

## Capture du carbone : malgré l'engouement, des perspectives incertaines

28/01/2024

---

### Résumé

*Les technologies CCS (Carbon Capture and Storage), permettant de capturer le CO<sub>2</sub> émis par l'industrie ou la production d'électricité à partir de carburants fossiles, font l'objet d'un intérêt commercial, politique et réglementaire croissant. Les industriels, qui présentent de longue date ces solutions comme un outil incontournable pour parvenir à réduire les émissions de gaz à effet de serre, sont rejoints par un nombre croissant d'Etats et même certaines organisations internationales, comme l'AIE voire le GIEC.*

*Au-delà de la quarantaine de sites déjà opérationnels, plusieurs centaines de projets sont à l'étude, et cette tendance s'accélère. De grandes incertitudes continuent de peser sur la faisabilité technique et surtout financière de nombre d'entre eux. Les scénarii de déploiement effectif du CCS varient donc considérablement d'une source à une autre. Mais, même dans les hypothèses les plus optimistes, le CCS ne permettra qu'une très faible réduction des émissions de CO<sub>2</sub> : au mieux 550 millions de tonnes par an à l'horizon 2030, soit environ 1,5% des émissions globales, et ce au prix de la construction de nombreuses infrastructures de capture et de transport, notamment des gazoducs.*

*Le coût des procédés CCS, s'il varie très fortement d'un projet à un autre, reste en effet élevé : d'un peu moins de 20 dollars la tonne dans une usine d'ammoniac ou de traitement de gaz naturel, à plus de 60 dollars la tonne dans une aciérie, une cimenterie, ou une centrale thermique. Le CCS est de surcroît très énergivore et provoque, dans les centrales thermiques, une perte d'efficacité allant de 11 à 24%. Le financement de l'industrie du CCS reste donc très largement dépendant de subventions publiques massives et de la commercialisation de quotas d'émissions, dont les prix actuels ne paraissent pas suffisants pour que les projets s'autofinancent.*

*Dès lors, les investissements dans l'évitement d'émissions de CO<sub>2</sub> – développement des énergies décarbonées, électrification des procédés industriels – apparaissent souvent plus efficaces que le CCS. Celui-ci reste toutefois la seule solution technique pour éliminer les émissions de carbone dit « fatal » ou inévitable, c'est-à-dire issu des procédés industriels nécessitant une combustion ou une réaction chimique émettrice de gaz carbonique.*

*L'utilisation du CO<sub>2</sub> capté dans divers procédés industriels (CCUS) offre, enfin, des perspectives intéressantes pour rentabiliser la capture. Les deux principales utilisations actuelles, la fabrication d'urée et l'optimisation de l'extraction d'hydrocarbures, restent toutefois émettrices nettes de CO<sub>2</sub>. La possibilité de produire des carburants de synthèse à partir de CO<sub>2</sub> et d'hydrogène nourrit toutefois les espoirs des compagnies aériennes et de transport maritime, mais cette application nécessitera d'importantes quantités d'hydrogène « vert », et son coût demeure important.*

---

## 1. Qu'est-ce que la capture carbone ?

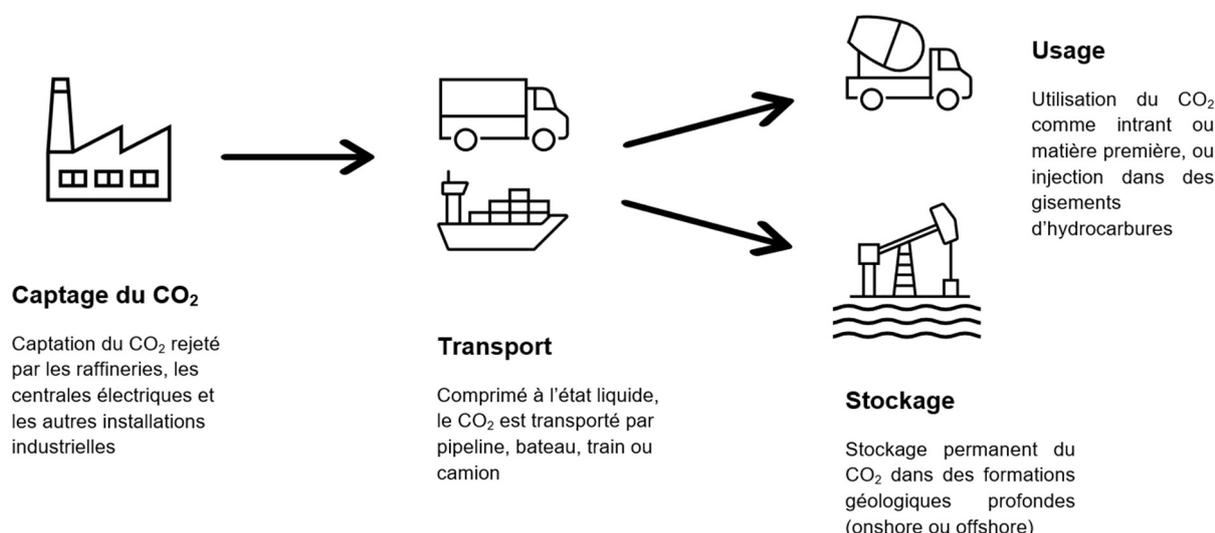
### 1.1. CCS, CCUS, *Direct Air Capture* : quelques définitions

Présentées comme des solutions indispensables pour la réalisation des objectifs climatiques en permettant une réduction nette des émissions de gaz à effet de serre, les systèmes de captage et de stockage du CO<sub>2</sub> visent à **piéger à la source le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) produit par l'utilisation de combustibles fossiles**, et présent dans les fumées rejetées par les activités industrielles ou les centrales électriques, afin **d'éviter son rejet dans l'atmosphère**.

Dans le cas du **CCS** (*carbon capture and storage*), le CO<sub>2</sub> est **séquestré dans des sous-sols offshore ou onshore** sur des temps très longs (jusqu'à plusieurs milliers d'années)

On parle de **CCUS** (*carbon capture, utilization and storage*) lorsque le **CO<sub>2</sub> capté est réutilisé** pour optimiser la récupération de gaz ou de pétrole ou servir à la production de carburants de synthèse, de plastiques, d'urée, ou d'autres matières premières (lire chapitre 3).

#### Graphique 1 : étapes des processus de CCS et CCUS



Source : *Global Sovereign Advisory*

Si le CCS (ou CCUS) suppose en général la capture du CO<sub>2</sub> à la source, certains chercheurs et industriels cherchent aussi à **retirer directement le CO<sub>2</sub> présent dans l'atmosphère**, permettant ainsi d'obtenir des émissions négatives :

- Au-delà de l'afforestation, qui consiste à planter des arbres dans des zones longtemps restées déboisées, la **bioénergie avec captage et stockage du carbone (BECCS)** est un procédé plus sophistiqué, en ce qu'il vise à **extraire le CO<sub>2</sub> capté par la biomasse pour le capturer et le stocker**. Une fois utilisée comme combustible, cette biomasse libère du dioxyde de carbone qui, au lieu d'être rejeté dans l'atmosphère, est capturé et stocké sur le modèle du CCS.
- Le recours à la **capture directe dans l'air (DAC)** qui consiste à **filtrer l'air atmosphérique afin d'en extraire directement le CO<sub>2</sub>** se développe aussi. Le CO<sub>2</sub> présent dans l'air est toutefois 200 à 300 fois moins concentré dans l'atmosphère que dans les gaz de combustion, ce qui complique le processus et augmente significativement les coûts du DAC.

## 1.2. Un processus complexe, mais bien maîtrisé

### 1.2.1 Isolation et captage du CO<sub>2</sub>

La première étape consiste à capter le CO<sub>2</sub> rejeté par les combustibles lors du processus de combustion. D'après l'AIE (Agence internationale de l'énergie), les installations actuelles équipées de technologies CCS et CCUS permettraient **de capter jusqu'à 99% du CO<sub>2</sub> présent dans les fumées rejetées**<sup>1</sup>. Il existe plusieurs méthodes de capture des émissions, les principales étant **la précombustion, la post-combustion et l'oxycombustion**.

- **La post-combustion consiste à capturer le CO<sub>2</sub> en le séparant des fumées issues de la combustion à l'aide d'un solvant chimique liquide.** Absorbant les émissions, le solvant se lie au CO<sub>2</sub>. Le mélange solvant-CO<sub>2</sub> est ensuite chauffé dans une tour de régénération, ce qui permet de les séparer, tout en régénérant le solvant. Bien maîtrisée, cette technique est aujourd'hui la plus utilisée et présente l'avantage de pouvoir être appliquée sur des installations déjà existantes. Sa mise en place est néanmoins coûteuse, tandis que le procédé est extrêmement énergivore.
- **Dans la précombustion, le CO<sub>2</sub> est retiré du combustible en amont du processus de combustion.** Pour ce faire, le combustible est converti en un gaz de synthèse composé d'hydrogène et de monoxyde de carbone. En introduisant de la vapeur d'eau dans ce mélange gazeux, le monoxyde de carbone est converti en CO<sub>2</sub>, avec une production additionnelle d'hydrogène. Une fois séparés grâce à un solvant, le CO<sub>2</sub> peut être capté tandis que l'hydrogène restant peut produire de l'énergie sans émission de carbone. Moins énergivore que la post-combustion, ce procédé est néanmoins très coûteux et **requiert des installations spécifiques**, qui doivent être mises en place dès la conception du site industriel.
- **L'oxycombustion, enfin, consiste à brûler les combustibles fossiles avec de l'oxygène pur, plutôt qu'avec l'air ambiant, afin d'obtenir des fumées beaucoup plus concentrées en CO<sub>2</sub> (environ 90%).** En conséquent, le CO<sub>2</sub> est plus facile à séparer de la vapeur d'eau avec laquelle il est mélangé, et donc à capturer. Le principal obstacle de cette technique réside dans le coût de production et d'acheminement de l'oxygène pur.

