

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

Par Pierre-Franck CHEVET, François KALAYDJIAN et Guy MAISONNIER

IFP Énergies nouvelles (IFPEN)

Le CCUS – captage et transport du CO<sub>2</sub>, suivis de son stockage ou de son utilisation – constitue une option technologique mature, retenue dans la plupart des scénarios visant à limiter le réchauffement planétaire à 1,5°C. Le captage du CO<sub>2</sub> peut être opéré sur des centrales électriques ou des unités industrielles existantes ou futures permettant ainsi la décarbonation de la production de ciment, de fer, d'acier ou de produits chimiques. Le CCUS ouvre également la voie à la production d'hydrogène à un faible coût et pour de faibles émissions de carbone. En le combinant avec la bioénergie (BECCS) ou en le mettant en œuvre directement dans l'air (DACCS), le captage du CO<sub>2</sub> peut aboutir à des émissions négatives compensant les émissions inévitables ou techniquement difficiles à réduire. En termes de valorisation du CO<sub>2</sub> capté, la production de carburants synthétiques semble la solution la plus prometteuse pour répondre aux besoins du secteur aérien. Le déploiement de ces différentes options dépendra néanmoins de leur acceptabilité sociétale, de la réduction des coûts correspondants et des soutiens publics visant à valoriser la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>.

## Le captage du CO<sub>2</sub>, une option nécessaire pour atteindre la neutralité carbone

L'atteinte de la neutralité carbone en 2050 demande d'actionner toutes les options, dont le captage, pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub>. Ainsi, le scénario NZE<sup>1</sup> de l'AIE<sup>2</sup>, qui repose sur une utilisation des énergies fossiles réduite en 2050 à 20 %, impose de capter 7,6 Gt de CO<sub>2</sub><sup>3</sup> à cette même échéance et de créer des émissions négatives en captant le CO<sub>2</sub> directement dans l'air ou sur des unités de biomasse.

Bloomberg New Energy Finance<sup>4</sup> a lui aussi publié des scénarios de ce type, dont le scénario « gris » avec un mix énergétique reposant en 2050 à 52 % sur les énergies fossiles. Sur la période 2019-2050, la contribution du CCS à la neutralité carbone est estimée, dans ce scénario, à 174 GtCO<sub>2</sub>.

Enfin, le GIEC<sup>5</sup>, dans son rapport de 2018<sup>6</sup>, souligne lui aussi la nécessité du captage du CO<sub>2</sub> pour satisfaire aux Accords de Paris.

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

<sup>2</sup> AIE : Agence internationale de l'énergie.

<sup>3</sup> Environ 95 % de tout le CO<sub>2</sub> capté en 2050 sera stocké de façon permanente dans un site géologique et les 5 % restants seront utilisés pour fournir des carburants synthétiques.

<sup>4</sup> Rapport Bloomberg New Energy Finance (BNEF), "New Energy Outlook 2021", juillet 2021.

<sup>5</sup> GIEC : Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat.

<sup>6</sup> IPCC, "Global warming of 1.5°C", 2018.

En Europe, la Commission a décidé de faire appel au captage du CO<sub>2</sub> pour atteindre ses objectifs climatiques. Les feuilles de route de la France qui visent à la décarbonation de l'industrie envisagent elles aussi de recourir à cette technologie<sup>7</sup>.

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

## Captage, transport, stockage, valorisation : quelles technologies ?

Le CCS – captage, transport et stockage du CO<sub>2</sub> – consiste (voir la Figure 1 de la page suivante) à séparer le CO<sub>2</sub> contenu dans les fumées émises par les unités concernées, à le transporter *via* des canalisations, des camions ou des bateaux jusqu'à des sites géologiques profonds (réservoirs de gaz ou de pétrole, aquifères salins profonds), où le CO<sub>2</sub> résidera sous forme dense et s'y trouvera confiné définitivement. Le CO<sub>2</sub> peut aussi être converti en un produit valorisable. L'ensemble des opérations de stockage et de valorisation du CO<sub>2</sub> constitue le CCUS.

