qui facilite la mise en pression ultérieure nécessaire pour son transport soit par bateau soit par pipeline<sup>18</sup>.

Cependant, **les procédés par oxycombustion** (annexe 4), moins avancés sur le plan technologique, connaissent un intérêt grandissant. Ces procédés ont le gros avantage de conduire à des effluents à beaucoup plus forte teneur en CO<sub>2</sub> puisque ceux-ci ne sont plus dilués par l'azote de l'air. Ceci permet de recourir à d'autres procédés de séparation du CO<sub>2</sub>, en particulier **des procédés cryogéniques** (annexe 5) tels que le procédé Cryocap développé par Air Liquide (figure 10).

Cryocap est une innovation technologique de captage de CO<sub>2</sub> utilisant un procédé cryogénique (utilisation de basses températures, environ -50 °C, pour séparer les gaz) inédite au niveau mondial. Cryocap peut être décliné en différentes combinaisons de technologies Air Liquide spécifiques à chacune de ses applications : le captage de CO<sub>2</sub> issu d'aciéries (Cryocap Steel), de centrales thermiques (Cryocap Oxy) ou bien encore sur les unités de production d'hydrogène (Cryocap H<sub>2</sub>).

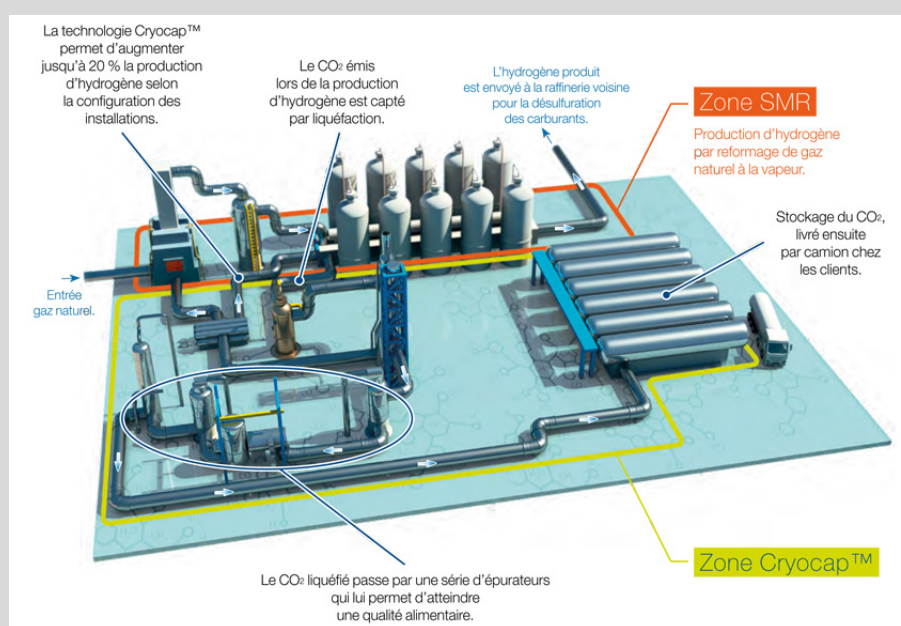


Figure 10 : Schéma de principe du procédé Cryocap appliqué à la décarbonation du reformage du méthane – Source : Air Liquide

L'un des intérêts des technologies d'oxycombustion et de récupération par cryogénie est que l'énergie d'appoint nécessaire peut être de l'électricité bas-carbone. Par ailleurs, la production d'oxygène et d'hydrogène par voie électrolytique permet de disposer des ingrédients nécessaires au captage du CO<sub>2</sub> mais aussi de ceux utiles à la valorisation du CO<sub>2</sub> sous forme de carburants ou de produits chimiques de synthèse (méthanol, éthanol, SAF pour l'aviation). Comme l'annexe 1 le montre, on voit se développer aujourd'hui des filières combinant captage et réutilisation du CO<sub>2</sub> fondées sur l'association de l'électricité, du CO<sub>2</sub> récupéré, de l'H<sub>2</sub> et de l'O<sub>2</sub>. L'électricité bas-carbone permet de redonner de l'énergie au CO<sub>2</sub> sans entraîner d'émissions additionnelles, le CO<sub>2</sub> fournit la base carbone indispensable à de nombreux produits, aux carburants liquides notamment, cependant que l'hydrogène et l'oxygène sont des intermédiaires à haute efficacité réactive.

<sup>18</sup> Voir <https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/article/captage-co2-lancement-dinamx-projet-demonstration-pilote-industriel-du-procede-dmx>

Enfin, les techniques de **récupération directe dans l'air (DAC)**, déjà évoquées à propos des ressources en CO<sub>2</sub>, sont décrites en annexe 6.

### *Le transport du CO<sub>2</sub>*

Le transport du CO<sub>2</sub> par pipeline est une technologie mature et opérationnelle dans plusieurs pays, notamment aux Etats-Unis où plus de 40 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> sont acheminées chaque année grâce à un réseau de conduites de 4 000 km. Le CO<sub>2</sub> est alors dans un état supercritique, à une pression supérieure à 74 bars et à une température supérieure à 31 °C. Ce type de transport impose éventuellement des recompressions intermédiaires, selon la distance. On situe le coût du transport par pipeline dans une fourchette de l'ordre de 1 à 10 €/t par 100 km, selon les difficultés rencontrées.

On étudie aussi la possibilité de transporter le CO<sub>2</sub> par canalisation à l'état liquide, dans des conditions de température et de pression adéquates, par exemple 15 bars et - 30 °C. Cette dernière solution imposerait une bonne isolation des canalisations.

Lorsque les sites de réinjection sont en offshore et relativement éloignés des côtes, ce qui sera probablement de plus en plus le cas, le transport par bateau semble plus économique que le transport par pipeline, dès lors que l'on considère des volumes annuels de plusieurs MtCO<sub>2</sub>. Les méthaniers transportant le GNL ont une capacité entre 120 000 et 150 000 m<sup>3</sup>. Étant donné que la densité du dioxyde de carbone est presque deux fois et demie supérieure à celle du méthane (1 032 kg/m<sup>3</sup> par rapport à 423 kg/m<sup>3</sup>), le volume des cuves devrait donc être inférieur pour le transport de CO<sub>2</sub>. Les projets actuels proposent ainsi d'utiliser des navires de capacité plus modeste (10 000 à 30 000 m<sup>3</sup>).

Ces technologies progressent mais l'innovation majeure des dernières années consiste en l'émergence de systèmes intégrés de collecte et d'acheminement du CO<sub>2</sub> fondés sur le principe des hubs. Du côté des installations de captage, le CO<sub>2</sub> en provenance de diverses installations industrielles (cimenteries, production d'hydrogène, industries chimiques...) est acheminé vers un point central, en règle générale une zone portuaire, par des moyens terrestres (généralement des gazoducs mais éventuellement par train comme dans le projet GO4ECOPLANET en Pologne). Au niveau du hub, le CO<sub>2</sub> est stocké dans des réservoirs tampons avant d'être acheminé par bateaux vers un site de réception proche du lieu de stockage. Ce site de réception peut recevoir du CO<sub>2</sub> d'origines diverses. Il y est stocké provisoirement avant d'être expédié par gazoduc vers son lieu de réinjection, généralement offshore.

Le projet Northern Lights d'Equinor en Norvège, auquel participe TotalEnergies, est destiné à valider cette approche qui a pour effet de restructurer complètement la chaîne de responsabilités. On voit en effet apparaître des opérateurs (tels que TotalEnergies) dont la vocation est de prendre livraison du CO<sub>2</sub> au niveau du hub de collecte, de l'acheminer vers le site de stockage et d'assurer sa réinjection, en prenant en charge l'aspect opérationnel mais aussi les aspects réglementaires et contractuels avec les administrations ayant autorité sur les sites de réception et de stockage. Dans le montage économique, il est fondamental que la réinjection puisse donner naissance à des crédits carbone que le client de l'opérateur pourra récupérer pour assurer la couverture des frais de transport et de stockage.

Plusieurs projets de hubs ont vu le jour au cours des toutes dernières années autour de la mer du Nord : Dunkerque (projet Dartagnan), Gand (Ghent Carbon Hub), Anvers (Antwerp@C), Rotterdam (Porthos), Brême... sans oublier les projets autour de la Mer Noire et même de la Méditerranée (accord Eni-Air liquide de mars 2022).

Northern Lights est un projet de captage et stockage du CO<sub>2</sub> porté par l'Etat norvégien via la société à capitaux publics Gassnova. Le projet est mené par une collaboration de trois énergéticiens majeurs : Equinor, Shell et Total.

Le projet intègre le transport, la réception et le stockage permanent du CO<sub>2</sub> dans un réservoir géologique sous-terrain en mer du Nord.

Northern Lights vise à favoriser le développement de la chaîne de valeur CCS en Europe en offrant un accès libre aux infrastructures de transport et stockage du CO<sub>2</sub>. Le projet ouvre la possibilité à toute source industrielle de CO<sub>2</sub> capté, située à proximité des côtes, d'être stockée de manière permanente dans les fonds marins du plateau continental norvégien.

Le captage du CO<sub>2</sub> sur un site industriel relève de procédés spécifiques. C'est la raison pour laquelle, à la différence de développements antérieurs du CCS, le captage et la liquéfaction du CO<sub>2</sub> reste sous la responsabilité des clients industriels de Northern Lights.

La prestation de Northern Lights débute à la collecte du CO<sub>2</sub> liquéfié par navire spécial à partir d'un port adapté tel que Zeebrugge ou Dunkerque. Le transport par bateau apporte une flexibilité qui permet de collecter plusieurs points en Europe et facilite l'extension du réseau de transport et stockage du CO<sub>2</sub>.

Le CO<sub>2</sub> liquéfié d'un site industriel est expédié vers un terminal côtier près de Kollsnes (Norvège) pour un stockage temporaire. De là, il sera repris par pompage et acheminé par pipeline, 110 km plus loin, sur un lieu de stockage offshore définitif à environ 2 500 m sous les fonds marins (figure 11).



Figure 11 : Acheminement du CO<sub>2</sub> collecté à Dunkerque vers un site de stockage en mer du Nord – Source : TotalEnergies.



## *Le stockage du CO<sub>2</sub>*

Le stockage du CO<sub>2</sub> en couches géologique profonde, en aquifère salin, dans des gisements de gaz ou de pétrole épuisé ou dans des veines de charbon, est une technologie maîtrisée. Le CO<sub>2</sub> doit être injecté à une profondeur suffisante dans le sous-sol afin d'atteindre les conditions de pression et de température qui déterminent son passage à l'état supercritique (74 bars de pression à plus de 31 °C). Dans cet état, le CO<sub>2</sub> est plus dense et occupe moins de volume. La profondeur nécessaire pour atteindre l'état supercritique dépend de la température locale en profondeur ; elle se situe à au moins 800 mètres.

Quel que soit le réservoir choisi, il s'y développe des mécanismes naturels de piégeage qui contribuent à différentes échelles à la séquestration permanente du CO<sub>2</sub> et assurent la sécurité du stockage : accumulation du CO<sub>2</sub> sous la roche couverture (piégeage structurel), immobilisation dans les pores (piégeage résiduel), dissolution dans l'eau (piégeage par solubilité), et enfin minéralisation (piégeage minéral).

Il n'a pas été enregistré à ce jour de défaut d'étanchéité sur les stockages existants et le seul accident sérieux relaté à propos du piégeage du CO<sub>2</sub> est le relargage naturel en 1986 de quantités importantes de CO<sub>2</sub> qui, au fil des années, s'étaient dissoutes dans les profondeurs du lac Nyos au Cameroun, entraînant la mort de 1 746 personnes. Cet événement, resté dans les mémoires, joint à une méfiance accrue portée aux technologies nouvelles, fait que l'acceptabilité d'un stockage éventuel de CO<sub>2</sub> par les populations situées à l'aplomb a fortement diminué au cours des toutes dernières décennies. L'épisode du projet de Barendrecht aux Pays-Bas évoqué précédemment est venu le confirmer.

Aujourd'hui, on peut considérer comme très improbable le recours à un stockage souterrain onshore en Europe et les opérateurs se limitent à considérer des projets offshore, principalement en mer du Nord. A noter cependant le projet-pilote de stockage de CO<sub>2</sub> de StenLille au Danemark, adjacent à un stockage géologique de gaz.