### 1.2.2 Compression et transport

Comme les autres gaz industriels, le CO<sub>2</sub> peut, une fois capté, être transporté **à l'état gazeux ou, le plus souvent, liquide. Dans ce dernier cas, le gaz doit être compressé à plus de 80 bars**<sup>2</sup>. Après cette étape, le CO<sub>2</sub> est déshydraté puis envoyé dans le système de transport. Si les **gazoducs** sont le mode de transport le plus couramment utilisé, l'acheminement du CO<sub>2</sub> peut aussi s'effectuer par train, bateau ou camion-citerne.

### 1.2.3 Séquestration souterraine

Dans le cas du CCS, **le CO<sub>2</sub> est injecté dans des formations géologiques profondes adaptées à un stockage permanent**, généralement à 1km de profondeur ou plus. Plusieurs lieux de stockage, *onshore* comme *offshore*, peuvent être utilisés : **aquifères salins profonds, gisements d'hydrocarbures épuisés, filons de charbon...** Une fois introduit dans les sous-sols, le CO<sub>2</sub> y est piégé par des procédés chimiques et géologiques : dissolution dans la saumure des roches, piégeage dans les roches, minéralisation, etc.

Certaines compagnies développent également le **stockage océanique**, c'est-à-dire son injection dans les océans à une profondeur suffisante pour minimiser les impacts environnementaux, à l'image de l'islandais **Carbfix**. La société a démontré la faisabilité d'une dissolution du dioxyde de carbone dans l'eau et son injection dans des formations basaltiques profondes, afin de le transformer en minéraux carbonatés<sup>3</sup>.

**Une fois injecté dans les formations géologiques, le CO<sub>2</sub> doit y être conservé à long terme, pendant plusieurs centaines d'années.** Le sous-sol doit donc être hermétique, afin d'éviter tout risque d'évasion, et

<sup>1</sup> AIE, *Carbon Capture, Utilisation and Storage* juillet 2023

<sup>2</sup> ADL Ventures, *Repurposing Natural Gas Lines : The CO<sub>2</sub> Opportunity*, consulté le 20 janvier 2024

<sup>3</sup> Carbon Herald, *Aker And Carbfix Extend Partnership On CCS Project*, mai 2023

une surveillance accrue des formations géologiques (pression dans les formations, éventuelles fuites, etc.) est nécessaire. Si l'étanchéité des anciens gisements d'hydrocarbures n'est plus à prouver (ils ont contenu du gaz ou du pétrole pendant des millions d'années), elle peut être mise à mal par de nouveaux forages ; quant à celle des aquifères salins, elle est méconnue à long terme<sup>4</sup>.

**A l'échelle mondiale, les sous-sols adaptés au stockage de CO<sub>2</sub> sont beaucoup plus importants que ce qui serait nécessaire pour atteindre les objectifs climatiques<sup>5</sup>.** Les pays les plus émetteurs se targuent ainsi de disposer d'importants espaces de stockage ; les capacités de stockage disponibles seraient de 2 000 et 20 000 milliards de tonnes rien qu'en Amérique du Nord<sup>6</sup>, et de 300 milliards de tonnes en Europe<sup>7</sup>. **Le principal obstacle au développement du CCS est moins la disponibilité de zones adaptées que la capacité des Etats et des industriels à développer cette filière à un coût maîtrisé.**

## 2. Une croissance forte, mais des perspectives incertaines

### 2.1. Malgré un développement exponentiel, la filière reste à construire

Le développement de la filière CCS est exponentiel et le nombre de projets a augmenté de manière significative en 2023. **198 nouveaux projets d'installations ont été ajoutés l'an dernier au pipeline global de projets, soit une hausse de 102%<sup>8</sup>.** En juillet 2023, sur un total de 392 installations commerciales à l'échelle globale, **41 étaient opérationnelles** (soit 11 de plus qu'en 2022), **26 en construction et 325 en cours de développement** (dont 121 au stade de développement avancé)<sup>9</sup>.

14 de ces installations opérationnelles se trouvaient aux Etats-Unis, dont la première, Occidental Terrell, a été instaurée en 1972. Le second pays est la Chine, avec 11 sites opérationnels, tous entrés en fonctionnement à partir de 2021<sup>10</sup>, suivie du Canada. Mais il s'est agi, en Chine, essentiellement de démonstrateurs ou de petites unités, de telle sorte que les Etats-Unis et le Canada dominent très largement, en termes de capacité, la capacité mondiale, avec 52% du total (Graphique 2).

**Graphique 2 : capacité opérationnelle et prévue de captage des installations CCS par région (second trimestre 2023 et 2030) (en %)**



Source : AIE

<sup>4</sup> Polytechnique insights, *Limiter le changement climatique en capturant le CO<sub>2</sub> : rêve ou réalité ?*, janvier 2023

<sup>5</sup> Global CCS Institute, *Geological storage of CO<sub>2</sub> : safe, permanent, and abundant*, 2018

<sup>6</sup> *Idem*

<sup>7</sup> The Conversation, *La capture et le stockage du carbone, comment ça marche ?*, octobre 2022

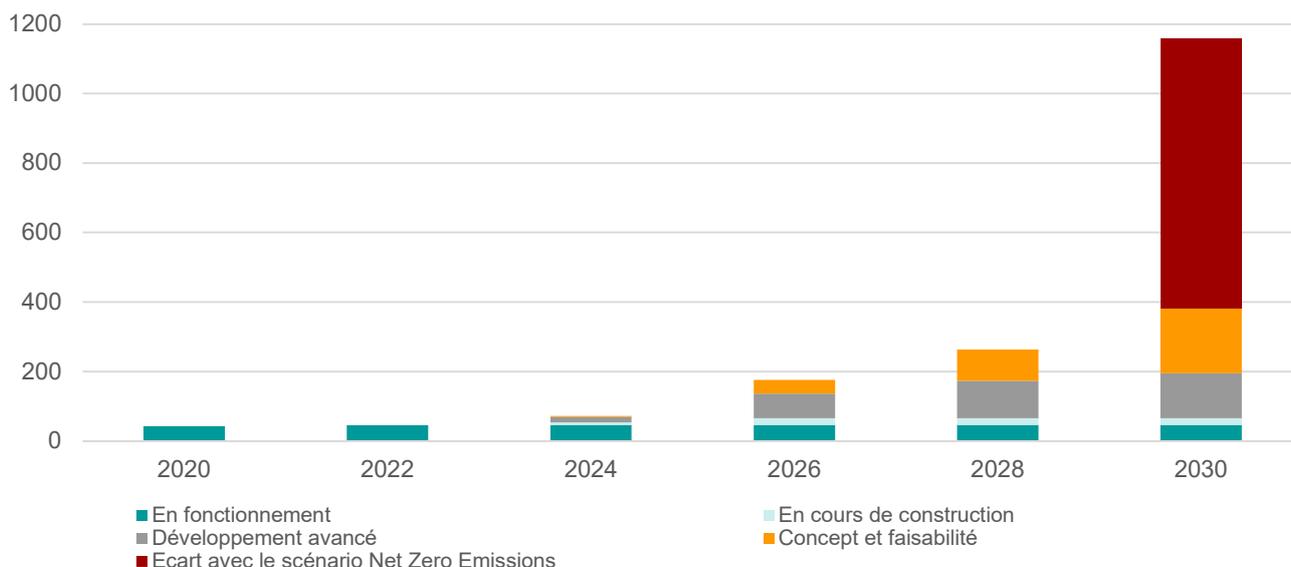
<sup>8</sup> Global CCS Institute, *Global Status of CCS 2023*, 2023

<sup>9</sup> LSE, *What is carbon capture, usage and storage (CCUS) and what role can it play in tackling climate change ?*, mars 2023

<sup>10</sup> Global CCS Institute, *Global Status of CCS 2023*, 2023

L'évolution de la capacité globale de capture du CO<sub>2</sub> semble toutefois plus limitée : à **46 millions de tonnes par an attendues en 2024 selon l'AIE, celle-ci a à peine progressé par rapport à 2020** (43 millions de tonnes). Et si la capacité cumulée de l'ensemble des projets CCS en cours de développement a augmenté de 48% sur un an, pour s'établir à 361 millions de tonnes par an en juillet 2023, cette **croissance projetée est soumise à une forte incertitude** : la grande majorité des projets, encore en phase de conception ou de développement avancé, n'ont pas encore dépassé l'étape critique de la décision finale d'investissement<sup>11</sup>, et **pourraient donc ne jamais se concrétiser**.

