

La chaîne de captage, de transport, de stockage et de réutilisation du dioxyde de carbone: rôle, mise en oeuvre et financement.

Auteur : Doppagne, Dannick

Promoteur(s) : Mertens de Wilmars, Sybille

Faculté : HEC-Ecole de gestion de l'Université de Liège

Diplôme : Master en sciences de gestion, à finalité spécialisée en Financial Analysis and Audit

Année académique : 2022-2023

URI/URL : <http://hdl.handle.net/2268.2/18652>

Avertissement à l'attention des usagers :

Tous les documents placés en accès ouvert sur le site le site MatheO sont protégés par le droit d'auteur. Conformément aux principes énoncés par la "Budapest Open Access Initiative"(BOAI, 2002), l'utilisateur du site peut lire, télécharger, copier, transmettre, imprimer, chercher ou faire un lien vers le texte intégral de ces documents, les disséquer pour les indexer, s'en servir de données pour un logiciel, ou s'en servir à toute autre fin légale (ou prévue par la réglementation relative au droit d'auteur). Toute utilisation du document à des fins commerciales est strictement interdite.

Par ailleurs, l'utilisateur s'engage à respecter les droits moraux de l'auteur, principalement le droit à l'intégrité de l'oeuvre et le droit de paternité et ce dans toute utilisation que l'utilisateur entreprend. Ainsi, à titre d'exemple, lorsqu'il reproduira un document par extrait ou dans son intégralité, l'utilisateur citera de manière complète les sources telles que mentionnées ci-dessus. Toute utilisation non explicitement autorisée ci-avant (telle que par exemple, la modification du document ou son résumé) nécessite l'autorisation préalable et expresse des auteurs ou de leurs ayants droit.



**LA CHAÎNE DE CAPTAGE, DE TRANSPORT, DE STOCKAGE ET DE
REUTILISATION DU DIOXYDE DE CARBONE : RÔLE, MISE EN ŒUVRE
ET FINANCEMENT**

Jury :

Promoteur :

Sybille MERTENS DE WILMARS

Lecteurs :

David ROMAIN

Magali HERMAN

Mémoire présenté par

Dannick DOPPAGNE

En vue de l'obtention du diplôme de
Master en sciences de gestion, à finalité
spécialisée en Financial Analysis and Audit
Année académique 2022/2023

REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier Madame Mertens pour avoir accepté mon sujet ainsi que pour son support et ses conseils pendant nos différents entretiens.

Merci à Monsieur Romain et Madame Herman pour le temps qu'ils consacreront à la lecture de ce mémoire.

Un grand merci à ma sœur Marie pour ses idées, ses encouragements et son aide durant toute la durée de ce travail.

Merci à Emma pour son soutien et ses encouragements tout du long.

TABLE DES MATIERES

Remerciements	3
Liste des abréviations	6
1. Introduction	8
2. Le captage du carbone	9
3. Le transport du carbone	11
3.1 Les émissions secondaires	11
3.2 Forme du CO2 transporté	12
3.3 Risques du transport de CO2	12
3.4 Réseaux de transport à l'étranger	12
3.5 Les hubs CO2	12
3.6 Un réseau transfrontalier complexe	14
4. Le stockage et la réutilisation du carbone	16
4.1 Le stockage géologique	16
4.2 Cadre légal et obligations de l'exploitant	18
4.3 Les risques du stockage géologique	18
4.4 Une minéralisation artificielle	19
5. Les voies de réutilisation du carbone	20
5.1 Les carburants renouvelables	20
5.2 Les produits chimiques	21
5.3 Les matériaux de construction	21
5.4 La récupération assistée du pétrole (EOR)	21
6. Echelle d'émission	23
7. Quels sont les acteurs concernés ?	24
7.1 Les technologies CCUS selon l'Agence Internationale de l'Energie	24
7.2. Les technologies CCUS selon l'Union européenne	25
7.2.1 Le Carbon Removal Certification Framework	27
7.3 Les technologies CCUS selon TotalEnergies	28
8. L'importance des technologies CCU et CCS dans les modèles climatiques.	31
9. Conclusion sur base des différents points de vue	31
10. Les formes de financement	32
10.1 Les financements privés	32
10.2 Analyse des coûts	34
10.2.1 Coûts de captage	34
10.2.2 Coûts du transport et du stockage	40

10.2.3 Coûts de la réutilisation.....	43
10.2.4 Evolution du coût le long de la chaîne de valeur	44
10.3 Les financements publics	45
10.3.1 Les financements nationaux.....	45
10.3.2 Les financements européens.....	47
10.4 Le système d'échange de quotas européen (EU ETS)	50
10.4.1 Système « cap and trade »	50
10.4.2 Couverture de l'EU ETS.....	50
10.4.3 Inefficacité du système.....	51
10.4.4 Allocation gratuite	51
10.4.5 Mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (CBAM)	52
10.4.6 Grande réforme à venir	53
10.4.7 L'ETS 2.....	53
10.4.8 Contrôle des émissions.....	53
10.4.9 Lien avec les technologies CCUS.....	54
10.5 Les marchés volontaires de crédits carbone	55
10.5.1 Le concept baseline and credit.....	55
10.5.2 Un marché populaire.....	56
10.5.3 Des projets dans le Global South.....	56
10.5.4 Vente des projets selon leurs co-bénéfices.....	57
10.5.5 Les agences de certification	58
10.5.6 Création de l'ICVCM	58
10.5.7 Un marché opaque	59
10.5.8 Un marché complémentaire à l'EU ETS.....	59
10.5.9 Lien avec les technologies CCUS.....	59
10.6 Avis sur base du point de vue financier.....	61
11. Critiques et limites de la technologie	62
12. Limites de cette étude.....	62
13. Conclusion	63
14. Annexes	64
14.1 Images	64
14.2 Interviews	77
15. Liste des personnes ressources.....	99
16. Bibliographie et références	100
17. Executive summary	108

LISTE DES ABRÉVIATIONS

AFOLU: *Agriculture, Forestry and Other Land Use*

BCG: *Boston Consulting Group*

BECCS : *Biomass Energy with Carbon Capture and Storage*

CAPEX: *Capital Expenditure*

CBAM: *Carbon Border Adjustment Mechanism*

CCS : *Carbon Capture and Storage*

CCSA: *Carbon Capture and Storage Association*

CCU : *Carbon Capture and Utilisation*

CCUS : *Carbon Capture, Utilisation and Storage*

CDR: *Carbon Dioxide Removal*

CEF: *Connecting Europe Facility*

CMW: *Carbon Market Watch*

CRCF: *Carbon Removal Certification Framework*

DAC : *Direct Air Capture*

DACCS: *Direct Air Carbon Capture and Storage*

EEX : *European Energy Exchange*

EOR: *Enhanced oil Recovery*

ESD : *Effort Sharing Directive*

ETD: *Energy Taxation Directive*

EU ETS: *European Union Emissions Trading System*

GES: *Gaz à effet de serre*

GIEC: *Groupe International d'Experts sur le Climat*

GNL : *Gas Naturel Liquéfié*

HER: *Enhanced Hydrocarbon Recovery*

ICVCM: *Integrity Council for the Voluntary Carbon Market*

IEA : *International Energy Agency*

MEA : *Monoéthanolamine*

MSR: *Market Stability Reserve*

MW: *Megawatts*

NZIA: *Net Zero Industry Act*

OGCI : *Oil and Gas Climate Initiative*

OPEX: *Operating Expenditure*

PZ/AMP: *Piperazine/amino-ethyl-propanol*

RAV: *Règlement relatif à l'Accréditation et à la Vérification*

RED: *Renewable Energy Directive*

RFNBO: *Renewable Fuels of Non-Biological Origin*

SAF: *Sustainable Aviation Fuel*

SDE++ : *Stimuleringsregeling Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie*

TGV: *Train à Grande Vitesse*

US EPA: *United States Environment Protection Agency*

VCS : *Verified Carbon Standard*

WWF: *Worldwide Wildlife Fund*

ZEP : *Zero Emission Platform*

1. INTRODUCTION

Ce mémoire se veut à destination des auditeurs financiers et extra-financiers opérant sur des entreprises actives dans le captage, le transport, le stockage ou la réutilisation du dioxyde de carbone. Lors des cours qui m'ont été donnés ou lors de mon stage, j'ai pu apprendre que les premières phases d'un audit consistaient à comprendre l'entreprise et son environnement afin de procéder aux tests d'audit dans les meilleures conditions. Ce travail a été rédigé comme une aide à la compréhension des technologies mentionnées ci-dessus et de leur environnement, afin de faciliter le travail des auditeurs lors de l'analyse d'informations financières ou extra-financières provenant de ces types d'entreprises.

La technologie de captage et de stockage du CO₂, abrégée CCS ou CCUS pour *Carbon Capture, Use and Storage* (selon l'issue finale du carbone capté), est une chaîne de processus divisée le plus souvent en 3 phases : le captage du carbone en lui-même, le transport du carbone capté et la réutilisation ou le stockage de ce carbone. La chaîne CCUS sera ici envisagée dans son intégralité, le but étant de comprendre le fonctionnement des différentes technologies, leur financement et leurs perspectives.

Pour ce faire, ce mémoire se concentrera dans un premier temps sur une description des 3 grandes phases de la chaîne de captage, de transport et du stockage du carbone afin d'en dégager les caractéristiques principales. Ensuite, une description des moyens de financement de cette technologie sera envisagée : via le privé et le public, mais aussi via le marché européen d'échange de quota et le marché volontaire du carbone. Un accent sera mis sur ces deux derniers pour comprendre leur fonctionnement et leur rôle dans le financement du CCS. Enfin, une analyse sera effectuée sur base des informations financières collectées.

Le captage artificiel du carbone est encore peu connu du grand public. Une étude réalisée en Allemagne indique que 75% des répondants ont une connaissance limitée de la technologie (Arning et al., 2019). Une étude américaine, où les chaînes de CCS sont développées en nombre, dévoile que 81% des répondants n'avaient jamais entendu parler du processus avant le début de l'enquête. Cela s'explique par une faible présence dans les médias ou les débats publics (Pianta et al., 2021).

Pourtant, 87% des modèles climatiques présentés par le GIEC, le groupe international d'experts sur le climat, font état de la nécessité du déploiement à grande échelle des technologies de retrait du carbone si l'on souhaite avoir une chance de rester sous la barre des 1,5 ou 2 degrés Celsius d'augmentation par rapport au niveau de 1900 (Burke & Gambhir, 2022). Il est donc certain que ces technologies auront un rôle à jouer dans le futur. Mais lequel ? Intéressons-nous d'abord à la technologie en elle-même.

Figure 4: Diagram Showing Components of the CCUS Value Chain



Source: MHI (2022)

2. LE CAPTAGE DU CARBONE

La technologie de captage du carbone n'est pas révolutionnaire puisqu'elle existe depuis plus de 50 ans et est régulièrement utilisée dans l'industrie. On la retrouve notamment dans le processus de production de l'urée, élément très utilisé comme engrais ou comme matière première dans l'industrie chimique. Le carbone sert également dans la fabrication du béton pour améliorer sa solidité ou encore dans la confection de boissons gazeuses.

Le carbone peut être capté de différentes manières. La méthode la plus usuelle est le captage postcombustion (en sortie d'usine) via un solvant chimique (de l'amine dans la plupart des cas). Le solvant est conçu de sorte que les molécules de dioxyde de carbone puissent s'y attacher. Il est ensuite chauffé jusqu'à ébullition, ce qui libère le carbone capté. Cette méthode est la plus maîtrisée puisqu'elle existe depuis le début de l'avènement de la technologie. Sa mise en place nécessite néanmoins de grandes quantités de solvant corrosif. Par exemple, la centrale à charbon Boundary Dam au Canada capte 2.700 tonnes de CO₂ par jour et utilise au total entre 15.000 et 20.000 mètres cube d'amine pour un débit de 550 litres de solvant par seconde. Ces chiffres démontrent qu'une mise en œuvre à grande échelle est possible et existe déjà malgré un coût matériel très important. De plus, le solvant s'use au cours des cycles et doit être remplacé à un rythme moyen de 1 kilo de solvant pour 1 tonne de CO₂ capté (G.Léonard, 2022).

Le principal inconvénient de cette méthode est son rendement. En effet, une grande quantité d'énergie est nécessaire pour chauffer le solvant et certaines alternatives sont développées pour tenter de minimiser cette perte de rendement et le coût qu'elle entraîne. Les propriétés du solvant changent : on utilise un dérivé d'amine, appelé éthanolamine (MEA), ou de l'ammoniac, on sépare le processus en différentes unités pour ne chauffer que le solvant utilisé... De plus, la fumée des usines ne contient en moyenne que 4 à 5% de CO₂. Il est donc nécessaire d'avoir un très grand débit pour que le captage soit efficace (on utilise pour cela des compresseurs) ou de modifier le combustible en amont : c'est l'oxycombustion. Cette technique consiste à séparer l'azote de l'oxygène et de ne brûler que ce dernier. Cela permet aux fumées de combustion d'être fortement chargées en dioxyde de carbone et donc d'être plus facile à exploiter. Malgré tout, cette installation demande de gros travaux préalables puisqu'il faut installer une unité séparatrice à l'intérieur de la centrale. Cette technique s'est révélée trop coûteuse : quelques exemples d'unités de captation à oxy-fuel, comme le projet White Rose, se sont arrêtés faute de financement (Carrington, 2015).

La captation postcombustion a pour avantage d'être flexible et adaptable à n'importe quelle usine puisqu'il suffit d'installer l'unité de captage de CO₂ au-dessus des cheminées. Un grand inconvénient reste son coût : pour l'installation sur une centrale à charbon classique, on estime que le coût d'installation d'un module de captage représente 25% du CAPEX de la centrale sur laquelle il est installé (G.Léonard, 2022). Il faut ajouter à cela la baisse de rendement due à l'alimentation du nouveau module, d'un minimum de 10% nécessitant pour une centrale à charbon 33% de combustible en plus pour atteindre la production d'électricité pré-CCS.

Une autre façon de capter le carbone, apparue il y a quelques années et subissant un intérêt croissant, est le captage direct dans l'air (*Direct Air Capture*, abrégé DAC). Comme son nom l'indique, l'air est aspiré par de grands ventilateurs placés en extérieur. Une membrane capte les molécules de CO₂ présentes dans l'air ambiant. Une fois la membrane remplie, elle chauffe à une température de 100°C pour récupérer le gaz (ClimeWorks, 2023). La concentration de dioxyde de carbone dans l'air ambiant est bien plus faible qu'à la sortie des usines, elle est de l'ordre de 0.4%. Malgré une présence 10 fois moins importante, les coûts liés sont seulement de l'ordre de 3 à 4x plus chers que les techniques de captage classiques ce qui fait de la DAC une technologie intéressante. Des centrales de démonstration de taille modeste existent déjà comme celle de Orca en Islande. Propriété de ClimeWorks, la centrale est alimentée par géothermie et permet de capter 4.000T de CO₂/an.

D'autres techniques existent, comme la séparation cryogénique menée par Air Liquide. Dans ce cas, on refroidit le CO₂ jusqu'à son point de liquéfaction à -78°C. Le dioxyde de carbone sous forme liquide est ensuite séparé aisément des autres éléments gazeux. Un tel dispositif est, par exemple, installé sur la raffinerie de gaz naturel de Port-Jérôme en Normandie. En effet, la purification du méthane brut en gaz naturel exploitable produit inévitablement du CO₂ du fait de la séparation chimique qui s'opère. Cela fait partie des émissions des secteurs difficilement décarbonables, tels que les cimenteries ou la production de chaux, dont nous reparlerons ci-après. La purification du méthane formant du CO₂ et de l'hydrogène, la centrale française permettra en 2025 de produire jusqu'à 28.000 tonnes d'hydrogène « bas carbone » par an et de capter jusqu'à 250.000 tonnes de CO₂, soit 98% de ses émissions. Les recherches scientifiques présentées lors de la conférence *Greenhouse Gas Control Technologies* en 2016 expliquent que seulement 55% des émissions de CO₂ de la centrale étaient captées, faute de demande supplémentaire durant cette période (Pichot et al., 2017). Le CO₂ capté était purifié à un niveau de qualité suffisant pour être injecté dans les boissons gazeuses, ce qui était son but principal. L'étude précise également que la technologie cryogénique est particulièrement adaptée à la récupération assistée du pétrole dont nous reparlerons plus en détails ci-dessous.

Pour terminer cette liste et à titre d'exhaustivité, nous pouvons également citer le captage par utilisation du vivant. Dans cette catégorie se retrouvent la captation forestière, bien connue du grand public, et la captation via microalgue. Il est important de rappeler que le cycle d'absorption du CO₂ par une plante est neutre. C'est-à-dire que la plante relâche l'entièreté du CO₂ capté le long de sa vie lors de sa décomposition en matière biologique. L'utilisation des forêts comme solution de mitigation du réchauffement climatique n'est donc pas pertinente puisqu'uniquement temporaire sur la durée de vie de l'arbre ou de l'algue. Pour cette raison le protocole de Kyoto, pierre angulaire des débuts de la lutte pour le réchauffement climatique signé en 1997, n'avait que partiellement inclus les « puits de carbone » comme solution acceptable pour atteindre les objectifs climatiques qui avaient été fixés (Valiergue & Ehrenstein, 2022). Néanmoins, si les résidus de décomposition du végétal sont captés par un système de captage du carbone, alors il est théoriquement possible d'arriver à des émissions de CO₂ négatives. Cela tombe dans le cadre des technologies BECCS pour *Biomass Energy with Carbon Capture and Storage*. On utilise la biomasse comme source de chaleur pour la production d'électricité ou pour la confection de bioéthanol comme biocarburant (IEA, 2022a). D'après l'agence internationale de l'énergie (IEA), le plus grand projet BECCS fonctionnel est le *Illinois Industrial CCS Project*, mis en place en 2018 et captant 1 million de tonnes de CO₂ par an. Le gros inconvénient de cette technologie est la superficie nécessaire, même pour les microalgues. Grégoire Léonard, professeur au département de chimie de l'université de Liège, explique :

« Le problème de la biomasse est qu'on est toujours limité en surface puisqu'on doit avoir quelque chose qui capte les rayons du soleil et qui donc nécessite une surface très grande. CBR a par exemple expérimenté le cas pour une cimenterie au Maroc. Pour réutiliser 10% des émissions de la cimenterie, ils avaient besoin d'une surface de culture de microalgues de 100 à 400 hectares. C'est beaucoup de place pour une seule usine. » (Interview G.Léonard).

Ceci est la principale raison pour laquelle la technologie par biomasse est encore sous-développée aujourd'hui selon l'IEA. L'agence comptabilise que l'ensemble des projets de BECCS développés actuellement ne valent que pour 50 millions de tonnes de CO₂ captées par an d'ici 2030 alors que le scénario *Net Zero Emission by 2050*, sur lequel se base notamment le pacte vert européen, préconise 250 millions de tonnes captées par an.

La plateforme Endrava répertorie en annexe 1 la localisation des émetteurs pouvant être encore en activité en Europe en 2050. Cela donne une idée des potentiels futurs sites de captage.

3. LE TRANSPORT DU CARBONE

La 2^{ème} étape de la chaîne est le transport du carbone capté de l'usine d'extraction au point de stockage ou de réutilisation. Celui-ci peut être très proche (les usines nouvellement créées sont bâties à proximité) ou assez éloigné dans le cas d'usines préexistantes par exemple. Le dioxyde de carbone est transporté via pipeline ou via le transport fluvial et maritime pour la simple raison que ce sont les méthodes les plus efficaces et ayant l'empreinte carbone la plus faible. La finalité étant de lutter contre le réchauffement climatique et l'effet de serre, une attention particulière doit être portée aux émissions secondaires.

3.1 LES ÉMISSIONS SECONDAIRES

Une des priorités de la lutte contre le réchauffement climatique fut de créer un modèle commun d'identification et de calcul des émissions de gaz à effet de serre (GES). C'est ainsi qu'en 2001 le *Greenhouse Gas Protocol* fit son apparition avec 3 échelles de mesure régulièrement utilisées dans l'industrie et permettant aux entreprises de calculer leur bilan carbone : le scope 1, 2 et 3 (Sharma, 2023). Une image schématique reprenant les différents scopes est disponible en annexe 2.

Les émissions de **scope 1** correspondent à celles émises directement via les activités de l'entreprise. Exemple pour TotalEnergies : les émissions émises par les raffineries, les camions-citernes et autres activités détenues par le groupe.

Les émissions de **scope 2** correspondent à celles émises indirectement par les activités de l'entreprise. Toujours pour le groupe Total, sont concernées les importations d'électricité, de chauffage etc... livrées pour le compte de Total par ses fournisseurs.

Les émissions de **scope 3**, les plus complètes et difficiles à appréhender, concernent par élimination toutes les émissions non-inclues dans les 2 scopes précédents. Les émissions de scope 3 sont décrites comme « le résultat d'activités provenant d'actifs non détenus ou contrôlés par l'entreprise, mais que celle-ci affecte indirectement dans sa chaîne de valeur » (US EPA, 2016, p. 3). Le GHG Protocol a identifié 15 catégories d'émissions de scope 3 suivant les spécificités des secteurs. On y retrouve notamment les émissions produites par les clients lors de l'utilisation des produits de l'entreprise. Pour TotalEnergies, cela inclut donc toutes les émissions liées à l'utilisation de carburant vendu par le groupe. TotalEnergies a ainsi calculé que leurs émissions de scope 3 seraient égales à 410 millions de tonnes CO₂ émises par an (chiffres de 2019) pour 40 millions de tonnes incluses dans leur scope 1 et 2 (Collen, 2020).

L'exemple Total démontre l'importance des émissions secondaires. En effet, celles-ci peuvent se révéler déterminantes pour le bilan carbone net d'un projet et donc avoir une influence directe sur ses investissements. Cela démontre également l'importance d'une comptabilisation correcte des émissions tout en évitant le « *double counting* », qui consiste à prendre en compte dans son bilan des émissions y étant déjà incluses. Cette comptabilisation passe par l'application de standards internationaux communs comme ceux du GHG Protocol.