Une exception cependant mérite d'être soulignée : celle du projet de stockage dans des couches basaltiques récentes d'Islande qui pourraient, grâce à une minéralisation rapide du CO<sub>2</sub> injecté sous forme dissoute dans l'eau (projet Coda des sociétés Carbfix et Dan-unity – voir annexe 1), stocker jusqu'à 100 kg de CO<sub>2</sub> par m<sup>3</sup> de roche à un coût compris entre 15 et 20 €/t. Les capacités de stockage seraient considérables (880 MtCO<sub>2</sub>) et offrirait des possibilités d'exutoire importantes au CO<sub>2</sub> résiduel émis en Europe. On imagine cependant qu'un projet d'une telle ampleur nécessitera plusieurs années avant de devenir pleinement opérationnel, après que les questions techniques et juridiques auront été éclaircies.

## *L'utilisation du CO<sub>2</sub>*

L'utilisation du CO<sub>2</sub> capté, le « U » de CCUS, est un élément nouveau apparu au cours des dernières années dans l'analyse des perspectives d'application du CCS.

Encore aujourd'hui, l'utilisation faite du CO<sub>2</sub> est limitée. L'AIE l'évalue à 250 Mt environ<sup>19</sup> mais en incluant le CO<sub>2</sub> utilisé pour la récupération assistée du pétrole. C'est un marché en croissance (figure 12) mais qui reste très marginal par rapport aux émissions mondiales de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère (plus de 40 000 MtCO<sub>2</sub>/an)

---

<sup>19</sup> Putting CO<sub>2</sub> to use – AIE (septembre 2019)

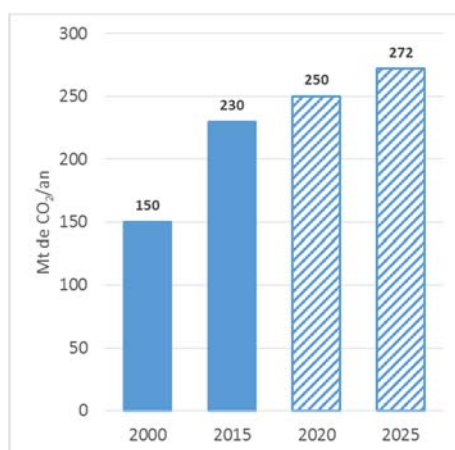


Figure 12 : Evolution du marché de l'utilisation du CO<sub>2</sub> – Source : Données AIE (2019).

Ce marché est pour l'essentiel focalisé sur deux grandes applications : la fabrication de l'urée et la récupération assistée du pétrole. Les autres usages restent anecdotiques (figure 13).

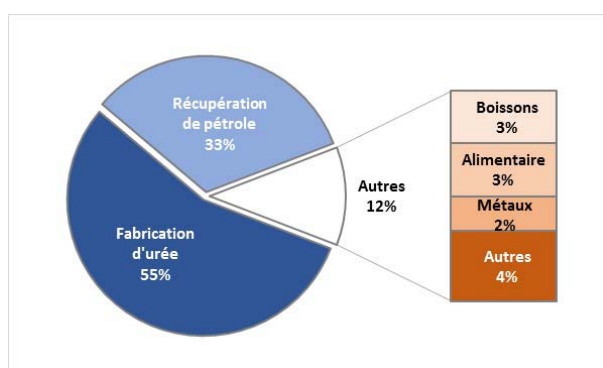


Figure 13 : Répartition des débouchés actuels du CO<sub>2</sub> – Source : Données AIE (2019).

L'élément nouveau est l'apparition de nouveaux débouchés potentiels liés au fait que l'économie a besoin de carbone pour certaines applications essentielles et que le CO<sub>2</sub> récupéré par captage peut en conséquence devenir une ressource en carbone valorisable plutôt que d'être séquestrée.

Quatre voies possibles d'utilisation du CO<sub>2</sub> ont été identifiées :

**la production de carburants de synthèse** : méthane, méthanol, SAF, gazole... par hydrogénation directe ou par conversion indirecte, c'est-à-dire en passant par le stade du CO suivi de réactions du type Fischer-Tropsch. Cette filière nécessite d'injecter d'énergie, qui peut être de l'énergie électrique transformée en hydrogène par électrolyse ou qui peut provenir du reformage du méthane avec récupération du CO<sub>2</sub>. Le problème de cette filière reste le prix de revient des carburants ainsi fabriqués, évalué, jusqu'à la hausse récente des prix du pétrole, à huit fois environ le prix de marché.

**La production de produits chimiques intermédiaires.** La production de l'urée<sup>20</sup> est une voie aujourd'hui opérationnelle mais d'autres débouchés apparaissent : plastiques, fibres, caoutchouc synthétique, méthanol, oléfines, éthylène, propylène, polymères... La problématique est relativement similaire à celle des carburants

<sup>20</sup> L'urée est un composé organique utilisé principalement comme engrais azoté ou en chimie industrielle comme composant pour la synthèse des plastiques thermodurcissables (mélamine, ...). C'est aussi le principal composant de l'AD Blue utilisé pour réduire les oxydes d'azote émis par les moteurs diesel.

mais les molécules produites n'ont pas de contenu énergétique et par conséquent les consommations d'énergie pour les fabriquer sont plus faibles et la rentabilité peut être plus rapidement atteinte.

**La production de matériaux de construction à partir de minéraux.** Le CO<sub>2</sub> peut remplacer l'eau dans la fabrication du béton et se combiner avec certains minéraux pour donner naissance à des réactions de carbonatation. Le béton a alors un contenu carbone plus faible et des performances supérieures<sup>21</sup>. Cependant, il devient acide et ne peut plus être utilisé pour la fabrication du béton armé car les fers à bétons ne sont plus alors passivés. Il reste limité à la préfabrication de parpaings ou de blocs équivalents.

Le CO<sub>2</sub> peut également être utilisé dans la fabrication du ciment afin de faciliter l'insertion dans le clinker de matériaux de récupération tels que les cendres, les scories métallurgiques, les produits de démolition.

**L'activation de certains processus biologiques** tels que la croissance des végétaux dans les serres ou celle de certaines algues.

L'importance que pourront prendre tous ces usages donne lieu à débat. L'AIE propose une fourchette allant, pour l'ensemble des usages, de 1 à 7 GtCO<sub>2</sub> dès 2030. Les carburants de synthèse offrent des perspectives importantes mais se heurtent à la réalité économique. Les applications dans le domaine des matériaux sont accessibles à beaucoup plus court terme mais supposent que les règles de qualification des bétons et des ciments soient adaptées en conséquence. De plus, les propriétés des produits développés actuellement ne permettent pas de substituer ces nouveaux matériaux aux matériaux traditionnels.

Par ailleurs, la légitimité du CCU au regard de la réduction du CO<sub>2</sub> atmosphérique est débattue. Dans le cas des e-fuels en particulier, le CO<sub>2</sub> utilisé pour la synthèse du carburant est relâché dans l'atmosphère après combustion et bien souvent ne peut pas être capté ; ce peut aussi être le cas des matières plastiques en fin de vie. Dans ce cas, la réduction du CO<sub>2</sub> atmosphérique est limitée à la quantité de e-fuel ou de matière plastique stockée. Dans le cas d'une chaîne partant d'une cimenterie qui capturerait le CO<sub>2</sub> émis lors de la transformation du calcaire en chaux pour en faire du e-fuel, puis d'un avion qui consommerait ce e-fuel, l'un des deux devrait être considéré comme émetteur de CO<sub>2</sub> au même titre qu'avec une énergie fossile. A contrario, le stockage dans la filière CCS le séquestre définitivement. Mais on peut soutenir qu'en préférant l'option stockage, on se prive d'une ressource qu'il faudra compenser en ayant recours à du carbone fossile. Ce débat n'est pas anodin car il débouche sur la question de savoir si des crédits carbone doivent être alloués aux opérations de CCU. C'est la position prise par la Commission, au moins jusqu'à un certain horizon, mais les actes d'exécution sont encore à paraître.

Le CCU vraiment vertueux serait celui associé aux technologies de récupération du CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère, soit par BECCS, soit par récupération directe. Mais pour souhaitable que soit cette orientation, on voit qu'elle ne favorise pas la résolution de l'équation économique.

---

<sup>21</sup> Voir notamment : <https://www.carboncure.com/> et <https://www.solidiatech.com/>



## La question économique – Le cas de la production d'hydrogène par reformage

La rentabilité du CCUS n'est pas aujourd'hui acquise, sauf lorsqu'il s'agit de situations favorables. Pendant longtemps pourtant, il a été considéré que ces technologies trouveraient leurs débouchés dès que le prix du carbone atteindrait un seuil de l'ordre de 50 à 80 €/t. Nous y sommes aujourd'hui et néanmoins les projets continuent, pour voir le jour, à nécessiter un important soutien, tel que celui qui est apporté en Europe au travers de l'*Innovation Fund*.

Cette situation s'explique par le fait que la rentabilité de ces procédés dépend de nombreux facteurs : certains sont de nature générale : prix de l'énergie, valeur des quotas carbone, d'autres sont liés à des considérations locales telles que celles que l'Avis technique de l'ADEME a cherché à quantifier.

Pour illustrer cette situation nous avons pris l'exemple de la fabrication de l'hydrogène par reformage du méthane qui peut éventuellement être accompagné de CCS. Il existe plusieurs technologies pour assurer le captage du méthane, en particulier la technique de lavage des effluents aux amines et celle de séparation du CO<sub>2</sub> par cryogénie. Nous avons extrait les données de base relatives au procédé de reformage sans CCS et au procédé de reformage avec CCS aux amines, d'une étude publiée en 2019 par des chercheurs de l'université d'Alberta au Canada<sup>22</sup>. Ces données ont été complétées par des données moyennes sur la production d'hydrogène par voie électrolytique. Elles sont récapitulées en annexe 7.

Un modèle simplifié a ainsi été construit permettant de comparer sur le plan économique trois filières de production de l'hydrogène :

- la filière électrolytique ;
- la filière reformage sans CCS (*steam methane reforming* : SMR) ;
- la filière reformage avec CCS (SMR + CCS) assurant 85 % de captage du CO<sub>2</sub>.

Les résultats dépendent de très nombreux paramètres. Le supplément de consommation énergétique induit par le CCS est l'un d'entre eux. Nous l'avons pris égal à 20 %, en intégrant un facteur de progrès important, l'étude canadienne proposant le chiffre de 40 % pour décrire l'état de l'art actuel.

Ceci ramène à trois le nombre de paramètres clés :

- la valeur des quotas CO<sub>2</sub> que nous avons fait varier entre 60 €/tCO<sub>2</sub> et 200 €/tCO<sub>2</sub> ;
- le prix du gaz, actuellement très incertain, mais que nous supposons revenir dans une fourchette allant de 20 à 100 €/MWh rendu usine ;
- le prix de l'électricité, que nous supposons lié au prix du gaz et qui varierait entre 60 et 100 €/MWh (60 €/MWh si le prix du gaz est de 20 €/MWh et 100 €/MWh s'il est de 100 €/MWh).

Sur ces bases, les figures 13 et 14 montrent comment pourrait évoluer le prix de revient de l'hydrogène produit selon chacune des filières en fonction des prix du gaz.

La figure 14, montre comment ces prix évoluent pour des valeurs médianes des prix du gaz et de l'électricité, en fonction du prix des quotas carbone.

---

<sup>22</sup> Comparative assessment of blue hydrogen from steam methane reforming, autothermal reforming, and natural gas decomposition technologies for natural gas-producing regions - A.O. Oni, K. Anaya, T. Giwa, G. Di Lullo, A. Kumar (2022).

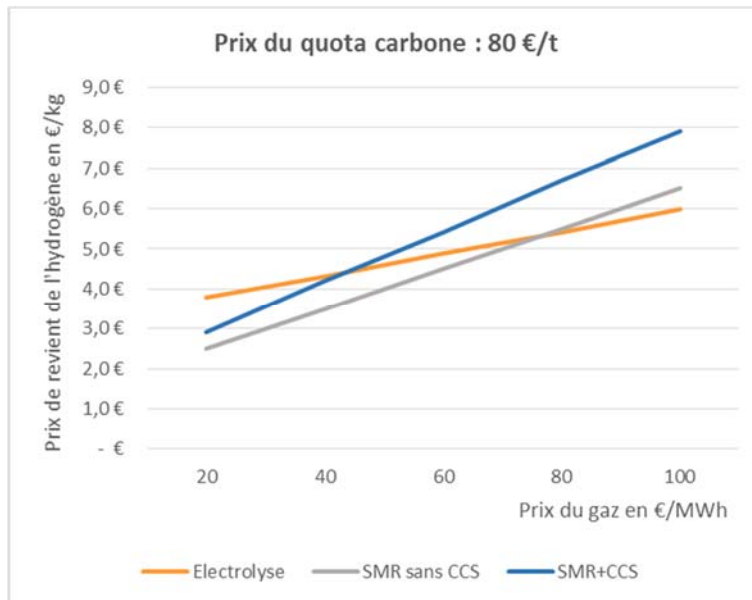


Figure 14 : Evolution du prix de revient de l'hydrogène produit selon chacune des trois filières retenues en fonction du prix du gaz, avec un prix du quota carbone à 80 €/t.