**Graphique 3 : capacité des projets CCS en fonctionnement et en développement, par rapport aux exigences du scénario Net Zero Emissions (Mtpa CO<sub>2</sub>) (2020-2030)**



Source : AIE

## 2.2. Une croissance portée par des projets structurants

**La plupart des projets CCS, y compris les plus aboutis, sont portés par les Etats-Unis, le Canada, les pays du nord de l'Europe, l'Australie ou encore la Chine.** Leurs caractéristiques, de même que les capacités de capture, divergent fortement.

L'une des plus grandes installations de capture carbone actuellement opérationnelle se trouve au **Brésil** : les plateformes pétrolières exploitées par **Petrobras** dans le bassin pré-salifère de Santos, équipées de technologies CCUS, auraient permis de réinjecter près de 10,6 Mt de CO<sub>2</sub> en 2022<sup>12</sup>, utilisés pour optimiser l'exploitation pétrolière (lire chapitre 3). Au total, 40,8 Mt/CO<sub>2</sub> ont été injectées depuis le début des opérations.

D'autres projets ambitieux sont en cours de développement. Dans **le Golfe**, la capacité de capture cumulée des projets en cours d'élaboration devrait être de 19,5 Mtpa de CO<sub>2</sub>. Avec son projet CCS dans la ville industrielle de Jubail, le géant saoudien de l'énergie **Aramco** mise sur la capture et le stockage de **9 Mtpa** dès sa mise en service en 2027<sup>13</sup>. En Asie, le **Japon**, conformément à sa feuille de route sur le CCS, a annoncé son soutien à sept projets pour des études de faisabilité ; les projets devraient permettre de stocker 13 Mtpa CO<sub>2</sub><sup>14</sup>.

En **Europe**, les projets en mer du Nord se multiplient, tandis que la construction de la plus grande installation CCS du continent devrait débuter en 2024 aux **Pays-Bas** : le projet *Porthos*, d'une capacité de capture de 2,5

<sup>11</sup> AIE, *Carbon Capture, Utilisation and Storage*, juillet 2023

<sup>12</sup> Carbon Credit Markets, *Petrobras breaks annual record in CO2 capture, use and storage*, février 2023

<sup>13</sup> MEES, *Saudi Aramco Plans First Phase CCS For 2027*, juin 2023

<sup>14</sup> Global CCS Institute, *Global Status of CCS 2023*, 2023

Mtpa, stockera à compter de 2027 les émissions de la zone portuaire de Rotterdam dans un gisement de gaz épuisé en mer du Nord<sup>15</sup>. La **Norvège**, dont la première installation CCS sur le champ gazier de **Sleipner** date de 1996, développe de nombreux projets. *Northern Lights*, en particulier, devrait être la plus grande infrastructure de transport et de stockage de CO<sub>2</sub> en Europe, **mais également le premier réseau CCS transfrontalier au monde**. Concrètement, il sera ouvert à toutes les industries souhaitant décarboner leurs activités et stocker leur CO<sub>2</sub>. *Northern Lights* a ainsi signé un accord commercial avec le fabricant néerlandais d'engrais **Yara** pour la capture de 800 000 tonnes de CO<sub>2</sub> aux Pays-Bas, leur transport et leur séquestration à 2 600 mètres de profondeur dès 2025<sup>16</sup>. Porté à parts égales par **Equinor**, **Shell** et **TotalEnergies**, et mis en œuvre notamment par **Air Liquide**, *Northern Lights* devrait être mis en service en 2024. Les installations de la première phase devraient permettre de stocker jusqu'à 1,5 Mtpa CO<sub>2</sub>, des capacités qui devraient être étendues à 5 Mtpa d'ici 2026<sup>17</sup>.

La multiplication des projets sur le sol européen permettra ainsi au Vieux Continent de fortement augmenter sa capacité de capture carbone d'ici 2030. **Alors que ses installations représentaient 5% des capacités mondiales au second trimestre 2023, l'Europe en détiendra 25% en 2030** (graphique 2). **L'Amérique du Nord, pionnière du CCS, maintiendra quant à elle son hégémonie** : alors que la capacité de capture des Etats-Unis et du Canada représentait 52% de la capacité mondiale au second trimestre 2023, celle part se maintiendra à 48% en 2030. Enfin, l'Afrique subsaharienne fait toujours figure de grande absente.

### 2.3. Des politiques gouvernementales stimulantes pour accélérer les investissements

Cette croissance rapide des projets CCUS s'explique par **le soutien politique croissant au CCS, qui a atteint un niveau historique en 2023**<sup>18</sup>. Longtemps ignoré des politiques publiques, le déploiement de ces technologies s'accompagne en effet aujourd'hui d'un regain d'attention politique et de la mise en place de cadres législatifs et réglementaires incitatifs.

Aux Etats-Unis, **l'*Inflation Reduction Act (IRA)* adopté en 2022 contient de fortes incitations au déploiement des installations CCS, notamment au moyen de crédits d'impôts** (voir aussi chapitre 5)<sup>19</sup>. Les dispositions de l'IRA, qui devraient favoriser le déploiement de ces technologies, pourraient ainsi **accroître les capacités américaines de capture du CO<sub>2</sub> de 200 à 250 Mtpa d'ici 2030**<sup>20</sup>. Le plan d'infrastructure bipartisan de 2021 prévoit quant à lui l'attribution de 8,2 milliards USD de crédits publics aux programmes CCS sur la période 2022-2026, là où les crédits destinés à la recherche dans ce domaine ont totalisé 5,3 milliards USD entre 2011 et 2023<sup>21</sup>.

En Europe, l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) d'au moins 55% d'ici 2030 favorise le déploiement de la capture carbone, intégrée dans le **Green Deal** européen de 2020. Le **Net Zero Industry Act (NZIA)**, proposé par la Commission européenne puis validé par le Conseil européen en décembre 2023, consacre également une place importante aux technologies CCS, en fixant notamment un objectif de stockage de 50 Mtpa de CO<sub>2</sub> d'ici 2030<sup>22</sup>. Les projets européens sont également soutenus par le **Fonds pour l'innovation**, dédié aux technologies de décarbonation, et financé par **la mise aux enchères de quotas carbone** ; par exemple, le projet CCS « K6 » porté par **Air Liquide** et **Equiom** dans les Hauts-de-France a bénéficié de ces financements<sup>23</sup>. A l'échelle nationale, de nombreux Etats membres de l'Union européenne ont aussi inclus le CCS dans leurs politiques climatiques ; la **France**<sup>24</sup> ou encore **l'Allemagne**<sup>25</sup> se sont ainsi récemment engagés à développer des stratégies de gestion du carbone.

<sup>15</sup> Offshore Technology, *First CCS project in the Netherlands launched*, octobre 2023

<sup>16</sup> Yara, *Yara invests in CCS in Sluiskil and signs binding CO2 transport and storage agreement with Northern Lights – the world's first cross-border CCS-agreement in operation*, novembre 2023

<sup>17</sup> TotalEnergies, *Northern Lights, premier projet industriel majeur de captage et stockage de carbone en Norvège*, janvier 2024

<sup>18</sup> Global CCS Institute, *Global Status of CCS 2023*, 2023

<sup>19</sup> Modern Power Systems, *IRA aims to give CCUS a boost, but will it take off ?*, février 2023

<sup>20</sup> Global CCS Institute, *Global Status of CCS 2023*, 2023

<sup>21</sup> Congressional Budget Office, *Carbon Capture and Storage in the United States*, décembre 2023

<sup>22</sup> Clean Air Task Force, *EU moves closer to unlocking carbon capture and storage for industrial decarbonisation*, décembre 2023

<sup>23</sup> Air Liquide, *Le projet d'Air Liquide et EQIOM dans le nord de la France sélectionné par le Fonds européen d'innovation*, avril 2022

<sup>24</sup> Conseil national français de l'industrie, *Stratégie CCUS. Capture, stockage et utilisation du carbone*, juin 2023

<sup>25</sup> Energy Post, *Germany is developing a strategy for Carbon Capture and Storage to meet its 2045 net zero target*, février 2023

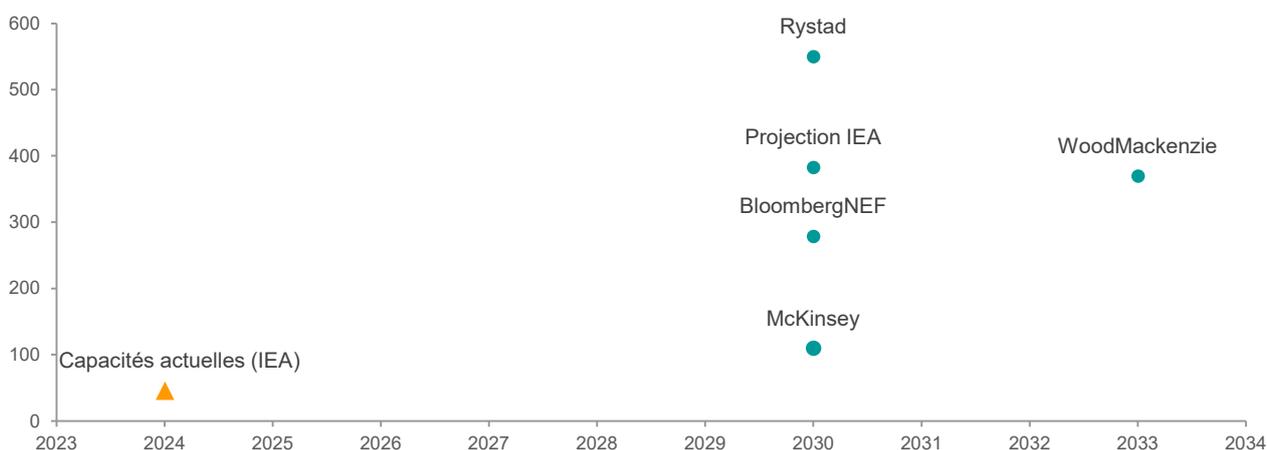
Au **Royaume-Uni**, le ministre des Finances **Jeremy Hunt** a annoncé dans son *Autumn Statement* de novembre 2023 le décaissement de 960 millions de livres sterling (1,2 milliards USD) pour un nouveau programme visant à accélérer la croissance des industries vertes. Ce programme, qui se concentrera notamment sur le déploiement du CCUS<sup>26</sup>, vient s'ajouter aux financements existants qui visent à inciter les compagnies pétrolières et gazières à recourir à cette technologie<sup>27</sup>, alors que Londres vise la capture de 20 à 30 Mtpa de CO<sub>2</sub> d'ici 2030<sup>28</sup>.