3.2 FORME DU CO2 TRANSPORTÉ

Lors du transport du CO₂, celui-ci est sous forme supercritique, un état entre le liquide et le gazeux permettant un débit bien plus important à travers les pipelines que s'il se trouvait sous forme de gaz. Une autre propriété de l'état supercritique est sa capacité à se dissoudre dans les hydrocarbures et dans l'eau et de traverser des roches poreuses, ce qui lui permet d'être utilisé dans les schémas de récupération assistée du pétrole (Bold Alliance, 2023).

3.3 RISQUES DU TRANSPORT DE CO2

Tout comme le transport de pétrole ou de gaz, le développement d'une chaîne de transport de CO₂ comporte son lot de risques. D'une part, le dioxyde de carbone sous cette forme est fortement corrosif pour les éléments non-métalliques. D'autre part, en cas de fuite ou de rupture des tuyaux, les grandes quantités de carbone pur libérées sont non seulement dommageables pour l'effet de serre, mais aussi pour la santé humaine. L'AFSCA américaine précise ainsi qu'une exposition prolongée à une concentration de 8% de CO₂ dans l'air ambiant peut entraîner une perte de connaissance voire la mort (FSIS USDA, 2020). Un accident est, par exemple, arrivé en février 2020 à Satartia au Mississippi où une pipeline de 15km a rompu, menant à l'hospitalisation de 49 personnes et l'évacuation de 250 autres personnes (Strong, 2023). Cela a amené le gouvernement américain à prendre des mesures, notamment l'utilisation de meilleurs modèles informatiques permettant de prédire les dispersions du CO₂ en cas de fuite et l'instauration d'un périmètre de sécurité autour de la pipeline (Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, 2022).

3.4 RÉSEAUX DE TRANSPORT À L'ÉTRANGER

En Amérique, le réseau de transport de CO₂, tout comme la technologie de captage associée, est déjà grandement développé avec une production à grande échelle. L'Amérique du Nord est particulièrement considérée comme leader du déploiement de la technologie grâce notamment à une fiscalité très intéressante et à un financement massif (Global CCS Institute, 2022). Le Canada compte 3 réseaux de captage de carbone en place : Boundery Dam comme décrit plus haut inauguré en 2014, Quest en 2015 et Alberta Carbon Trunk Line en 2020 (Boston Consulting Group [BCG], 2021). Ce dernier compte 240 km de pipeline et transporte actuellement 1,6 millions de tonnes de CO₂ par an. Sa capacité maximale est de 14,6 millions de tonnes de CO₂ par an, lui permettant l'ajout d'autre structure à l'avenir (IEA, 2022b). Le carbone transporté est entièrement utilisé pour la récupération assistée de pétrole.

3.5 LES HUBS CO2

Un des principaux leviers permettant la mise en place d'une chaîne de CCUS est la création de « hubs » nationaux permettant la collecte de carbone de plusieurs sources, son traitement (stockage temporaire, compression...) et sa livraison vers le point de réutilisation ou de stockage. Ces hubs logistiques sont complexes de par leur taille et demandent donc la coopération de nombreux acteurs. En effet, le nœud logistique regroupe différents domaines de spécialisation dans lesquels une ou plusieurs sociétés dominent. En Europe, les pays nordiques tels que la Norvège ou le Danemark bénéficient d'une importante capacité de stockage en mer du Nord, où le CO₂ est injecté dans d'anciens puits de pétrole déplétés. Pour cette raison, le gouvernement norvégien a lancé l'initiative Longship dans laquelle évolue le projet Northern Lights. La joint-venture créée par les géants du pétrole Equinor, Shell et TotalEnergies a pour but de construire un réseau de transport du carbone par bateau jusqu'à un terminal côtier qui transfèrera ensuite ce carbone dans des aquifères sous-marins à 2600 mètres de profondeur. Le projet a comme ambition d'offrir le stockage du carbone « as a service » aux entreprises souhaitant décarboner leurs émissions. En 2022, les phases de forage tests ont été concluantes et le lancement des activités devrait commencer fin 2024.

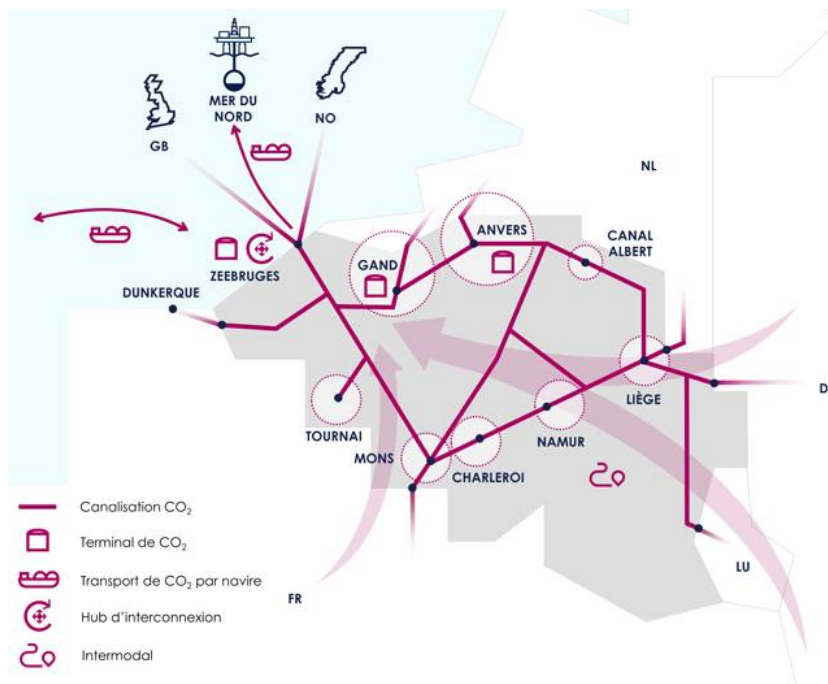
La 1^{ère} phase du projet est financée à 80% par le gouvernement norvégien, ce qui oblige le constructeur à fournir de nombreuses données publiques sur les spécificités et les grandes étapes franchies. Cela s'inscrit aussi dans la stratégie de la Norvège, le rapport annuel de Northern Lights précise ainsi :

« Northern Lights, dans le cadre du projet Longship, reflète l'ambition du gouvernement norvégien de développer une chaîne de valeur CCS à grande échelle en Norvège, démontrant ainsi le potentiel de cette approche de décarbonisation pour l'Europe et le monde. S'appuyant sur l'expérience de plus de 25 ans de stockage de CO₂ sur le plateau continental norvégien, Northern Lights est précurseur dans le développement d'un marché commercial du CCS » (Northern Lights, 2022, p. 32. Traduit de l'anglais).

La 1^{ère} phase propose une capacité de stockage aux futurs clients de 1,5 million de tonnes de CO₂ par an tandis que la 2^{ème} phase, une fois en activité, proposera un total de 5 millions de tonnes de CO₂ stockées par an. Une étendue du projet Northern Lights est disponible à l'annexe 3.

Dans Northern Lights, Equinor s'occupe des 1.000 km de réseau d'exports de CO₂ en mer du Nord tandis que Fluxys, société belge active dans les terminaux et le transport du gaz naturel, se chargera de la construction d'un terminal à Zeebrugge pour connecter la Belgique au réseau offshore. Zeebrugge est déjà actuellement équipé d'un terminal de gaz naturel liquéfié (GNL). On peut donc supposer que la nouvelle installation CO₂ se fera dans le prolongement de l'installation existante. Le projet se veut ambitieux puisque différentes collaborations ont été négociées avec la Belgique, le Danemark, la France, l'Allemagne, les Pays-Bas, la Suède et la Suisse. On y retrouve des perspectives d'accords sur un cadre légal, sur l'import/export de CO₂, et même sur de possibles pipelines avec l'Allemagne et la France. Northern Lights comprend aussi tout un pan maritime avec la construction de 2 bateaux précurseurs fonctionnant au gaz naturel d'une capacité de stockage de 7500 m³ de CO₂, ce qui correspond à la capacité de 3 piscines olympiques. Le projet promet d'étudier le design du bateau pour le rendre le plus efficace possible au niveau de sa consommation en carburant. Le transport par bateau permettra une grande flexibilité et l'extension du stockage norvégien à d'autres futurs acteurs (Northern Lights, 2022).

L'impact de l'initiative norvégienne s'étend jusqu'à nos contrées. Côté émetteurs, le port d'Anvers a ainsi lancé le projet « Antwer@C » créé par un consortium d'émetteurs de CO₂ locaux. Le projet prévoit de construire une unité de collecte de CO₂ temporaire dans le port en attendant son envoi vers Northern Lights tout en ne laissant pas de côté la possibilité d'autres réservoirs de stockage en mer du Nord. Le professeur Léonard m'a en effet confirmé en interview que des négociations et des accords étaient en cours de discussion parmi les industriels wallons pour transporter leur carbone par péniche de Liège à travers le canal Albert jusqu'au port d'Anvers. Cela fait partie du réseau Fluxys qui entend bâtir sur son réseau de gaz existant un réseau de transport d'hydrogène et de carbone comme le montre la photo ci-dessous :



1. Source: Fluxys, 2022

De plus, un rapport de l'agence danoise de l'énergie a évalué la possibilité d'utiliser les pipelines servant au transport de gaz naturel pour le transport du CO₂, dans un contexte de transition énergétique où le transport de gaz serait abandonné. Il en a conclu que cela était possible à condition que le transport se fasse à une pression plus faible qu'à l'accoutumée (maximum 40 bars contre 80 à 120 bars habituellement), ce qui diminue le flux total transportable. Le rapport précise que de plus amples évaluations techniques devront être faites (Danish Energy Agency and Energinet, 2021).

3.6 UN RÉSEAU TRANSFRONTALIER COMPLEXE

Comme nous l'avons vu, le transport de CO₂ demande la coopération de nombreux acteurs nationaux de par la nécessité de développer un réseau de transport de carbone complexe à travers toute l'Europe. La construction d'un tel réseau pose des questions juridiques puisque chaque pays est souverain sur son territoire. Des accords doivent donc être négociés et une communication doit être faite sur les raisons de la construction et les risques encourus. D'anciens accords contraignants comme le protocole de Londres, dont l'article 6.2 oblige les pays souhaitant exporter leur CO₂ à négocier un accord bilatéral, doivent être amendés (Bareth, 2022). Des questions légales et fiscales sont aussi évoquées : qui porte la responsabilité du carbone lors de son transport ? Quand cette responsabilité est-elle transférée ? Quels droits de douane peuvent s'appliquer ?

Tout cela complique l'avancement du processus et ralentit la progression vers les objectifs de l'Union européenne en matière de climat. Néanmoins, certaines structures européennes ont été créées pour aider ce type de dispositif telles que la qualification « Project of Common Interest ».

Au début créée pour faciliter le développement du réseau énergétique européen, la liste de « Project of Common Interest » s'est étendue à l'infrastructure électronique puis avec l'urgence climatique et les accords de Paris, aux infrastructures d'hydrogène et de transports de CO₂. La liste est mise à jour tous les 2 ans au cours de deux appels à projets. Les projets en sélection doivent avoir un impact sur au moins 2 pays membres, contribuer à l'homogénéisation du marché européen, accroître la compétition en proposant des alternatives aux consommateurs, améliorer la sécurité d'approvisionnement et contribuer aux objectifs énergétiques et environnementaux européens.

L'inscription sur la liste de projets d'intérêt commun donne droit à des avantages tels que l'accélération des processus d'obtention de permis via une autorité centrale, des coûts d'étude de faisabilité réduits, des conditions réglementaires améliorées et une meilleure visibilité auprès des investisseurs (EU Commission, s. d.).

Une chaîne de transport test, lancée par l'École Polytechnique fédérale de Zurich, a démontré les principaux freins à l'implémentation d'une telle chaîne à grande échelle. Le projet dénommé « Demo Up Carma » consiste à transporter le CO₂ d'une centrale produisant du biogaz située à Berne jusqu'à un site de stockage permanent en Islande. Le trajet de plus de 3.000 km comprenait 3 moyens de transports différents : le transport routier, ferroviaire et maritime. Le transport se fait via un container isotherme d'une capacité de 20 tonnes de CO₂. Une vue de la chaîne de transport est disponible à l'annexe 4. Le compte-rendu du projet, qui est toujours en cours, a jusqu'à présent identifié différents problèmes notamment réglementaires sur la classification du CO₂. En effet, selon si celui-ci est considéré comme un produit chimique ou un déchet, les permis et réglementations applicables sont différents. Un autre problème a été la collaboration avec tous les partenaires (plus de 25) qui n'a pas été facile. Il y a donc une demande pour le renforcement de la coopération internationale (ACCSESS, 2022).

4. LE STOCKAGE ET LA RÉUTILISATION DU CARBONE

Le carbone capté est ensuite acheminé à sa destination finale : son stockage permanent ou sa réutilisation et revalorisation à d'autres fins. Le choix de l'une ou l'autre de ces options aura une conséquence importante sur le financement de la chaîne toute entière comme nous le verrons plus tard.

4.1 LE STOCKAGE GÉOLOGIQUE

Le stockage permanent du carbone se fait le plus souvent dans des aquifères sous-marins remplis d'eau salée même s'il peut également se produire dans d'anciens puits de pétrole déplétés. Le réservoir doit dans tous les cas correspondre à différents critères : ne pas être trop profond ou trop éloigné de la côte pour éviter la flambée des coûts de construction et il doit également subir une batterie de tests géologiques pour s'assurer de la nature de la roche et de son imperméabilité. Les lois européennes imposent que le stockage s'effectue à au moins 3km de profondeur et de manière permanente. Cela permet aussi d'assurer que le CO₂ conserve son état supercritique lors de l'injection. En effet, au-delà de 800 mètres de profondeur, les températures et la pression sont suffisantes pour conserver l'état supercritique du dioxyde de carbone (US Department of Energy, 2022).

Comme expliqué ci-dessus, certains pays comme les pays nordiques sont avantagés et disposent de capacités de stockage importantes ce qui en fait une place privilégiée pour l'installation de hub. Il est également difficile de concevoir un tel projet pour une entreprise qui se situerait en Europe centrale, étant donné que le réseau de pipeline n'y est que peu développé. La Clean Air TaskForce a calculé un coût de transport en pipeline terrestre de 75 à 270 dollars par tonne de CO₂ en Europe contre 7 à 12 dollars par tonne aux États-Unis (The CCUS Hub, 2023).

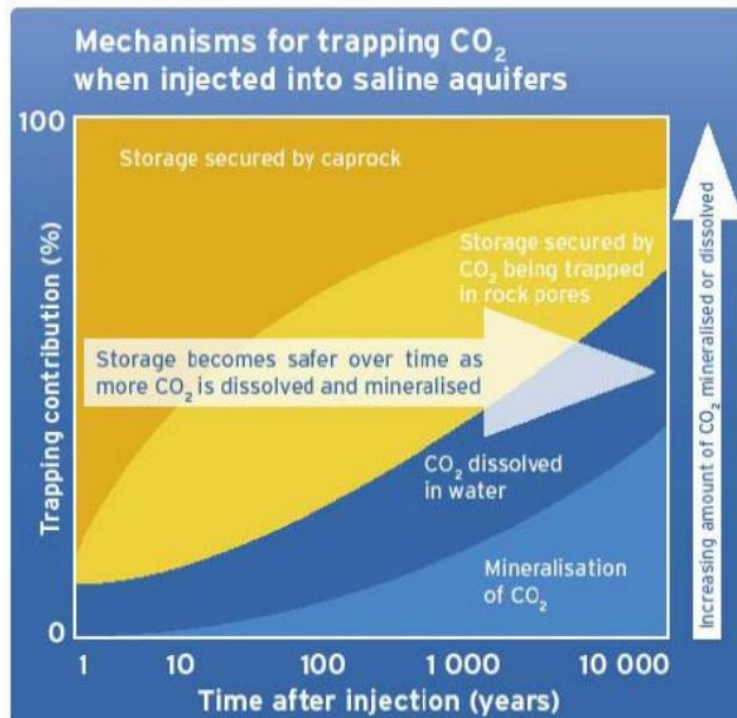
Lors de l'injection du CO₂ supercritique dans la poche, 4 phénomènes se produisent et permettent en théorie de le figer de manière permanente : la séquestration physique, la séquestration résiduelle, la séquestration dissolutive et la séquestration minérale (Almeida Frazão et al., 2020).

La séquestration physique se produit immédiatement dès l'injection du CO₂ dans la poche. Le réservoir est, en effet, protégé par une couche de roche solide appelée « Caprock » à sa surface. Cette roche a pour propriété d'être dure et difficilement perméable ce qui empêche le CO₂, tracté vers le haut par la poussée d'Archimède, de s'échapper.

La séquestration résiduelle se produit dans la dizaine d'années suivant l'injection. La poche est remplie de roches calcaires, une pierre poreuse, qui permet au carbone de s'insérer à travers de nombreuses fissures. Les molécules de carbone vont donc pénétrer la pierre et s'y loger par un phénomène physique appelé capillarité. Étant donné que ces poches peuvent s'étendre sur de très grandes distances le volume de stockage théorique est très élevé.

La séquestration dissolutive se produit dans la centaine d'années qui suit l'injection et consiste en la dissolution des résidus de CO₂ (contenus dans les pores de la roche) à l'intérieur des autres éléments présents dans son environnement. Ces éléments peuvent être des hydrocarbures, du sable ou de l'eau salée.

Enfin, la **séquestration minérale** est la transformation finale du CO₂ en carbonate solide. Dans cet état solidifié, le risque de fuite dans l'atmosphère est très faible même en cas de fissure du réservoir. Il est néanmoins important de noter que cette transformation ne se produit à l'état naturel qu'au bout de plusieurs centaines d'années. Le tableau suivant donne une idée du cycle de vie du carbone séquestré. Il est toutefois possible d'accélérer la minéralisation dans le cas de la réutilisation du CO₂.



2. Source : G.Léonard, 2021

L'exemple parfait de stockage géologique est le projet pionnier Sleipner lancé en 1996. Située en mer du Nord entre la Norvège et l'Angleterre, la plateforme offshore opérée par Equinor est destinée à l'extraction de gaz naturel depuis un puits à 2.500 mètres de profondeur. Le gaz extrait étant trop riche en CO₂ et en réponse à une taxe norvégienne sur le carbone, la plateforme s'est équipée d'une unité de traitement du gaz pour en extraire le surplus de CO₂ et une nouvelle plateforme émergée pour injecter celui-ci dans une autre poche, le champ gazier étant fortement segmenté. L'entreprise a injecté 19 millions de tonnes de CO₂ dans l'aquifère salin de ses débuts à fin 2020 (Equinor, s. d.). L'injection se fait à un rythme de 0,9 million de tonnes de CO₂ par an.

Malgré le manque de données précises sur certains aspects (certaines technologies n'existaient pas lors de la création de la plateforme), la structure fait l'objet d'une attention particulière des géologues pour étudier l'évolution de l'aquifère et le comportement de la nappe de dioxyde de carbone à l'intérieur de celui-ci. Malgré un début difficile où la structure a dû être renforcée, aucune fuite de gaz carbonique n'a été déplorée en plus de 20 ans d'existence. L'ensemble des données collectées in-situ ont permis d'améliorer les instruments de mesure, de créer des prémisses de modèles de dispersion nécessaires pour prédire son évolution à long terme et de devenir une référence pour le choix et l'efficacité de futurs projets similaires. Plus de 150 articles scientifiques de toute sorte ont été écrits en utilisant la base de données de Sleipner (Furre et al., 2017).

4.2 CADRE LÉGAL ET OBLIGATIONS DE L'EXPLOITANT

Le cadre légal est dicté au niveau européen par la législation spécifique au CCS de 2009. Cette législation prouve que des efforts au niveau de la technologie étaient attendus avant même les accords de Paris de 2015 puisque pour cette date, le Conseil européen espérait la mise en place de 12 usines de démonstration de CCS (EU Directive on Geological Storage of CO₂, 2009). La directive est axée sur la sécurité, en insistant sur des procédures à mettre en place avant, pendant et après l'exploitation. Elle ne s'adresse qu'aux projets dépassant les 100.000 tonnes de capacité de stockage pour ne pas trop restreindre les petites structures de recherche. Elle décrit en détail les modèles géologiques de l'espace de stockage ainsi que les données à fournir : pression maximale autorisée, présence de structures humaines pouvant favoriser les fuites, potentiel sismique... Ces données doivent être collectées par l'exploitant et transmises à la Commission européenne et aux Etats membres. Ces derniers décident de l'attribution d'un permis exploratoire puis d'un permis d'exploitation. Les autorisations sont délivrées uniquement si le site prouve qu'il est en mesure de stocker le CO₂ de manière permanente, sans risque de fuite et sans risque pour l'environnement ou la santé humaine.

Durant l'exploitation, la directive demande une inspection annuelle de la structure et la création d'une provision financière suffisante par l'exploitant pour lui permettre de prendre les mesures adéquates en cas d'accident ou de fuite.

4.3 LES RISQUES DU STOCKAGE GÉOLOGIQUE

Le stockage sous-marin n'est évidemment pas sans danger. Le plus gros risque reste celui de la fuite du carbone, que ce soit à cause d'une pression trop haute dans le réservoir ou directement lors de l'injection, car le carbone supercritique est corrosif en l'état. Les contrôles réguliers par sondage du réservoir permettent de vérifier le mouvement de la nappe de CO₂ à travers l'aquifère pour s'assurer que celle-ci ne migre pas vers une zone de danger potentiel (Almeida Frazão et al., 2020). L'injection de CO₂ provoque aussi des perturbations sismiques. Ainsi, sur le site de Decatur aux Etats Unis et celui d'In Salah en Algérie, plus de 1.000 tremblements de terre ont été enregistrés. Bien que ceux-ci ne dépassent pas une magnitude de 2 sur l'échelle de Richter et se situent loin du point d'injection, certains scientifiques défendent que même de très faibles séismes peuvent endommager le réservoir (Kelemen et al., 2019).