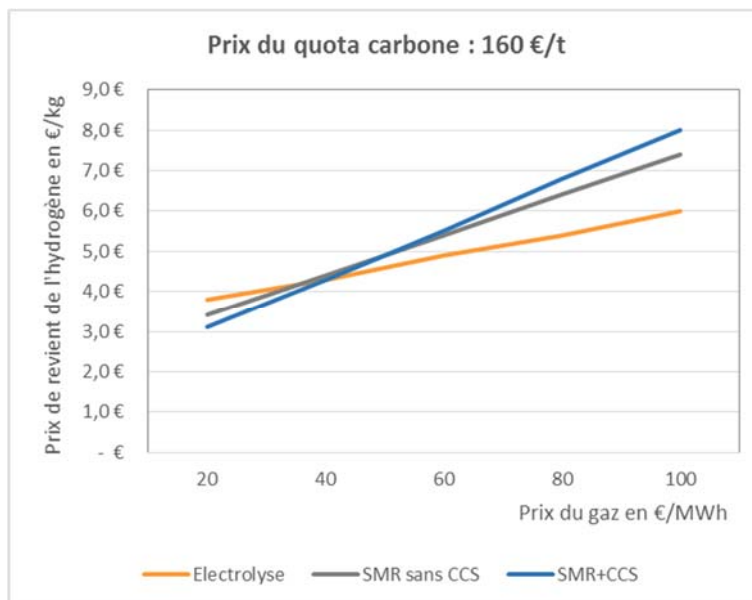


Figure 15 : Evolution du prix de revient de l'hydrogène produit selon chacune des trois filières retenues en fonction du prix du gaz, avec un prix du quota carbone à 160 €/t.

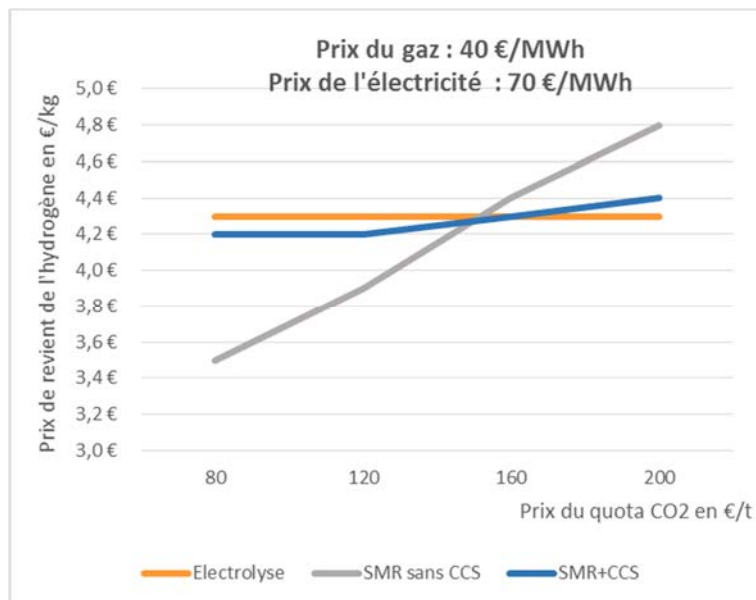


Figure 16 : Evolution du prix de revient de l'hydrogène produit selon chacune des trois filières retenues en fonction du prix du quota carbone avec un prix du gaz de 40 €/MWh et un prix de l'électricité de 70 €/MWh.

La figure 14 montre qu'au niveau actuel du prix des quotas carbone (80 €/CO<sub>2</sub>), la filière électrolyse ne trouve sa rentabilité que si le gaz demeure à un niveau de prix élevé, supérieur à 80 €/MWh. La filière SMR+CCS n'est quant à elle jamais compétitive par rapport à la filière SMR sans CCS avec un investissement non subventionné.

La figure 15 montre qu'avec un prix du quota de 160 €, la filière électrolyse s'impose dès que le prix du gaz dépasse 30 €/MWh mais la filière SMR+CCS, comparée à la filière SMR seule, n'arrive pas à s'imposer compte tenu du supplément de coût engendré par les surconsommations d'énergie. Il faut que le prix du gaz revienne à un niveau proche de 20 €/MWh pour qu'elle trouve sa rentabilité.

La figure 16, se place à un point que l'on peut considérer comme relativement médian, si la crise actuelle de l'énergie vient à s'apaiser : 40 €/MWh pour le gaz et 70 €/MWh pour l'électricité.

On y voit que, dans ces hypothèses, les filières SMR + CCS et électrolyse sont à peu près équivalentes quel que soit le prix du carbone. Le prix de revient de la filière SMR sans CCS dépend par contre fortement du prix du CO<sub>2</sub>. Le point de convergence avec les autres filières se situe aux environs d'un prix du quota de 160 €/tCO<sub>2</sub>. En dessous, la filière SMR sans CCS est la plus compétitive. Au-dessus, les deux filières décarbonées : électrolyse et SMR+CCS prennent l'avantage.

En conclusion, on retiendra deux points essentiels :

- avec les niveaux de prix élevés des énergies fossiles que nous connaissons actuellement, la décarbonation par CCS a beaucoup de mal à trouver sa rentabilité, compte tenu de la pénalité énergie introduite par le traitement des effluents. Il serait intéressant de pouvoir compléter le modèle par la prise en compte d'une autre technologie moins dispendieuse en énergie, Cryocap notamment, mais les données ne nous étaient pas disponibles ;
- à des niveaux de prix médians de l'électricité et du gaz, la filière avec CCS ne trouve sa rentabilité que dans l'hypothèse où le prix du quota carbone atteint 160 €/tCO<sub>2</sub>. Une telle évolution est plausible

mais dans l'immédiat le quota carbone est à une valeur de 50 % inférieure<sup>23</sup>. Les projets CCS nécessitent donc pour l'instant en Europe un fort soutien financier<sup>24</sup>. Il n'est pas sûr que tous les projets présélectionnés par l'*Innovation Fund* pourront aller à leur terme malgré le soutien qui leur est alloué. **Cette incertitude porte sur les techniques de captage. Les techniques de transport et de séquestration sont beaucoup mieux balisées et les conditions de prix de revient sont sujettes à moins d'aléas.**

---

<sup>23</sup> 87 €/t au 27 décembre 2022.

<sup>24</sup> La solution SMR+CCS se développe par contre dans le monde, là où l'énergie n'est pas chère et où les incitations à décarboner sont en place : Etats-Unis, Moyen Orient, Asie du Sud-Est avec des financements japonais et coréens.



## Conclusion

Les filières de capture, de stockage et/ou d'utilisation du CO<sub>2</sub>, le CCUS, connaissent un nouvel essor dans le monde qui s'explique par les progrès techniques réalisés au cours des deux dernières décennies mais aussi par la pression qu'exercent désormais les impératifs de décarbonation, en Europe en particulier.

Les retours d'expérience sur les projets lancés fin 1990/début 2000 permettent d'être confiants sur la validité des processus de captage, transport et stockage, même si des progrès techniques restent possibles, dans le domaine du captage en particulier.

L'émergence de la réutilisation du carbone capté, à des fins diverses et en particulier la fabrication des carburants de synthèse durables indispensables à la décarbonation de l'aviation, ouvrent de nouvelles perspectives qui permettront de ne plus considérer le CO<sub>2</sub> comme un déchet mais comme une matière première valorisable.

Impensable il y a quelques années, la récupération directe du CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère donne lieu à des opérations pilotes et pourrait un jour permettre de disposer de CO<sub>2</sub> porteur de crédits carbone c'est à dire à contenu carbone négatif, que seule le BECCS peut aujourd'hui offrir, grâce à la biomasse mais sous contraintes de ressources.

Des projets importants de CCUS sont en passe d'être engagés, bénéficiant d'un soutien massif de la part de l'*Innovation Fund* européen et de la *Connecting Europe Facility*.

Ce contexte nouveau explique que beaucoup de pays : les Etats-Unis, la Grande Bretagne, la Norvège, les Pays-Bas, l'Allemagne, l'Italie, la Suède, la Pologne s'intéressent au CCUS et soutiennent de nouvelles initiatives. L'Agence Internationale de l'Energie retient, dans ses scénarios de décarbonation, des prévisions allant de 5,4 à 7,6 GtCO<sub>2</sub> d'émissions évitées en 2050. Ces chiffres sont considérables et l'Europe elle-même, retient des chiffres allant de 330 à 550 MtCO<sub>2</sub> afin d'atteindre en 2050 la neutralité carbone.

Le changement de modèle d'affaire dans la construction des projets, avec l'avènement en Europe de l'approche « *hubs and clusters* » apporte beaucoup de souplesse dans le montage des projets et permet de mieux répartir les responsabilités.

En Europe, une orientation prioritaire doit donc être de définir et promouvoir une infrastructure de transport et de stockage du CO<sub>2</sub> paneuropéenne fédérant les projets de hubs de CO<sub>2</sub> qui ont vu le jour au cours des dernières années. L'Europe a un rôle éminent à jouer dans la conception d'une telle architecture, dans son financement, dans la définition de ses règles de fonctionnement et dans sa réalisation.

En parallèle, il faut remédier aux lacunes qui sont apparues dans le droit européen, notamment dans le système des quotas EU-ETS et dans l'application de la directive 2019/31 relative au stockage géologique du carbone. Il convient en particulier que le transport par bateau puisse-t-être pris en compte afin que le CO<sub>2</sub> transbordé sur bateau ne soit pas considéré comme émis au titre de l'EU-ETS et que les projets correspondants puissent bénéficier des soutiens financiers ouverts aux PCI (*Projects of Common interest*).

Il convient également de clarifier dans le cas du CCU à qui le revient le bénéfice du captage, en évitant bien sûr les doubles comptes. Pour la clarté des transactions, il nous semble que le CO<sub>2</sub> acquis à des fins d'utilisation, pour la fabrication de carburant par exemple, auprès d'une industrie où il aura été préalablement capté, soit considéré comme neutre en carbone, l'industrie génératrice du CO<sub>2</sub> faisant son affaire du captage et recevant les crédits carbone et les soutiens de toute nature associés à ce captage.

Il conviendrait enfin que l'amendement de 2006 à la Convention de Londres de 1976 sur la prévention de la pollution des mers résultant de l'exportation de déchets, soit ratifié afin que le CO<sub>2</sub> cesse d'être considéré comme un déchet et que les opérations d'export/import de CO<sub>2</sub> puissent s'inscrire dans un cadre général au lieu d'être assujetties à des accords bilatéraux toujours longs à négocier.

**La perspective retenue pour l'instant par la France dans la SNBC approuvée en 2020 apparaît dans ce contexte comme prudente voire conservatrice, avec 5 MtCO<sub>2</sub> évitées en 2050.**

Certes, il subsiste encore beaucoup d'aléas sur le développement économique du CCUS. Le modèle économique n'est pas assuré en Europe alors qu'il se présente de façon beaucoup plus positive dans les pays où l'énergie est moins chère. Dans l'état actuel de la technique, nous estimons qu'il faudrait, en Europe, que le prix du carbone s'élève à au moins 160 €/tCO<sub>2</sub>, soit le double du prix actuel, pour que la rentabilité des filières soit assurée. Mais une telle évolution n'est pas impossible et les progrès techniques continueront en parallèle à faire baisser les prix de revient sous l'effet notamment des retombées de l'*Inflation Reduction Act* aux Etats-Unis.

Il est donc nécessaire que la nouvelle Stratégie Energie Climat en cours d'élaboration prenne davantage en compte les perspectives offertes par le CCUS. L'enjeu est important pour nos industries fortement émettrices : cimenteries, sidérurgies, industrie chimique. Il l'est également pour les sociétés d'ingénierie et de services et pour les fournisseurs d'équipement.