D'autres Etats développent des réglementations sur le CCS, à l'image de l'**Australie**<sup>29</sup>, de l'**Indonésie**<sup>30</sup> ou de la **Chine** (le CCS est inclus dans le 14<sup>ème</sup> plan quinquennal chinois<sup>31</sup>). Certains se fixent également d'ambitieux objectifs de capture carbone : le **Japon**, qui a publié une feuille de route CCUS en janvier 2023<sup>32</sup>, ambitionne de stocker 240 Mtpa de CO<sub>2</sub> d'ici 2050, contre 44 Mtpa d'ici 2035 pour l'**Arabie saoudite**<sup>33</sup>.

## 2.4. Des projections de croissance très divergentes

La multiplication des projets de CCS, et des annonces de soutien politique et financier, permettent de tabler sur une forte croissance capacitaire dans les années à venir. Pourtant, les **projections réalisées par plusieurs grands cabinets de conseil à l'horizon divergent radicalement**, de 110 Mtpa CO<sub>2</sub> pour **McKinsey** à 550 Mtpa pour le norvégien **Rystad Energy** (graphique 4).

**Graphique 4 : projection des capacités globales de capture de CO<sub>2</sub> à l'horizon 2030 (millions tonnes/an)**



Source : Global Sovereign Advisory

L'**AIE**, qui table sur une capacité cumulée globale de **383 Mtpa CO<sub>2</sub> en 2030**, souligne néanmoins que seules 20 Mtpa de capacités additionnelles sont effectivement en cours de construction, 129 Mtpa étant en développement avancé et 188 Mtpa au stade de concept et étude de faisabilité<sup>34</sup>. **Même dans le cas où toutes seraient réalisées, la capacité cumulée de ce portefeuille ne représenterait qu'un tiers des exigences du scénario Net Zero Emissions de l'AIE, qui requiert une capacité de capture et de stockage de carbone de 1159 Mtpa en 2030**<sup>35</sup>.

<sup>26</sup> Power Technology, *UK Autumn Statement : Chancellor pledges £960m for green industry*, novembre 2023

<sup>27</sup> Le Monde de l'Energie, *Les technologies CCUS (capture, stockage et utilisation du carbone) sont indispensables pour atteindre la neutralité carbone*, décembre 2023

<sup>28</sup> Gouvernement britannique, *CCUS Net Zero Investment Roadmap*, avril 2023

<sup>29</sup> Norton Rose Fulbright, *Global carbon capture and storage regulations : A driver or barrier to CCS project development ?*, septembre 2023

<sup>30</sup> AIE, *Energy Minister Order No.2 2023 on the Utilisation of CCUS in Oil and Gas exploration*, juin 2023

<sup>31</sup> Groupe d'études géopolitiques, La puissance écologique de la Chine : analyses, critiques, perspectives, *Le 14<sup>ème</sup> plan quinquennal dans la nouvelle phase de la réforme chinoise*, septembre 2021

<sup>32</sup> AIE, *CCS Long-Term Roadmap, Japan*, 2023

<sup>33</sup> Global CCS Institute, *Global Status of CCS 2023*, 2023

<sup>34</sup> AIE, *Carbon Capture, Utilisation and Storage*

<sup>35</sup> AIE, *Carbon Capture, Utilisation and Storage*

## 2.5. Un impact faible sur les émissions mondiales de CO<sub>2</sub>

**Cet écart important montre toute la limite du CCS : même avec des investissements massifs et une croissance accélérée, il ne jouera qu'un rôle négligeable dans l'atteinte de la neutralité carbone.** Même dans les scénarios de développement les plus optimistes, la capture carbone ne représentera qu'une portion très faible des émissions totales de CO<sub>2</sub>. Dans celui de Rystad Energy, qui mise sur la capture de **550 Mtpa en 2030** (voir plus haut), **la capture carbone ne représentera ainsi que l'équivalent de 1,5% des émissions totales en 2022**, soit 36,8 milliards de tonnes<sup>36</sup>. Or, dans le cadre du scénario Net Zero Emissions, les émissions de CO<sub>2</sub> sont censées chuter de 42% en 2030 afin d'être totalement éliminées en 2050.

Si la consommation de gaz et de pétrole évolue comme cela est prévu dans les paramètres politiques actuels, il faudrait selon l'AIE capter 32 milliards de tonnes de CO<sub>2</sub> d'ici 2050 – un scénario qui semble aujourd'hui difficilement concevable. **Les technologies CCS nécessiteraient, dans cette hypothèse, 26 000 térawattheures de production d'électricité pour fonctionner en 2050, soit plus que la demande totale mondiale d'électricité en 2022**<sup>37</sup>.

**A ce stade, les objectifs du CCS apparaissent hors d'atteinte et son impact sur les émissions de CO<sub>2</sub>, limité, d'autant que la filière se heurte à plusieurs obstacles.** Au-delà des incertitudes entourant les performances du CCS et le financement des installations (lire chapitre 5), les projets peuvent aussi être freinés par des questions d'acceptation sociale. **Malgré tout, l'augmentation des prix du carbone sur certains marchés de quotas d'émission, et surtout la révision à la hausse des objectifs climatiques de nombreux Etats, fait que le recours au CCS devrait augmenter, parallèlement à d'autres formes de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>.**

## 2.6. Les critiques se multiplient déjà

Malgré l'engouement des Etats et de nombreux industriels – en particulier les plus émetteurs – pour le CCS, la technologie fait l'objet de nombreuses réserves. Ainsi, l'AIE qui, au diapason du GIEC<sup>38</sup>, y voit un outil « indispensable » dans l'atteinte des objectifs de neutralité carbone, a toutefois mis en garde, dans un rapport publié en amont de la COP28, **contre les attentes excessives liées au déploiement du CCS et du CCUS, affirmant que la capture carbone ne doit pas être un moyen de maintenir le statu quo**<sup>39</sup>.

Les technologies sont également ciblées par les critiques de nombreux experts et organisations environnementales. Le *Center for International Environmental Law* (CIEL) américain souligne que **la majeure partie du CO<sub>2</sub> capturé est utilisé pour extraire de nouvelles ressources fossiles** (lire chapitre 3) et estime que les risques de remontée dans l'atmosphère du CO<sub>2</sub> stocké en sous-sol ne sont pas suffisamment pris en compte<sup>40</sup>. De la même manière, le CO<sub>2</sub> réemployé pour produire des carburants de synthèse sera tout de même émis *in fine* dans l'atmosphère. Certaines associations de contribuables pointent également un coût important pour les finances publiques, généralement au profit de groupes pétroliers, et ce pour un bénéfice environnemental jugé contestable<sup>41</sup>.

## 2.7. L'unique recours contre le « carbone fatal » industriel

Malgré les limites du CCS pointées ci-dessus, cette technologie pourrait s'avérer incontournable dans de nombreux secteurs d'activités : pétrochimie et le raffinage, ciment, sidérurgie... Si nombre de procédés industriels sont susceptibles d'être décarbonés en remplaçant des sources d'énergie thermique par de l'électricité ou de l'hydrogène vert, **certaines étapes restent nécessairement génératrices de carbone**, soit qu'elles **nécessitent une combustion** (acier, verre), soit qu'elles **supposent des réactions chimiques**

<sup>36</sup> AIE, *CO<sub>2</sub> Emissions in 2022*, mars 2023

<sup>37</sup> AIE, *Carbon Capture, Utilisation and Storage*, juillet 2023

<sup>38</sup> Transitions & Energies, *La capture du carbone. « inévitable » selon le GIEC*, décembre 2023

<sup>39</sup> AIE, *The Oil and Gas Industry in Net Zero Transitions*, novembre 2023

<sup>40</sup> Center for International Environmental Law, *Deep Trouble – The Risk of Offshore Carbon Capture and Storage*, novembre 2023

<sup>41</sup> Taxpayers for Common Sense, *Carbon Capture and Storage*, consulté le 25 janvier 2024

émettrices de CO<sub>2</sub> (ciment). On parle alors de CO<sub>2</sub> « fatal » ou « inévitable ». Le CCS sera, alors, l'ultime moyen de diminuer les émissions de CO<sub>2</sub>.