Un autre risque encore peu maîtrisé est celui des conséquences sur les micro-organismes des fonds marins. Des études existent sur les effets de l'acidification des océans sur le zooplancton environnant en cas de fuite d'un réservoir, mais très peu ont étudié l'effet de l'injection sur les organismes déjà présents à l'intérieur (Halsband & Kurihara, 2013).

4.4 UNE MINÉRALISATION ARTIFICIELLE

Comme vu ci-dessus, la minéralisation naturelle du carbone se produit au bout d'une centaine d'années à un rythme relativement lent. La société islandaise Carbfix a néanmoins réussi à diminuer significativement ce délai. En injectant un mélange précis de carbone et d'eau à la profondeur adéquate, la société réussit une minéralisation de 95% du carbone en l'espace de 2 ans. Néanmoins, l'opération ne peut se faire que dans des types de roches bien précises que l'on ne trouve par conséquent pas partout. La société propose dès lors d'amener le carbone directement en Islande pour qu'il puisse y être stocké, ce qui pose néanmoins la question de son impact environnemental sous le scope 3. La technologie est également très consommatrice en eau, avec un débit de 25 tonnes d'eau pour 1 tonne de CO₂ capté. Les 3 sites de Carbfix représentent une capacité de 15.000 tonnes de CO₂ par an ce qui en fait un projet d'une taille modeste. Son coût actuel est estimé entre 10 et 20 euros par tonne de CO₂ injectée pour minéralisation (Fortin, 2022).

La capacité de stockage des aquifères salins et des réservoirs d'hydrocarbure dans le monde est estimée entre 5.000 et 25.000 milliards de tonnes, ce qui serait plus que suffisant pour limiter le réchauffement climatique en dessous des 1,5 degré calculés par le GIEC (Kelemen et al., 2019). Ces stockages potentiels sont notamment répertoriés dans la base de données de l'Oil&Gas Climate Initiative. Les stockages au niveau mondial sont disponibles à l'annexe 5 et les stockages européens sont disponibles à l'annexe 6.

5. LES VOIES DE RÉUTILISATION DU CARBONE

Le carbone capté peut être réutilisé dans un nouveau cycle de production, ce qui globalement devrait permettre de diminuer le montant total de gaz à effet de serre dans l'atmosphère. D'après le lobby CO2 Value Europe, on distingue 3 voies principales de réutilisation (Interview Tudy Bernier).

5.1 LES CARBURANTS RENOUEVABLES

La réutilisation du carbone dans les carburants renouvelables. Ces nouveaux carburants sont appelés Electrofuel ou e-fuel ou encore Carburants Renouvelables d'Origine Non Biologique (RFNBO) dans les textes législatifs européens. Ils sont produits en combinant le carbone capté d'une certaine source avec de l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau. Ils ont l'avantage d'être des carburants « drop-in » c'est-à-dire utilisables en l'état sans nécessité de modifier le moteur dans lequel ils sont utilisés. Pour que l'e-fuel soit pertinent, il faudrait que l'hydrogène utilisé dans sa production provienne de sources renouvelables telles que l'éolien ou le nucléaire. Actuellement, l'e-fuel n'est pas utilisé dans l'industrie, mais des perspectives d'utilisation existent notamment pour le secteur aérien où il pourrait être incorporé au kérosène à hauteur de 1,2% dès 2030 et jusqu'à 35% en 2050 via la directive européenne ReFuelEU Aviation. Il peut être utilisé dans des secteurs où il serait difficile d'électrifier la production, par exemple pour la fabrication du verre où les fours doivent chauffer à plus de 1.800 degrés, des limites physiques que l'électricité ne peut pas atteindre.

CO2 Value Europe affirme qu'au niveau de l'efficacité énergétique, ces nouveaux carburants sont comparables aux anciens. Ils présentent néanmoins des désavantages. La fédération européenne Transport&Environment a réalisé une étude sur les émissions de voitures roulant avec de l'e-carburant. Les résultats montrent une augmentation de monoxyde de carbone et d'ammoniaque à la sortie des gaz d'échappement. Les niveaux d'oxyde d'azote (« NOx »), gaz au potentiel de réchauffement 273 fois supérieur à celui du CO2, sont égaux au carburant standard. Bien que faibles en quantité, le danger environnemental que représentent ces gaz est souvent sous-estimé par les régulations nationales et européennes, préférant se concentrer sur le CO2. L'étude précise également que les tests ont été réalisés dans des conditions optimales et que les résultats réels risquent d'être plus élevés (Transport & Environment, 2021). Il est néanmoins important de signaler que la stratégie de l'Union européenne, avec son nouveau plan « Fit for 55 » destiné à apporter des mesures claires afin d'atteindre les objectifs de 2030, se concentre sur l'électrification de son parc automobile. L'e-fuel est considéré pour l'aviation et le secteur maritime via le plan spécifique FuelEU maritime qui représentent ensemble 27.9% des émissions européennes en 2018 (European Council, 2023).

Les e-fuels ne doivent pas être confondus avec les biocarburants qui, eux, sont produits à partir de biomasse (huile végétale, grasse animale...). Ces biocarburants font intégralement partie du plan « fit for 55 » avec jusqu'à 70% d'incorporation de SAF, le biocarburant aérien, en 2050. Les biocarburants sont d'ailleurs déjà implémentés dans l'industrie et représentent 4,4% de la consommation du transport européen. Le carburant biologique est le principal type de carburant alternatif envisagé par la Commission européenne (European Alternative Fuels Observatory, 2021). Il a malgré tout subi plusieurs critiques, en effet le biocarburant provenant pour beaucoup de plantes telles que le colza, il y avait une concurrence directe entre le colza utilisé pour le biocarburant et celui utilisé pour l'alimentation. De plus certaines terres servant de puits de CO2 naturels telles que les forêts et les zones humides sont remplacées par des cultures céréalières ce qui est contre-productif pour les objectifs environnementaux de l'Europe. Cette dichotomie a valu à la source énergétique son appellation de « Biofuel mess » (Euractiv, 2021).

Malgré une révision récente de la directive concernant les biocarburants pour contrer ces dérives, cela prouve que l'environnement législatif n'est pas encore clair et que l'alternative privilégiée au carburant fossile est encore hésitante, ce qui n'annonce rien de bon pour son successeur l'e-fuel.

5.2 LES PRODUITS CHIMIQUES

La 2^{ème} voie de réutilisation du carbone est la revalorisation en produits chimiques. Cela suit, sans rentrer dans les détails, à peu près le même procédé que pour les carburants renouvelables. La finalité du carbone mêlé à l'hydrogène est ici la conception de produits chimiques industriels tels que l'urée. A noter que l'utilisation de l'urée en tant qu'engrais pour l'agriculture libère le CO₂ quelques jours après l'épandage. Le processus peut donc au maximum être neutre en carbone, à condition que le carbone ait été capté directement dans l'air et que l'hydrogène soit produit de manière renouvelable. Ces 2 conditions sont actuellement rarement réunies de par les prix très élevés du captage direct dans l'air et de l'indisponibilité de l'hydrogène d'origine renouvelable. La part d'électricité renouvelable dans le mix énergétique belge est fixée par la directive européenne 2018/2001 à 13%. Néanmoins, lors des années 2021-2022, la Belgique ne produisait pas assez d'énergie renouvelable pour atteindre ce quota et a donc dû importer une partie via ses voisins (Waterbley, 2023). Il est donc difficilement concevable d'utiliser l'électricité verte en déficit pour la production d'hydrogène renouvelable par électrolyse de l'eau.

5.3 LES MATÉRIAUX DE CONSTRUCTION

La 3^{ème} voie de réutilisation du carbone est son utilisation dans des matériaux de construction. On utilise le carbonate créé à partir de la réaction du carbone et des minéraux pour la conception de brique ou de ciment. Contrairement aux e-fuels et aux produits chimiques, la séquestration du carbone sous cette forme est considérée comme permanente puisque, comme vu précédemment, le carbone s'est solidifié. Du point de vue de son empreinte carbone, le processus peut être « neutre en carbone » si le carbone capté et revalorisé provient d'une source fossile, mais peut aussi faire partie des technologies à « émissions négatives » si celui-ci a été capté dans l'air ou par de la biomasse. Les technologies à émissions négatives (*Carbon Removal Technologies*) sont les plus intéressantes pour les objectifs climatiques puisqu'elles consistent à retirer directement du carbone déjà émis de l'atmosphère pour le stocker de manière permanente (dans ce cas-ci dans des matériaux de construction). La différence est importante car elle aura des conséquences sur la catégorisation de la technologie dans la taxonomie européenne, influençant ses financements.

Un exemple qui démontre que de telles options sont déjà envisagées dans le secteur de la construction est celui du groupe de construction belge Eloy qui a décidé d'investir dans du ciment « bas carbone ». Ce ciment ne nécessite pas d'être chauffé à très haute température et est produit à l'aide de biomasse et de déchet d'argile ce qui permet à l'entreprise de diminuer son empreinte carbone par 5 (RTC Tele Liège, 2023). S'il ne constitue pas une technologie de revalorisation du carbone comme expliqué ici, il démontre tout de même l'intérêt que présente l'industrie pour ces nouveaux matériaux défossilisés. Le responsable développement durable d'Eloy explique ainsi dans une interview donnée à RTC Liège que « c'est une illustration très concrète de nos ambitions pour décarboner de 30 % nos activités d'ici à 2027. Ça passe par plein de choses et notamment par le choix du ciment le plus décarboné possible dans nos recettes »

5.4 LA RÉCUPÉRATION ASSISTÉE DU PÉTROLE (EOR)

Aux Etats-Unis, la réutilisation du carbone a commencé en l'injectant dans des puits de pétrole en cours d'exploitation afin d'augmenter leur rendement. En effet, d'après l'agence internationale de l'énergie, un puits de pétrole standard ne récupère que 30% du pétrole disponible, la pression n'étant pas suffisante pour remonter la quantité restante au fond du puits. Comme vu précédemment, le CO₂ à l'état supercritique peut se mélanger au pétrole afin d'en diminuer sa viscosité et de lui permettre d'être aspiré plus aisément par le système de pompage. Cette méthode est préférée aux autres méthodes de récupération assistée comme la récupération thermique ou chimique car son coût est moins élevé.

En effet, le CO₂ servant à l'injection était le plus souvent acheté par la société pétrolière avant de construire sa propre structure de captage. Avec le regain d'intérêt pour les technologies CCUS en faveur du climat et par conséquent une augmentation des supports publics, la récupération assistée du pétrole a promu sa capacité à également stocker le dioxyde de carbone durablement. Dans le cas du projet Calcapture en Californie, le champ pétrolier est couvert par une «Caprock ». Un stockage permanent est possible à condition que le CO₂ s'échappant lors de l'extraction soit trié et récupéré dans un circuit fermé afin d'être réinjecté dans le réservoir (Oil Technology Group, 2016). Un exemple de circuit fermé est disponible à l'annexe 7.

Actuellement, près de 75% du CO₂ capté est utilisé à des fins de récupération du pétrole (IEA, 2022b). La popularité de la récupération assistée du pétrole est notamment due à sa rentabilité. On estime que 1 tonne de CO₂ injecté permet de récupérer entre 1,1 et 3,3 barils de pétrole (Hepburn et al., 2019). Ceci tenant compte du fait que le processus est optimisé pour maximiser la quantité de pétrole en sortie de puits et non pour stocker un maximum de dioxyde de carbone.

Une étude menée par l'institut royale des sciences naturelles révèle que même dans un marché du pétrole baissier (prix entre 10 et 70 dollars le baril) et dans des conditions géologiques moins favorables que sur d'autres projets (l'étude a été réalisée sur des champs pétroliers en mer du Nord), la valeur actuelle nette, à savoir la somme des flux de trésoreries engendrés par le projet, s'élève à 500 millions d'euros avec 73% de chance de rentabilité positive en cas d'une décision finale d'investissement. L'étude prend en compte la capacité du projet à stocker le CO₂ de façon durable et de profiter d'une taxe carbone de 30 dollars la tonne, donc 3 fois plus faible que le prix actuel sur le marché des crédits carbone. Ce prix du carbone est déterminant puisque sans stockage permanent en fin d'activité du réservoir, la probabilité d'une valeur actuelle nette positive tombe à 47% (Welkenhuysen et al., 2017).

La technologie est très mature et commercialisée aux Etats-Unis. Elle n'est cependant pas du tout développée dans l'Union européenne, de par l'absence de puits exploitables et surtout, car cela irait à l'encontre des objectifs climatiques européens. En effet, même avec un stockage permanent, la finalité est que plus d'hydrocarbure piégé dans la croûte terrestre se retrouve libéré. Cette libération finira inexorablement par contribuer au réchauffement climatique. Le bilan carbone de scope 2 et 3 de cette technologie restent donc très mauvais.

Une enquête de l'ONG Global Witness a été réalisée sur la centrale Quest, située au Canada et opérée par le géant pétrolier Shell. La centrale produit de l'hydrogène fossile à partir de dépôts bitumeux et est équipée d'un système de captage et stockage du CO₂. Alors que Shell promouvait sa centrale comme captant 90% du CO₂ émis et que par conséquent l'hydrogène était dans sa production très faible en carbone, l'enquête a révélé qu'une grande partie des émissions n'étaient pas incluses et que la centrale ne captait en réalité que 48% des émissions de CO₂. Le bilan carbone se révéla négatif : pour 5 millions de tonnes de CO₂ captées, le processus en émettait 7,5 millions sur la même période. Le projet était financé à 65% par le gouvernement canadien pour son aspect environnemental et l'ONG a, dès lors, demandé au gouvernement de suspendre ces financements (Global Witness, 2022).

6. ECHELLE D'ÉMISSION

Tout au long de ce mémoire de nombreux chiffres concernant les émissions de dioxyde de carbone sont donnés. Pour faciliter la compréhension voici différentes échelles de mesure permettant une représentation plus claire :

- Un vol Paris-New York représente des émissions d'un peu moins d'une tonne de CO₂ par passager (myclimate, s. d.).
- Le total des secteurs difficilement décarbonables en Belgique représente un peu plus de 15 millions de tonnes de CO₂ par an (Léonard, 2021) pour un total de 16% des émissions nationales belges.
- Les émissions nationales belges s'élèvent à plus ou moins 110 millions de tonnes de CO₂ par an (Léonard, 2021).
- En 2017, l'Union européenne (incluant le Royaume-Uni) produisait 3,5 milliards de tonnes de CO₂ par an. C'est presque 10% des émissions mondiales (Ritchie et al., 2020).
- Le 1^{er} producteur mondial est la Chine avec presque 10 milliards de tonnes de CO₂ émises par an. Cela représente 27% des émissions mondiales.
- Le total des émissions mondiales atteint 40 milliards de tonnes de CO₂ par an. La moitié est absorbée par les puits de carbone naturels (océans et biosphère terrestre), l'autre moitié contribue au réchauffement climatique (Kelemen et al., 2019).

D'après le groupe international d'experts sur le climat (GIEC), pour avoir 80% de chance de rester sous les 2 degrés d'augmentation d'ici 2050 par rapport aux années 1900 il nous reste un bilan total d'émissions entre 300 et 350 milliards de tonnes de CO₂. Autrement dit, si rien ne change, dans moins de 20 ans le bilan total des émissions « encore émettables » sera dépassé (IPCC, 2018).

7. QUELS SONT LES ACTEURS CONCERNÉS ?

La notion des technologies CCUS comme solution de mitigation au changement climatique est apparue dans les 5 et 6^{ème} rapports du GIEC de 2014 et 2020 avec une importance croissante. Dans le dernier rapport à ce jour, il y est stipulé :

« Le déploiement des technologies d'élimination du dioxyde de carbone pour contrebalancer les émissions résiduelles difficiles à réduire est inévitable si les objectifs de 0 émission nette de CO₂ ou de gaz à effet de serre doivent être atteints. La mise à l'échelle et le temps de déploiement de ces technologies dépendront des trajectoires de réductions des émissions dans les différents secteurs » (IPCC « Summary for policymakers », 2022. Traduit de l'anglais).

Les technologies d'élimination du carbone (*Carbon Removal Technologies* ou CDR dans la littérature) y sont décrites comme « des activités anthropiques qui retirent le CO₂ de l'atmosphère pour le stocker durablement dans des réservoirs géologiques, terrestres ou océaniques, ou dans des produits » (IPCC « Summary for policymakers », 2022. Traduit de l'anglais). Cela reprend donc l'ensemble des éléments déjà décrits ci-dessus tout en incluant la gestion forestière et autres puits de carbone naturels. Le GIEC précise néanmoins que les technologies CCS et CCU ne peuvent faire partie des technologies CDR que si le carbone capté est de source biologique ou directement capté dans l'air et que le captage de dioxyde provenant de sources fossiles n'en fait pas partie (IPCC « Full Report », 2022).

Les secteurs aux émissions difficiles à réduire (*hard-to-abate, hard-to-transition sectors* dans la littérature) ne sont pas définis tels quels dans le rapport du GIEC bien que des exemples soient mentionnés : l'aciérie, la cimenterie, le méthane issu de l'agriculture. On cite également le transport de fret et l'aviation pour leur grande dépendance au carburant fossile. Ces 2 derniers exemples sont contraires aux premières définitions qui m'ont été données lors de mes différentes interviews où l'on m'a décrit les secteurs concernés comme ayant des émissions inévitables propres à leurs activités et dont il est impossible, même avec 100% d'énergie renouvelable, d'empêcher les émissions. Les acteurs concernés par cette technologie ne font donc pas consensus. Il est donc intéressant de comparer l'interprétation de ces technologies selon les différents acteurs et de voir à qui elles sont adressées.

7.1 LES TECHNOLOGIES CCUS SELON L'AGENCE INTERNATIONALE DE L'ENERGIE

Au niveau de l'IEA, qui a une approche très, voir trop, technologique au dépens des réelles ambitions climatiques prévient monsieur Léonard, la chaîne de technologies est envisagée pour les acteurs de « l'industrie lourde » et les modes de transports longue distance tels que l'aviation, le transport en camion ou en bateau. Ces secteurs sont décrits comme ayant des alternatives au carburant fossile « prohibitivement chères ou irréalisables » (IEA, 2020). Des exemples sont cités comme l'avion à hydrogène, innovation loin d'être commercialisable tant les barrières de développement sont grandes. Le transport par hydrogène pose des problèmes de poids et de sécurité ce qui rend le kérosène actuellement utilisé difficilement sacrificable (Airbus, 2021). L'agence internationale insiste aussi sur l'importance d'utiliser les technologies de captage et stockage du carbone pour les infrastructures existantes qui, si elles continuent leur durée normale d'exploitation, généreraient 600 milliards de tonnes de CO₂, soit 2 fois le bilan carbone restant pour conserver les 2 degrés de réchauffement. Le rapport du GIEC corrobore ce chiffre et précise que le total s'élèverait à 850 milliards de tonnes une fois les infrastructures actuellement en construction incluses (IPCC « Full report », 2022). L'IEA prend l'exemple des centrales à charbon de Chine dont une grande partie pourrait subsister en 2050 et dont l'installation d'un dispositif de captage de carbone « pourrait permettre d'assurer leur opération et celle de l'infrastructure dédiée, mais avec des émissions réduites [...]. L'installation d'un système CCUS peut aussi aider à préserver l'emploi et la prospérité économique des régions dépendantes de l'industrie fortement émettrices tout en évitant les disruptions économiques et sociales d'un arrêt prématuré » (CCUS in Clean Energy Transition, p21-22. Traduit de l'anglais).

On retrouve ici une logique plus économique visant d'abord à assurer la croissance et l'approvisionnement en énergie à bas coûts plutôt que d'adapter dès maintenant ces infrastructures en profondeur pour les rendre durables. La technologie est ici envisagée pour faciliter la transition énergétique en laissant plus de temps aux secteurs et régions du monde moins ambitieux dans leur politique d'atteindre le zéro émission nette de CO2. Le risque principal étant que cette technologie de transition soit pleinement intégrée dans l'infrastructure de ces centrales très polluantes et que l'envie de réformer la centrale en elle-même se dissipe. Ce risque est appelé « Lock-In effect » dans la littérature et est très étudié particulièrement dans les régions asiatiques (Fan et al., 2018).

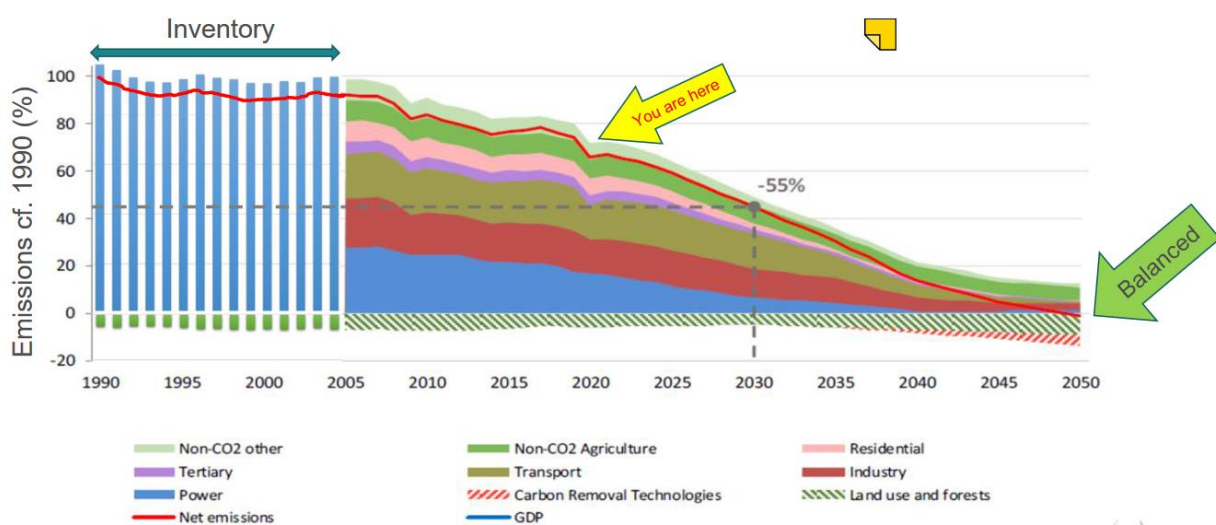
7.2. LES TECHNOLOGIES CCUS SELON L'UNION EUROPÉENNE

La politique climatique mise en place par l'Union est le pacte vert européen qui garantit sa neutralité climatique en 2050 via une série de stratégies et de plans d'action se focalisant sur la préservation de la planète, mais aussi des modes de vie de ses citoyens tout en promouvant l'économie circulaire et une transition juste. Le plan politique prévoit une croissance économique découplée de l'utilisation des ressources. Ce « green deal » européen couvre tous les secteurs et s'accompagne d'objectifs intermédiaires pour 2030 : une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 55%, au moins 32% d'énergie d'origine renouvelable dans le mix énergétique européen, une augmentation de l'efficacité énergétique de ses installations d'au moins 32%. Il faut savoir que ces différentes mesures sont en cours d'implémentation en ce moment même. Des propositions sont émises par la Commission européenne et analysées par les différents acteurs et par le Parlement européen. Les informations disponibles varient au jour le jour.