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

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

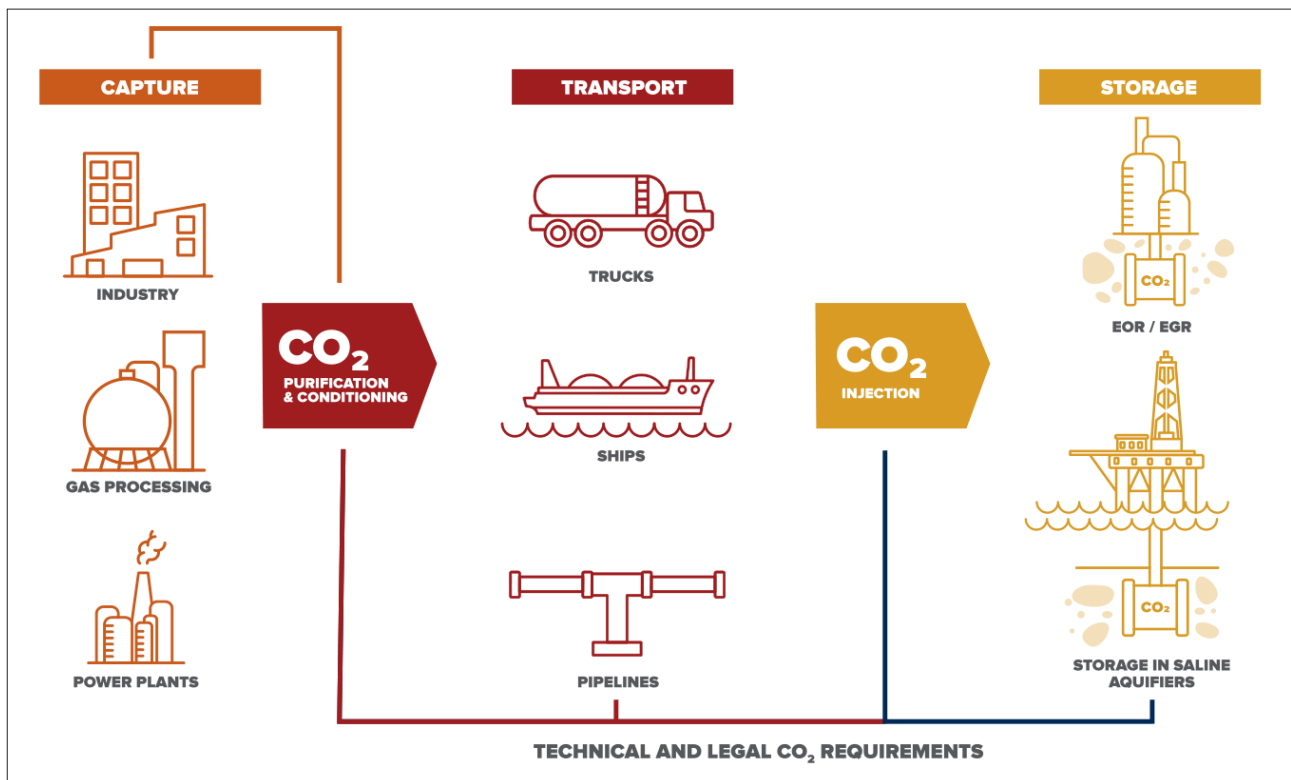


Figure 1 : La filière CCS – Source : Global CCS Institute.

(chimique ou physique) par un solvant mis au contact du gaz ou de la fumée à traiter, adsorption, séparation membranaire, combustion à l'oxygène pour maximiser la concentration du CO<sub>2</sub> dans les effluents et faciliter sa séparation. De nouvelles technologies émergent : le procédé DMX™ – développé par IFPEN, ce procédé utilise un solvant de haut rendement énergétique – ou encore des technologies d'oxycombustion (*chemical looping*).

Le transport du CO<sub>2</sub> s'apparente à celui du gaz naturel. De même, le stockage géologique du CO<sub>2</sub> utilise les compétences de l'industrie pétrolière et gazière en matière d'exploration-production.

Si le CCS réduit les émissions des énergies fossiles, il peut aussi « pomper » le CO<sub>2</sub> de l'atmosphère, en stockant le CO<sub>2</sub> émis par la combustion d'une charge biomasse (BECCS<sup>8</sup>) ou capté directement dans l'air (DACCS<sup>9</sup>). Le procédé conduit alors à des émissions négatives. Pour l'instant, ce service n'est pas rémunéré ; le modèle d'affaires du DACCS reste donc à construire<sup>10</sup>.