### 3. Quels usages industriels du carbone capturé ?

L'AIE évalue la **consommation annuelle mondiale de CO<sub>2</sub> à 230 millions de tonnes** en moyenne, principalement pour la **production d'urée (environ 130 millions de tonnes)** et **l'optimisation de l'extraction de pétrole ou de gaz, dite EOR (Enhanced Oil Recovery, environ 80 millions de tonnes)**. Nombre d'autres industries emploient le CO<sub>2</sub> comme intrant, de l'agroalimentaire (boissons gazeuses) à la métallurgie en passant par le refroidissement ou la chimie. Mais celles-ci ne pèsent qu'environ 10 à 12% de la consommation. De plus, certaines ont besoin de flux très purs<sup>42</sup> et ne peuvent donc utiliser du CO<sub>2</sub> issu de procédés CCS, y préférant du CO<sub>2</sub> issu de la biomasse<sup>43</sup>.

#### 3.1. Urée : un circuit court maîtrisé par les fabricants d'ammoniac

L'urée, produite par combinaison de l'ammoniac et de CO<sub>2</sub>, est principalement utilisée pour produire des engrais, mais peut aussi entrer dans la fabrication d'aliments pour bétail, certains procédés de plasturgie, etc. Du fait de la haute teneur en CO<sub>2</sub> des émissions des usines d'ammoniac, et le fait que la production d'ammoniac et d'urée sont souvent colocalisées et opérées par un même exploitant (producteur d'engrais, par exemple), **cette utilisation du CO<sub>2</sub> est relativement peu chère à mettre en œuvre** (voir chapitre 4).

Mais **la production d'urée n'est pas consommatrice nette de CO<sub>2</sub>** : le gaz carbonique utilisé est en effet directement issu de la production d'ammoniac, lui-même provenant de la transformation du gaz naturel. Au total, sur les 500 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> émises pour la fabrication d'ammoniac<sup>44</sup>, seules 130 millions sont absorbées pour produire de l'urée. **Cette industrie n'absorbe donc pas ses propres émissions de CO<sub>2</sub>, et semble peu susceptible d'absorber les flux provenant d'autres secteurs.**

#### 3.2. EOR : le CO<sub>2</sub> au service de l'extraction pétrolière pour un bilan carbone mitigé

L'autre grand exutoire du CO<sub>2</sub> capté est la récupération optimisée de pétrole (*Enhanced Oil Recovery*, EOR). Le **CO<sub>2</sub> est alors injecté dans les nappes exploitées**, où il dissout les résidus de pétrole piégé dans la roche, facilitant son pompage. Plus récemment, le procédé a été étendu à l'exploitation gazière (*Enhanced Gas Recovery*, EGR) ; l'injection de CO<sub>2</sub> vise alors principalement à augmenter la pression du réservoir.

Le procédé, connu de longue date, était initialement réalisé à partir de CO<sub>2</sub> local, s'échappant du réservoir mis en production. Mais le recours croissant aux réserves de pétrole et de gaz de schiste a augmenté les besoins, poussant les exploitants à se tourner vers le CO<sub>2</sub> issu de l'industrie, qui représenterait désormais environ 30% du gaz consommé. **Cet usage, très développé aux Etats-Unis où il représente déjà 4% de la production pétrolière totale<sup>45</sup>, se répand aussi rapidement au Moyen-Orient et en Europe<sup>46</sup>.**

Mais, même en considérant le CO<sub>2</sub> injecté dans les champs comme définitivement séquestré, **le procédé reste émetteur net** : selon l'AIE, **le pétrole extrait grâce à des procédés EOR n'émet au total que 37% de CO<sub>2</sub> de moins** que le pétrole conventionnel<sup>47</sup>. En effet, selon l'AIE, **0,3 tonnes de CO<sub>2</sub> doivent être injectées pour extraire un baril, mais l'utilisation de celui-ci libère environ 0,51 tonnes de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère.**

L'EOR suscite donc les **vives critiques des ONG** écologistes, qui la qualifient « d'écran de fumée »<sup>48</sup>, voire de détournement des politiques de protection de l'environnement par l'industrie pétrolière. En effet, aux Etats-

<sup>42</sup> National Energy Technology Laboratory (NETL), [Commercial Carbon Dioxide Uses: Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery](#)

<sup>43</sup> NB : cette estimation de la consommation mondiale est très supérieure aux quelques 46 millions de tonnes captées par le CCS chaque année, car elle inclut également du CO<sub>2</sub> capté directement dans le cadre des activités industrielles, notamment dans l'industrie pétrolière et la fabrication d'urée.

<sup>44</sup> Royal Society, [Ammonia Policy Briefing](#), Février 2020

<sup>45</sup> Washington Post, [Companies capture a lot of CO2. Most of it is going into new oil](#), octobre 2023

<sup>46</sup> Energy Transition, [Smokescreen for climate inaction: CCS starts to take off in Saudi Arabia and Europe](#), octobre 2023

<sup>47</sup> Clean Air Task Force, [CO<sub>2</sub> EOR Yields a 37% Reduction in CO<sub>2</sub> Emitted Per Barrel of Oil Produced](#), 2019

<sup>48</sup> Energy Transition, [Smokescreen for climate inaction: CCS starts to take off in Saudi Arabia and Europe](#), octobre 2023

Unis, **les compagnies pétrolières peuvent recevoir jusqu'à 60 USD par tonne de CO<sub>2</sub> séquestré** dans le cadre de leurs procédés EOR<sup>49</sup>, contre 85 USD pour une simple séquestration. Cette aide est nettement supérieure au coût d'achat d'une tonne de carbone, évalué à environ 40% du prix d'un baril de pétrole<sup>50</sup>.

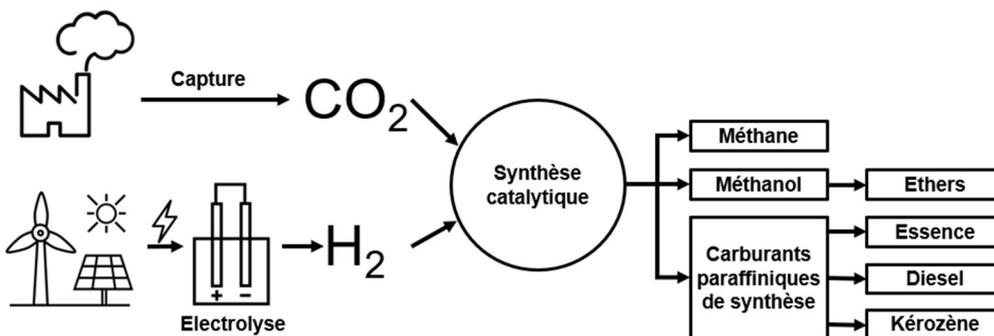
### 3.3. Agriculture sous serre, une spécificité néerlandaise méconnue

Dernier grand débouché du CO<sub>2</sub> : l'agriculture sous serre, où il est ajouté à l'atmosphère pour accélérer la croissance des plantes de 25 à 30%. **Les Pays-Bas sont les champions incontestés de ce procédé, qui y représenterait une consommation de CO<sub>2</sub> de 5 à 6,3 millions de tonnes par an<sup>51</sup>**, et où 80% des cultures sous serres y ont recours, et ce depuis les années 1990 au moins<sup>52</sup>. Cet usage est toutefois mal quantifié au niveau mondial. Dans le cas néerlandais, le CO<sub>2</sub> utilisé dans les serres provient généralement des systèmes de chauffage des serres, alimentés au gaz naturel. Pour remplacer cette source par du CO<sub>2</sub> capturé dans d'autres industries, et ainsi parvenir à une diminution nette d'émissions, il sera donc aussi nécessaire de fournir une énergie décarbonée pour chauffer les serres. Par ailleurs, le gaz carbonique utilisé n'est pas séquestré : il est *in fine* relâché dans l'atmosphère lorsque les aliments produits sont consommés.

### 3.4. Carburants de synthèse, l'espoir du secteur aérien et maritime

Confrontés à l'impossibilité de recourir aux batteries électriques, et à la complexité du déploiement de l'hydrogène, les compagnies aériennes et affréteurs maritimes poussent pour le développement de **carburants synthétisés directement à partir de CO<sub>2</sub>**. Comme les biocarburants déjà partiellement adoptés par ces industries, ceux-ci sont compatibles avec les infrastructures de distribution existantes, mais ils présentent l'avantage, par rapport à ceux-ci, de **ne pas créer de conflits d'usage avec la production agricole<sup>53</sup>**.

**Graphique 5 : principales voies de synthèse des électro-carburants**



Source : groupe de travail e-fuels, EVOLEN Energies<sup>54</sup>

Si les procédés diffèrent selon le type de carburant souhaité (méthanol, essence, kérozène...), tous consistent à **combiner, par synthèse catalytique, les molécules de carbone à de l'hydrogène** obtenu par électrolyse (lire aussi encadré). On parle alors d'**électro-carburants**, ou e-fuels. Le développement des e-fuels est très largement concentré en Europe, où se trouvent la très grande majorité des 18 projets recensés au niveau mondial par l'eFuel Alliance<sup>55</sup>. L'Union européenne a en effet adopté en octobre 2023 un règlement qui prévoit ainsi de porter la part des carburants de synthèse à 1,2 % de la consommation du secteur aérien en 2030, cette part devant être portée à 35 % en 2050<sup>56</sup>. Et plusieurs grands transporteurs maritimes européens, dont Maersk et CMA-CGM, s'intéressent aussi au e-méthanol.