L'objectif qui nous intéresse dans le cadre de ce mémoire est celui des 55% de réduction de gaz à effet de serre d'ici 2030. La réalisation de cet objectif passe par une série de mesures regroupées dans le paquet « fit for 55 » déjà brièvement cité plus haut. Ce paquet met en place ou clarifie de nombreuses législations comme le système d'échange de crédits carbone européen (EU ETS), le mécanisme d'ajustement aux frontières (CBAM), la directive sur l'énergie renouvelable (RED), la directive de taxation de l'énergie (ETD), la loi climat européenne et bien d'autres (KPMG, 2022).

L'Union européenne a développé ses propres scénarios de diminutions des gaz à effet de serre et les technologies CCUS y ont leur place comme présentées dans ce graphique :

Pathway to climate neutrality



3. Source : ACCSESS, 2022

On peut y voir pour 2050 qu'une partie des émissions est toujours émise. Cette partie provient principalement des émissions de l'agriculture. On y retrouve le méthane émis par la digestion des ruminants et le protoxyde d'azote (N₂O) relâché lors de l'épandage d'engrais. Le N₂O est un autre gaz à effet de serre au pouvoir de réchauffement et à la durée de vie plus élevée que le CO₂ ou le méthane (Février, 2015). Ces gaz à effet de serre sont encadrés dans l'*Effort Sharing Directive* (ESD). Une autre petite partie des émissions encore émises provient de l'industrie et des secteurs difficiles à décarboner comme expliqué ci-dessus.

Pour atteindre la neutralité carbone en 2050, l'Europe doit mettre en place des procédés menant à des émissions négatives afin de compenser ses émissions résiduelles. 2 solutions de retrait net de CO₂ sont envisagées : l'absorption à travers les cycles naturels de carbone et l'absorption industrielle via les technologies CCUS.

Les cycles naturels de carbone captent déjà un montant important d'émissions. L'UE estime ce chiffre à 249 millions de tonnes d'équivalent CO₂ en 2019 et aimerait atteindre 200 millions de tonnes additionnelles en 2050 via des pratiques de « carbon farming ».

Le « carbon farming » désigne 2 éléments. Le premier est un système de rémunération que souhaite mettre en place l'Union européenne pour les propriétaires afin d'encourager la bonne gestion de leurs terres pour la séquestration d'un maximum de CO₂. Le deuxième désigne les différentes techniques de bonne gestion en elles-mêmes, à savoir la conservation et l'expansion des zones humides telles que les marais, l'optimisation des éléments présents dans le sol pour accélérer la pousse des plantes, un meilleur cycle d'utilisation des terres agricoles etc... Toutes ces techniques visent à optimiser l'absorption du carbone par la biosphère et à interrompre son cycle naturel (car le carbone capté est normalement relâché en fin de vie des végétaux).

Le nombre de tonnes de CO₂ capté par les puits naturels de carbone et par le captage industriel dépend de 2 scénarios principaux : un scénario « écosystème » privilégiant la régénération de l'écosystème pour le captage du carbone, avec une aide du captage industriel dans un deuxième temps et un scénario « industrie » qui lui vise un déploiement à grande échelle de solutions industrielles de captage, de recyclage et de stockage du CO₂. Dans le scénario « écosystème », pour un prix du CO₂ de 100 euros la tonne, il faudrait que la gestion des espaces verts européens capte 500 millions de tonnes de CO₂ par an et que les technologies industrielles en captent plus de 300 millions. Dans ces 300 millions, 30% du CO₂ capté est stocké durablement sous terre tandis que plus de 50% est utilisé comme matière première pour des carburants synthétiques (cf. Annexe 8).

L'une des ambitions de l'Union européenne est en effet de créer des cycles de carbone durable en envisageant le carbone non pas comme un déchet, mais comme une ressource utilisable dans les procédés industriels. La vision est ici de créer un marché interne de captage, d'utilisation et de stockage du CO₂ via notamment l'utilisation de matériaux d'origine biologique pouvant stocker du CO₂ ou la création de fibres vestimentaires issues des solutions de carbon farming (ACCSESS, 2022).

Pour la création de ce marché interne, l'UE souhaite développer un réseau permettant de connecter les sites de captage de carbone aux nouveaux sites de production de matériaux à base de carbone. Cela passe notamment par la construction d'une infrastructure transfrontalière ouverte à tous dans laquelle se développeront (et sont déjà en développement) des hubs CO₂. Le financement de cette infrastructure est appuyé par différents fonds européens détaillés dans la partie « Financement public ». L'Europe compte sur la concurrence entre les acteurs pour réduire les coûts.

7.2.1 LE CARBON REMOVAL CERTIFICATION FRAMEWORK

Le prisme de l'Europe passe aussi par la création d'un cadre législatif entourant les technologies de retrait de carbone de l'atmosphère : le *Carbon Removal Certification Framework* (CRCF). La proposition législative a été déposée par la Commission européenne en novembre 2022 et vise à définir un plan de gouvernance pour l'implémentation efficace, transparente et à moindre coût de ces technologies. Le plan prévoit des standards robustes pour la certification des crédits qui peuvent être issus des projets de carbon farming et de CCUS. Cela passe par la définition des critères de mesure, de la durée du stockage, des bénéfices environnementaux etc...

Le sujet est complexe et très actuel. Le 30 mai 2023 s'est tenu un événement au Parlement européen concernant le rôle des technologies de retrait carbone dans le CRCF auquel participaient de nombreux experts et représentants, dont l'ONG Carbon Market Watch, une organisation de recherche sans but lucratif spécialisée dans le prix du carbone. Le sujet est qualifié par l'association de « patate chaude politique » tant les débats sur les spécificités techniques et les conséquences possibles du texte législatif sont vifs (Laugesen, 2023). Le premier texte proposé par la commission a été qualifié par Carbon Market Watch de « profondément imparfait ». En effet selon l'organisation, la proposition ne fait pas suffisamment la différence entre stockage temporaire et permanent et ne définit pas d'usage légitime pour les technologies de retrait de carbone. La certification des stockages temporaires n'est pas une bonne solution puisque le carbone devrait être séquestré jusqu'à minima la stabilisation de la température globale, c'est-à-dire pendant des centaines d'années. Le réchauffement climatique est un problème à long terme et demande donc des solutions à long terme. L'ONG prévient :

« Bien que le stockage à court terme du carbone doive être exclu du CRCF, si les décideurs politiques insistent pour l'inclure, il convient d'établir une distinction claire entre le stockage temporaire et le stockage permanent et de créer des certificats carbones différents pour ces deux types de stockage. En outre, seules les activités d'élimination qui conduisent à un stockage sur plusieurs siècles devraient recevoir l'étiquette "Carbon Removal" et donner lieu à la création de certificats « élimination de carbone » » (Diab, 2023. Traduit de L'anglais).

Cette absence de différenciation est dommageable et donne le même poids aux solutions temporaires qu'aux solutions de stockage permanentes telles que le stockage géologique. « Dans sa forme actuelle, le règlement CRCF pourrait, par exemple, permettre aux centrales électriques au charbon et aux compagnies aériennes qui utilisent le stockage du carbone dans les sols (hautement réversible et probablement bon marché) ou des plantations en monoculture de prétendre compenser leurs émissions, ce qui les exonérerait des dommages qu'elles causent au climat. » (Laugesen, 2023)

Les discussions récentes penchent sur l'adoption d'un « pare-feu » permettant de séparer clairement le retrait de carbone de l'atmosphère (*Carbon Removal*) et les activités visant à réduire les émissions (*Emissions reduction*). A voir comment cela évoluera dans le futur, mais il est certain qu'un tel cadre législatif dirigera les investissements envers l'une ou l'autre de ces technologies.

7.3 LES TECHNOLOGIES CCUS SELON TOTALENERGIES

En tant que 6^{ème} compagnie pétrolière mondiale, TotalEnergies, anciennement Total, fait face à un immense défi. La compagnie émet, tous scopes confondus, 4 fois plus d'émissions que l'entièreté de la Belgique en 1 an et vise pourtant, tout comme ses concurrents, la neutralité carbone en milieu de siècle. Pour ce faire, Total a mis en place une politique climatique ambitieuse avec des objectifs intermédiaires en 2030 : 40% de réduction de ses émissions nettes par rapport à 2015 et 25% de réduction de l'intensité carbone de ses produits énergétiques (TotalEnergies, 2023). L'analyse de son rapport annuel démontre la volonté de transparence de l'entreprise notamment via la publication de nombreuses communications extra-financières concernant son efficacité environnementale.

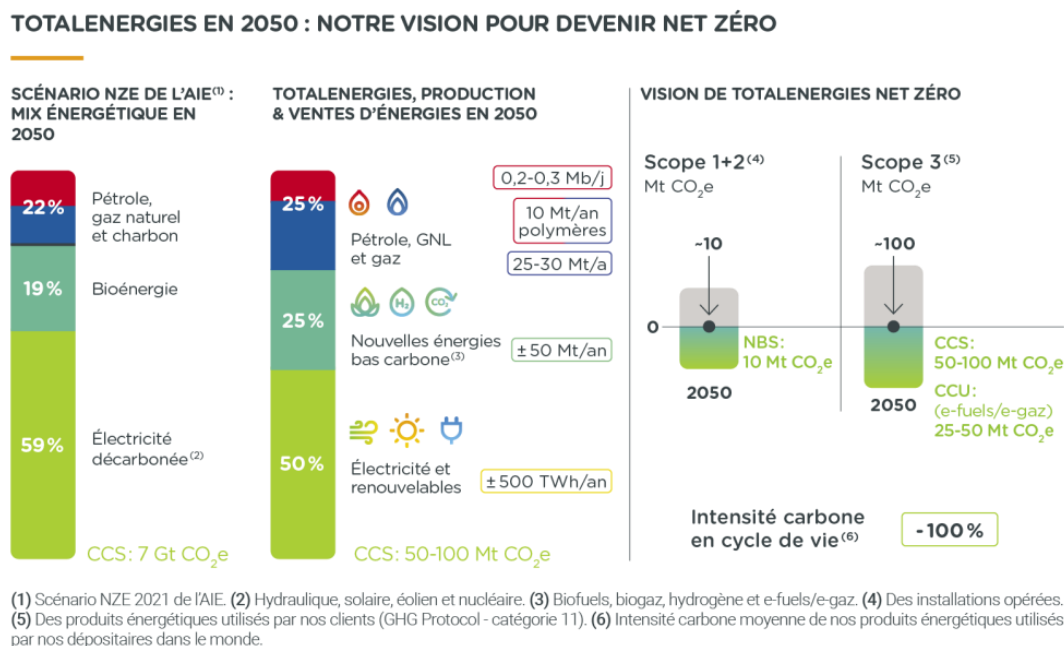
Pour atteindre ces objectifs, Total vise avant tout un changement radical dans le mix énergétique qu'elle produit et vend. Les efforts sont actuellement dirigés vers la production de gaz naturel liquéfié (GNL) qui représentera 50% de ses ventes en 2030. Le gaz naturel a pour avantage d'être 40% moins émetteur en CO2 que le pétrole lors de son utilisation. Mais ce développement apporte des risques puisqu'à l'état naturel, le méthane (élément principal du gaz naturel) a un pouvoir de réchauffement jusqu'à 85 fois supérieur au CO2 sur les 20 premières années dans l'atmosphère (Vallero, 2019). Une gestion des risques en termes de fuite doit donc être effectuée pour éviter ces conséquences néfastes. Total fait partie de différentes initiatives, dont le *Global Methane Pledge*, qui demande une réduction des émissions de méthane de 80% en 2030 par rapport à 2020 et qui vise le zéro émission (TotalEnergies, 2022). On remarque que les principaux projets en développement concernant son activité GNL sont situés en dehors de l'Europe : *North Field East* au Qatar, *Nigeria LNG train 7* au Nigéria et *ECA* au Mexique.

Total vise ainsi la construction d'une chaîne de transport de GNL pour acheminer le gaz produit à l'extérieur de l'Europe et répondre à la demande des clients européens. La société se défend d'offrir une alternative au charbon dans les pays où cette ressource est encore utilisée (principalement en Asie). On peut lire dans son dernier rapport annuel :

« Compte tenu du rôle positif du gaz, TotalEnergies a pour objectif d'en accroître la part dans ses ventes d'ici 2030 et assume de ne pas se fixer d'objectif de réduction du Scope 3 sur cette chaîne de valeur. Lorsqu'une centrale au charbon est remplacée par une centrale à gaz, les émissions de GES diminuent, alors que le Scope 3 gaz de TotalEnergies augmente » (document d'enregistrement universel 2022, p29).

TotalEnergies accepte donc un mauvais bilan carbone de son secteur gaz, car celui-ci est considéré par la compagnie comme faisant partie intégrante de sa transition énergétique parce qu'il permet une diminution des gaz à effet de serre dans certaines régions. Cette focalisation sur le gaz est intéressante car le transport du gaz naturel n'est pas si éloigné du transport d'un autre gaz : le dioxyde de carbone. Comme nous avons pu le constater lors de l'analyse de certains projets de hub CO2, certaines infrastructures utilisées pour le gaz naturel pourraient être agrandies ou complétées pour le transport de CO2. La possibilité de développer le transport de CO2 en parallèle à celui du gaz permettrait de belles synergies pour le secteur.

Lorsque l'on jette un œil à la vision de TotalEnergies sur l'état de son mix énergétique en 2050, on peut apercevoir qu'un quart des ventes et de la production est encore d'origine fossile.



4. Source : TotalEnergies, 2023

Ceci est justifié par David Nevicato, responsable du pôle Carbon Capture and Storage chez TotalEnergies : « D'ici 2050, nous nous concentrerons sur les émissions liées à l'énergie de scope 3. Une bonne partie sera de l'énergie renouvelable et de l'électricité, 25% des molécules de type biogaz, hydrogène, etc. Autrement dit, des produits avec un scope 3 relativement faible. Mais il restera toujours une demande Oil&Gas qu'on estime à peu près à 1 millions de barils par jour, soit 3 fois moins que ce que l'on produit aujourd'hui avec une production majoritaire sur le GNL [...] On pense principalement aux zones géographiques qui ont des objectifs climatiques, une sortie des hydrocarbures beaucoup moins importante qu'en Europe, notamment le marché asiatique et celui des pays en développement qui resteront sur le gaz voir même sur le charbon » (Interview TotalEnergies).

Pour atteindre la neutralité carbone en 2050, Total n'a donc pas le choix : « Ces 25%, c'est-à-dire 1 million de barils par jour, correspondent en scope 3 aux alentours de 1 million de tonnes par an de CO₂, que l'on va compenser en stockant et en réutilisant le CO₂ ». Les objectifs fixés par la compagnie sont de 50 à 100 millions de tonnes stockées et 25 à 50 millions de tonnes réutilisées dans de nouveaux produits. Le défi à accomplir est titanesque : « Aujourd'hui, on n'injecte quasi pas de CO₂ et d'ici 2050, il faut construire une nouvelle filière industrielle de quasiment l'équivalent du *oil and gaz* à cette période-là » (Interview TotalEnergies).

Pour ce faire, l'industriel agit sur le front de la recherche et du partage de connaissance en étant membre de différents consortiums et associations : Oil&Gas Initiative, Zero Routine Flaring, Oil&Gas Methane Partnership... Le sujet et son environnement législatif sont suivis de très près, avoue monsieur Nevicato, autant sur le spectre européen que national puisque chaque pays a sa propre législation et approche, ce qui rend d'ailleurs les projections du futur marché incertaines : « C'est un peu la difficulté que l'on a aujourd'hui. Les stratégies des pays pour atteindre la neutralité carbone évoluent. Si je prends juste l'exemple de l'Allemagne qui est un émetteur important, il y a encore quelques mois, on ne pouvait pas parler de stockage de CO₂. Ce n'était pas considéré dans sa stratégie. Mais ils sont confrontés aux trajectoires prises par les différents acteurs industriels et au final, ils

s'aperçoivent qu'il y aura probablement besoin du stockage du CO2 [...] C'est le même cas pour la France qui est en train de réviser sa stratégie sur le bas carbone et repositionne le stockage de CO2 dans cette stratégie [...] C'est quelque chose qui est très évolutif, donc pour nous, dire « tel sera le marché en 2030 - 2050 » c'est assez difficile ».

TotalEnergies se place néanmoins comme acteur à part entière dans ce nouveau marché. L'entreprise se positionne sur le segment transport et stockage : « Aujourd'hui nous développons une partie sur le stockage de CO2, la phase d'exploration et d'identification des stockages puis le développement des projets autour des stockages. On est aussi actif sur la partie transport de CO2 si nécessaire » (Interview TotalEnergies). Le groupe entend utiliser ses connaissances acquises dans l'exploitation des réserves d'hydrocarbures pour rechercher et exploiter les réservoirs utilisables pour le dioxyde de carbone. Les grands projets impliquant Total sont Northern Lights, le projet Aramis aux Pays-Bas et le projet Bifrost au Danemark.

Ces 2 derniers ont pour point commun de réutiliser d'anciens réservoirs de gaz épuisés que la compagnie exploitait. Cela permet donc d'intégrer ces atouts en fin d'exploitation dans une nouvelle chaîne de valeur, même si des permis d'injection de CO2 doivent être obtenus. « Dans tous ces projets, nous avons des partenaires, Total est opérateur ou non » ajoute monsieur Nevicato.

L'entreprise s'attend à fortement baisser son scope 1 et 2, via la transition vers le gaz, mais aussi grâce à une amélioration de l'efficacité de ses installations (ce qui lui permet aussi de diminuer les coûts de production). Au final, David Nevicato penche sur un captage CCS de 5 à 10 millions de tonnes de CO2 par an concernant les actifs directement détenus par TotalEnergies en 2050. Néanmoins l'objectif de la compagnie en 2050 est de stocker 50 à 100 millions de tonnes par an. Le surplus de capacité sera donc vendu comme service à d'autres émetteurs qui ont développé un dispositif de captage de CO2. Total indique dans son rapport annuel vendre cette capacité supplémentaire à ses clients, afin de diminuer son scope 3. Néanmoins, rien n'indique le type de client à qui cette offre sera adressée ni si le client fera bien partie des secteurs dont les émissions sont difficiles à réduire. Tudy Bernier, responsable des affaires publiques chez CO2 Value Europe, m'a indiqué qu'aucun texte législatif européen n'interdisait la vente de produits issus de la technologie CCU à d'autres secteurs que ceux « hard to abate ». D'après mes recherches, ceci semble aussi vrai pour la technologie CCS. Le risque d'effet « lock-in » comme décrit plus haut est donc bien réel, même en Europe.

8. L'IMPORTANCE DES TECHNOLOGIES CCU ET CCS DANS LES MODÈLES CLIMATIQUES.

Les scénarios ayant plus de 67% de chance de limiter la température à maximum 2 degrés de réchauffement en 2100 indiquent qu'il est nécessaire de stocker :

- Pour la captation par biomasse suivie d'un stockage permanent du CO₂ (BECCS), 328 milliards de tonnes de CO₂ entre 2020 et 2100. Une capacité de captage de 2,75 milliards de tonnes par an doit être atteinte en 2050. Pour rappel, l'agence internationale de l'énergie a estimé la capacité des projets en cours et planifié à 50 millions de tonnes en 2030 et que ceux-ci captent actuellement 2 millions de tonnes de CO₂ par an.
- Pour la captation via les puits naturels de carbone (AFOLU pour *Agriculture, Forestry and Other Land Use*), 252 milliards de tonnes entre 2020 et 2100 avec une capacité de captage de 2,98 milliards de tonnes par an en milieu de siècle.
- Pour la captation directe dans l'air (DACCS), 29 milliards de tonnes entre 2020 et 2100 et une capacité de stockage de 2 millions de tonnes en 2050. On peut apercevoir au vu des objectifs la faible maturité de la technologie.

9. CONCLUSION SUR BASE DES DIFFÉRENTS POINTS DE VUE

Il paraît clair que le stockage du carbone se révèle nécessaire pour certaines activités précises à savoir celles dont le processus de fabrication provoque lui-même des émissions de gaz à effet de serre. L'utilisation de technologies CCU ou CCS est donc justifiée pour ces secteurs et certains lobbies en font d'ailleurs leur fer de lance même si l'exemple du groupe de construction Eloy démontre l'existence d'alternatives même pour les secteurs les plus difficiles. Le manque de définitions claires des secteurs concernés provoque une absence de consensus et donc des abus possibles de la technologie à des fins ne servant pas uniquement le climat. Comme l'a bien rappelé monsieur Nevicato en parlant du service de transport et de stockage du CO₂ : « Nous sommes une entreprise privée avec des actionnaires, ceux-ci attendent forcément un taux de rentabilité important, et cela vaut aussi pour ce type de services. Ils doivent être en adéquation avec les attentes de nos actionnaires ».

10. LES FORMES DE FINANCEMENT

Nous avons constaté dans les parties précédentes que les chaînes CCUS dans un but climatique étaient une technologie récente. Ceci implique un financement par différents canaux dont certains ne sont pas encore appliqués ou au point.