# ANNEXES



## Annexe 1 : Synthèse des principaux projets de CCUS actuellement soutenus au niveau européen

<b>Nom du projet</b>	SHARC (Sustainable Hydrogen and Recovery of Carbon)
<b>Secteur principal</b>	Fabrication de l'hydrogène
<b>Localisation</b>	Raffinerie de Porvoo (Finlande)
<b>Parties prenantes</b>	NESTE
<b>Soutien</b>	88 M€ au titre du 1 <sup>st</sup> call de l'Innovation Fund (projet classé IPCEI hydrogène)
<b>Description</b>	Le projet, qui est encore au stade l'étude de faisabilité, vise à remplacer la fabrication d'hydrogène gris par de l'hydrogène propre, en combinant électrolyse et récupération du CO <sub>2</sub> par CCS. Il est prévu de récupérer 4 Mt de CO <sub>2</sub> en 10 ans qui seront stockés en mer du Nord mais qui pourront servir ultérieurement à la fabrication de carburants synthétiques à la raffinerie de Porvoo.

<b>Nom du projet</b>	K6
<b>Secteur principal</b>	Ciment
<b>Localisation</b>	Usine EQIOM de Lumbres (62380-France)
<b>Parties prenantes</b>	EQIOM – AIR LIQUIDE
<b>Soutien</b>	150 M€ au titre du 1 <sup>st</sup> call de l'Innovation Fund
<b>Description</b>	<p>Le projet vise à transformer en profondeur l'usine de production de ciment de Lumbres, dans les Hauts-de-France. Il vise à mettre en œuvre un four à oxy-combustion, le premier de son genre, en grande partie alimenté par des combustibles alternatifs. Air Liquide fournira de l'oxygène pour le processus de production d'EQIOM et s'appuiera sur sa technologie Cryocap Oxy pour capter puis liquéfier les émissions de CO<sub>2</sub>.</p> <p>Une fois purifié et liquéfié, le CO<sub>2</sub> pourra être transporté par bateau vers des sites de stockage permanent actuellement en cours de développement en Mer du Nord ou sera utilisé dans des matériaux de construction. La réalisation de ce projet à proximité immédiate du port de Dunkerque pourra également contribuer au développement d'un nouvel écosystème de captage et de stockage du CO<sub>2</sub> en Europe. Le projet K6 constitue une étape clé dans le développement du PCI (Projet d'Intérêt Commun) Dartagnan de Dunkerque, qui vise à créer une plate-forme multimodale d'exportation de CO<sub>2</sub> à partir du bassin industriel de Dunkerque et de sa zone élargie. L'ambition est de capter 8 MtCO<sub>2</sub> sur les dix premières années.</p>

<b>Nom du projet</b>	CaICC
<b>Secteur principal</b>	Ciment
<b>Localisation</b>	Usine de Réty (62705 – France)
<b>Parties prenantes</b>	Chaux et Dolomies du Boulonnais (Lhoist) – Air Liquide
<b>Soutien</b>	Non précisé

<b>Description</b>	<p>L'objectif est d'installer le système de décarbonation par oxycombustion Cryocap d'Air Liquide sur l'usine de production de chaux de Réty dans le Boulonnais.</p> <p>Cette usine produit par calcination 700 000 t de chaux par an. Il est estimé que 610 000 t de CO2 par an peuvent être récupérés (soit 95 % des volumes émis) à partir de 2028.</p> <p>Le projet s'inscrit dans la cadre du projet d'intérêt commun de hub CO2 Dartagnan de Dunkerque qu'il viendra alimenter.</p>
--------------------	---

<b>Nom du projet</b>	3D
<b>Secteur principal</b>	Production d'acier
<b>Localisation</b>	Dunkerque (France)
<b>Parties prenantes</b>	Arcelor Mittal – Axens – IFPEN - TotalEnergies
<b>Soutien</b>	14,7 M€ (H2020)
<b>Description</b>	<p>Le but du projet est de développer un pilote industriel permettant de vérifier les performances du procédé de captage de CO2 DMX, développé par IFPEN. Ce procédé est un procédé de solvant par absorption qui améliore les performances des procédés classiques aux amines qui présentent une forte consommation d'énergie pour la régénération du solvant. La solution repose sur un solvant à très grande capacité cyclique qui décante en deux phases, et dont seule la phase la plus riche en CO2 est envoyée à la régénération.</p> <p>Dans le cadre de l'étape de démonstration, l'installation captera 0,5 tonne de CO2 par heure, soit plus de 4 000 tonnes par an. Une unité industrielle pourrait voir le jour à partir de 2025 et capter plus de 1 MtCO2 par an qui viendront alimenter le hub de Dunkerque.</p> <p>Le pilote industriel a démarré en mars 2022.</p>

<b>Nom du projet</b>	Hub CO2 Dartagnan
<b>Secteur principal</b>	Infrastructures portuaires
<b>Localisation</b>	Port de Dunkerque
<b>Parties prenantes</b>	Port de Dunkerque et port de Rotterdam
<b>Soutien</b>	5,2 M€ au titre de la Connecting Europe facility
<b>Description</b>	<p>Création d'un hub d'exportation de CO2 multimodal depuis le port de Dunkerque, visant la connexion des principaux émetteurs industriels du port et de son arrière-pays pour capter le CO2 émis, qui serait ensuite stocké en mer du Nord.</p> <p>Le projet Dartagnan bénéficie par ailleurs du soutien accordé par l'Innovation Fund aux projets K6 d'Eqiom et Chaux et Ciments du Boulonnais</p>

<b>Nom du projet</b>	Ghent Carbon Hub
<b>Secteur principal</b>	Infrastructures portuaires
<b>Localisation</b>	Port de Gand
<b>Parties prenantes</b>	Fluxis, ArcelorMittal Belgique et North Sea Port
<b>Soutien</b>	9,6 M€ au titre de la Connecting Europe Facility

<b>Description</b>	Création d'un terminal de stockage et de liquéfaction dans le port de Gand (Belgique) et de pipelines CO2 le connectant avec les émetteurs de la région Capacité visée 7 Mt de CO2 en 2027. Les études de faisabilité ont démarré en août 2022.
--------------------	--

<b>Nom du projet</b>	Kairos@C
<b>Secteur principal</b>	Chimie et hydrogène
<b>Localisation</b>	Port d'Anvers (Belgique)
<b>Parties prenantes</b>	BASF – AIR LIQUIDE
<b>Soutien</b>	360 M€ au titre du 1 <sup>st</sup> call de l'Innovation Fund
<b>Description</b>	<p>Le projet Kairos@C combine captage, liquéfaction, transport et stockage du CO2 à grande échelle en mer du Nord. Il intègre plusieurs technologies innovantes. En particulier, pour capter le CO2 sur cinq sites de production (2 de fabrication d'hydrogène, 2 d'oxyde d'éthylène et 1 d'ammoniac), Air Liquide utilisera sa technologie Cryocap tandis que BASF appliquera sa solution de séchage du CO2 Sorbead. Le projet devrait être opérationnel en 2025.</p> <p>Kairos@C ouvre la voie aux prochaines étapes de réduction des émissions de carbone dans le port d'Anvers. Le projet sera connecté à des infrastructures partagées de transport et d'exportation de CO2, avec notamment le premier terminal de liquéfaction et d'exportation de CO2. Ce dernier sera construit dans le cadre de "Antwerp@C", un consortium qui a pour objectif de réduire de moitié les émissions de CO2 sur le port d'Anvers à horizon 2030.</p> <p>Le projet ambitionne de récupérer 14,2 Mt de CO2 sur ses 10 premières années.</p>

<b>Nom du projet</b>	Antwerp@C
<b>Secteur principal</b>	Infrastructure du port
<b>Localisation</b>	Port d'Anvers (Belgique)
<b>Parties prenantes</b>	Air Liquide, BASF, Borealis, ExxonMobil, INEOS, TotalEnergies, Fluxys et Autorité portuaire d'Anvers,
<b>Soutien</b>	144,6 M€ au titre de la Connecting Europe facility
<b>Description</b>	Etude de la construction d'un "backbone" central à travers le port d'Anvers, le long des zones industrielles situées sur les rives droite et gauche de l'Escaut. Les études d'ingénierie portent également sur une unité commune de liquéfaction du CO <sub>2</sub> avec des installations de stockage provisoire et de chargement maritime pour le transport transfrontalier.

<b>Nom du projet</b>	BECCS Stockholm
<b>Secteur principal</b>	Production combinée de chaleur et d'électricité à partir de biomasse
<b>Localisation</b>	Stockholm (Suède)
<b>Parties prenantes</b>	Stockhom Exergi
<b>Soutien</b>	180 M€ au titre du 1 <sup>st</sup> call de l'Innovation Fund

<b>Description</b>	<p>Il s'agit de l'extension à l'échelle industrielle d'une opération pilote de BECCS déjà menée sur le site de production combinée de chaleur et d'électricité de Stockholm Exergi alimentée à partir de déchets de bois.</p> <p>Le procédé de récupération utilise le procédé HPC (Hot Potassium Carbonate) considéré comme mature mais jamais testé à pleine échelle.</p> <p>La récupération de chaleur excédentaire devrait en outre permettre de ramener la perte énergétique liée au captage à 2 % alors que la pénalité est d'ordinaire comprise entre 15 et 29 %. Il est attendu que 90 % du CO<sub>2</sub> soient captés puis transportés par bateau vers un site en mer du Nord</p> <p>Le projet ambitionne de récupérer 7,0 Mt de CO<sub>2</sub> sur ses 10 premières années.</p>
--------------------	---

<b>Nom du projet</b>	C2B (Carbon2Business)
<b>Secteur principal</b>	Ciment
<b>Localisation</b>	Lägerdorf (Allemagne)
<b>Parties prenantes</b>	HOLCIM – Liaison avec le projet HySCALE100 (IPCEI)
<b>Soutien</b>	~100 M€ au titre du 2 <sup>nd</sup> call de l'Innovation Fund
<b>Description</b>	<p>Ce projet est l'un des 30 projets de CCS actuellement développés par le groupe Holcim dans le monde. Il vise à capter les rejets de CO<sub>2</sub> sur l'usine de Lägerdorf (Allemagne) en utilisant un nouveau procédé d'oxycombustion qui permet de disposer d'effluents à haute teneur en CO<sub>2</sub>. Ce nouveau procédé évite la recirculation des gaz.</p> <p>Le CO<sub>2</sub> servira à la production de méthanol de synthèse.</p> <p>Le projet est associé au projet HySCALE100, auquel participe Hynamics (groupe EDF), qui vise à développer une capacité de production d'hydrogène par électrolyse de 500 MW en première phase et de 2 000 MW ensuite, afin de fournir l'hydrogène nécessaire à la fabrication de méthanol fabriqué à partir du CO<sub>2</sub> capté dans la région de Heide sur les cimenteries et les usines pétrochimiques.</p> <p>Le projet ambitionne de récupérer 10 Mt de CO<sub>2</sub> sur ses dix premières années.</p>

<b>Nom du projet</b>	ANRAV
<b>Secteur principal</b>	Ciment
<b>Localisation</b>	Devnya (près de Varna en Bulgarie)
<b>Parties prenantes</b>	Heidelbergcement – Petroceltic (Irlande)
<b>Soutien</b>	190 M€ au titre du 2 <sup>nd</sup> call de l'Innovation Fund
<b>Description</b>	<p>Ce projet a l'ambition d'être la première chaîne complète de récupération et stockage du CO<sub>2</sub>. La technologie de captage qui sera utilisée n'est pas connue. Le CO<sub>2</sub> sera transporté par pipeline vers la mer Noire pour être injecté dans un gisement de gaz épuisé (Galata). Il est escompté qu'il devienne l'amarce d'un cluster intéressant la région des Balkans (Roumanie et Grèce).</p> <p>Le projet vise à récupérer 0,8 Mt de CO<sub>2</sub> par an à partir de 2028.</p>

<b>Nom du projet</b>	CODA Terminal
<b>Secteur principal</b>	Stockage du CO <sub>2</sub>
<b>Localisation</b>	Straumsvik (Islande)