## Le CCS, une technologie mature

Avec plus de 260 Mt de CO<sub>2</sub> captées depuis les premières applications (25 Mt en 2019), le CCS repose

<sup>8</sup> BECCS : Bioenergy with carbon capture and storage – Bioénergie avec captage et stockage du CO<sub>2</sub>.

<sup>9</sup> DACCS : Direct Air CO<sub>2</sub> Capture and Storage – Captage direct du CO<sub>2</sub> dans l'air opéré par absorption de ce gaz.

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

sur des technologies matures utilisées sur le champ gazier de Sleipner (en Norvège) depuis 1996<sup>11</sup>. 40 Mt de CO<sub>2</sub>/an seront captées par des projets en cours d'élaboration ou déjà en phase de construction (voir la Figure 2 de la page suivante), ce qui ne représentera toutefois que 0,5 % de la cible fixée par le scénario NZE de l'AIE pour 2050.

Plusieurs secteurs industriels sont concernés : production d'électricité, traitement du gaz naturel, production d'engrais, de gaz de synthèse, d'hydrogène, d'acier ou de ciment, ou encore dans la chimie. Le projet à venir Northern Lights illustre la mise en œuvre de cette technologie dans les industries du raffinage et de la production de ciment<sup>12</sup>.

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

Les acteurs de la filière sont des ingénieries, des sociétés fournissant des technologies de captage, des opérateurs de transport de gaz, des sociétés de services et des compagnies exploitantes de ressources du sous-sol servant à stocker le CO<sub>2</sub>. Une telle filière proche pour chacun de ses segments des technologies

<sup>11</sup> 1 Mt/an de CO<sub>2</sub> capté sur une unité de traitement de gaz naturel.

<sup>12</sup> Conduit par Equinor, Shell, TotalEnergies et Gassnova, le projet Northern Lights permettra de stocker dans le sous-sol de la mer du Nord, dès 2024, 1,5 Mt/an, puis 5 Mt/an de CO<sub>2</sub> provenant de l'industrie européenne de raffinage et de production de ciment.

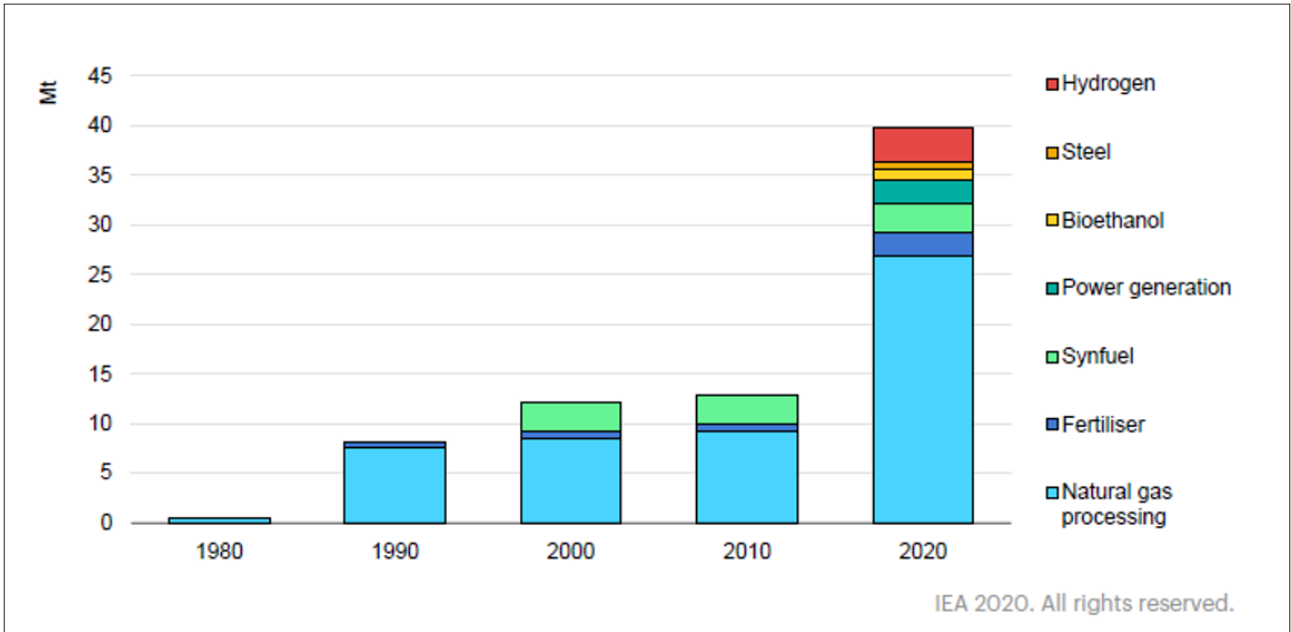


Figure 2 : Les unités CCUS par application – Source : AIE.