10.1 LES FINANCEMENTS PRIVÉS

Les investissements privés sont, par opposition à ceux publics, financés par les entreprises elles-mêmes. C'est la forme d'investissement la plus intéressante, mais aussi la plus difficile à tracer. En effet, le peu de chiffres disponibles concernent bien souvent le budget total alloué au projet et aucune précision n'est donnée sur la distribution précise de cet argent le long de ces différentes phases. La base de données de CO2 Value Europe (CO2 Value Europe, s. d.) nous donne, par exemple, un catalogue de plus de 200 projets uniquement axés sur la réutilisation du CO2 capté (CCU). Ces projets sont triés par maturité technologique : de 1 (les principes de bases ont été observés) à 9 (la technologie fonctionne dans son environnement naturel et est efficace) (Directorate-General for Research and Innovation (European Commission) et al., 2017). Du côté du CCS, la base de données CORE développée par la CCS Institute donne pour les projets répertoriés l'année de mise en service ainsi qu'une courte description, mais sans information financière (Global CCS Institute, s. d.).

Les budgets alloués dépendent énormément des projets sous-jacents et il n'est pas réellement possible de calculer un investissement moyen tant les projets sont différents les uns des autres. Les budgets sont bien souvent des estimations de plusieurs millions d'euros selon la taille. On retrouve des projets assez spécifiques comme la construction dans le nord de l'Espagne d'un éco-agrégat à partir de CO2 capté par CCS pour un budget total estimé à 8,9 millions d'euros, dont un peu plus de 3 millions provenant du fond européen pour l'innovation. On retrouve également des projets plus vastes et trans-sectoriels comme le consortium Access qui tente de populariser les technologies CCUS à travers différentes initiatives en Europe pour un budget total de plus de 18 millions d'euros, dont 80% sont financés par le fond européen Horizon 2020.

Nous avons déjà expliqué dans les parties précédentes l'importance croissante des technologies CCUS pour les différents acteurs. Cela s'observe également au niveau de leurs investissements.

Le captage et le stockage du carbone, qui n'étaient encore que vaguement mentionnés dans le rapport annuel 2021 de TotalEnergies, fait maintenant l'objet d'une page complète d'explications sur son rôle dans la transition énergétique de la compagnie. L'entreprise a investi 100 millions de dollars dans sa filière CCS en 2022 et penche vers une augmentation à 300 millions de dollars par an pour atteindre ses objectifs. A titre de comparaison, l'investissement net dans la filière Gaz, électricité et renouvelable équivalait en 2022 à presque 4 milliards de dollars (TotalEnergies, 2023). Ces chiffres ne concernent que la partie CAPEX des investissements réalisés et non l'OPEX (Interview David Nevicato).

Le CAPEX, ou *Capital Expense*, couvre les dépenses exceptionnelles majeures d'un projet servant à son déroulement sur le long terme. Ce coût concerne, par exemple, la mise en place de l'infrastructure comme la construction des pipelines. (Ross, 2023).

L'OPEX, ou *Operating Expense*, couvre les dépenses ordinaires régulières d'un projet. Ce coût concerne, par exemple, les salaires et les loyers.

David Nevicato a confirmé que les financements actuels provenaient essentiellement du groupe Total, mais que d'autres financements sont possibles à l'avenir, notamment des financements publics pour certains projets qui y seraient éligibles. Quant à la rentabilité, on est encore loin d'atteindre ce point, précise le responsable : « Pour l'instant, on perd de l'argent parce qu'on dépense, mais en réalité, on investit (...) C'est l'avantage d'être dans une grande compagnie, c'est de pouvoir accompagner ce type

de projet et d'avoir les ressources nécessaires. Grosso modo tous les bénéfices que nous faisons dans l'*oil and gaz* nous permettent de financer notre transition énergétique. C'est le discours de la compagnie ».

L'échelle de temps de ces investissements est un facteur important à prendre en compte. Au total, il faut 8 à 10 ans avant de pouvoir injecter le CO₂. Cela comprend la construction de la structure, les études préliminaires, les demandes de permis, les contrôles... Ensuite, la structure est opérationnelle pendant 25 ans. Enfin, en Europe uniquement, une période de contrôle de 20 à 25 ans est demandée après l'injection pour vérifier l'évolution de la nappe de CO₂ dans le réservoir et s'assurer de l'absence de fuite. Une fois ce délai passé et si les conditions sont remplies, la responsabilité et les obligations relevant du réservoir sont transférées à l'Etat membre.



5. Source : Interview TotalEnergies

Cette longue période d'attente avant l'injection, et donc avant les premières rentrées d'argent, représente un risque conséquent pour les entreprises au vu de l'évolution constante de l'environnement entourant ces technologies. De nombreuses associations et consortiums ont pour but d'unifier les procédures et de partager des informations afin de permettre aux entreprises de mieux se préparer et de diminuer leurs risques comme l'Oil&Gas Climate Initiative ou le groupe ACCSESS. Total travaille elle-même sur plusieurs scénarios d'évolution de cet environnement qu'elle ne souhaite pas partager pour des raisons concurrentielles. « Ce que je peux vous dire, c'est qu'on teste la robustesse de nos investissements sur un prix interne du carbone à 100 dollars la tonne » précise le responsable CCS.

L'incertitude sur le futur représente un frein à l'investissement dans ce type de technologies. Les 2 côtés de la chaîne de valeur se renvoient la balle : les ingénieurs actifs dans les technologies de captage se plaignent d'une absence de chaîne de transport et de stockage en aval et les lobbyistes promouvant le stockage ou la réutilisation insistent sur le fait qu'il n'y a pas suffisamment de carbone capté en amont (Interview Léonard et CCSA). Un membre de la Carbon Capture and Storage Association a d'ailleurs précisé que ce statu quo repose entre les mains de l'Union européenne qui doit encourager le développement de l'amont et de l'aval à la même cadence, via des incitations légales et fiscales ou des financements.

Les financements privés concernent également la partie recherche et développement (R&D). Bien que le groupe TotalEnergies n'investisse pas directement dans des projets de réutilisation du carbone, l'analyse de son rapport annuel confirme que d'importantes sommes sont dirigées vers leur développement. Ces 3 dernières années, Total a investi entre 750 et 900 millions de dollars par an en R&D et confirme que 65% du budget recherche de 2023 sera alloué aux énergies bas carbone et au programme CCUS. L'entreprise dispose même d'une branche de recherche dédiée aux technologies CCUS appelée « CO₂ and sustainability ».

Il a été mentionné précédemment que ce service de transport et de stockage du CO₂ sera commercialisé, notamment aux clients de Total. Concernant le futur prix de vente de ce service, impossible d'obtenir l'information auprès de l'acteur concerné. Cependant, il m'a été confié que le prix de commercialisation ne sera pas fixé en fonction du prix du CO₂ sur le marché, mais bien suivant les coûts d'opération avec l'ajout d'une marge bénéficiaire. Il est donc intéressant d'identifier ces différents coûts afin de se faire une idée du seuil de rentabilité théorique de la chaîne de technologies.

10.2 ANALYSE DES COÛTS

Tout autant que le prix commercial du transport et du stockage, le montant des différents coûts est presque impossible à obtenir. Le responsable de la filière CCS chez Total a été clair : « Pour les coûts précis de la structure, on ne peut pas partager cette information. Je connais les coûts précis, mais je ne peux pas les partager ». L'opacité est d'autant plus importante que le marché est naissant et en forte évolution, ce qui pousse la concurrence entre les acteurs et donc le besoin de confidentialité. Cette situation est déplorée par les lobbies eux-mêmes. « Ce serait bien de savoir comment ces obligations de capacité de stockage pourraient influencer le prix du stockage en tant que service » (Interview CCSA, traduit de l'anglais). Pour les coûts du captage du carbone, monsieur Léonard a avoué procéder par essai-erreur en allant trouver les industriels pour qu'ils valident ou non les chiffres, à défaut de pouvoir les obtenir directement.

Néanmoins, certaines structures comme Northern Lights ont bénéficié d'un financement important des autorités publiques. Dès lors, certaines études sur les coûts à destination du gouvernement norvégien sont disponibles publiquement. Ces études ont été recommandées par monsieur Nevicato : « On peut ne pas être d'accord avec tout, mais cela donne une bonne approximation des chiffres ». On peut aussi se reposer sur certaines études scientifiques, même si leurs nombreuses hypothèses les rendent parfois trop théoriques au détriment de leur pertinence. Comme l'a expliqué Pietro Guarato, *Technical Officer* chez CO2 Value Europe : « C'est très difficile d'estimer un coût pour toute la chaîne. Le captage regroupe déjà des processus très différents, le transport dépend de la longueur, si le captage est fait in-situ ou non, du mode de transport et ensuite de l'utilisation. C'est énormément de processus différents. Tu dois faire 1.000 estimations différentes ».

A défaut de pouvoir calculer un coût global, identifions les différents coûts selon les phases de la chaîne : captage, transport, stockage et réutilisation.

10.2.1 COÛTS DE CAPTAGE

Cela a été confirmé par les différentes interviews et études, le coût de captage est le plus important de la chaîne. Plus de 50% du coût total, estime monsieur Nevicato. Ceci est dû à l'important besoin en énergie pour le captage en lui-même puis pour sa compression afin de le rendre transportable. (Directorate-General for Energy (European Commission) et al., 2023).

Un des facteurs influençant le plus le coût du captage est la concentration en dioxyde de carbone du gaz de sortie. Un rapport du département de l'énergie américain a estimé que dans les productions où le CO2 rejeté est très concentré, comme les fabriques d'engrais ou d'Ethanol, le coût de captage oscille entre 19 et 32 dollars la tonne de CO2. Dans le cas où il est moins concentré, il est nécessaire d'installer des unités de traitement supplémentaires pour trier le CO2 du reste, et cela augmente le coût (Hughes et al., 2022). Pour la cimenterie, celui-ci est estimé à 60 dollars la tonne tandis qu'il monte à 65 dollars pour l'aciérie (The CCUS Hub, 2023). L'IEA a quant à elle estimé le prix du captage à partir de 40 dollars et jusqu'à 100 dollars et plus suivant la concentration en CO2. Selon l'IEA le captage peut représenter jusqu'à 75% du coût de la chaîne (IEA, 2020).

10.2.1.1 IDENTIFICATION DES DIFFÉRENTS COÛTS DE CAPTAGE

Pour identifier les différents postes de coûts de la partie captage, le bureau américain de l'énergie utilise un modèle regroupant différentes catégories de coûts (Hughes et al., 2022):

Dans le **CAPEX**, on retrouve les équipements, machines et infrastructures qui supportent la construction (bureaux, laboratoires, routes...) ainsi que le coût direct et indirect de la main d'œuvre pour l'installation et la construction. On ajoute également le prix du service du constructeur (design, gestion de la construction...). En dernier, on compte une marge d'erreur sous forme de coûts de contingence pour ajouter une flexibilité au modèle.

En plus des coûts de CAPEX énoncés ci-dessus, le modèle prévoit également un « **coût du propriétaire** ». Ceci est décrit comme le coût nécessaire pour atteindre un stade d'achèvement suffisant des travaux pour permettre le transfert de la gestion de l'unité du constructeur au gestionnaire de la centrale. Autrement dit, les coûts nécessaires pour assurer la commercialisation de la nouvelle unité. On y retrouve principalement les coûts de lancement qui, dans les hypothèses du cas d'étude, s'élèvent à 6 mois de main d'œuvre pour la formation du personnel et 1 mois de dépenses opérationnelles diverses.

Ensuite, sont ajoutées les dépenses opérationnelles (**OPEX**). On y retrouve le coût de la main d'œuvre (pour l'opération régulière et la maintenance), l'investissement en matériel de maintenance, le travail administratif et de support, le coût de la matière première (solvant, gaz et/ou électricité, eau...) et enfin le coût de traitement des déchets.

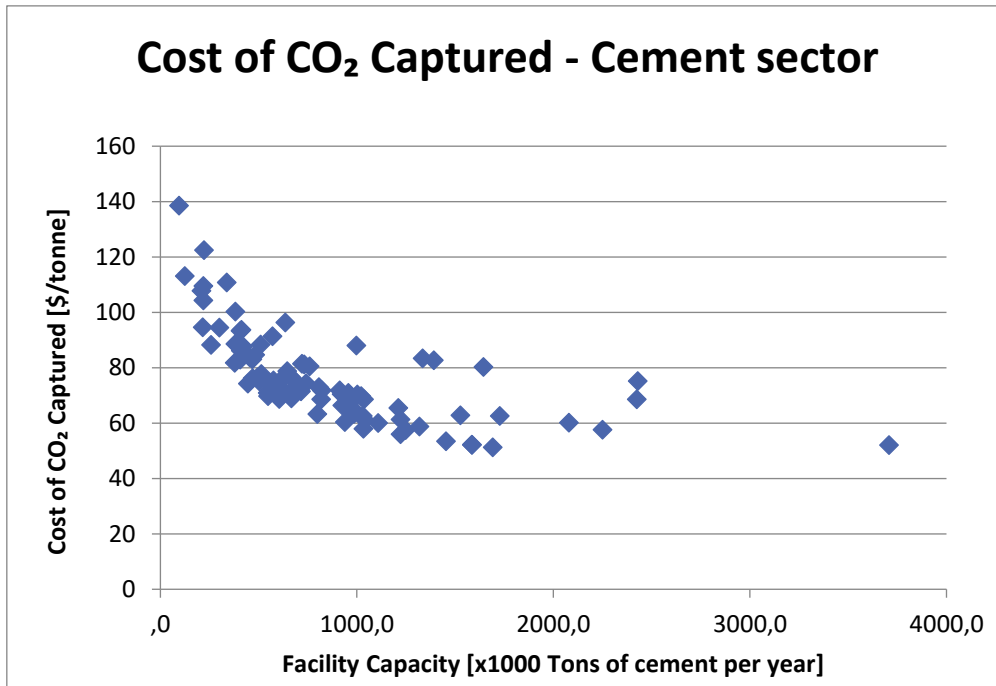
Pour obtenir un coût de captage réaliste, le modèle américain ajoute 2 autres facteurs déterminants : le coût du capital et le coût du *retrofitting*.

Le **coût du capital** prend en compte l'évolution du CAPEX suivant l'inflation et le taux de rentabilité des capitaux propres. On estime également la durée de l'emprunt contracté pour le projet (30 ans) ainsi que le taux d'intérêt (5,15%). Tous ces coûts sont ajustés suivant la quantité de CO2 émise par la centrale (cf. Annexe 9).

Le **coût du retrofitting** désigne, pour les installations où la concentration en CO2 émis est faible (cimenterie, aciérie, hydrogène...), le coût supplémentaire lié à l'installation d'un système de séparation du CO2 et son alimentation ainsi que la perte d'efficacité liée à l'installation d'un tel système. Ce coût supplémentaire est estimé à 5% du coût total dans le modèle américain qui précise que ceci est fortement variable suivant la taille du projet et la technologie utilisée.

Dans le modèle américain, le captage se fait via une adsorption post-combustion via un solvant composé d'amines. La technologie de séparation du CO2, si nécessaire, est celle commercialisée par Shell appelée CanSolv.

Dans tous les cas, le coût d'installation d'une unité de captage du CO₂ est fonction de la taille de l'usine, une plus grande usine permettant des économies d'échelle. Ceci est illustré par le graphique ci-dessous issu de la même agence américaine (NETL et al., 2022) et basé sur des cas réels de cimenteries aux Etats-Unis en 2018:



6. Source : NETL et al., 2022

On observe que la plupart des cimenteries se situent dans une fourchette de coût entre 60 et 80 dollars la tonne de CO₂ captée.

10.2.1.2 APPLICATION DU MODÈLE SUR UNE CIMENTERIE

Si l'on applique le modèle développé par l'agence américaine de l'énergie sur une cimenterie produisant 1,3 million de tonnes de ciment par an, on obtient un coût de captage de 64,3 dollars de 2018 par tonne de CO₂ captée. Cela équivaut à 71 euros actuels, convertis et ajustés pour l'inflation. 35% de ce coût total, soit 22,6 dollars, provient de l'achat de matière première comme le carburant. Le CAPEX représente 23,7 dollars, soit 37% du coût total. L'OPEX compte pour 28% du coût total avec 17,9 dollars (Hughes et al., 2022). Ces coûts sont résumés dans le tableau ci-joint :

Exhibit 6-27. COC for 1.3 M tonnes/year cement cases

Component	99% Capture COC, \$/tonne CO ₂		90% Capture COC, \$/tonne CO ₂	
	Greenfield	Retrofit	Greenfield	Retrofit
Capital	21.8	22.6	22.8	23.7
Fixed	10.6	11.0	11.1	11.6
Variable	5.9	6.0	6.1	6.3
Purchased Power and Fuel	22.6	22.6	22.6	22.6
Total COC	60.8	62.4	62.7	64.3

7. Source : Hughes et al., 2022

10.2.1.3 UN COÛT DE CAPTAGE SUPPLÉMENTAIRE

Un autre exemple reprenant cette fois-ci l'installation d'un dispositif de captage du carbone sur une centrale au gaz de taille standard (production de 790 MW) révèle un coût de fonctionnement de 77,6 euros par mégawattheure contre 52,9 euros sans dispositif de captage, soit une augmentation du coût de 47% (IEAGHG, 2019). Ce surcoût provient notamment de l'augmentation du combustible nécessaire. Comme dit précédemment, L'installation du dispositif de captage induit une perte d'efficacité de 10% ce qui nécessite 33% de combustible en plus pour compenser cette perte.

L'approvisionnement en électricité de ce nouveau dispositif est conséquent. Dans le cas d'une cimenterie, une étude décrit le besoin de construire une toute nouvelle centrale de production d'électricité afin de fournir les 2,8 Gigajoules/TCO₂ demandés pour capter le dioxyde de carbone ainsi que pour fournir la vapeur nécessaire à la régénération du solvant (Emanuelsson & Johnsson, 2022). La construction d'une centrale supplémentaire fait évidemment exploser les coûts de production du ciment : de 227% à 261% d'augmentation suivant le scénario suivi.

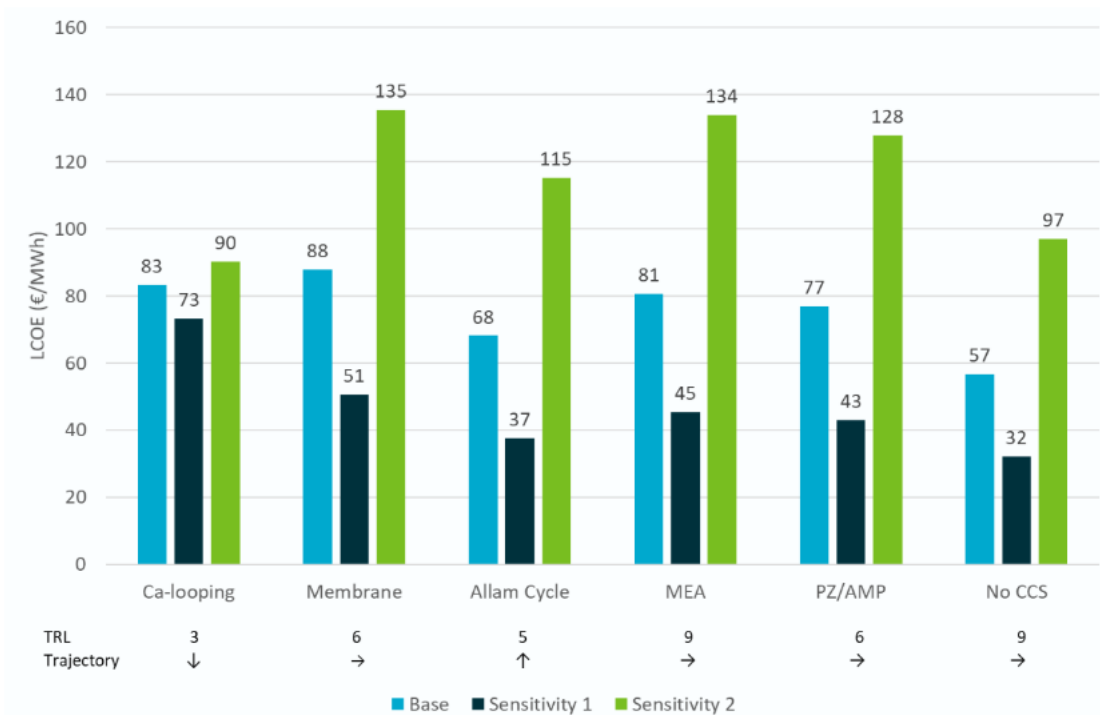
De plus, les chiffres présentés dans ces scénarios datent d'avant l'explosion des prix du gaz de 2022. Bien que les modèles prévoient différentes trajectoires pour pallier la variation du prix de l'énergie, il est certain que de telles circonstances auraient eu un impact important sur le prix des projets.

10.2.1.4 COÛT DU CO₂ ÉVITÉ

Au vu de l'augmentation du prix de production, on peut se demander quel intérêt il y a à investir dans un tel système. Pour cette raison, certaines études ont calculé un coût du CO₂ évité qui est à peu près égal au coût de production. Dans le cas de la centrale au gaz, celui-ci est de 79,3 euros par tonne de CO₂ (IEAGHG, 2019). Il est possible de comparer ce coût au prix actuel de la tonne de CO₂ sur les marchés obligatoires comme le système d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre européen (actuellement entre 80 et 90 euros la tonne). Si le prix du quota obtenu pour les émissions captées est supérieur au coût de captage de ces émissions alors cela est intéressant pour le gestionnaire de la centrale qui peut revendre le quota et ainsi dégager un bénéfice.

10.2.1.5 DIFFÉRENTES MÉTHODES DE CAPTAGE

Le coût est influencé par la méthode de captage en elle-même. Le schéma ci-dessous donne une idée des différentes méthodes utilisables sur une centrale au gaz ainsi que leur coût relatif (IEAGHG, 2019). Les techniques utilisant des solvants sont la MEA (monoéthanolamine) et la PZ/AMP (piperazine/amino-méthyl-propanol), un mélange jugé meilleur que la MEA, bien que cette dernière soit la plus utilisée actuellement.