<b>Parties prenantes</b>	CARBIX (Islande) – DAN-Unity (Danemark)
<b>Soutien</b>	~100 M€ au titre du 2 <sup>nd</sup> call de l’Innovation Fund
<b>Description</b>	<p>Le projet CODA vise à développer un site de stockage souterrain du CO2 onshore, dans des couches basaltiques situées à une profondeur de 2 000 mètres environ. Il s’agit d’une extension de l’opération pilote menée en Islande à partir de récupération directe du CO2 dans l’atmosphère (procédé suisse Climeworks).</p> <p>Dans le cas du projet CODA Terminal, le CO2 serait acheminé par voie maritime par des bateaux d’une capacité de 20 000 m3 de CO2 opérés par la société DAN-Unity à partir de hubs en Europe du Nord. Le CO2 serait déchargé à Straumsvik, stocké dans des réservoirs tampons avant d’être envoyé vers les points d’injection. Avant injection, le CO2 est dissous dans l’eau. L’eau est injectée dans des couches de basalte poreux récent où le CO2 qu’elle contient accélère le processus de minéralisation progressive des couches de basalte.</p> <p>Il est estimé possible de stocker 100 kg de CO2 par m3 de roche. Le gisement potentiel est immense et évalué pour la région de Straumsvik entre 290 et 2 400 Mt.</p> <p>L’objectif est de stocker 3 MtCO2 par an à horizon 2031.</p> <p>Les promoteurs du projet estiment les coûts de transport entre 20 et 45 €/tCO2 selon la distance. Le coût du stockage proprement dit se situerait entre 15 et 20 €/t.</p>

<b>Nom du projet</b>	AIR
<b>Secteur principal</b>	Industrie chimique
<b>Localisation</b>	Stenungsund (Suède)
<b>Parties prenantes</b>	Perstorp, Fortum and Uniper
<b>Soutien</b>	97 M€ au titre du 2 <sup>nd</sup> call de l’Innovation Fund
<b>Description</b>	<p>Le projet vise à développer sur le site de Stenungsund de la société suédoise Perstorp une unité de CCU qui récupérera le CO2 sur les unités de production de produits chimiques de Perstorp, afin de produire du méthanol venant remplacer les 200 000 t d’origine fossile produites actuellement par Perstorp dans ses différentes usines.</p> <p>La récupération se fera en utilisant un procédé d’oxycombustion, alimenté à partir d’électrolyseurs construits par Fortum et Uniper.</p> <p>La production du méthanol se fera à partir du CO2 récupéré, de l’hydrogène produit par électrolyse, de résidus recyclés mais aussi de biogaz à hauteur de 3 TWh. La disponibilité de ce biogaz est l’une des conditions pour assurer le succès du projet.</p> <p>Le projet vise à récupérer 0,5 Mt de CO2 par an à partir de 2025</p>

<b>Nom du projet</b>	HySkies
<b>Secteur principal</b>	Carburants durables pour l’aviation
<b>Localisation</b>	Près de Forsmark (Suède)
<b>Parties prenantes</b>	Shell, ML, Vattenfall, Lanzatech
<b>Soutien</b>	Non précisé
<b>Description</b>	<p>L’objectif est de développer la première usine de production de SAF pour l’aviation, en utilisant le procédé Alcohol to Jet de la société LanzaJet.</p> <p>Le carburant sera produit à partir d’électricité d’origine non-fossile et de CO2 capté sur une usine d’incinération de déchets servant au chauffage urbain à Upsala.</p> <p>Le projet ambitionne de produire 50 000 t de SAF par an.</p>

<b>Nom du projet</b>	GO4ECOPLANET
<b>Secteur principal</b>	Ciment
<b>Localisation</b>	Kujawy (Pologne)
<b>Parties prenantes</b>	Holcim – Air Liquide
<b>Soutien</b>	Non précisé
<b>Description</b>	<p>L'objectif du projet est de faire de l'usine de Kujawy la première usine de ciment à émissions négatives, selon un modèle répliquable aux autres usines.</p> <p>Le procédé de capture du CO2 est fondé sur la technologie d'oxycombustion Cryocap d'Air Liquide.</p> <p>Le CO2 capté sera transporté par train vers Gdansk avant d'être transféré par bateau vers un site en mer du Nord.</p>

## Annexe 2 : Synthèse des principales techniques de capture du CO<sub>2</sub>

Technologies	Description	Description
<b>« POSTCOMBUSTION »</b> <i>Séparation du CO<sub>2</sub> et des fumées de combustion</i>	<b>ABSORPTION</b> : extraction du CO <sub>2</sub> à l'aide d'un solvant chimique, généralement à base d'amines, qui est ensuite régénéré par apport énergétique	La plus mature et la plus largement déployée : mise en œuvre sur des unités existantes et large plage d'application (toutes fumées sous condition d'adapter le solvant) Production de déchets toxiques (amines) et coûts élevés (consommation énergétique)
	<b>CRYOGÉNIE</b> : solidification du CO <sub>2</sub> par givrage	Consommation énergétique trop élevée - arrêt du développement de cette technologie – retour à la phase laboratoire
	<b>ADSORPTION</b> : CO <sub>2</sub> adsorbé sur un solide microporeux de type charbon actif qui est régénéré par apport énergétique ou par baisse de pression	Travaux entre le laboratoire et le pilote - plusieurs verrous RD doivent être levés
	<b>CYCLE CALCIUM</b> : captage du CO <sub>2</sub> par de la chaux vive pour former du calcaire. Chauffer le calcaire permet ensuite de séparer le CO <sub>2</sub> de la chaux vive	Travaux entre le laboratoire et le pilote - plusieurs verrous RD doivent être levés
	<b>SÉPARATION MEMBRANAIRE</b> : séparation du CO <sub>2</sub> à l'aide d'une membrane poreuse sélective, souvent métallique ou céramique.	
<b>« PRECOMBUSTION »</b> <i>Spécifique aux filières de reformage du gaz ou de gazéification du charbon et de biomasse</i>	Captage du CO <sub>2</sub> lors de la fabrication d'hydrogène à partir de combustible fossile et d'oxygène : Transformation du combustible primaire en gaz de synthèse puis en CO <sub>2</sub> + H <sub>2</sub> . La séparation du CO <sub>2</sub> génère ainsi de l'H <sub>2</sub> qui peut être valorisé.	Diminution de la consommation énergétique. Changement du procédé (du type de combustion) -> installation sur des nouvelles unités ou retrofit
<b>« OXYCOMBUSTION »</b> <i>Le CO<sub>2</sub> est concentré dans les fumées produites par une combustion sous oxygène pur</i>	Réalisation d'une combustion en présence d'oxygène pur pour concentrer le CO <sub>2</sub> dans les fumées produites. Cette technologie nécessite un apport important d'oxygène qui peut être énergivore pour sa production	Diminution de la consommation énergétique. Coût élevé à cause de la production d'O <sub>2</sub> et changement du procédé (modification de la chaudière) -> installation sur des nouvelles unités ou retrofit
<b>« DIRECT AIR CAPTURE »</b>	Le dioxyde de carbone est éliminé à partir de l'air ambiant par des processus chimiques basés sur des réactions acide-base.	Challenge : diminution de la consommation énergétique (empreinte carbone élevée) et diminution des coûts. Solution considérée dans le NET ZERO



## Annexe 3 : Captage par absorption chimique – Les amines

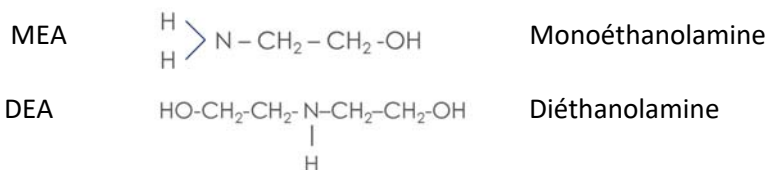
Le captage par absorption chimique avec des amines est un procédé bien connu, utilisé pour retirer le sulfure d'hydrogène ou pour retirer le CO<sub>2</sub> contenu dans des gaz dans lesquels il est mélangé à d'autres composants : gaz naturel, fumées de centrale thermique ou de cimenterie...

C'est un procédé adapté au traitement des fumées après combustion.

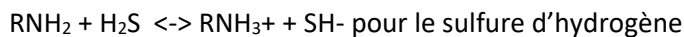
Le principe de base est de faire réagir des fumées contenant du CO<sub>2</sub> sur une solution aqueuse d'amines à une température d'environ 40°C. La réaction est ensuite inversée en chauffant la solution et le CO<sub>2</sub> presque pur est récupéré pour être ensuite compressé et stocké.

Les chiffres donnés dans différents documents donnent un taux de capture du CO<sub>2</sub> allant jusqu'à 90 %, donc conduisant à une faible concentration en sortie de la chaîne de traitement, malgré la quantité de gaz traitée (dans les calculs de l'annexe 6, un taux de récupération de 85 % a été retenu).

On utilise des amines avec une fonction alcool qui favorise la solubilisation dans l'eau. Le monoéthanolamine (MEA), le diéthanolamine (DEA), le N-méthyl-diéthanolamine (MDEA), la diisopropylamine (DIPA) et la diglycolamine (DGA) sont les plus utilisés, en fonction de la concentration en sulfure d'hydrogène dans le gaz.



La réaction bilan pour l'éthanol amine est :



et



où R désigne la chaîne carbonée qui est liée à l'atome d'azote.

Le taux de charge du MEA varie entre 0,5 et 0,8 mole CO<sub>2</sub>/mole MEA<sup>25</sup>. La concentration aqueuse varie entre 20 et 60 % selon l'amine utilisée et le rapport entre H<sub>2</sub>S et CO<sub>2</sub> dans le gaz à traiter. Dans le cas du MEA et sans présence de sulfure d'hydrogène, la concentration sera de l'ordre de 30 %<sup>26</sup>.

La concentration en amine varie entre 10 % et 55 % de la masse de la solution aqueuse<sup>27</sup>. **Comme il faut réchauffer l'intégralité de la solution pour récupérer le CO<sub>2</sub>, il y a une perte d'énergie importante.** Le chiffre couramment cité pour une centrale thermique est de l'ordre de 15 % à 25 % de la production électrique de la centrale.

<sup>25</sup> Fatiha Dergal. Captage du CO<sub>2</sub> par les amines démixantes. Chimie analytique. Université Claude Bernard - Lyon I; Université Abou Bekr Belkaid (Tlemcen, Algérie), 2013. F

<sup>26</sup> Wikipédia

<sup>27</sup> Fatiha Dergal. Captage du CO<sub>2</sub> par les amines démixantes. Chimie analytique. Université Claude Bernard - Lyon I; Université Abou Bekr Belkaid (Tlemcen, Algérie), 2013. F

Le second inconvénient de cette technique est la **destruction partielle des amines** dans le procédé. Outre que cela génère des émissions de polluants provenant de la décomposition des amines, il faut régulièrement recharger la solution aqueuse avec des amines. Cette recharge en amines diminue encore le bilan du procédé car celles-ci sont en général produites à partir d'ammoniac dont la production elle-même est assez polluante.

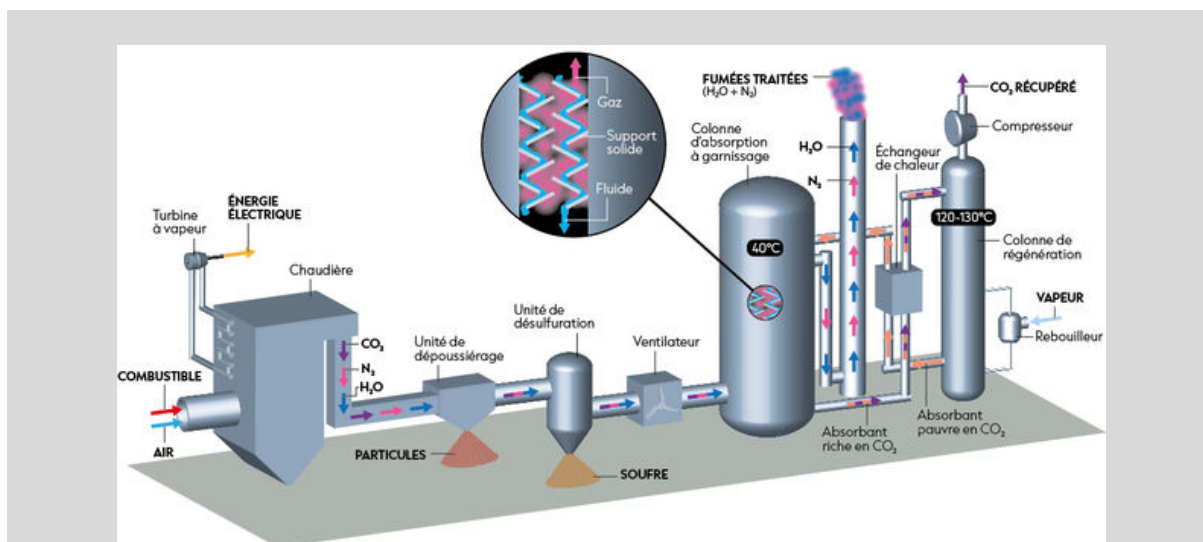


Figure 17 : Unité de captage par absorption traitant les fumées émises par un procédé, ici une centrale thermique.  
Source : Florent Robert.