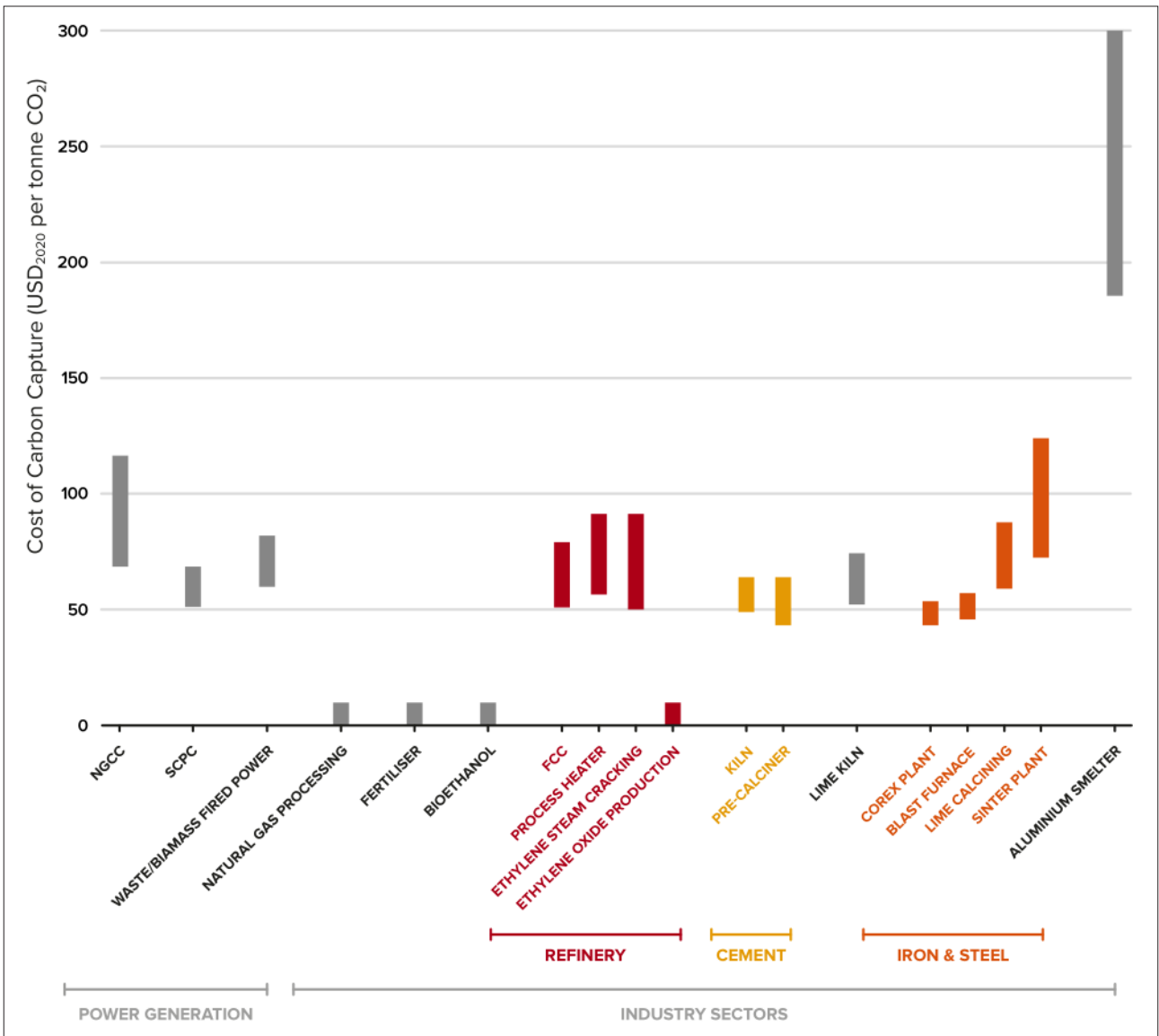


Figure 3 : Coûts de captage selon les unités industrielles à traiter – Source : GCCSI.