8. Source : IEAGHG, 2019

10.2.1.6 LE COÛT DU CAPTAGE DIRECT DANS L'AIR

Le captage direct dans l'air est la technologie la plus vertueuse de par sa capacité à capter le CO₂ anthropogénique et donc à mener à des émissions négatives. C'est aussi la technologie la moins mature et pour cause : le site de Climeworks présente une page de don qui estime le prix de la tonne captée par an à 1.250 euros. Cependant, ceci n'est probablement pas une bonne mesure étant donné que l'utilisation des dons n'est pas clairement définie et qu'on peut supposer un coût moins élevé pour un industriel que pour un particulier. Le GIEC a estimé dans son dernier rapport un coût de captage DACCS entre 100 et 300 dollars par tonne de CO₂ captées (Shukla et al., 2022). Étant donné son très faible déploiement, le captage direct dans l'air ne constitue pas actuellement une option viable pour la plupart des entreprises. Le coût n'est donc pas représentatif pour la chaîne de technologies dans son ensemble bien que, comme l'a indiqué monsieur Léonard, il donne une idée du prix maximum que peut atteindre la partie captage.

10.2.1.7 RÉDUCTION DES COÛTS DE CAPTAGE

Puisque la partie captage du carbone est le coût le plus important de la chaîne, il est normal que de nombreuses études sur le sujet se concentrent sur le potentiel de réduction de ces coûts. Le captage dans sa globalité est considéré comme la partie la moins mature de la chaîne de valeur puisqu'il existe beaucoup de façons différentes de capter le CO₂, mais seulement quelques options possibles pour son transport et/ou son stockage. C'est pour ces raisons la partie la plus susceptible de réduire ses coûts à l'avenir (DNV GL Energy et al., 2020). Concernant le projet norvégien Northern Lights, 2 usines collaborent déjà pour injecter leur CO₂. Il s'agit de Norcem Brevik, une cimenterie, et de Fortum Oslo, une centrale d'incinération de déchets. Puisque le projet est le premier dans son genre, les coûts actuels de captage sont très élevés : 1.085 couronnes norvégiennes par tonne de CO₂ pour Norcem et 1.810 pour Fortum. Cela correspond à 97€/TCO₂ et 162€/TCO₂ respectivement. A savoir que ces coûts sont calculés en suivant une perspective « investisseur », c'est-à-dire que l'on calcule la valeur présente nette des coûts sur une perspective de 25 ans avec un taux d'actualisation de 8%. On prend également en compte la valeur actualisée des émissions évitées. Actuellement, les 2 sites ne captent que 50% du CO₂ émis. Les coûts seraient donc d'autant plus élevés si l'on visait 90% d'émissions captées comme selon les modèles présentés ci-dessus.

Ces coûts peuvent également s'expliquer par l'absence d'économie d'échelle puisque les 2 centrales envoient entre 0,4 et 0,8 million de tonnes de CO₂ par an dans le circuit Northern Lights alors que, pour rappel, Northern Lights table sur un flux de 1,5 million de tonnes par an dans sa phase 1 et 5 millions de tonnes par an dans sa phase 2. L'agence a calculé que si un des sites captait la totalité de son CO₂, à savoir 1 million de tonnes par an, les CAPEX augmenteraient de 75% tandis que les OPEX de 90% pour une augmentation de 150% de la capacité. Proportionnellement le coût par tonne s'en retrouve donc significativement réduit (DNV GL Energy et al., 2020).

Pour évaluer le potentiel de réduction des coûts, la littérature a mis en place un « taux d'apprentissage » (*Learning rate*) qui évalue le pourcentage de réduction des coûts pour chaque doublement de la capacité en CO₂. Une étude de 2006 faite par l'IEA estime que les coûts de captage pourraient être réduits de 13 à 40% (IEA GHG et al., 2006). Des chiffres plus récents indiquent un taux d'apprentissage de 20% calculé par 2 opérateurs de site CCS du continent américain et basé sur les cas de Boundery Dam et la centrale de Petra Nova (Bui et al., 2018).

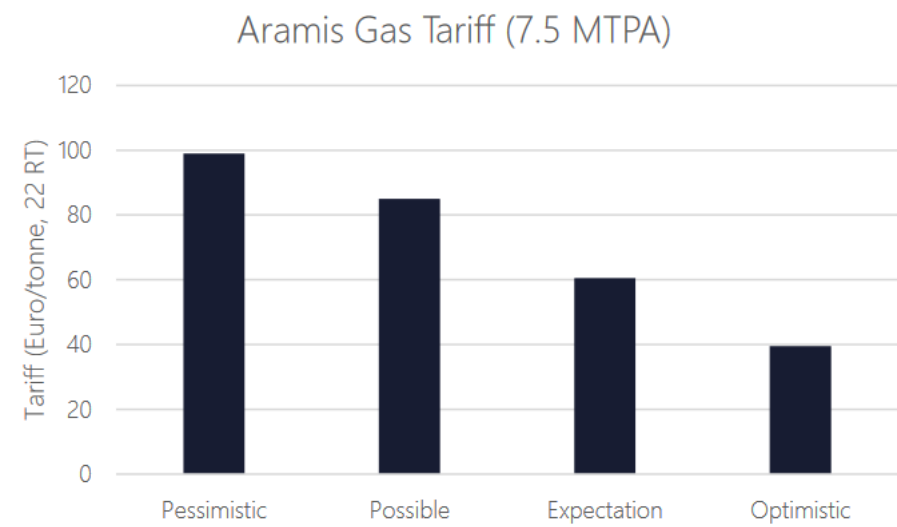
10.2.2 COÛTS DU TRANSPORT ET DU STOCKAGE

Les 2 coûts sont évalués en même temps, car le plus souvent, la même société s'occupe à la fois du transport et du stockage.

Nous l'avons vu précédemment, le prix du transport varie énormément selon la distance à parcourir entre le point de captage et de stockage temporaire ou permanent. Pour Northern Lights, le transport coûterait 19,45€/TCO₂ et le stockage dans les aquifères salins 82€/TCO₂, toujours dans la perspective « investisseur ». Le coût élevé vient, encore une fois, de l'absence d'économie d'échelle ainsi que des points de stockage intermédiaires avant l'injection dans l'aquifère. Le coût est attendu à la baisse au fur et à mesure que de nouveaux émetteurs se connecteront au réseau (DNV GL Energy et al., 2020).

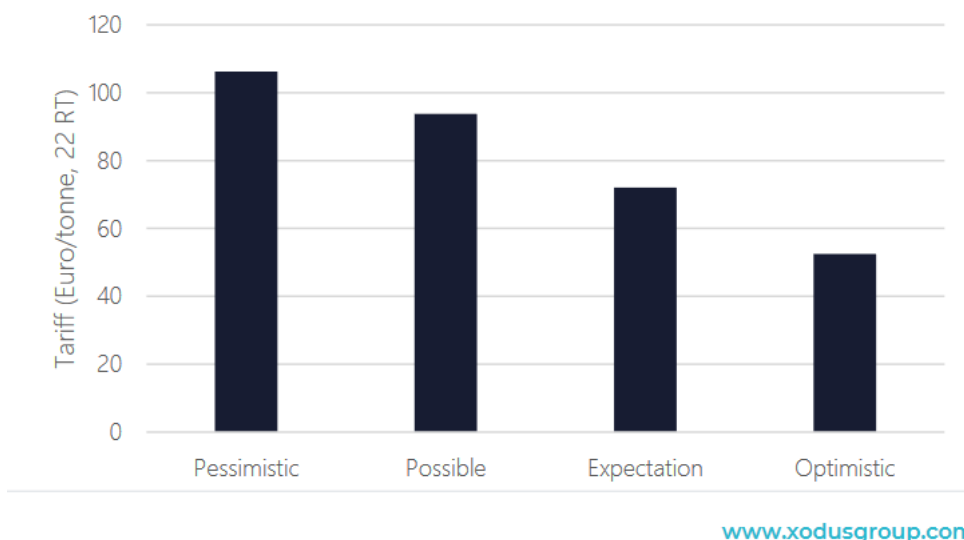
Le coût d'une pipeline se compose à plus de 90% de CAPEX étant donné que son coût opérationnel est très faible une fois la structure construite. Néanmoins, sa construction représente un risque financier important pour un acteur individuel et c'est pourquoi l'utilisation de bateaux cargos est préférée dans les premières années, le temps que les volumes de CO₂ augmentent suffisamment pour rendre la construction d'une pipeline intéressante.

Une autre étude destinée au gouvernement néerlandais présente un coût moyen de stockage basé sur ceux de Shell et de TotalEnergies dans le cadre du projet CCS Aramis (Xodus, 2022). Le coût étant fonction des dépenses de construction, des matières premières et de la possibilité d'obtenir des financements européens, le bureau d'étude Xodus présente 4 scénarios possibles : pessimiste (coûts élevés et pas de financement), probable (coûts élevés et financement uniquement pour le transport), attendu (probabilité de 50% de coûts élevés, financement pour le transport et le stockage) et optimiste (coûts faibles et financement pour le transport et le stockage).



9. Source : Xodus, 2022

Aramis Liquid Tariff

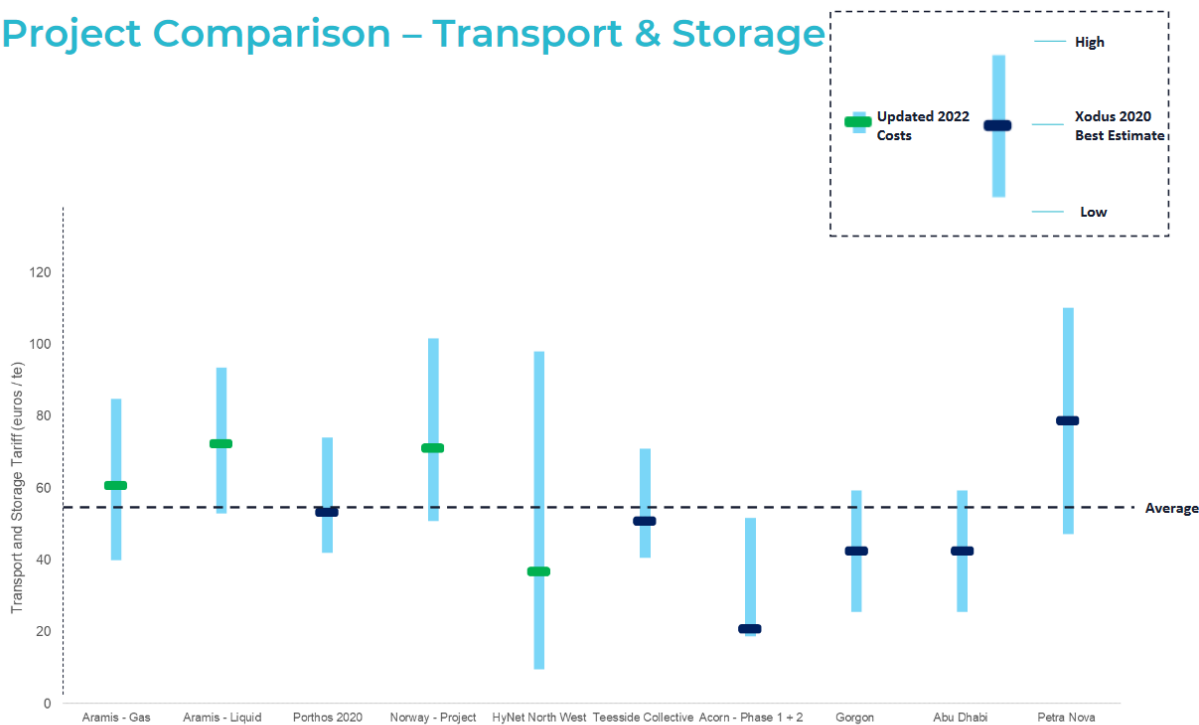


10. Source : Xodus, 2022

Le tarif du CO₂ gazeux est celui transporté onshore, avant son entrée dans la station de compression. Le tarif du CO₂ liquide est celui transporté et stocké offshore. Si l'on se base sur le cas attendu par le bureau d'étude, le coût du transport et du stockage de CO₂ équivaut donc à 70 euros par tonne offshore et 60 euros la tonne onshore.

De plus, le bureau d'étude fournit un schéma comparatif du prix de différents projets de transport et de stockage de CO₂ :

Project Comparison – Transport & Storage



*Aramis assumes 40% CEF Funding and excludes Porthos onshore pipeline tariff

L-400699-S00-Y-REPT-001

www.xodusgroup.com

11. Source : Xodus, 2022

Le coût moyen calculé par Xodus sur base de ce comparatif se situe aux alentours de 55 euros par tonne de CO₂. Mais celui-ci n'est pas vraiment représentatif étant donné la grande fourchette de prix possibles et la variété des projets.

D'autres études scientifiques indiquent un coût pour le transport et le stockage de 35 à 50€/TCO₂ (Emanuelsson & Johnsson, 2022).

On peut se demander la raison qui pousse les entreprises à investir massivement dans de l'offshore pour le stockage du CO₂ alors que celui-ci coûte sensiblement plus cher que le stockage sur le continent. Ceci est expliqué par un facteur très important : l'acceptation par le grand public. C'est d'ailleurs un des principaux risques identifiés par TotalEnergies selon monsieur Nevicato. Les premiers projets CCS ont dû faire face à beaucoup d'opposition. Une étude allemande a confirmé que la méfiance se concentrait principalement sur la partie stockage et les risques qu'elle comporte. C'est pour ces raisons notamment que les chaînes de transport et de stockage se développent en offshore, à l'abri des regards (Arning et al., 2019). L'enjeu pour les industriels est de changer cette perception en faisant preuve de pédagogie auprès des populations concernées, mais aussi des parlements et autres institutions politiques. « Il faut d'abord bien expliquer la raison d'être du CCS dans un schéma de décarbonation de l'industrie, dans un schéma de net zéro pour l'entreprise ou un pays » précise monsieur Nevicato.

Comme observé dans ce chapitre, il est très difficile d'estimer le prix du transport et du stockage, car de nombreux paramètres rentrent en compte. Le peu de projets de démonstration actuels ne donne qu'une idée surévaluée des coûts et il est difficile de prévoir correctement comment ceux-ci baisseront dans le futur avec la concrétisation de la technologie à grande échelle.

Cinfracap, une entreprise suédoise active dans le stockage intermédiaire du CO₂, a avoué baser son futur prix sur le coût de la structure avec l'ajout d'un retour sur investissement. Le client paiera pour le flux annuel maximum inscrit dans le contrat peu importe le flux réel transporté (ACCSESS, 2022).

10.2.3 COÛTS DE LA RÉUTILISATION

L'avancement technologique des solutions de réutilisation du CO₂ est plus faible que pour le stockage permanent du carbone. Parmi les 200 projets CCU présents sur la base de données de CO₂ Value Europe, seuls 7 ont atteint le stade de maturité le plus haut et sont en activité aujourd'hui. On retrouve notamment la firme canadienne CarbonCure Technologies qui dispose de nombreux brevets sur l'injection de CO₂ dans le ciment, une technologie qui peut être introduite dans n'importe quelle cimenterie. La firme a d'ailleurs noué un partenariat avec Edilteco pour la distribution de la technologie en France, en Italie et au Benelux. Le processus est surveillé par Verra, leader du marché de la certification carbone, qui lui en accorde un certain nombre suivant le montant de CO₂ séquestré (Edilteco, 2022). Pour les mêmes raisons que préalablement mentionnées, il est très difficile de connaître le prix demandé par CarbonCure ou même le prix du béton produit étant donné qu'il est destiné à l'usage professionnel. Il est nécessaire encore une fois de se diriger vers le monde de la recherche pour avoir une idée du prix futur de ce nouveau marché du carbone.

L'article de Hepburn et al., 2019 a analysé plus de 11.000 articles scientifiques *peer-reviewés* sur 10 voies d'utilisation du CO₂ dont l'utilisation dans des matériaux de construction comme pour CarbonCure. L'étude a calculé un seuil de rentabilité pour chacune de ces utilisations sous forme d'écart interquartiles à 25% et 75%. Un coût négatif indique que la technologie est rentable en elle-même, sans besoin de financement externe. Le diagramme représentant ces différents coûts est disponible à l'annexe 10. On observe que le seuil de rentabilité pour l'injection de CO₂ dans les matériaux de construction se situe entre -30 et 70 dollars de 2015. Cet écart relativement faible, comparé à d'autres technologies, indique un meilleur consensus entre les différentes études. Puisque celui-ci comprend un coût nul voir négatif, la technologie est supposée rentable ce qui se confirme dans la suite de l'analyse. L'étude compare le coût médian de production au prix de vente du produit (cf. Annexe 11). Pour la technologie utilisée par CarbonCure, le coût de production est estimé à 56\$₂₀₁₅ contre un prix de vente de 71\$₂₀₁₅.

Pour d'autres processus de réutilisation comme les e-fuels, où le seuil de rentabilité de l'étude varie grandement de 0 à 670 dollars, le coût de production est de 4.160 dollars contre un prix de revente sur le marché de 1.200 dollars. La technologie est donc bien loin d'être rentable et aura besoin de financements massifs pour subsister via, par exemple, les paquets législatifs européens cités plus haut.

Pour les produits chimiques, la rentabilité semble aussi possible bien que le consensus soit moins unanime avec un écart de -80 à 320 dollars. L'exemple du Méthanol repris dans l'étude, qui est la matière première de nombreux produits dérivés basés sur le CCU, a un coût de production estimé à 510 dollars contre un prix de revente de 400 dollars. Les chiffres médians indiquent une absence de rentabilité et il n'y a pas de consensus quant à l'évolution future des coûts. Il faut aussi rappeler que le potentiel de retrait de l'atmosphère en 2050 n'est estimé qu'entre 10 et 30 millions de tonnes de CO₂ par an contre une utilisation projetée de 300 à 600 millions de tonnes. Autrement dit, la technologie capte bien moins de dioxyde de carbone que l'utilisation qui en sera faite, et a donc un intérêt climatique limité, ce qui peut expliquer la difficulté à imaginer son marché futur. L'article insiste sur l'importance d'accompagner ces technologies avec des sources d'énergies vertes, comme l'hydrogène produit à partir de l'électrolyse de l'eau, vu leur faible potentiel de captage.

10.2.4 EVOLUTION DU COÛT LE LONG DE LA CHAÎNE DE VALEUR

Une étude suédoise (Emanuelsson & Johnsson, 2022) évalue l'évolution du coût pour une cimenterie et pour une usine fabriquant de la pâte à papier. L'étude est intéressante puisqu'elle vise toute la chaîne de valeur, de l'installation du dispositif de captage à la revente du produit fini (cf. Annexe 12): du béton pour une ligne de TGV suédoise et des couches pour bébés. L'étude prend en compte les différents coûts ajustés suivant un index du secteur (*Chemical Engineering Plant Cost Index*) et exprimés en euro de 2020. 3 scénarios principaux sont envisagés. Un scénario de référence, avec les prix du marché pour ce type de produit, un scénario aux coûts élevés et un scénario avec l'introduction d'une taxe sur les émissions carbone équivalente à 80€/TCO₂ (basée sur les prix du marché européen en 2022). Les résultats de l'étude disponible à l'annexe 13 montrent que les coûts de production de la matière première triplent pour la cimenterie (de 52 à 169 euros la tonne de ciment) et augmentent significativement pour la fabrique de papier (de 327 à 571 euros la tonne de pâte). Cependant, l'étude démontre que cette augmentation se tasse le long de la chaîne de valeur pour arriver à une augmentation du prix du matériau fini de 2% pour le ciment et de 4,8% pour la pâte de papier, en conditions de coûts élevés (cf. Annexe 14). Même en faisant varier les paramètres lors d'un test de sensibilité, les proportions des différents coûts sont conservées. L'étude indique que si les coûts étaient intériorisés délibérément par les industriels au fur et à mesure des étapes de production, l'augmentation du coût final du produit pourrait être encore plus faible. Concernant l'introduction de la taxe CO₂, l'augmentation du coût est significative, mais pas au point de celle due à l'installation du dispositif CCS (augmentation de 52 à 107 euros la tonne pour le ciment). Cependant, le prix des quotas d'émission étant attendus à la hausse ces prochaines années, l'étude prévient que le coût d'installation du CCS pourrait rivaliser avec la taxe CO₂ dans le futur et donc motiver les investissements pour le CCS.

Ces résultats sont corroborés par la présentation de Filip Johnsson, professeur à l'université de Chalmers en Suède, lors de l'événement Open ACCCESS. Son exemple comprend la chaîne de production et de valeur du ciment et de l'acier. Les produits finis sont respectivement un bâtiment et une voiture. L'augmentation du prix du ciment de par le captage du CO₂ est de l'ordre de 70% tandis que celui du produit fini, le bâtiment, n'est que de 0,5%. Pour l'acier, l'augmentation de 25% du prix du matériau est absorbée en grande partie par la chaîne de valeur pour arriver à un prix final pour la voiture de moins de 0,5%. Le professeur explique cela par la création de valeur qui est très faible en début de chaîne (l'acier a peu de valeur en tant que matériau de base) et très élevée en fin de chaîne de par les nombreuses transformations et ajouts au produit initial. Cette valeur produite dilue le coût de la matière première pour rendre l'augmentation du coût total minime (Celsio, 2022).

10.3 LES FINANCEMENTS PUBLICS

Comme vu précédemment auprès des différents acteurs, notamment les lobbies et les entreprises, il y a une demande importante de financements publics afin de diminuer les risques financiers liés à l'adoption de ces nouvelles technologies. Ces financements peuvent être nationaux à travers les gouvernements ou internationaux via les structures européennes.

10.3.1 LES FINANCEMENTS NATIONAUX

Un des leviers financiers les plus importants sur lesquels s'appuient les industriels pour leurs projets CCUS sont les *contracts for difference*. Ces contrats peuvent prendre différentes formes, mais fonctionnent tous de la même façon : le gouvernement finance la différence entre le coût de réduction des émissions de CO₂ et le prix de ces émissions sur le marché obligatoire. Suivant le projet, le coût peut être celui du captage, du transport ou/et du stockage calculé par tonne de CO₂. Pour le prix sur le marché obligatoire, en Europe, il s'agit du prix de la tonne de CO₂ sur le système d'échange de quotas d'émission européen (Interview TotalEnergies).