Tableau 4 : Principales caractéristiques d'une fumée dans le cas d'une centrale thermique au charbon de 630 MWe<sup>28</sup>. Dans une telle centrale, la quantité de CO<sub>2</sub> capturée par an est de 3,8 MtCO<sub>2</sub>.

<b>Débit</b>	78 840 kmol/h
<b>Température</b>	45°C
<b>Pression</b>	1 bar
<b>Composition</b>	
CO <sub>2</sub>	13% vol
N <sub>2</sub>	75% vol
O <sub>2</sub>	5% vol
H <sub>2</sub> O	7% vol

### Axes de recherche

Le principal axe de recherche aujourd'hui sur ce procédé est l'utilisation d'amines démixantes, qui ont la propriété de se séparer en deux phases, une phase dense aqueuse riche en amines chargées de CO<sub>2</sub> et une phase légère qui surnage.

En ne réchauffant que la phase riche, la quantité d'énergie perdue dans le procédé est réduite par rapport au procédé classique. Par rapport au procédé de référence à la MEA 30% massique, le gain en coût de captage est de 25 %, dû uniquement à une économie opératoire. En effet, l'addition de l'échangeur compense l'économie en investissement dû à la réduction de la taille du régénérateur<sup>29</sup>.

<sup>28</sup> Fatiha Dergal. Captage du CO<sub>2</sub> par les amines demixantes. Chimie analytique. Université Claude Bernard - Lyon I; Université Abou Bekr Belkaid (Tlemcen, Algérie), 2013. F

<sup>29</sup> Fatiha Dergal. Captage du CO<sub>2</sub> par les amines demixantes. Chimie analytique. Université Claude Bernard - Lyon I; Université Abou Bekr Belkaid (Tlemcen, Algérie), 2013. F

## Annexe 4 : Les procédés par oxycombustion

### Principes généraux

Le principe de l'oxycombustion consiste à réaliser la combustion du charbon ou d'un hydrocarbure (gaz naturel) dans de l'oxygène pur, de façon à ne récupérer que du CO<sub>2</sub>, stockable ou réutilisable directement ou presque.

Dans les solutions actuelles, l'oxygène est séparé de l'azote de l'air par distillation fractionnée puis est injecté comme comburant, pur ou utilisé pour enrichir l'air de combustion. Cette technologie est déjà largement utilisée dans l'industrie du verre et dans la métallurgie où elle apporte plusieurs bénéfices :

- la température de flamme passe de 900 °C à 1 500 °C (source : Air liquide), favorisant le transfert de chaleur et les économies d'énergie pour ces procédés qui nécessitent une très haute température ;
- l'absence d'azote permet d'éviter la production d'oxydes d'azote et donc le retraitement associé des gaz de combustion. Il faut noter que lorsque l'oxygène est apporté en complément de l'air, il y a quand même une production d'oxydes d'azote, même s'ils sont très réduits (10 %) ;
- Le volume final de gaz est réduit (jusqu'à quatre fois moins), puisqu'il n'y a que du CO<sub>2</sub> et de la vapeur d'eau et pas d'azote. Cela facilite le retraitement des gaz en sortie de procédé (dépoussiérage, élimination des oxydes de soufre), la séquestration et aussi la récupération de chaleur fatale en fin de procédé.

### Utilisation dans les centrales à charbon

Le principe est l'alimenter la centrale à partir d'oxygène pur pour bénéficier des avantages déjà cités :

- réduction par 4 ou 5 du volume des gaz de combustion ;
- dépoussiérage et élimination du soufre facilités ;
- absence d'oxyde d'azote ;
- séquestration du CO<sub>2</sub> possible en sortie du procédé sans passer par une étape de séparation d'avec l'azote.

Un des points clés est que les équipements des centrales ne sont pas usuellement prévus pour supporter une température de flamme aussi élevée. Les solutions retenues recyclent une partie du CO<sub>2</sub> produit pour le réinjecter en entrée dans une proportion avoisinant celle de l'azote dans l'air afin de diminuer la température de combustion.

Cette technologie est encore à l'état de tests et Wikipédia mentionne quatre sites :

- [Callide A Power Station](#) in Queensland Australia
- [Schwarze Pumpe Power Station](#) in Spremberg, Germany
- [CIUDEN](#) in [Cubillos del Sil](#), Spain
- [NET Power Demonstration Facility](#) à La Porte au Texas.

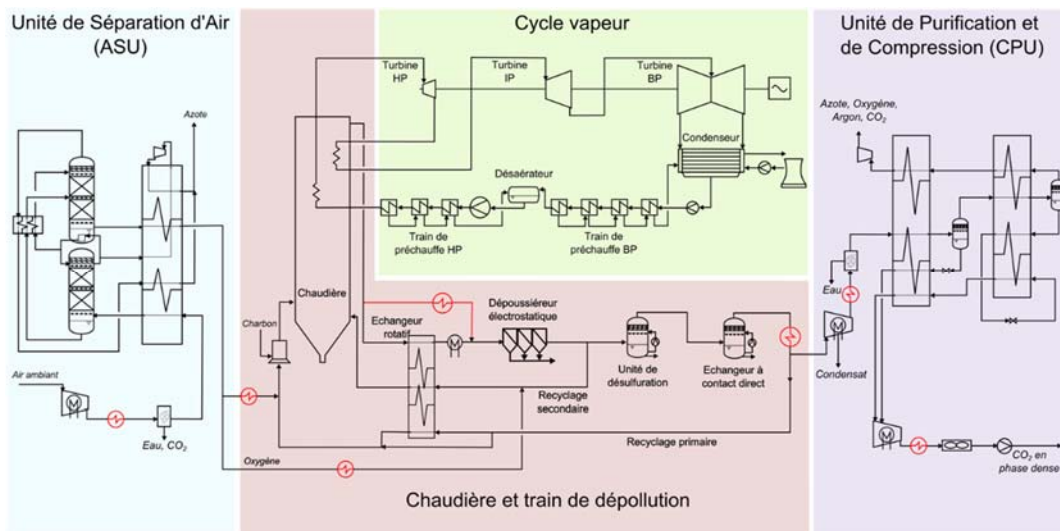
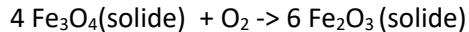


Figure 18 : Schéma simplifié d'une centrale à charbon pulvérisé fonctionnant en oxy-combustion avec captage du CO<sub>2</sub> – Source : Mines de Paris<sup>30</sup>.

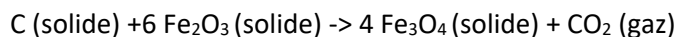
Le principal inconvénient est que cette solution consomme environ 15 % de la production d'énergie de la centrale pour produire l'oxygène par distillation fractionnée.

### *Chemical looping combustion*<sup>31</sup>

Une variante en cours d'étude est le *chemical looping combustion* (CLC) qui utilise la précombustion d'un métal en oxyde comme « réservoir » d'oxygène, puis la réduction de cet oxyde par le combustible, avec deux réactions redox illustrées par l'exemple suivant avec les oxydes de fer :



et



Les oxydes métalliques et le charbon étant sous forme solide, ils sont véhiculés sur des lits fluidisés. Les recherches portent sur les oxydes de fer, de cuivre, de manganèse et de nickel. Les principaux avantages visés sont l'économie sur la production d'oxygène et le meilleur fonctionnement de la centrale.

Les premières expérimentations ont débuté en 2003 puis en 2006 avec des combustibles solides. Wikipédia indique 34 pilotes entre 300 kW et 3 MW totalisant plus de 9 000h.

Le coût énergétique de la solution indiqué est de 4 % pour un coût additionnel total de 20 €/t de CO<sub>2</sub><sup>32</sup>.

<sup>30</sup> <https://www.ces.minesparis.psl.eu/Themes-de-recherche/Captage-de-CO2-et-purification-des-gaz/OxyCombustion/>

<sup>31</sup> Source : Wikipedia.

<sup>32</sup> A 1 000 MWth boiler for chemical-looping combustion of solid fuels—Discussion of design and costs - Anders Lyngfelt, Bo Leckner - Chalmers University of Technology, 412 96 Göteborg, Sweden



## Annexe 5 : la captation du CO<sub>2</sub> par cryogénie

Les méthodes de capture du CO<sub>2</sub> par les amines ou par d'autres procédés chimiques sont efficaces, même pour des concentrations de CO<sub>2</sub> relativement basses, mais ne le sont plus du tout lorsque la concentration en CO<sub>2</sub> est importante.

Pour les hautes concentrations, Air liquide a développé une technique de séparation du CO<sub>2</sub> par condensation cryogénique, Cryocap™. Dans la pratique, cette technologie est utilisée après une première concentration du CO<sub>2</sub> si celui-ci n'est pas assez concentré. La technologie PSA (*Pressure Swing Adsorption*) est utilisée dans le cas des cimenteries, de la production d'hydrogène par SMR (*Steam Methane Reactor*) et de la production d'acier par ou d'un haut fourneau. La concentration par perméation ou directement le traitement par cryogénie sont utilisés en cas de concentration supérieure à 70 % en CO<sub>2</sub> comme on peut l'obtenir dans un procédé d'oxycombustion.<sup>33</sup>

### Principe de fonctionnement

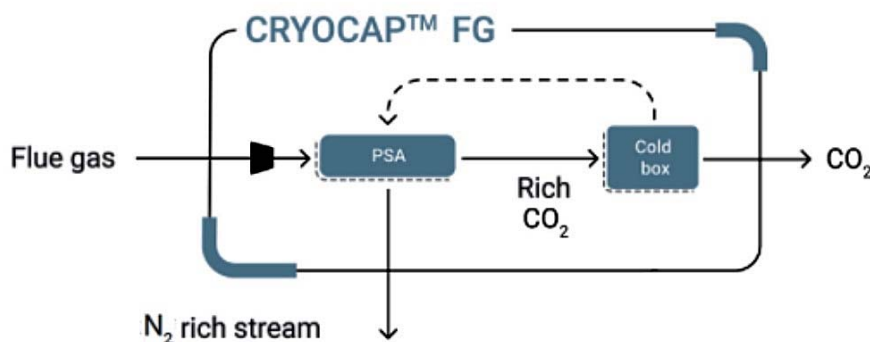


Figure 19 : Bloc-diagramme simplifié du procédé Cryocap™ FG <sup>34</sup>.

Le gaz en sortie de la centrale ou du SMR contient à la fois du CO<sub>2</sub>, avec une concentration d'environ 20 %, de l'azote ou de l'hydrogène, plus quelques autres gaz sous-produits de la réaction initiale.

Une première étape consiste à séparer l'essentiel de l'azote ou de l'hydrogène en utilisant un système d'adsorption à variation de pression : le gaz effluent est comprimé pour faciliter l'adsorption du CO<sub>2</sub> et des autres gaz puis décomprimé pour restituer le CO<sub>2</sub> ainsi capturé.

Il en résulte une première sortie du gaz recherché (azote ou hydrogène) d'un côté et d'un gaz enrichi en CO<sub>2</sub> de l'autre. Ce dernier mélange va être séché, dépoussiéré et refroidi à -50 °C pour liquéfier le CO<sub>2</sub>. Ce dernier est alors récupéré sous une forme très pure et déjà liquéfié. Dans le cas d'un SMR, le gaz résiduel est essentiellement de l'hydrogène qui va être récupéré. Cela permet d'augmenter le rendement du système de 20 % environ d'après les documents d'Air Liquide.

Les principaux avantages de cette technologie sont :

<sup>33</sup> <https://cementlab.infociments.fr/sites/default/files/articles/pdf/CLAB%20n%C2%B015%20090622%20-%20Air%20Liquide.pdf>

<sup>34</sup> Adsorption assisted cryogenic carbon capture : an alternate path to steam driven technologies to decrease cost and carbon footprint. Guillaume Rodrigues, Martin Raventos, Richard Dubettier, Sidonie Ruban – 15th international conference on green house gas control technologies (March 2021 Abu Dhabi).