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

## L'enjeu du surcoût lié au CCS

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

Le coût du captage dépend de la taille de l'installation et de la concentration du CO<sub>2</sub> dans les effluents à traiter. Il varie de 10 à 250 €/tCO<sub>2</sub> selon les unités industrielles (voir la Figure 3 de la page précédente). Des réductions des coûts sont attendues par effet d'échelle et la mise en œuvre d'innovations. Ainsi, selon le Global CCS Institute (GCCSI)<sup>13</sup>, le coût du captage opéré sur centrale thermique devrait être réduit d'ici à 2030 à 40 \$/tCO<sub>2</sub>.

Le coût du transport/stockage inclut le coût de compression, de transport (en fonction de la distance) et du stockage (à terre ou en mer). Le GCCSI donne ainsi des coûts pour les segments compression/transport/stockage/suivi du stockage allant de 20 à 70 \$/tCO<sub>2</sub> (voir la Figure 4 ci-après).

Le coût du CCS pourrait donc atteindre les 100 \$/tCO<sub>2</sub> en 2030, fixant ainsi à ce niveau la valeur d'équilibre de la tonne de CO<sub>2</sub> à cette date pour ce procédé.

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

par le jeu des économies d'échelle, standardisation, valorisation du CO<sub>2</sub>, pénalisation des émissions de CO<sub>2</sub> et rémunération du service climatique rendu (fiscalité<sup>14</sup>, marché CO<sub>2</sub>), utilisation du CO<sub>2</sub> en méthode de récupération du pétrole ou du gaz ou conversion du CO<sub>2</sub> en produits valorisables.

## Valorisation du CO<sub>2</sub>, quel potentiel ?

La valorisation du CO<sub>2</sub> doit être étudiée sous deux aspects : économique et climatique. Elle contribue en effet à équilibrer le surcoût du CCS et, incidemment, à montrer que le CO<sub>2</sub> est une ressource valorisable.

D'un point de vue économique, il existe un risque, compte tenu des volumes considérés (GtCO<sub>2</sub>), que la conversion du CO<sub>2</sub> en un produit valorisable déséquilibre le marché final visé. Ainsi, la conversion du CO<sub>2</sub> en acide formique, procédé économiquement réalisable aujourd'hui, inonderait le marché de ce produit lequel perdrait ainsi toute valeur.

D'un point de vue climatique, le bénéfice d'une valorisation du CO<sub>2</sub> peut être évalué au moyen d'une approche de type ACV<sup>15</sup>. À l'instar du CCS qui stocke définitivement le CO<sub>2</sub>, la conversion du CO<sub>2</sub> capté n'aura d'impact que si le CO<sub>2</sub> reste séquestré dans le produit formé. Il en est ainsi, par exemple, du procédé consistant à injecter du CO<sub>2</sub> dans les bétons recyclés

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

<sup>14</sup> Le système 45Q mis en place aux États-Unis assure une rémunération aux projets CCS dont la construction débutera d'ici le 1<sup>er</sup> janvier 2024 et qui permettront le stockage d'une valeur minimum de CO<sub>2</sub>. Cette rémunération était en 2019 de 19 \$/tCO<sub>2</sub> stockée ; elle atteindra 50 \$/tCO<sub>2</sub> en 2026 et sera limitée à 35 \$/tCO<sub>2</sub> si le projet contient une phase de rémunération additionnelle (EOR ou valorisation).

<sup>15</sup> ACV : analyse du cycle de vie.