Au sein de l'UE, les Pays-Bas disposent d'un schéma de subsides pour une transition énergétique durable (SDE++) fonctionnant sur le système de *contract for difference*. Le système a été récemment réformé pour soutenir davantage les efforts de réductions du CO₂, dont le CCUS fait partie. Le projet de CCS Porthos, qui prévoit de stocker du CO₂ en mer du Nord a obtenu presque la moitié des 5 millions d'euros du budget 2021. Le gouvernement néerlandais prévoit de doubler le budget du SDE++ pour 2022 à 13 millions d'euros. Les financements sont garantis jusqu'en 2035 (Global CCS Institute, 2022). Le subside est accordé sur la période opérationnelle du projet (de 12 à 15 ans) et ne couvre que la partie « non rentable » du projet sur base de la différence expliquée ci-dessus. Si l'industriel produit de l'énergie via la technologie de réduction des émissions (comme de l'électricité, du gaz renouvelable, de l'hydrogène, de l'e-fuel...), l'argent obtenu suite à la revente du produit dérivé est soustrait des subsides obtenus. Ce montant de revenu est revu annuellement (Netherlands Enterprise Agency, 2023).

Le prix plafond pour la technologie CCS au sein du SDE++ est de 138€/TCO₂ (Interview TotalEnergies). Cela signifie que le gouvernement financera le coût CCS tant que le prix de la tonne sur le marché européen est en dessous de ce montant. Puisque le prix de la tonne sur le marché obligatoire est attendu à la hausse, les aides gouvernementales vont baisser petit à petit et les constructeurs se reposeront finalement uniquement sur les revenus obtenus par la vente de leurs quotas pour couvrir leurs coûts. On peut supposer que le gouvernement néerlandais s'attend par conséquent à une hausse du prix du quota européen supérieure à 138 euros la tonne de CO₂. En parallèle, le gouvernement néerlandais a tout de même instauré une taxe carbone qui augmentera petit à petit jusqu'à atteindre les 125€/TCO₂ en 2030.

Le gouvernement allemand a annoncé le 5 juin un plan de financement de 50 milliards d'euros sur 15 ans basé sur le système de *contract for difference*. L'appel à projets a commencé le 8 juin à destination des industries du ciment, de l'acier, des produits chimiques, du verre et du papier (Euractiv, 2023). Monsieur Nevicato indique que des systèmes similaires sont développés au Danemark et en France.

L'avantage notoire de tels systèmes de financement est qu'ils ne sont pas contraignants vis-à-vis du marché obligatoire européen. Un même projet peut donc recevoir des financements européens tout en s'inscrivant pour des financements nationaux. Dans le cas du SDE++, cela représente un double avantage pour les émetteurs concernés : ils ne doivent pas acheter de quotas pour les émissions captées et stockées durablement et ils conservent la distribution gratuite de quotas européens pour les émissions toujours émises (Directorate-General for Energy (European Commission) et al., 2023).

Un inconvénient du SDE++ repose dans le choix des projets. Les projets sont choisis selon un critère d'efficacité de réduction des émissions qui repose principalement sur le coût du projet. Ce coût dépend d'hypothèses très prospectives, difficilement vérifiables au moment de la candidature du projet.

Il n'y a actuellement pas de projet CCUS européen qui soit entièrement financé par un acteur privé ou par un acteur institutionnel. La majorité des projets sont sous la forme de joint-venture entre un acteur public et un acteur privé afin de répartir le risque. Dans la plupart des cas, l'Etat se porte garant afin de rassurer les industriels sur les perspectives de revenu à long terme. C'est par exemple le cas au Royaume-Uni qui, à travers son mécanisme de mitigation des risques, sert d'intermédiaire pour pallier le danger de temporalité entre la mise en service de la partie captage et celle de la partie transport et stockage. La Norvège fait de même puisqu'à travers la société publique Gassnova, l'Etat norvégien se charge de la coordination des différentes parties et supporte donc le risque de toute la chaîne CCS de Northern Lights tandis que les autres parties s'occupent uniquement de leur domaine de compétence (Directorate-General for Energy (European Commission) et al., 2023). Au vu de l'implication et du rôle crucial des gouvernements pour le développement de la chaîne de technologies CCUS, l'acceptation publique est une variable d'autant plus importante à prendre en compte afin de convaincre les institutions de l'importance de la technologie et du rôle qu'elles ont à jouer.

Le gouvernement norvégien va encore plus loin que le rôle d'intermédiaire et de coordinateur puisqu'il investit directement dans Northern Lights et fournit des financements directs sans passer par un fond gouvernemental ou un appel à projets. L'Etat couvre ainsi 80% de l'investissement initial. Il couvre également les coûts d'opérations à hauteur de 95% la première année. Ce pourcentage diminue de 5% par année jusqu'à la 4^{ème} année d'opération où l'Etat s'occupe de 80% de l'OPEX jusqu'à la 10^{ème} année d'opération. Au-delà, l'Etat ne finance pas d'avantage la structure, ce qui laisse présager une certaine autonomie financière à cette période.

10.3.1.1 COUVERTURE EN CAS DE SINISTRE

L'article 19 de la directive européenne CCS indique la nécessité pour les gestionnaires de projets d'instaurer une provision financière suffisante afin de permettre des mesures correctives en cas de fuite ou autre catastrophe liée au transport et au stockage. La directive reste cependant vague sur la façon dont cette provision doit être constituée et, au vu du faible risque d'accident, la totalité d'une provision financière serait un poids financier trop important pour l'entreprise. La Zero Emission Platform (ZEP), un des conseillers techniques de l'UE, propose que la couverture du risque soit opérée sous forme d'assurance et explique que, pour le projet Porthos, des discussions sont en cours avec un courtier d'une grande enseigne internationale pour mettre en place une couverture spécifique au risque du stockage de CO₂. Le gouvernement néerlandais serait inclus dans les bénéficiaires en cas de sinistre (ZEP, 2019). Le coût attendu d'une telle police a déjà été calculé sur 5 ans et est disponible à l'annexe 15. Le total par année est de plus ou moins 70 millions d'euros. Les plus gros coûts sont : le démantèlement de la structure en fin d'activité (31,5 millions d'euros), les éventuelles mesures correctrices en cas de sinistre (24,6 millions d'euros) et la surveillance du site obligatoire après l'injection (9,3 millions d'euros, dégressif).

10.3.1.2 AUTRES SYSTÈMES DE FINANCEMENT NATIONAUX

Aux Etats-Unis, les financements CCUS ont été motivés notamment par l'Inflation Reduction Act voté en août 2022 et qui garantit entre autres un incitant fiscal pour le captage, le stockage ou la réutilisation du CO₂. L'incitant est de 85\$/TCO₂ captée et séquestrée et 60\$/TCO₂ réutilisée dans l'EOR ou dans d'autres applications. Pour le captage direct dans l'air, l'incitant fiscal atteint 180\$/TCO₂ séquestrée et 130\$/TCO₂ réutilisée (The White House, 2023). Les conditions d'octroi ont été revues à la baisse et les délais d'application prolongés. L'incitant en lui-même est connu sous le nom de « 45Q » qui est la section du code du revenu américain dans lequel il s'intègre.

10.3.2 LES FINANCEMENTS EUROPÉENS

L'Union européenne s'est fixée des objectifs ambitieux afin de devenir un acteur à part entière de la transition énergétique et de la lutte contre les gaz à effet de serre. Pour atteindre ces objectifs, elle a mis en place différents fonds européens. Les fonds directement dirigés vers les technologies CCUS sont l'*Innovation fund* et le fond *Connecting Europe Facility*.

10.3.2.1 L'INNOVATION FUND

Le fond européen pour l'innovation (*EU innovation fund*) a été créé dans la continuité de l'*EU Green Deal* et est destiné aux technologies innovantes et aux projets ayant passé le stade de recherche et développement, mais n'étant pas encore suffisamment matures pour être autonomes financièrement (Clerens, 2020). Le fond vise les projets actifs dans les industries fortement émettrices, les énergies renouvelables, le stockage de l'énergie et le CCUS. Une révision récente ajoute les secteurs maritime et aérien dans le domaine d'application des projets. Il y a 2 appels à candidatures différents : Le 1^{er} concerne les projets au CAPEX supérieur à 7,5 millions d'euros et le 2^{ème} pour les projets au CAPEX inférieur à 7,5 millions d'euros. Les gros projets peuvent attendre jusqu'à 60% de financement de leur CAPEX et OPEX tandis que les petits projets ne sont financés que sur leur CAPEX (ECIEEA, 2021). 40% du montant accordé est distribué en amont pour permettre au projet de se lancer et de commencer les démarches. Les 60% restants sont distribués une fois que le projet est juridiquement prêt (l'argent promis est disponible, les contrats nécessaires pour la construction sont signés). Les montants distribués dépendent également des émissions effectivement évitées. Elles sont calculées lors des 10 premières années d'opération et comparées aux promesses faites lors de la soumission du projet. Il est important de noter que les subsides sont accordés sur base du coût relatif à l'innovation du projet. Le coût relatif à l'innovation se base sur le total du CAPEX auquel est ajouté la valeur présente nette des OPEX sur 10 ans. On retire de l'équation les bénéfices opérationnels sur 10 ans qui peuvent être par exemple la vente du service de transport et de stockage ou la vente des quotas d'émission sur le marché européen. Ce coût de la technologie innovante est comparé au coût d'une technologie conventionnelle dans les mêmes conditions (CINEA - European Commission Executive Agency, 2022).

Les soumissions sont examinées selon 5 critères : L'efficacité en terme d'émissions évitées, le degré d'innovation, la maturité du projet, le potentiel d'expansion et les coûts. Un résumé de ces critères et leur pondération est disponible à l'annexe 16. En prenant en compte le dernier appel à projets fin 2022, l'*Innovation fund* a accepté 118 projets parmi les plusieurs centaines soumis, dont 21 explicitement dénommés comme technologie CCUS. La plupart des projets CCUS acceptés pour le financement concerne les industries du ciment et de la chaux. Seul 1 se concentre sur la biomasse et aucun ne prévoit de captage direct dans l'air. Les projets se sont tous engagés sur une mise en opération avant 2030 (European Commission, s. d.).

Le calcul des émissions évitées (qui sert de base à l'allocation des subsides et des quotas) est doublé pour les projets de captage direct dans l'air afin de motiver leur développement. Le calcul général pour les autres projets CCUS est le suivant :

$$CC_{\text{credit},y} = CC_{\text{storage},y} + CC_{\text{use},y} - (CC_{\text{capture},y} + CC_{\text{pipeline},y} + CC_{\text{transport},y} + CC_{\text{injection},y} + CC_{\text{EHR},y})$$

= Proj_{transport,road,y} + Proj_{transport,rail,y} + Proj_{transport,maritime,y}

12. Source : CINEA - European Commission Executive Agency, 2022

On remarque que toutes les émissions secondaires intentionnelles (transport, carburant,...) et non-intentionnelles (émissions fugitives liées à des fuites par exemple) sont retirées du total des émissions effectivement évitées. On remarque aussi que les émissions liées à la récupération assistée des hydrocarbures (EHR dans le graphique) sont également soustraites et ne comptent donc pas dans le calcul de la performance environnementale du projet.

Les projets pouvant se présenter doivent se situer dans l'Union européenne même si la source des fonds peut être étrangère. Les projets sur le territoire norvégien et islandais sont également admis, ce qui prouve une étroite collaboration entre ces acteurs et l'UE pour atteindre les objectifs de net zéro. Actuellement seuls les projets sur toute la chaîne de technologie CCS ou CCU sont acceptés. On peut lire lors de la présentation de l'appel à projets : « Les candidats doivent s'assurer de la présence d'un acheteur pour leur technologie et couvrir l'ensemble du cycle, du captage au stockage, dans leur soumission, ce qui fera partie des limites du calcul de la réduction des émissions de GES. Les entreprises devront surveiller les émissions à tous les stades et en rendre compte » (CINEA - European Commission Executive Agency, 2022). Autrement dit, un projet pour un dispositif de captage du carbone doit avoir au minimum signé un accord de principe avec une entreprise développant le transport et le stockage du CO₂ pour avoir une chance d'être financé. A travers cette condition, l'Union européenne lutte contre le problème de temporalité entre le captage des émissions et leur stockage et rassure par la même occasion les responsables des projets et les investisseurs. Cependant, certains lobbies se plaignent que cette condition rallonge le temps de développement des projets (Interview CCSA).

L'*Innovation fund* est directement financé par le marché obligatoire des quotas carbone européen. En effet, de 2020 à 2030, la vente de 530 millions de quotas servira (et sert déjà) à financer le fond (Directorate-General for Climate Action, s. d.). Les financements disponibles dépendent donc du prix du quota qui, pour rappel, oscille actuellement entre 80 et 90 euros et est attendu à la hausse dans les prochaines années. A un prix de 80 euros la tonne de CO₂, le total des fonds disponibles s'élèvera à plus de 40 milliards d'euros. A titre de comparaison, le budget annuel de l'UE pour l'année 2022 s'élevait à 170 milliards d'euros (EU General Budget 2022, 2021).

10.3.2.2 LE FOND CONNECTING EUROPE FACILITY

Comme son nom peut laisser présager, le fond Connecting Europe Facility (CEF) vise à soutenir le développement du réseau transeuropéen de transport afin d'unifier les différents Etats membres au niveau structurel, énergétique et digital. C'est ce réseau qui permet notamment à la Belgique d'importer de l'électricité des pays voisins lorsque la production nationale est insuffisante. Le fond est lui divisé en 3 sections : CEF Transport, CEF Energy et CEF Digital avec un budget pour 2021-2027 respectif de 26, 6 et 2 milliards d'euro (SPF Mobilité et Transport, s. d.). Le CEF Energy est celui qui nous intéresse dans le cadre de ce mémoire, car il s'étendra bientôt aux projets axés principalement sur le transport et le stockage du CO₂. TotalEnergies compte sur cette aide dans le cadre de certains de ses projets CCS. Les textes législatifs précisent que 15% du budget du CEF Energy doit être alloué à des projets énergétiques renouvelables transfrontaliers. Les conditions précises d'octroi du financement dans le cadre du CCUS ne sont pas encore connues étant donné que les discussions pour la révision et le fonctionnement du fond sont actuellement en cours (Interview TotalEnergies). Le fond devrait également s'étendre et couvrir le réseau de transport d'hydrogène dans le cadre de la transition énergétique (DG for Internal Market, Industry, Entrepreneurship and SMEs, 2023).

10.3.2.3 LE NET ZERO INDUSTRY ACT

Le Net Zero Industry Act est un exemple de législation ayant pour but d'atteindre les objectifs climatiques fixés par l'UE tout en servant d'incitant pour le marché des technologies CCUS. La directive européenne suit actuellement son parcours législatif et devrait aboutir d'ici la fin de l'année d'après monsieur Nevicato. Le texte vise à améliorer les accès au marché des technologies propres, aussi appelées technologies « net zero » comme les batteries, les pompes à chaleur, les panneaux photovoltaïques, les éoliennes et le captage et stockage du carbone. La demande pour ce type de technologies est attendue en forte hausse, avec un marché potentiel estimé à 600 milliards d'euros en 2030 pour 100 milliards d'euros en 2021 (Net Zero Industry Act Proposal, 2023). La proposition de texte est une réponse à l'Inflation Reduction Act mis en place aux Etats Unis et prévoyant 500 milliards de dollars sous forme de subsides et d'avantages fiscaux pour notamment booster la commercialisation des technologies CCUS (Badlam et al., 2022). Concrètement, la mesure européenne vise à accélérer le déploiement de ces technologies propres via notamment des mesures coercitives. L'acte vise à obliger les producteurs Oil&Gas tels que Total à développer des capacités d'injection de CO2 afin d'atteindre les 50 millions de tonnes de CO2 stockées en 2030 (Interview David Nevicato). En contrepartie, l'UE propose des financements via une réorientation des fonds d'aide existants. D'après le lobby Carbon Capture and Storage Association, l'obligation d'injection permettrait de donner un signal au marché que les capacités de stockage sont disponibles et que donc les projets de captage peuvent se développer avec moins d'incertitudes. Les implications de cet acte seront importantes et s'il n'y a pas encore d'étude précise à ce sujet, celles-ci sont attendues prochainement selon la directive (Net Zero Industry Act Proposal, 2023).

10.4 LE SYSTÈME D'ÉCHANGE DE QUOTAS EUROPÉEN (EU ETS)

Le système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne (EU ETS pour *European Union Emissions Trading System* en anglais) a déjà été sporadiquement évoqué dans ce travail, surtout par rapport au prix du quota d'émission de CO₂ qui influence grandement les politiques et les financements concernant les technologies CCUS. Toujours dans le but de comprendre et d'explorer leur environnement, il est nécessaire de s'intéresser au marché européen des quotas carbone afin d'apprendre son rôle dans les stratégies des pouvoirs publics et des entreprises.

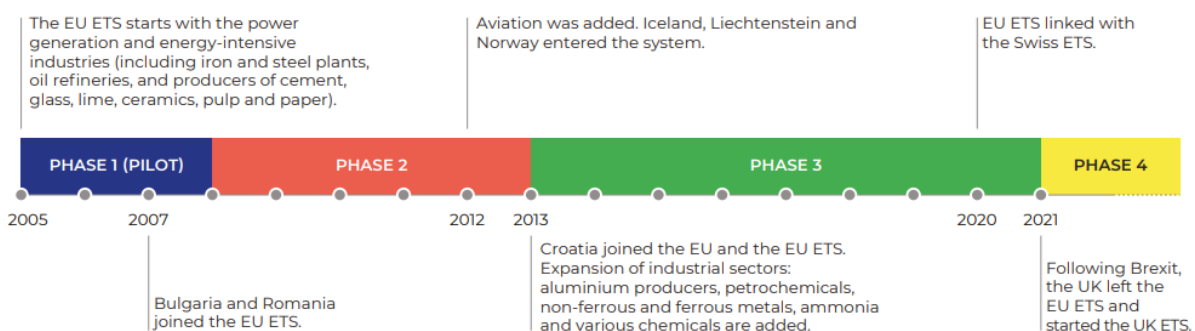
10.4.1 SYSTÈME « CAP AND TRADE »

Créé en 2005, l'ETS européen s'inscrit dans la volonté d'atteindre les objectifs de neutralité carbone en 2050 et les objectifs intermédiaires fitfor55 en 2030. Pour réduire les émissions de CO₂, l'ETS met en place un système « cap and trade » ; à savoir le calcul d'un plafond maximal de tonnes de CO₂ que les secteurs concernés par la directive ETS peuvent émettre en 1 an. Chaque tonne de CO₂ « émettable » représente un quota qui peut être échangé avec d'autres émetteurs, c'est le marché des quotas carbone. Chaque entreprise concernée par l'EU ETS reçoit un certain nombre de quotas suivant des modèles prédéfinis basés sur le type d'activité. Ces modèles se basent sur les 10% d'installations les plus performantes de l'activité en question. Cela sous-entend que les émetteurs les plus performants au niveau des émissions recevront le nombre de quotas nécessaires tandis que les émetteurs moins performants devront compenser le manque de quota en réduisant leurs émissions ou en achetant des quotas supplémentaires auprès d'autres entreprises en surplus (DG Climate Action, 2021). Le principe est donc celui du pollueur-payeur. Pour mener à une réduction globale des émissions, le plafond est baissé annuellement : depuis 2021, celui-ci décroît de 2,2%. A ce taux, le plafond serait nul en 2058. Un système restrictif a été mis en place en cas de non-respect des quotas : une amende fixe de 100 euros la tonne. Le montant de cette amende reste dissuasif avec un prix moyen de l'ETS actuel à 80 euros la tonne, mais une révision future sera probablement nécessaire étant donné que le prix du marché a déjà atteint le palier des 100 euros en février 2023, rendant l'amende inutile.

10.4.2 COUVERTURE DE L'EU ETS

Les pays concernés par la directive ETS, et donc par le système du même nom, sont les pays membres de l'UE ainsi que la Norvège, l'Islande et le Liechtenstein (les mêmes pays inclus dans l'*Innovation Fund*). L'étendue des secteurs concernés par l'EU ETS a évolué au fil du temps et couvre la génération d'énergie (électricité, chauffage...) et les industries intensives en énergie telles que l'acier, le pétrole, les producteurs de ciment, verre, céramique ou papier. Plus récemment, l'aviation, la pétrochimie, les fabriques de produits chimiques et les producteurs d'aluminium ont été ajoutés. Ces changements ont été opérés le long des 4 phases de l'ETS comme illustrés dans ce diagramme :

Figure 4: Main changes to the coverage of the EU ETS



13. Source : Life ETX, 2022

La régulation couvre plus de 10.400 acteurs industriels et 350 compagnies aériennes ce qui représente approximativement 40% du total des émissions européennes. Cela montre que l'EU ETS est un instrument non-négligeable pour atteindre les objectifs environnementaux, mais qu'il ne suffit pas en lui-même et qu'il est donc nécessaire de le coupler avec d'autres mesures.

10.4.3 INEFFICACITÉ DU SYSTÈME

Lors de ces premières phases, le système d'échange de quotas a été beaucoup critiqué pour son inefficacité. En effet, les émetteurs ont fourni de mauvaises estimations de leurs émissions, ce qui a mené à la distribution de beaucoup plus de quotas que nécessaire. En 2007, l'offre dépassait significativement la demande, poussant le prix de la tonne de CO₂ à zéro. Heureusement les quotas obtenus en phase 1 n'étaient pas transférables en phase 2 et le système a repris alors sur des bases plus saines. Malgré tout, les quotas internationaux mis en place par des structures de l'ONU ont gonflé le nombre de quotas disponibles. La mauvaise gestion du marché a fait que, pendant plus de 10 ans, les prix sont restés trop faibles pour réellement inciter les émetteurs à s'engager dans la transition énergétique. Cependant, ces structures internationales ont été progressivement abandonnées et l'UE a décidé de lutter contre l'inefficacité du système en mettant en place la réserve de stabilité (*Market Stability Reserve*) en 2015 (Life ETX, 2022). L'évolution des prix de l'EU ETS est reprise dans un diagramme à l'annexe 17.