<sup>49</sup> Washington Post, [Companies capture a lot of CO2. Most of it is going into new oil](#), octobre 2023

<sup>50</sup> Proceedings of the National Academy of Sciences, [Infrastructure to enable deployment of carbon capture, utilization, and storage in the US](#), 2018

<sup>51</sup> AIE, [Putting CO2 to Use – Creating Value From Emissions](#), septembre 2019

<sup>52</sup> Applied Plant Research, [CO2 in Greenhouse Horticulture](#), 1999

<sup>53</sup> IFP Energies nouvelles, [Tout savoir sur les carburants de synthèse](#), septembre 2023

<sup>54</sup> Evolen Energies, [Note de synthèse sur les électro-carburants](#), février 2023

<sup>55</sup> eFuel Alliance, [Selection of announced or already existing production sites](#), consulté le 25 janvier 2024

<sup>56</sup> Conseil de l'Union européenne, [Initiative ReFuelEU Aviation: le Conseil adopte une nouvelle loi visant à décarboner le secteur de l'aviation](#), octobre 2023

### Une forte interdépendance avec l'hydrogène vert

Pour être considérés comme décarbonés, les électro-carburants doivent utiliser comme intrant de production un **hydrogène lui-même issu de sources décarbonées**, principalement **l'électrolyse à partir d'énergies renouvelables**.

Or, celui-ci reste rare, et environ trois à six fois plus cher que l'hydrogène « gris » issu de l'industrie pétrolière<sup>57</sup>. Par ailleurs, nombre de grands projets de production d'hydrogène « vert », nécessitant un vent ou un ensoleillement abondant et des terres à bas coût, sont situés dans des régions peu industrialisées (Mauritanie, Namibie, sud marocain...)<sup>58</sup>, loin des sources de CO<sub>2</sub> industriel faciles d'accès. Cette réalité, couplée au prix élevé du transport du CO<sub>2</sub> comme de l'hydrogène, risque de **limiter la production à grande échelle d'e-carburants aux régions disposant à la fois de sources d'émissions de CO<sub>2</sub> importantes et d'un potentiel élevé en matière d'hydrogène vert**.

Parallèlement aux électro-carburants, certaines sociétés comme le britannique **Lanzatech** ont développé un procédé de **transformation enzymatique du CO<sub>2</sub> en éthanol**. Les fumées d'échappement sont fermentées en cuve par une **bactérie spécialement sélectionnée**. Principal avantage : ce procédé ne nécessite pas nécessairement d'apport d'hydrogène extérieur : si celui-ci n'est pas présent dans les gaz traités, la bactérie est capable d'en produire à partir d'eau<sup>59</sup>. L'éthanol ainsi produit peut être **mélangé à l'essence, converti en kérozène ou en diesel, ou encore servir d'intrant pour la production de plastiques**, de détergents ou de tissus synthétiques. Lanzatech a déjà équipé déjà trois aciéries du groupe **Shougang** en Chine, celle d'ArcelorMittal en Belgique (lire aussi chapitre IV) et une raffinerie d'**IndianOil** en Inde, pour une production totale combinée de 300 000 tonnes d'éthanol par an<sup>60</sup>, sur une production mondiale d'éthanol estimée à 82 millions de tonnes<sup>61</sup>. Son usine de e-kérozène de Freedom Pines, dont la mise en service a été repoussée à 2024, produira 37 millions de litres par an, soit, selon la société, environ 10% de la production mondiale annuelle de carburant durable d'aviation.

Il n'existe aucune estimation précise du CO<sub>2</sub> consommé par la poignée d'usines de production d'électrocarburants et d'éthanol enzymatique opérationnelles dans le monde. L'AIE prévoit cependant que **la production mondiale des carburants de synthèse pourrait absorber jusqu'à 7 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> par an à l'horizon 2030**<sup>62</sup>.

## 4. Combien coûte la capture et la séquestration du CO<sub>2</sub> ?

### 4.1. Dans les centrales thermiques, surcoûts et perte d'efficacité

La production d'électricité représentait, en 2022, la première source d'émission nette de CO<sub>2</sub>, avec **14,2 milliards de tonnes sur 36,8 milliards de tonnes (38,5%)**. Malgré l'installation sans précédent de nouvelles capacités renouvelables, ces émissions continuent de progresser, poussées par la hausse de consommation de charbon en Asie et dans certains pays émergents, et la croissance de la consommation de gaz naturel<sup>63</sup>. Ce secteur est donc, en principe, le candidat idéal à l'installation massive de systèmes CCS. En réalité, **un tel déploiement paraît difficile à grande échelle tant les surcoûts et les pertes d'efficacité qu'il engendre sont importants**.

#### 4.1.1 Une perte d'efficacité comprise entre 11 et 24%...

Le *National Energy Technology Laboratory* (NETL) du Département de l'énergie américain, qui réalise périodiquement une simulation approfondie des coûts d'exploitation des centrales thermiques américaines,

<sup>57</sup> Global Sovereign Advisory, Quelles perspectives pour l'hydrogène vert ?, juin 2023

<sup>58</sup> Idem

<sup>59</sup> Présentation du procédé Lanzatech, 2017

<sup>60</sup> Lanzatech, Résultats financiers du 3<sup>e</sup> trimestre 2023

<sup>61</sup> S&P Global, Ethanol Market Analysis, consulté le 25 janvier 2024

<sup>62</sup> AIE, Carbon Capture and Utilisation, consulté le 25 janvier 2024

<sup>63</sup> Our World In Data, Electricity Mix, consulté le 20 janvier 2024

mesure depuis plusieurs années l'impact du CCS. Les résultats sont sans appel : en 2022, il évaluait la perte d'efficacité, par rapport à une exploitation sans capture, à **20% pour les centrales à charbon, 11 à 12% pour une centrale gaz naturel à cycle combiné (NGCC), et à 15 à 24% pour les centrales à gazéification intégrée (IGCC)**<sup>64</sup>. Les technologies CCS étant matures, ces pénalités n'ont que peu diminué ces dernières années.

Ces pertes s'expliquent par l'importante consommation électrique des équipements de capture du CO<sub>2</sub>, et par d'autres facteurs techniques, notamment, pour certaines centrales, par le déroutage d'une partie de la vapeur produite pour l'utiliser dans le processus de capture.

#### 4.1.2 ... et des surcoûts financiers d'au moins 40%

Le CCS génère aussi un **surcoût financier important**, lié pour l'essentiel aux dépenses de capital (CAPEX) nécessaires à leur installation, et dans une moindre mesure à leurs coûts opérationnels (OPEX). Toujours selon le scénario du NETL, la **hausse du coût actualisé de l'électricité** (c'est-à-dire le prix complet de l'électricité produite sur la durée de vie complète de l'équipement qui la génère) **sont très importants : +52 à +60% pour les centrales à gaz, +64 à +71% pour les centrales à charbon, et 41% en moyenne pour les centrales IGCC** (tableau 1).

**Tableau 1 : perte d'efficacité et coûts de capture dans différents types de centrales thermiques**

	Gaz à cycle combiné (turbine classe G), capture 95%	Charbon (supercritique), capture 95%	Cycle combiné à gazéification intégrée
Perte d'efficacité (par rapport à un cycle sans capture)	-11% à -12%	-22% à -23%	-15% à -24%
Impact sur le coût actualisé de l'électricité (LCOE)	+52% à +60%	+64 à +71%	+41%

Source: *Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants, NETL, 2022*

Les résultats des calculs du NETL sont cohérents avec les chiffres avancés par l'association professionnelle du secteur, le *Global CCS Institute*, qui a elle aussi basé ses estimations sur une installation théorique située aux Etats-Unis<sup>65</sup>. Les CAPEX représentant l'essentiel des surcoûts induits, ces ordres de grandeur se retrouveront dans la plupart des régions du monde et en toutes circonstances.

**De tels surcoûts paraissent particulièrement rédhibitoires pour les centrales à charbon ou à gazéification** (employant du charbon comme combustible) : ce type de centrale est plébiscité par certains pays (émergents notamment) précisément en raison de leur coût d'exploitation bas.

## 4.2. Dans l'industrie, des coûts très variables selon les secteurs

### 4.2.1 Cimentiers et aciéristes, principaux émetteurs, devront aussi payer

Avec 9,15 milliards de tonnes de CO<sub>2</sub> émises en 2022 selon l'AIE<sup>66</sup> (24% du total), le secteur industriel est le second émetteur mondial derrière l'énergie. Mais **le coût de la captation de CO<sub>2</sub> varie considérablement selon les secteurs d'activité**, principalement **selon que leurs processus industriels émettent un gaz plus ou moins riche en CO<sub>2</sub> : plus celui-ci est dilué, plus le processus de séparation sera coûteux**. Selon l'AIE, la capture de CO<sub>2</sub> issu de la production d'éthanol ou de traitement du gaz naturel (dont les émissions sont très riches en gaz carbonique), s'établit dans une fourchette de 15 à 25 \$/tonne, mais grimpe à 40 à 120 \$/tonne dans le cas d'une cimenterie. Le NETL s'est livré en 2022 à une estimation plus détaillée (tableau 2) :

<sup>64</sup> NETL, *Cost And Performance Baseline For Fossil Energy Plants, 2022*

<sup>65</sup> Global CCS Institute, *Global Costs of Carbon Capture and Storage, 2017*

<sup>66</sup> AIE, *CO<sub>2</sub> emissions in 2022*, consulté en janvier 2024

**Tableau 2 : coûts de capture d'une tonne de CO<sub>2</sub>, par secteur d'activité**

Secteur d'activité	Coût de capture (\$/tonne)
Traitement du gaz naturel	16,2
Ammoniac	19
Oxyde d'éthylène	26,2
Ethanol	32
Cimenterie (99% capture)	62,4
Aciérie (99% capture)	65,4

Source : *Cost of Capturing CO<sub>2</sub> from industrial sources*, NETL, 2022

Le coût de capture est donc **particulièrement important dans la production d'acier et de ciment**. Or ces deux industries sont justement **les deux plus grandes émettrices de CO<sub>2</sub>**, avec **2,6 milliards de tonnes (7% du total) et 2,3 milliards de tonnes (6,5%) par an, respectivement, au niveau mondial**<sup>67</sup>.