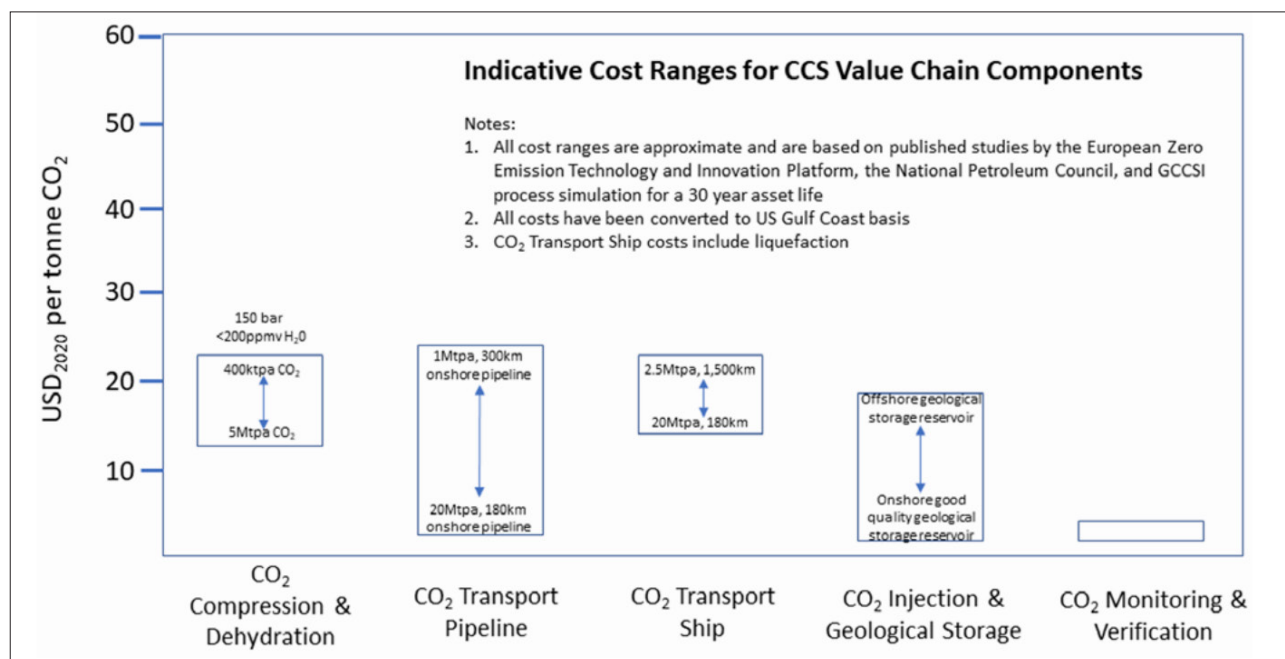


Figure 4 : Coûts indicatifs de la chaîne compression-transport-stockage-monitoring – Source : GCCSI.

pour améliorer leur réutilisation ainsi que le bilan carbone des constructions<sup>16</sup>.

L'injection de CO<sub>2</sub> dans un réservoir pétrolier pour en augmenter la production est la solution la plus développée à ce jour. Cette valorisation génère une rémunération additionnelle et peut être compatible avec un stockage définitif du CO<sub>2</sub>. Mais cette valorisation s'avère être en contradiction avec la réduction attendue de l'usage des énergies fossiles.

L'utilisation du CO<sub>2</sub> est aussi envisagée comme source de carbone pour produire des carburants de synthèse (du type e-fuel) par recombinaison avec un hydrogène renouvelable. Dans ce cas, et si le CO<sub>2</sub> capté provient de la combustion d'un fossile, le e-fuel restera carboné et le gain en émissions de CO<sub>2</sub> sera faible, de l'ordre de 25 %. La conversion d'un CO<sub>2</sub> neutre pour le climat (DACCS ou BECCS) fournit en revanche des carburants e-fuels, voire e-biofuels à plus haute énergie volumique que l'hydrogène et à haut rendement climatique. Ils sont envisagés pour décarboner le secteur du transport aérien.

Au total, l'AIE estime<sup>17</sup> la contribution de la valorisation du CO<sub>2</sub> à hauteur de 8 % des émissions captées, le stockage géologique étant l'option privilégiée<sup>18</sup>.

## Opportunités offertes par le CCUS et les freins à son déploiement

L'implantation du captage de CO<sub>2</sub> sur des centrales thermiques ou des sites industriels nécessite peu de modifications des procédés d'exploitation, ce qui va permettre un déploiement de cette technologie bien avant 2030, dès lors que les sites de stockage seront opérationnels. Il en est ainsi en Europe, avec le projet Northern Lights, qui devrait être opérationnel en 2024.