- un fonctionnement basé sur l'électricité (compression et refroidissement) ne nécessitant pas de chaleur importante comme dans le cas des procédés aux amines, laquelle est souvent produite en utilisant des combustibles fossiles ;
- une empreinte au sol réduite car l'essentiel des traitements se fait sous pression ;
- une réduction des oxydes d'azote (dans le cas des effluents d'une centrale) via les différentes phases de compression : les oxydes d'azote sont soit oxydés, soit hydrolysés pendant la phase aqueuse du traitement. Dans le cas des amines, ils conduisent au contraire à une dégradation de celles-ci.

Le taux de capture de cette technologie est entre 90 et 95 % du CO<sub>2</sub>.

L'étude précitée de Guillaume Rodrigues & al<sup>31</sup>, donne une comparaison entre le TCO de la tonne de carbone évitée dans le cas d'un émetteur (cimenterie, haut fourneau ou SMR) faisant partir d'une organisation appelée à rendre des comptes selon les pratiques du *GHG protocol* (scope 1, 2 ou 3). Cette évaluation est basée sur des hypothèses de coût d'électricité de 60 €/MWh et de vapeur à 18 €/t de vapeur basse pression.

Tableau 5 : Coût total de possession du CO<sub>2</sub> évité en utilisant le procédé Cryocap™ FG – Source : <sup>31</sup>

<b>Total Cost of Ownership (TCO)</b>	<b>Cryocap™ FG (€/t)</b>	<b>Amine + Liquefier (€/t)</b>
Typical TCO per ton of captured CO <sub>2</sub>	48	62
Typical TCO per ton of reduced GHG scope 1	48	76
Typical TCO per ton of reduced GHG scope 1 + 2	54	80
Typical TCO per ton of reduced GHG scope 1 + 2 + 3	56	87

Le procédé Cryocap™ peut, selon Air Liquide, être décliné en différentes combinaisons de technologies spécifiques à chacune de ses applications : le captage de CO<sub>2</sub> issu d'aciéries (Cryocap™ Steel), des centrales thermiques (Cryocap™ Oxy) ou bien encore sur les unités de production d'hydrogène (Cryocap™ H<sub>2</sub>)

## Annexe 6 : La capture directe du CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère

### Pourquoi s'intéresse-t-on au DAC ?

En octobre 2021, les acteurs du secteur aérien, sous l'impulsion de l'ATAG (*Air Transport Action Group*) se sont engagés à atteindre l'objectif de zéro émission nette en 2050. Pour ce faire, plusieurs leviers doivent être mobilisés (figure 1) : le développement de carburants aéronautiques durables (*Sustainable Aviation Fuel – SAF*), les progrès technologiques des appareils, l'optimisation des opérations aériennes au sol et dans les airs et la compensation des émissions de gaz à effet de serre résiduelles.

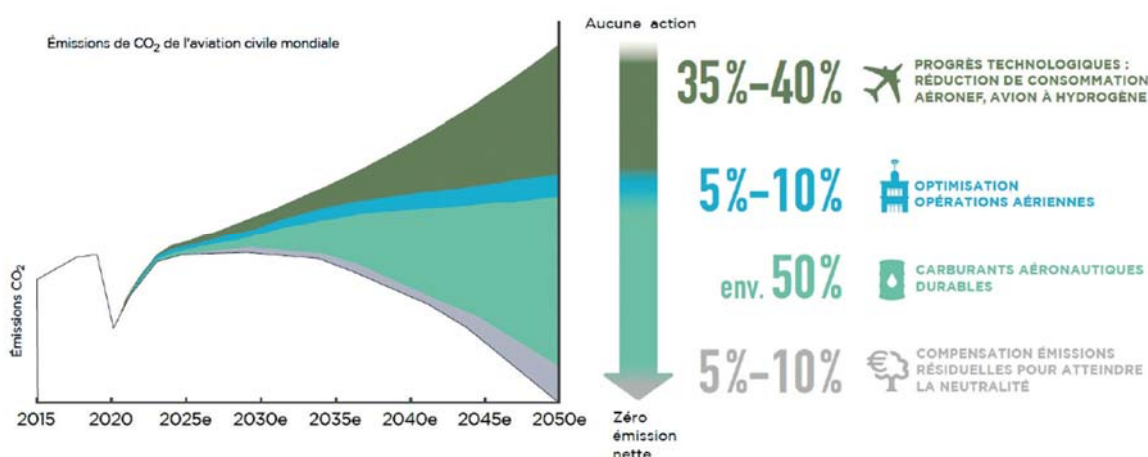


Figure 20 : Les principaux leviers de la décarbonation du secteur aérien – Source : Safran.

Quels que soient les scénarios de décarbonation, la compensation des émissions résiduelles apparaît comme un terme de bouclage indispensable. Mais si aujourd'hui le secteur aérien peut faire appel au secteur des terres et de la foresterie pour compenser son impact sur le climat, l'atteinte de son objectif à l'horizon 2050 ne pourra pas s'appuyer exclusivement sur celui-ci. En effet, il existe diverses sources de tension importantes compte tenu de la concurrence avec :

- les autres usages : agriculture, production d'énergie ;
- les secteurs ayant également des émissions résiduelles à compenser.

Contrairement aux autres industries qui peuvent capter les émissions à la source des installations, le secteur aérien a une problématique particulière : il ne peut pas capter le carbone qu'il rejette dans l'atmosphère, contrairement à d'autres secteurs qui peuvent agir à la sortie des capacités industrielles

Dès lors, la récupération directe du CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère apparaît comme une solution particulièrement pertinente, hors puits naturels, pour neutraliser ces émissions. Nous désignons par l'acronyme DAC (*Direct Air Capture*) l'ensemble des techniques qui s'y rapportent. Mais les acronymes DACS ou DACCS (*Direct Air Carbon Capture and/or with Storage*) sont fréquemment utilisés.

Le DAC rassemble les différentes techniques qui permettent de capter directement le carbone de l'atmosphère avant sa séquestration dans des puits géologiques ou son utilisation dans des carburants

de synthèse. **Les procédés de captage dans l'air soulèvent beaucoup d'intérêt car, associés au stockage du CO<sub>2</sub> capté, ils permettent d'atteindre un bilan carbone négatif.**

La capture du carbone à partir de la biomasse est une solution connue et documentée, mais les estimations de la capacité de capture par les sols ou les forêts sont sujettes à discussion. De plus l'utilisation de cultures pour la production de biocarburants est controversée car elle vient en concurrence avec la production de nourriture ou favorise la déforestation. Une variante consiste à isoler le carbone via la carbonisation de déchets végétaux. Cette solution est connue et simple (BECCS). Cependant elle présente des inconvénients en termes de qualité de l'air et pose le problème de la production de la biomasse en quantités suffisantes dans des conditions industrielles.

### La progression du DAC

En parallèle la capture chimique directe du carbone dans l'air (DAC) a fait récemment l'objet d'annonces et d'expérimentations. Les premiers résultats font état d'un coût de capture élevé y compris sur le plan énergétique : selon l'AIE, les crédits carbone volontaires proposés actuellement par quelques sociétés dans le monde ont un prix compris entre 600 et 1 000 USD/tCO<sub>2</sub>. Mais les technologies sous-jacentes en sont encore au début de leur courbe d'apprentissage et devraient progresser. L'AIE estime que le prix de revient du DAC pourrait passer sous les 100 USD/tCO<sub>2</sub>.

La principale difficulté vient de la très faible concentration en CO<sub>2</sub>, de l'ordre 400 ppm soit 0,04%. D'après l'AIE, deux approches technologiques sont actuellement utilisées selon qu'elles font appel à des adsorbants solides (S DAC) – opérant à une pression ambiante ou réduite et à des températures comprises entre 80 à 120 °C – ou à une solution aqueuse alcaline (L DAC) qui libère le CO<sub>2</sub> capturé à travers une série de procédés opérant à des températures comprises entre 300 °C et 900 °C. Le S DAC est en particulier utilisé dans le projet islandais mené par la start-up suisse Climeworks.

Ces procédés consomment beaucoup d'énergie, chaleur et électricité. La figure 21 donne une estimation des besoins (en MWh par tonne de CO<sub>2</sub> récupérée) faite par l'AIE. On peut en induire que, pour récupérer 5 GtCO<sub>2</sub> de l'atmosphère, il faut pouvoir disposer de 9 000 à 14 000 TWh d'énergie décarbonée, soit en électricité, soit en chaleur.

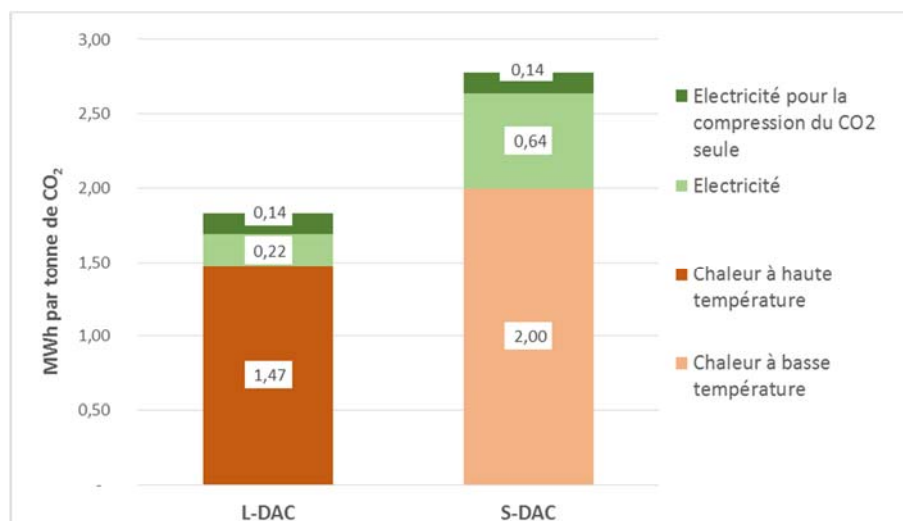


Figure 21 : Besoins en énergie des procédés L DAC et S DAC – Source : Données AIE (2022).

D'autres technologies DAC de TRL (*Technology Readiness Level*) inférieure à 6 sont en cours de développement comme l'*Electro Swing Adsorption* (ESA) et le *membrane-based DAC* (m-DAC). L'ESA

est basé sur une cellule électrochimique qui capture le CO<sub>2</sub> quand elle est chargée négativement et le libère quand on lui applique une charge positive. Le procédé par membrane est une autre option mais en est au stade préliminaire des études et pose de nombreux défis.

Un exemple documenté a été publié par la société canadienne Carbon Engineering dans la revue Joule en août 2018<sup>35</sup> pour une usine de capture du CO<sub>2</sub> d'une capacité de 1 MtCO<sub>2</sub>/an basé sur leur technologie. Une telle usine, qui sera construite au Texas par 1Point Five, filiale d'Occidental, est prévue comme devant entrer en exploitation en 2024<sup>36</sup> et a fait l'objet de la vente de crédits-carbone à différentes sociétés dont Airbus.

Les auteurs de l'article ont dimensionné le projet et évalué les coûts d'une telle usine. Les consommations d'énergie sont en ligne avec les chiffres de la figure 18 relative au L DAC. Le prix de revient du CO<sub>2</sub> capté varie, selon les hypothèses, entre 94 et 232 \$/tCO<sub>2</sub> (figure 22).