#### 4.2.2 L'évitement moins coûteux que la capture : l'exemple d'ArcelorMittal

Pour les industriels concernés, il apparaît donc généralement **plus rentable d'investir pour diminuer leurs émissions, partout où c'est techniquement possible, plutôt que dans la capture**. L'exemple d'**ArcelorMittal** est ainsi particulièrement parlant. Fin 2022, le second aciériste mondial a inauguré une unité de captage et utilisation de CO<sub>2</sub> (CCU) sur son usine de Gand, en Belgique, transformé en éthanol par biocatalyse (procédé Lanzatech, voir chapitre 3). Cet investissement, évalué à 200 millions d'euros, doit permettre **d'éviter 125 000 tonnes de CO<sub>2</sub> par an** en produisant 80 millions de litres d'éthanol par an : **une goutte d'eau par rapport aux 6,9 millions de tonnes produites en 2022 par le site de Gand**, et aux **3,9 millions tonnes par an que le sidérurgiste affirme vouloir y éliminer à l'horizon 2030**. Pour y parvenir, ArcelorMittal mise en réalité surtout sur la construction d'une ligne à réduction directe (où le charbon est remplacé par du gaz, et potentiellement à l'avenir par l'hydrogène) – et deux nouveaux fours électriques. Ces investissements, qui éviteront 3 millions de tonnes d'émissions de CO<sub>2</sub> par an, sont évalués à 1,1 milliard €. Autrement dit, dans cet exemple, **les coûts de capitaux sont donc nettement en faveur de l'évitement (366 €/tonne) par rapport au captage (1600€/tonne)**. Ce calcul ne prend toutefois pas en considération les coûts opérationnels, ni les revenus liés à la vente de l'éthanol, ni encore le fait que cet éthanol remplacera, sur le marché, de l'éthanol « traditionnel » dont la production est émettrice de CO<sub>2</sub>.

L'aciériste continue d'explorer les potentialités de la capture de carbone, y compris à Gand, où il va tester des systèmes de capture sur ses hauts-fourneaux<sup>68</sup>. Mais les perspectives apparaissent limitées dans l'immédiat. Ainsi, **malgré l'achèvement en mars 2022 d'unités-pilote de CCS à Dunkerque, les 1,8 milliards € d'investissements récemment annoncés par ArcelorMittal** pour décarboner ce site (avec le concours de l'Etat français jusqu'à 850 millions €) **seront entièrement dédiés à l'évitement**, en particulier grâce à une ligne à réduction directe, où le charbon sera remplacé par du gaz naturel et, à l'avenir, par de l'hydrogène.

#### 4.2.3 Le transport, gageure financière et logistique

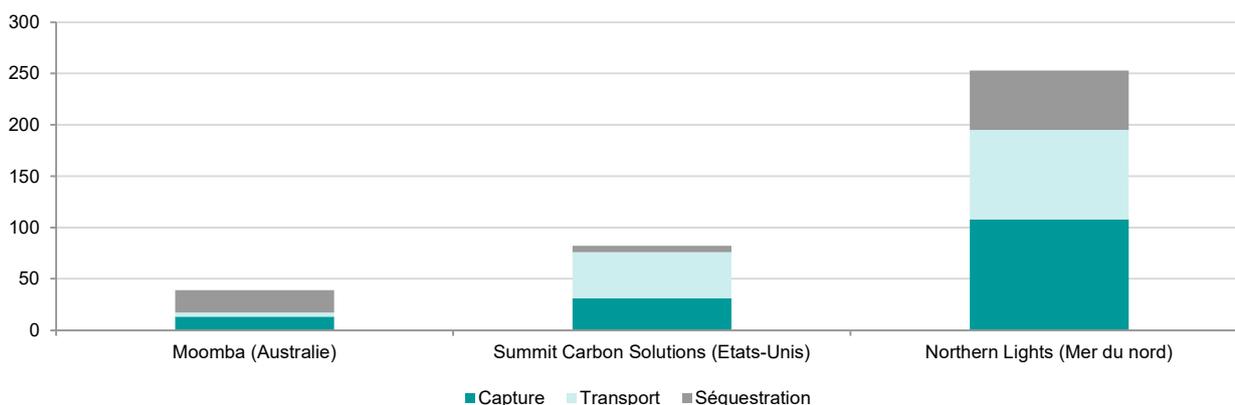
La capture à grande échelle de CO<sub>2</sub> suppose aussi de pouvoir, ensuite, le transporter vers des lieux de séquestration ou de réutilisation, par gazoduc, transport maritime, etc. **Le coût de ce transport varie considérablement en fonction des variables géographiques, industrielles et commerciales** : un émetteur situé à proximité d'industries consommatrices de CO<sub>2</sub>, ou d'un site de séquestration souterrain déjà équipé d'un gazoduc, fera face à des coûts bien moins élevés.

<sup>67</sup> Imperial College London, 'Greening' cement and steel: 9 ways these industries can reach net zero, mars 2022

<sup>68</sup> ArcelorMittal, [rapport annuel 2022](#)

Un chercheur du MIT évaluait en 2021 que **les coûts de transport (par gazoduc) et de stockage de CO<sub>2</sub> pouvaient aller de 4 USD/tonne à 45 USD/tonne**, selon les contextes<sup>69</sup>. Cet important delta se retrouve dans la comparaison des coûts actualisés de stockage des premiers grands projets mondiaux de CCS, établie par le cabinet WoodMackenzie, qui montre que **le coût final du CCS varie considérablement selon les projets** : seulement **22USD/tonne de CO<sub>2</sub> séquestré dans le projet Moomba**, en Australie – piégeant du CO<sub>2</sub> émis par une seule centrale à gaz située à proximité immédiate du site de stockage, mais **253 USD/tonne pour Northern Lights** en mer du Nord (voir chapitre 2), où le CO<sub>2</sub> capté chez une multitude de clients sera transporté d'Europe continentale par navire, compressé, et envoyé par gazoduc vers un site de stockage *offshore* (graphique 6).

**Graphique 6 : coûts de séquestration, transport et capture du CO<sub>2</sub> dans divers projets CCS (USD/tonne)**



Source : WoodMackenzie<sup>70</sup>

Les gazoducs dédiés au CO<sub>2</sub>, qui permettent de diminuer considérablement les coûts de transport, restent, par ailleurs, rares : environ 9 500 km dans le monde selon l'AIE<sup>71</sup>, en quasi-totalité (92%) aux Etats-Unis, où ils alimentent en priorité des activités d'*Enhanced Oil Recovery* (EOR). Or, la distribution géographique des industries émettrices de CO<sub>2</sub> est rarement optimale du point de vue du transport. Ainsi, le NETL note que si une grande partie des usines d'ammoniac américaines sont situées à proximité de gazoducs de CO<sub>2</sub> (desservant les champs pétroliers du Midwest américain), ce n'est pas le cas des usines d'éthanol, des cimenteries, ou des aciéries.

Quant au coût du transport maritime, il est encore difficile à évaluer : seuls quelques navires de démonstration, construits pour les premiers grands projets de CCS offshore (dont *Northern Lights*<sup>72</sup>) sont aujourd'hui opérationnels. La société de courtage maritime Maersk Broker les évalue toutefois **entre 12,9 USD/tonne et 31,8 USD/tonne**, selon les scénarii envisagés<sup>73</sup>. Les contraintes techniques sont nombreuses, notamment la nécessité de compresser le CO<sub>2</sub> pour le liquéfier, à l'inverse du gaz naturel<sup>74</sup>.