La transition énergétique en sera alors accélérée et son coût réduit. L'étude Hydrogen4EU<sup>19</sup> s'est intéressée à deux scénarios de déploiement de l'hydrogène décarboné à l'échelle de l'Europe, compatibles avec l'atteinte de la neutralité carbone en 2050. L'un modélise une production essentiellement électrolytique alimentée par des énergies renouvelables. L'autre inclut en outre une production d'hydrogène à partir de gaz décarboné par le biais du CCS. Cette étude montre que le second scénario permet une économie de 2 000 G€ d'investissements sur la période par rapport au premier.

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

différents ordres sont à surmonter, dont son acceptabilité sociétale :

- **Le maintien des énergies fossiles** : le CCUS est perçu comme un moyen de poursuivre l'exploitation des énergies fossiles sous couvert de verdissement. Cependant, accroître la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité représente déjà un formidable défi, qui est tel que même dans le scénario NZE, les énergies fossiles contribueront encore à hauteur de 20 % au mix énergétique. Dans ce contexte, faire reposer uniquement sur l'électrification la décarbonation de l'hydrogène, des industries intensives en énergie et de la mobilité lourde, alourdirait encore la charge pesant sur les énergies renouvelables. Le recours au CCUS permettra d'optimiser la trajectoire de la transition tant économiquement que socialement.
- **Les risques associés au transport et au stockage du CO<sub>2</sub>** : la connexion des sites de captage avec les sites de stockage nécessitera la construction d'une infrastructure de transport. La crainte est qu'il se produise des fuites de CO<sub>2</sub> en surface ou dans des aquifères d'eau potable sus-jacents. S'agissant de fuites en surface, les simulations réalisées par Total Energies dans le cadre de son essai-pilote à Lacq ont montré qu'à 10 mètres de la conduite, la concentration du CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère était bien inférieure à son seuil de toxicité (10 %). S'agissant de la dispersion du CO<sub>2</sub> dans les aquifères d'eau potable sus-jacents, le risque peut être maîtrisé par une sélection rigoureuse du site de stockage et par la mise en place notamment d'un double cuvelage des puits d'injection depuis le point de stockage jusqu'à la surface.
- **La mise en place rapide de réglementations incitatives** : le déploiement de la filière nécessite l'adoption de réglementations pour faire émerger un marché du CO<sub>2</sub> et compenser le surcoût du CCUS, d'une fiscalité aux frontières pour maintenir la compétitivité des industries soumises à la concurrence internationale et d'un cadre juridique afin de permettre le transport transfrontalier du CO<sub>2</sub>.

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

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

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

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

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

<sup>17</sup> AIE, rapport "CCUS in clean energy transitions", 2020.

<sup>18</sup> L'AIE estime que les capacités de stockage sont suffisantes et sont localisées pour la plupart (70 %) à moins de 100 km des lieux d'émission du CO<sub>2</sub> en ce qui concerne les États-Unis, l'Europe et la Chine.

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

répondre de façon compétitive aux enjeux climatiques. Elle peut même offrir un double dividende par le biais d'émissions négatives, dès lors qu'elle met en œuvre des procédés brûlant de la biomasse ou captant le CO<sub>2</sub> directement dans l'air. Cette filière facilite donc l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone.

Le CCUS conduit à deux issues pour le CO<sub>2</sub> capté : soit à son stockage géologique définitif, soit à sa valorisation par conversion en un autre produit. Pour que le CCUS contribue effectivement à la lutte contre le changement climatique, la performance de cette seconde option doit être évaluée en recourant à une analyse du cycle de vie. Compte tenu de ses contraintes économiques, la valorisation du CO<sub>2</sub> ne représente qu'une part relativement limitée par rapport au stockage ; l'AIE l'estime à moins de 10 %.

Enfin, pour que le CCUS puisse se déployer, plusieurs enjeux sont à considérer : la mise en place de mesures réglementaires et de soutien incitatives ; une valorisation conséquente du CO<sub>2</sub> avec un prix qui devrait atteindre les 100 €/t d'ici à 2030<sup>20</sup> ; et une nécessaire réduction de ses coûts, notamment lorsqu'il est appliqué aux secteurs industriels.

---

<sup>20</sup> Aujourd'hui, d'un peu plus de 60 €/t en Europe (6 \$/t en Chine), la valeur du CO<sub>2</sub> sur le marché d'échange de quotas de CO<sub>2</sub> ne compense généralement pas le coût de la filière CCUS.