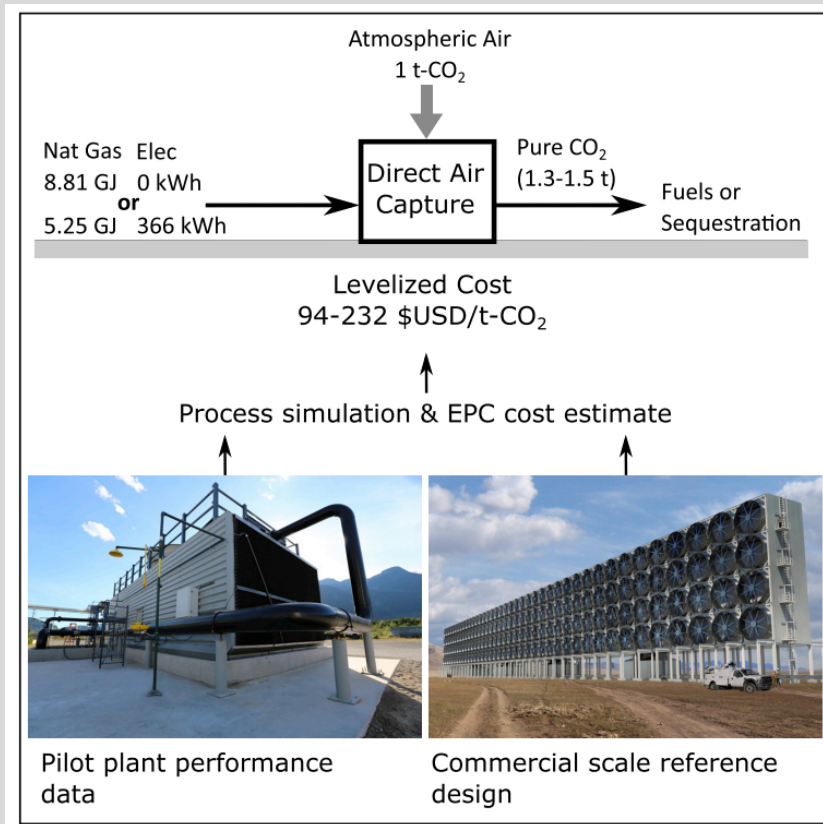


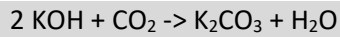
Figure 22 : Synthèse de l'étude Carbon Engineering sur une unité de récupération directe de 1 MtCO<sub>2</sub>/an.

Le principe retenu est de capturer le CO<sub>2</sub> en le faisant réagir sur un film d'hydroxyde de potassium, puis de précipiter le carbonate de potassium ainsi obtenu en carbonate de calcium en le faisant réagir à son tour sur de l'oxyde de calcium. Ce dernier est ensuite régénéré en le chauffant à 900 °C, selon un procédé analogue à celui utilisé par l'industrie du ciment.

Le procédé est le suivant :

<sup>35</sup> [https://www.cell.com/joule/pdf/S2542-4351\(18\)30225-3.pdf](https://www.cell.com/joule/pdf/S2542-4351(18)30225-3.pdf)

<sup>36</sup> Voir le communiqué de presse <https://www.1pointfive.com/worlds-largest-direct-air-capture-plant-in-the-texas-permian-basin>



$\text{K}_2\text{CO}_3 + \text{Ca(OH)}_2 \rightarrow \text{K}_2\text{OH} + \text{CaCO}_3$  (qui précipite) : régénération de l'hydroxyde de potassium et séparation du carbonate de calcium

$\text{CaCO}_3 \rightarrow \text{CaO} + \text{CO}_2$  : calcination à 1 200 °C du carbonate de calcium : régénération de l'oxyde de calcium et récupération du dioxyde de carbone.

$\text{CaO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Ca(OH)}_2$  : hydratation de l'oxyde de calcium.

Dans le système pilote, la calcination du carbonate de calcium est réalisée en le chauffant à 900 °C avec du gaz, d'où la quantité de CO<sub>2</sub> récupérée supérieure à celle captée dans l'air.

D'autres solutions peuvent être utilisées à la place de l'oxyde de calcium pour régénérer l'hydroxyde de potassium, avec des avantages/inconvénients.

### Quel avenir pour le DAC ?

Selon l'AIE, 18 usines de DAC sont aujourd'hui en exploitation en Europe, aux Etats-Unis et au Canada. Toutes sont de petites installations récupérant pour la plupart du CO<sub>2</sub> pour utilisation dans des boissons gazeuses. Deux réinjectent le CO<sub>2</sub> en couche géologique. L'AIE recense 11 projets en phase de développement avancé qui pourraient conduire à une capacité de récupération de 5,5 MtCO<sub>2</sub> en 2030, ce qui ne correspond cependant qu'au dixième de l'objectif 2030 qui devrait être atteint dans son scénario NZE (*Net Zero Scenario*).

Le potentiel de développement est important et les Etats-Unis allouent au DAC un soutien accru dans le cadre de l'*Inflation Reduction Act* d'août 2022. La Grande-Bretagne a également identifié, dans sa stratégie de décarbonation, un besoin d'environ 80 MtCO<sub>2</sub> à capter par DAC d'ici 2050.

La Commission européenne a souligné dans sa stratégie à long terme horizon 2050<sup>37</sup> l'intérêt des technologies de BECCS et de DAC associées à un stockage du carbone, afin de parvenir à des émissions négatives. Mais la réutilisation du carbone fait débat alors que le DAC mérite d'être pris en considération parmi les outils qui peuvent contribuer à réduire significativement l'impact carbone des compagnies aériennes. A cette fin, il y a lieu :

- d'initier une concertation entre les acteurs concernés par le CORSIA (*Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation*) et l'EU ETS pour faire émerger les normes nécessaires à la certification des crédits carbone. Ce travail doit s'accompagner de l'inclusion du DAC dans les techniques relevant de la neutralisation (émissions négatives) dans les règles de comptabilisation dans CORSIA et l'EU ETS et plus en amont dans le décompte des émissions des États dans le cadre de l'UNFCCC.
- de considérer le carbone capté dans l'atmosphère comme une ressource éligible pour la production de carburants aéronautiques durables dans les directives REDII et ReFuelEU ainsi que dans l'Eligible Fuels Scheme de CORSIA. Le carbone capté doit également être pris en compte dans la mesure de l'intensité carbone des carburants aéronautiques.

<sup>37</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:52018DC0773&from=EN>

Capgemini, dans son étude d'octobre 2020 *Fit Net-Zero* précédemment citée, retient en hypothèse de base les perspectives résumées dans le tableau 6.

Tableau 6 : Perspectives de développement du DAC en Europe selon Capgemini – Source : Fit for net-zero (octobre 2020).

<b>Récupération directe du CO<sub>2</sub> dans l'air en Europe</b>		
	2030	2050
Nombre d'usines	10	1 604
% d'émissions de CO <sub>2</sub> évitées	0,001 %	10 %
Mt de CO <sub>2</sub> évitées	0,02	160
Investissements cumulés (Mrd €)	0,08	53,5
Prix de revient de la tonne de CO <sub>2</sub> capturée (en €/t)	404	40

Dans cette projection, Capgemini imagine que les usines de DAC seraient constituées de containers captant chacun 300 t/an de CO<sub>2</sub> dont le coût pourrait passer de un million d'euros en 2030 à 0,1 million en 2050. Une usine type de 100 000 t/an de CO<sub>2</sub> en comprendrait environ 333.





## Annexe 7 : Comparaison de divers modes de production de l'hydrogène

Comparaison de divers modes de production de l'hydrogène (1)	
<b>Données de base</b>	
Capacité de l'usine (tH2/an)	100 000
Disponibilité	90%
Capacité moyenne (tH2/j)	304
PCI hydrogène (KWh/kg)	33,33
Capacité journalière moyenne (MWhH2/j)	10 146
Durée d'amortissement (ans)	20
Taux de rentabilité interne recherché	7,0%
Prix de l'électricité (€/MWh)	80,0 €
Prix du gaz naturel (€/MWh)	40,0 €
Coût du transport et séquestration du CO2 (départ usine)	50,0 €
Prix des quotas de CO2 (en €/t)	80,0 €
<b>Production d'hydrogène électrolytique</b>	
Rendement des électrolyseurs	60%
Puissance installée des électrolyseurs (MW)	423
Investissement (€/kW)	750 €
CAPEX (€/(kW.an))	70,79 €
CAPEX (€ par MWhH2)	9,0 €
Maintenance (en % de l'invt)	4%
Maintenance (€ par MWhH2)	3,8 €
Coût de l'électricité (en €/MWhH2)	133,3 €
<b>Prix de revient hydrogène (€/MWhH2)</b>	<b>146,1 €</b>
<b>Prix de revient hydrogène (€/kgH2)</b>	<b>4,9 €</b>
<b>Production d'hydrogène par reformage sans CCS</b>	
<b>Investissement (par tH2/an) (en k€)</b>	
Reformer	915
Water shift reactor	115
Purification (Pressure swing adsorption)	880
H2 Compression	75
H2 Storage	1 835
Total investissement (par tH2/an) (en k€)	3 820
CAPEX(par €/tH2)	360,6 €
CAPEX (€ /MWhH2)	10,8 €
<b>Exploitation et maintenance</b>	
Exploitation et maintenance (hors énergie et matières) (en €/tH2)	165,0 €
Exploitation et maintenance (hors énergie et matières) (en €/MWhH2)	5,0 €
<b>Energie et matière</b>	
Gaz naturel matière (MWhGN/tH2)	33,4
Gaz naturel matière (MWhGN/MWhH2)	1,0
Gaz naturel matière (€/MWhH2)	40,0 €
Gaz naturel énergie (MWhGN/tH2)	16,7
Gaz naturel énergie (MWhGN/MWhH2)	0,5
Gaz naturel énergie (€/MWhH2)	20,0 €
Electricité (MWhe/tH2)	1,0
Electricité (MWhe/MWhH2)	0,0
Electricité (€/MWhH2)	2,3 €
Coût total énergie et matière (€/MWh)	62,4 €
<b>Totaux</b>	
Prix de revient départ installation hors CO2 (€/MWhH2)	78,1 €
Prix de revient départ installation hors CO2 (€/kgH2)	2,6 €
Emissions de CO2 sur site (en t/MWhH2)	0,33
Coût de transport et séquestration du CO2 (€/MWhH2)	- €
Achat quotas CO2 (€/MWhH2)	26,6 €
Incidence du CO2 sur le prix de revient (en €/MWh)	26,6 €
<b>Prix de revient complet incluant CO2 (€/MWhH2)</b>	<b>104,8 €</b>
<b>Prix de revient complet incluant CO2 (€/kgH2)</b>	<b>3,5 €</b>

## Comparaison de divers modes de production de l'hydrogène (2)

Production d'hydrogène par reformage avec CCS	
Taux de capture du CO2 sur les unités syngas et reformer	85%
Accroissement des consommations de gaz "énergie"	50%
<b>Investissement (par tH2/an) (en k€)</b>	
Reformer	915
Water shift reactor	115
Capture du CO2	1 240
Purification (Pressure swing adsorption)	780
H2 Compression	100
H2 Storage	1 840
CO2 compression	75
CO2 storage	20
Total investissement (par tH2/an) (en k€)	5 085
CAPEX (par €/tH2)	480,0 €
CAPEX (€ par MWhH2)	14,4 €
<b>Exploitation et maintenance</b>	
Exploitation et maintenance (hors énergie et matières) (en €/tH2)	215,0 €
Exploitation et maintenance (hors énergie et matières) (en €/MWhH2)	6,5 €
<b>Energie et matière</b>	
Gaz naturel matière (MWhGN/tH2)	33,4
Gaz naturel matière (MWhGN/MWhH2)	1,0
Gaz naturel matière (€/MWhH2)	40,0 €
Gaz naturel énergie (MWhGN/tH2)	26,5
Gaz naturel énergie (MWhGN/MWhH2)	0,8
Gaz naturel énergie (€/MWhH2)	31,8 €
Electricité (MWh/tH2)	4,4
Electricité (MWh/MWhH2)	0,1
Electricité (€/MWh)	10,6 €
Coût total énergie et matière (€/MWh)	82,4 €
<b>Totaux</b>	
Prix de revient H2 départ installation hors CO2 (€/MWh)	103,3 €
Prix de revient H2 départ installation hors CO2 (€/kg)	3,4 €
Emissions de CO2 à transporter vers stockage	0,38
Emissions de CO2 sur site (en t/MWhH2)	0,05
Coût de transport et séquestration du CO2 (€/MWhH2)	19,1 €
Achat quotas CO2 (€/MWhH2)	4,00 €
Incidence du CO2 sur le prix de revient (en €/MWhH2)	23,1 €
<b>Prix de revient complet incluant CO2 (€/MWhH2)</b>	<b>126,4 €</b>
<b>Prix de revient complet incluant CO2 (€/kgH2)</b>	<b>4,2 €</b>





Association loi de 1901 Équilibre des Énergies  
10, rue Jean Goujon - 75008 Paris - France  
T. +33 (0)1 53 20 13 70  
[info@equilibredesenergies.org](mailto:info@equilibredesenergies.org)

[equilibredesenergies.org](http://equilibredesenergies.org)