## 5. Comment attribuer un coût au CO<sub>2</sub> capturé ?

Le carbone séquestré par le biais de projets CCS n'a **aucune utilité d'un point de vue économique** : il **s'agit d'un poste de coût**, sans aucun retour sur investissement. Le financement du CCS repose donc essentiellement sur la **vente des quotas d'émission** – ou « droits à polluer » – sur les marchés de crédit

<sup>69</sup> Erin E. Smith, *The Cost of CO<sub>2</sub> Transport and Storage in Global Integrated Assessment Modeling*, 2021

<sup>70</sup> WoodMackenzie, *What's shaping CCUS project costs?*, mai 2023

<sup>71</sup> AIE, *CO<sub>2</sub> Transport and Storage*, consulté en janvier 2024

<sup>72</sup> Carbon Herald, *Northern Lights To Expand Fleet With A Fourth CO<sub>2</sub>-Carrying Ship*, décembre 2023

<sup>73</sup> Maersk Broker, *Maritime Transport of CO<sub>2</sub>*, octobre 2022

<sup>74</sup> DNV, *Navigating the challenges: Liquid CO<sub>2</sub> carriers a vital link in global CCS expansion*, consulté en janvier 2024

carbone, ainsi que sur des mécanismes d'incitation : **subventions** à la construction des infrastructures, ou encore **crédits d'impôts**. **Les projets de CCS ne sont économiquement viables que lorsque le coût de séquestration du carbone est inférieur au prix de vente du quota d'émissions, ou au total des incitations.**

### 5.1. Dans l'UE, les droits à polluer ne suffisent pas à financer le CCS

Au-delà des nombreuses subventions aux investissements en faveur des projets CCS (lire chapitre 2), l'Union européenne a fait le choix du marché. Le principal mécanisme des activités de séquestration est **la vente de crédits carbone sur le Système d'échange de quotas d'émission (SEQE)**, principale bourse aux émissions mondiale.

La valeur de ces titres, qui se sont historiquement échangés à moins de 20€/tonne, s'est envolée avec la présentation du Green Deal européen en décembre 2019, puis de la proposition de loi European Climate Law en mars 2020<sup>75</sup> : en 2022, elle atteignait 80€/tonne en moyenne en 2022, avec un pic à 100€/tonne en février 2023.

Mais la valeur des *futures* est retombée depuis sous l'effet conjoncturel de la guerre en Ukraine (avec une diminution temporaire des importations de gaz russe)<sup>76</sup> et la diminution structurelle la production électrique à partir de sources fossiles<sup>77</sup>. Il **s'établissait à un peu plus de 60€/tonne en janvier 2024**<sup>78</sup>, un tarif ne semble guère suffisant pour supporter, à lui seul, les activités de CCS. Si, comme on l'a vu (chapitre 4) le coût par tonne séquestrée varie grandement d'un projet à l'autre, **certain experts estiment qu'il s'établit, pour les projets européens, entre 70 et 250 €/tonne**<sup>79</sup>.

Plusieurs facteurs pourraient toutefois soutenir une hausse prochaine des prix, comme la **fin des attributions gratuites de quotas d'émissions en 2030**<sup>80</sup> ou encore **l'arrivée de nouveaux acheteurs sur le marché**. Les compagnies de transport maritime doivent commencer à compenser leurs émissions à partir de 2024 ; ils seront suivis, à compter de 2026, par les importateurs d'acier, de ciment, aluminium, engrais, etc. concernés par le mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (CBAM). L'UE travaille par ailleurs à la mise en place d'un **système de certification européen relatif aux absorptions de carbone**<sup>81</sup>, pour mieux différencier les projets d'élimination du CO<sub>2</sub> de l'atmosphère de ceux permettant une simple diminution des émissions. Si le texte actuellement en discussion ne prévoit pas de système d'échange spécifique<sup>82</sup>, ces nouveaux certificats pourraient permettre l'apparition d'un **marché spécifique et plus rémunérateur pour les crédits carbone issus de projets CCS**, en particulier ceux « négatifs carbone », basés par exemple sur la capture directe dans l'atmosphère.

En attendant une éventuelle remontée durable des cours sur le SEQE, certains Etats-membres ont par ailleurs commencé à mettre en place des **contrats carbone pour la différence (CCfD)**, mécanismes permettant de financer le différentiel entre le coût de la capture du CO<sub>2</sub> et son prix sur le marché SEQE. Ainsi, le gouvernement néerlandais a attribué à Shell, ExxonMobil, Air Liquide et Air Products – un CCfD portant sur leur projet *Porthos* de CCS en mer du Nord, qui doit devenir opérationnel en 2024. **Un coût de référence de 80 €/tonne de CO<sub>2</sub> a été retenu, le gouvernement compensant la différence avec le prix du carbone sur l'ETS.**

<sup>75</sup> Global CCS Institute, [CCS In Europe Regional Overview](#), novembre 2023

<sup>76</sup> Carbon Economist, [EU ETS prices fall sharply on Ukraine invasion](#), 8 mars 2022

<sup>77</sup> ING THINK, [EU carbon hits year-to-date lows](#), novembre 2023

<sup>78</sup> Sandbag.be, [Carbon Price Viewer](#), consulté le 25 janvier 2024

<sup>79</sup> Clean Air Task Force, [Mapping the cost of carbon capture and storage in Europe](#), février 2023

<sup>80</sup> Euractiv, [Les législateurs européens votent la fin des quotas gratuits de CO<sub>2</sub> d'ici à 2030](#), mai 2022

<sup>81</sup> Parlement européen, [Élimination du carbone: le Parlement souhaite un système de certification de l'UE pour encourager l'adoption](#), novembre 2023

<sup>82</sup> ERCST, [The Carbon Removal Certification Framework: what is next?](#), novembre 2023

L'Allemagne a lancé mi-2023 un premier appel d'offres pour la signature des premiers CCfD **dotés d'une enveloppe de 50 milliards €<sup>83</sup>**, tandis que la France étudie elle aussi la possibilité se doter de CCfD dans le cadre du programme industriel France 2030<sup>84</sup>.

## 5.2. Etats-Unis : l'administration Biden ouvre la vanne des crédits d'impôt

A l'inverse de l'Union européenne, les Etats-Unis n'ont pas imposé de quotas d'émissions à leurs industriels. Seule la Californie a mis en place un marché obligatoire, le California CaT (California Cap and Trade), où la tonne de CO<sub>2</sub> s'échangeait légèrement sous les 40 USD fin 2023<sup>85</sup>.

En revanche, les entreprises ayant recours au CCS pour réduire leurs émissions peuvent bénéficier d'un crédit d'impôt, dit **45Q**, pour chaque tonne de carbone séquestré. Selon le Trésor américain, ce dispositif a coûté **1 milliard USD entre 2010 et 2019<sup>86</sup>**, et ce montant devrait rapidement s'envoler. En 2022, **l'administration Biden a en effet substantiellement renforcé ce mécanisme, dans le cadre de l'Inflation Reduction Act (IRA)**. Auparavant plafonné à 50 USD/tonne, ce crédit peut désormais aller jusqu'à **85 USD/tonne** pour le cas du CCS classique, et même **180 USD/tonne** pour le CO<sub>2</sub> capté dans l'atmosphère. Le 45Q couvre aussi le CCUS : l'émetteur peut obtenir jusqu'à 60 USD/tonne de CO<sub>2</sub> réutilisé (contre 35 USD auparavant) et même 130 USD/tonne, si le CO<sub>2</sub> provient d'une capture directe dans l'atmosphère (DAC)<sup>87</sup>. Le dispositif est toutefois critiqué, une part substantielle des crédits d'impôt attribués n'étant pas conformes aux exigences de l'Agence de protection de l'environnement (EPA) américaine en matière de déclaration du carbone séquestré<sup>88</sup>. Il bénéficie par ailleurs en premier lieu aux entreprises pétrolières pratiquant l'optimisation d'extraction pétrolière (EOR) grâce au CO<sub>2</sub>. Ce dispositif s'ajoute à d'importantes subventions aux investissements (lire chapitre 2).

## 5.3. Chine

En Chine, la réglementation relative au CCS reste embryonnaire et soumise à l'influence d'une multitude d'organe de décisions, tels que le Conseil d'Etat, la Commission nationale du développement et de la réforme, le ministère de la science et de la technologie, celui de l'environnement, etc<sup>89</sup>. Aucun cadre d'incitation n'existe donc au niveau national, et les sites de capture et de stockage déjà lancés sont, pour la plupart, de petite taille<sup>90</sup>. **Le pays a lancé en janvier 2021 un marché de quotas d'émissions obligatoire**, s'ajoutant à deux marchés volontaires (Beijing Green Exchange et le China Hubei Carbon Emissions Exchange). Couvrant environ 40% des émissions nationales, il concerne principalement le secteur énergétique, et d'autres industries devant le rejoindre progressivement. Trois ans après son lancement, le bilan est mitigé : **les quotas d'émissions s'échangent à environ 10 USD/tonne de CO<sub>2</sub>, un tarif très insuffisant pour soutenir des investissements dans le CCS.**

<sup>83</sup> Usine Nouvelle, [L'Allemagne dévoile son instrument financier pour décarboner son industrie](#), juin 2023

<sup>84</sup> France 2030, [Décarbonation de l'industrie \(consultation publique\)](#), février 2022

<sup>85</sup> California Air Resources Board, [Cap-and-Trade Program Data Dashboard](#), consulté le 25 janvier 2024

<sup>86</sup> Congressional Budget Office, [Carbon Capture and Storage in the United States](#), décembre 2023

<sup>87</sup> Clean Air Task Force, [Carbon Capture Provisions in the Inflation Reduction Act of 2022](#), août 2022

<sup>88</sup> Taxpayers for Common Sense, [Hot Air and High Costs: The Carbon Capture and Sequestration Credit](#), février 2023

<sup>89</sup> Qiao Ma et al, [China's policy framework for carbon capture, utilization and storage: Review, analysis, and outlook](#), février 2023

<sup>90</sup> Global CCS Alliance, [Facilities Database](#), consulté le 25 janvier 2024