La réserve de stabilité est une sorte de poche où est placé l'excédent de quotas sur le marché. Entre 2014 et 2016, 900 millions de quotas ont vu leur mise aux enchères retardée et ont été placés dans cette réserve. Les quotas non alloués finissent également dans cette poche. La *market stability reserve* régule activement le nombre de quotas sur le marché et peut également servir de coussin en cas de choc pour limiter les fluctuations trop importantes. En 2021, le plafond (et donc le nombre de quotas accordés) s'élève à 1,6 milliard (Report EU Carbon Market 2021, 2022).

10.4.4 ALLOCATION GRATUITE

La grosse faiblesse actuelle du système de quota carbone est, pour de nombreux secteurs, le risque élevé de fuite de carbone (*carbon leakage*).

La fuite de carbone se définit comme « la situation qui pourrait se produire si, pour des raisons de coûts liés aux politiques climatiques, les entreprises transféraient leur production vers d'autres pays où les contraintes en matière d'émissions sont plus souples » (DG Climate Action, 2023). Cette délocalisation a 2 avantages pour les entreprises : elles respectent les contraintes climatiques et bénéficient donc des éventuelles aides tout en continuant leur « business as usual » dans des pays étrangers moins régulés. Evidemment, les conséquences climatiques sont élevées et cela ne mène pas à une baisse globale des émissions.

La liste des secteurs jugés à risque lors de la phase 4 de l'ETS (période de 2021 à 2030) est assez longue, elle passe du secteur pétrolier à celui du sucre, du verre, du ciment, des produits pharmaceutiques et bien d'autres (liste des secteurs exposés à un risque de fuite de carbone, 2019). En tout, les secteurs à risque représentent 94% des émissions industrielles du marché ETS.

Pour éviter que ces entreprises ne se délocalisent, les quotas décrits plus haut leur sont distribués gratuitement. Ces allocations reçues gratuitement peuvent ensuite être échangées sur le marché secondaire au prix défini par l'offre et la demande. Même les secteurs non repris dans la liste des secteurs à risque de *carbon leakage* peuvent recevoir jusqu'à 30% d'allocation gratuite. Seuls ceux actifs dans la génération d'énergie (électricité, chauffage) ne reçoivent plus d'allocation gratuite depuis 2013.

Cependant, ces industries peuvent bénéficier d'une clause d'exemption. En effet, 10 Etats membres considérés comme ayant un revenu plus faible que la moyenne européenne peuvent distribuer aux centrales opérant sur leur territoire des quotas gratuits pour aider à l'investissement dans des projets en lien avec les objectifs environnementaux (Article 10c de la directive EU ETS). Cette allocation aux industries générant de l'énergie est limitée à 40% du total des allocations nationales distribuées par l'Etat membre. Au final, en protégeant ses industries lourdes par le biais d'allocation gratuites, l'UE ne donne que peu d'incitants à décarboner leur production au plus vite.

Cette protection des secteurs les plus vulnérables est dénoncée par des associations telles que Carbon Market Watch. En effet, certaines études scientifiques comme Branger & Quirion, 2014 indiquent que les coûts de délocalisation seraient, pour la plupart, trop importants pour que les industries passent le cap, même avec des prix de la tonne de CO2 en hausse. Carbon Market Watch déplore l'absence de preuve de réel risque de *carbon leakage* et reproche aux lobbies industriels d'exagérer ce risque afin de conserver leur traitement de faveur (Life ETX, 2022).

Afin de rendre le système contraignant pour les émetteurs, il est prévu une diminution progressive des allocations gratuites de quotas. Pour les industries, cette diminution aura lieu à partir de 2026 et plus aucune allocation gratuite ne sera distribuée en 2034. Carbon Market Watch déplore la lenteur de cette mesure, car plus de 50% des allocations gratuites de ces secteurs demeureront toujours après 2030. Au total, presque 5 milliards d'allocations gratuites sont encore à distribuer selon cette mesure. L'UE va également bientôt implémenter des conditions à l'octroi de ces allocations gratuites. Une baisse de 20% de ces allocations est possible si l'entreprise ne suit pas les recommandations européennes pour l'implémentation d'audits énergétiques corrects. Pour les 20% pires pollueurs, un plan de neutralité climatique doit être mis en place et en cas de non-respect de celui-ci, 20% additionnel de quotas gratuits pourront être retirés. Ces mesures restrictives sont jugées trop laxistes par Carbon Market Watch (Carbon Market Watch, 2023).

10.4.5 MÉCANISME D'AJUSTEMENT CARBONE AUX FRONTIÈRES (CBAM)

Pour éviter le *carbon leakage* lors de cette phase de retrait des allocations gratuites, l'UE va mettre en place le mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (CBAM pour *Carbon Border Adjustment Mechanism*). Le CBAM est une taxe sur les produits importés en UE et qui se base sur leur empreinte carbone. La taxe sera implémentée exactement au même rythme que le retrait des allocations gratuites, de 2026 à 2034. La 1^{ère} phase de test se déroulera en octobre de cette année et concernera les matériaux de base les plus à risque de carbon leakage et leurs dérivés directs (ciment, acier, engrais, électricité et hydrogène...). Durant cette phase de test il sera juste demandé aux exploitants de déclarer les émissions de GES incluses dans leurs importations sans prélèvement de la taxe. A partir de 2026, ces émissions « importées » devront être compensées par l'achat de quotas CBAM dont le prix sera lié à l'ETS européen. Selon Philippe Ledent, économiste à ING, les conséquences possibles sont une augmentation des coûts pour les producteurs européens, le risque d'une mesure similaire prise par d'autres Etats en réponse et donc un effet sur les exportateurs européens (« Ecocheck #68 - Le mécanisme européen d'ajustement carbone aux frontières », 2023).

10.4.6 GRANDE RÉFORME À VENIR

Comme indiqué ci-dessus, le facteur de réduction linéaire (le taux auquel le plafond d'émission baisse chaque année) est instauré à 2,2% depuis le début de la 4^{ème} phase de l'ETS européen. Ce taux correspond à l'ancien objectif de l'Europe de parvenir à une réduction des gaz à effet de serre de 40% en 2030. Une révision très récente de la directive ETS va changer ce taux à 4,3% de réduction entre 2024 et 2027 et 4,4% entre 2028 et 2030 afin d'être en lien avec les nouveaux objectifs de 55% de réduction des GES au sein de l'UE. Avec ces nouveaux taux, le seuil de 0 quota carbone serait atteint en 2039. Cette grande réforme du système ETS arrive au bout de son parcours législatif européen et devrait entrer en vigueur sous peu. Parmi les autres modifications, on note une obligation d'utiliser les revenus issus de l'ETS à des fins environnementales. Jusqu'à présent, cette condition s'appliquait uniquement à 50% des revenus, c'est donc un potentiel coup de boost pour l'investissement dans des projets à faibles émissions carbone comme les technologies CCUS. Un autre changement important est l'introduction de 2 nouveaux secteurs : le secteur du transport routier et du bâtiment. Ceux-ci seront implémentés à travers un tout nouveau marché du carbone appelé « ETS 2 ».

10.4.7 L'ETS 2

Ce marché sera mis en place en 2027 si les conditions sont remplies au niveau des prix de l'énergie (l'implémentation sera retardée si les prix sont jugés trop hauts). Il a été créé comme solution de repli pour ces secteurs, étant donné que les Etats membres ont échoué jusqu'à présent à diminuer leurs émissions durablement (augmentation de 2% pour les bâtiments et 7% pour le transport routier de 2014 à 2019). Ce marché sera également du genre *cap and trade* avec comme objectif 45% de baisse des émissions de GES de ces secteurs en 2030. Ce nouveau système sera équipé de différents mécanismes pour garantir la gestion d'éventuels chocs de prix ou de demande. Des mesures pareilles sont prises car le système couvre la consommation des ménages en plus de celle des entreprises, il faut donc veiller à ce que le coût pour le consommateur soit limité. 30% des revenus seront alloués à un fond appelé Fond Social pour le Climat qui vise à atteindre l'objectif européen d'une transition climatique juste pour tout le monde (Carbon Market Watch, 2023).

10.4.8 CONTRÔLE DES ÉMISSIONS

Pour un système efficace, il est nécessaire d'avoir un contrôle des émissions de gaz à effet de serre et de vérifier que celles-ci soient correctement comptabilisées. Vu le prix actuel de la tonne de CO₂, les montants en jeu peuvent devenir très importants et les tentations de minimiser ses émissions d'autant plus grandes. Un scandale datant de 2020 montre qu'un magnat du charbon aurait trafiqué les rapports d'émissions de 2 centrales bulgares. La valeur du préjudice s'élèverait à près de 30 millions d'euros (Sala & Vio, 2021). Cet exemple montre l'importance d'un nouveau marché en expansion : l'audit extra-financier des émissions de gaz à effet de serre.

L'UE ne nomme pas directement les vérificateurs, ce sont les Etats membres qui délivrent les accréditations. Les organismes accrédités pour opérer en Belgique sont Veritas et le groupe APAVE (COFRAC, 2022). En tout, il y a 106 vérificateurs agréés pour les installations fixes. Les vérificateurs doivent respecter le règlement relatif à l'accréditation et à la vérification (RAV). La commission relève relativement peu d'incidents : 2 suspensions et 1 retrait d'accréditation pour cause de non-conformité en 2021.

Divers contrôles sont effectués pour vérifier l'exactitude des émissions, dont des recalculs pour vérifier la prudence des estimations et des visites sur site. Les autorités nationales peuvent ordonner des contrôles additionnels en soutien aux vérificateurs afin de rester en adéquation avec les règles européennes (Report EU Carbon Market 2021, 2022).

Au vu de l'ajout de nouveaux secteurs et de la suppression progressive des allocations gratuites, les enjeux financiers ainsi que l'importance d'un reporting extra financier correct ne cesseront de grandir dans les prochaines années.

10.4.9 LIEN AVEC LES TECHNOLOGIES CCUS

Pour simplifier, on peut dire que l'ETS et son *Innovation fund* associé sont les 2 faces d'une même pièce. Le 1^{er} contrôle les émissions GES des émetteurs tout en imposant des obligations de performance environnementale sous forme de quota tandis que le 2^{ème} est le moteur permettant d'accomplir ces performances. Puisque l'*Innovation fund* a dans son sillage les technologies CCUS, le système d'échange de quota européen les finance indirectement. De plus, le prix des quotas va augmenter du fait de l'abaissement annuel du plafond du marché. Quand ces quotas ne seront plus délivrés gratuitement, cela représentera une somme importante pour les industriels. Rien que pour TotalEnergies, sur base de 35 millions de tonnes de CO2 sur un scope 1 et 2 réduit, cela représenterait un coût de 2,8 milliards d'euros au prix actuel de 80€/TCO2. Ce coût représente 15% du bénéfice de Total en 2021. Total avoue avoir déjà prévu une provision pour le coût futur de l'ETS après 2026, sans toutefois en révéler plus sur son montant (Interview TotalEnergies).

10.5 LES MARCHÉS VOLONTAIRES DE CRÉDITS CARBONE

Une solution future de financement pour les technologies CCUS pourrait être les marchés d'échanges volontaires de crédits carbone. Le Carbon Removal Certification Framework, développé par l'UE et présenté précédemment dans ce travail, présente différentes possibilités d'utilisation des certificats émis. Il y est clairement mentionné l'apport de *l'innovation fund* ainsi que les marchés volontaires (European Commission, 2022). Le 1^{er} prendra en compte les certificats « carbon removal » ou « emission reduction » obtenus après avoir fait valoir le carbone capté et stocké par l'entreprise. Ces certificats interviendront dans le calcul des quotas ETS dus par l'entreprise en fin d'année. Le 2^{ème} est envisagé comme un moyen de financement, où les certificats pourront être échangés en fonction du prix du marché. Cela permettra d'offrir aux investisseurs des quotas fiables, de bonne qualité, où ils sont certains qu'une tonne de CO₂ a effectivement été stockée ou évitée.

10.5.1 LE CONCEPT BASELINE AND CREDIT

Les marchés volontaires ont un fonctionnement fondamentalement différent de celui du marché EU ETS. En effet, le marché obligatoire européen se base sur un système « cap and trade » avec un plafond maximal qui ne peut être dépassé. Les émissions en dessous de ce plafond peuvent être échangées sous forme de quota. Les marchés volontaires prennent la problématique dans l'autre sens et se basent sur un système « baseline and credit ». C'est-à-dire que l'efficacité climatique des projets est comparée aux émissions qui auraient eu lieu si le projet n'avait pas été mis en place. On calcule donc une ligne de base « baseline » qui correspond aux projections de l'évolution des émissions si rien n'est fait pour les réduire (les émissions « business as usual »). On calcule ensuite l'évolution des émissions une fois le projet implémenté (l'impact supposé du projet). La différence entre les émissions futures sans le projet et les émissions futures avec le projet donne lieu à la création de crédits carbone comme l'illustre ce graphique :

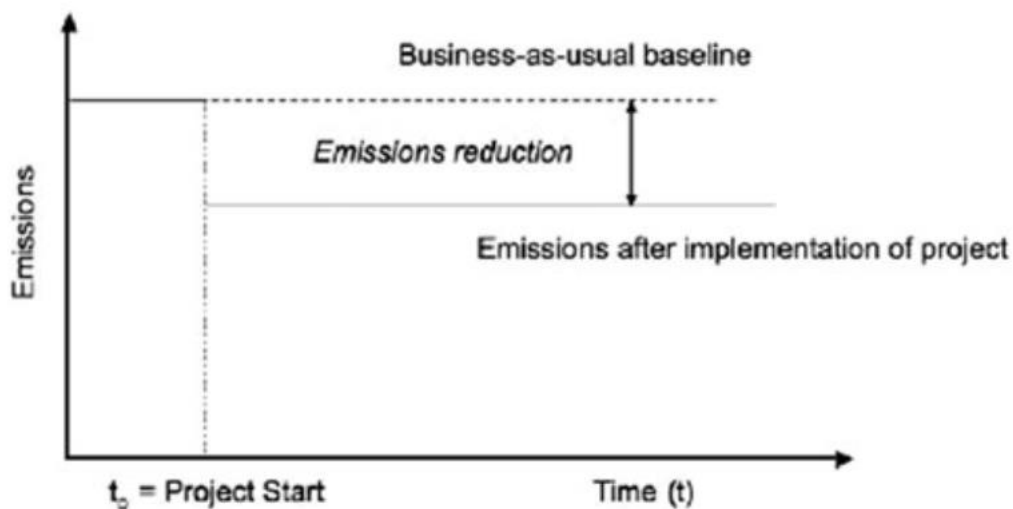


Figure 1: Principles of the baseline determination and the calculation of carbon credits (source: Bumpus and Liverman 2008)

Comme pour l'EU ETS, un crédit carbone correspond à une tonne de CO₂. En l'occurrence, une tonne de CO₂ compensée ou non émise dans l'atmosphère.

Ces calculs se basent sur des hypothèses parfois complexes et difficilement vérifiables. Il n’y a pas réellement de plafond fixe et prédéfini comme dans le marché obligatoire. Le plafond du marché volontaire dépend des hypothèses arbitraires qu’on lui impose, il est donc modulable à souhait. Ce fondement sera responsable, entre autres, des critiques et des limites du marché (Interview Kamilla Karhunmaa).

Contrairement au marché obligatoire européen qui possède sa plateforme principale d’échange de quotas appelée EEX pour *European Energy Exchange*, les marchés volontaires n’ont pas cette forme de concentration. Ils se développent dans ces marchés aussi bien des relations privilégiées entre un courtier et son client que des relations générales autour de quelques acteurs principaux comme les agences de certification. C’est donc un marché avec une structure très organique.

10.5.2 UN MARCHÉ POPULAIRE

Les marchés volontaires de crédits carbone subissent un regain d’intérêt depuis 2017 avec une explosion en 2021 comme l’atteste le graphique à l’annexe 18. En effet, de nombreuses firmes utilisent ce marché comme un moyen de compenser facilement leurs émissions de GES. Ainsi, Google se prétend neutre en émission carbone depuis 2007 via l’achat de « compensations carbone de haute qualité » (Harrabin, 2020) bien que la compagnie émette encore plus de 10 millions de tonnes de GES en 2022 (Google, 2022).

TotalEnergies admet également investir dans le marché volontaire. « Aujourd’hui, on achète des certificats ou on développe certains projets pour qu’ils génèrent des certificats pour la réduction de notre scope 1 et 2 [...]. Cela se base sur le CO₂ résiduel, c’est-à-dire le CO₂ qu’il reste à la fin une fois qu’on a envisagé les solutions d’électrification, d’hydrogène, etc. [...] Aujourd’hui, on ne s’en sert que pour notre scope 1 et 2, mais il n’est pas exclu que l’on s’en serve pour notre scope 3 à l’avenir. Actuellement, ces certificats ne sont que sur du *Nature Based Solutions*. » (Interview TotalEnergies)

Les solutions basées sur la nature (*Nature Based Solutions*) sont une des catégories de projets mise en place sur le marché volontaire et qui concernent la préservation de la biodiversité, la restauration des écosystèmes et la lutte contre les conséquences du changement climatique. Des exemples de projets sont la lutte contre l’érosion en privilégiant la pousse d’arbres sur les espaces côtiers ou la gestion responsable des forêts via la mise en place de système fairtrade (World Bank, 2022).

10.5.3 DES PROJETS DANS LE GLOBAL SOUTH

Kamilla Karhunmaa, chercheuse active dans les marchés volontaires du carbone, indique que la plupart des projets prennent place en dehors de l’Europe, dans les pays du *Global South*, un terme socio-économique qui désigne principalement les pays en développement d’Afrique, d’Asie et d’Amérique du Sud. Cette caractéristique s’est développée via le protocole de Kyoto qui, à l’époque, imposait plus de contraintes climatiques aux pays développés qu’aux pays en développement. Pour atteindre ces obligations de réduction de leurs émissions, les pays du *Global North* pouvaient acheter les crédits des pays du *Global South*. De nombreuses critiques se sont fait entendre face à cette pratique : elle a été qualifiée de « colonialisme carbone » car « cela permet aux pollueurs des pays développés de bénéficier financièrement en achetant des réductions d’émissions dans des pays en développement au lieu de mettre en place des réductions de leurs émissions par eux-mêmes » (Liu & Cooper, 2020).

10.5.4 VENTE DES PROJETS SELON LEURS CO-BÉNÉFICES

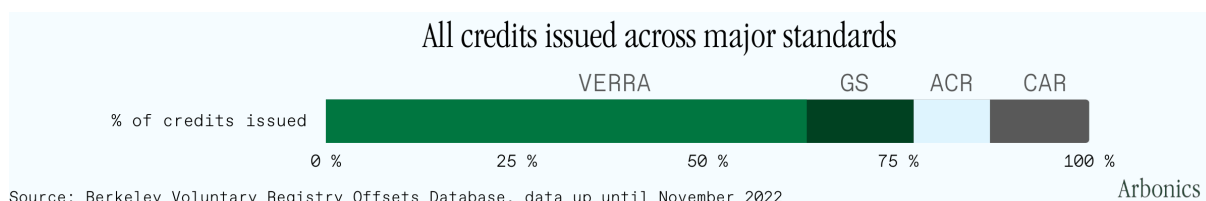
Cette tendance à développer des projets dans les pays en développement est restée même après la signature des accords de Paris en 2015 car ces projets présentent des co-bénéfices attractifs. En effet, les marchés volontaires se présentent comme une bourse. Il y a des courtiers, des revendeurs, des clients et des organismes de certification. Un schéma synthétique reprend la structure du marché volontaire à l'annexe 19. Un client va se présenter et rechercher l'investissement (dans notre cas, le projet de compensation de ses émissions) qui lui convient le mieux. Il va pour cela consulter différents courtiers qui lui vendront l'investissement et donc les crédits associés. Pour se différencier de la concurrence, les courtiers et les revendeurs vont mettre en avant les co-bénéfices de leurs projets. Par exemple, le projet ne permet pas seulement de compenser un certain nombre d'émissions de GES, il permet aussi d'améliorer le confort de vie de la population, de contribuer à la baisse des inégalités etc.

Le problème repose dans le fait que ces co-bénéfices prennent souvent la priorité sur l'impact réel de ces projets pour le climat. Un exemple donné par madame Karhunmaa est celui des fourneaux améliorés qui est un type de projet très populaire. « C'est populaire parce que cela s'accompagne d'une idée de co-bénéfice : en plus de réduire les émissions, le nouveau fourneau diminue la pollution de l'air et améliore la santé de la population qui l'utilise. Mais pour qu'un fourneau amélioré réduise réellement les émissions, il faut qu'il y en ait un très grand nombre. [...] Ensuite, il faut utiliser le fourneau correctement. Ce n'est pas nécessairement le cas ». Cela illustre bien la difficulté de comptabiliser correctement les émissions « évitées » par ce fourneau amélioré comparé à un fourneau traditionnel. Le plus gros problème de tels projets est d'arriver à prouver que les émissions n'auraient pas été émises si le projet n'avait pas été mis en place, c'est le critère d'additionalité. Dans le cas du projet étudié par madame Karhunmaa, ce critère posait problème : « Les émissions n'étaient pas additionnelles parce que dans beaucoup de ces pays, les fourneaux améliorés sont utilisés car ils sont simplement meilleurs que ce qu'ils avaient avant, la population achetait déjà les fours sur le marché avant l'introduction du projet ».

Cet exemple démontre la faiblesse des hypothèses faites par les gestionnaires de projets dans le calcul des émissions évitées, ce qui impacte directement la qualité des crédits qui en découlent. De nombreuses études ont dénoncé le faible impact climatique des projets de compensation issus du marché volontaire. Les projets sont décrits comme « une solution facile pour s'acheter une conscience et se distraire des vrais responsables de la crise climatique » (Valiègue & Ehrenstein, 2022). Cette même source fait même mention de projets nuisant aux populations locales.

10.5.5 LES AGENCES DE CERTIFICATION

Pourtant, des organismes existent pour crédibiliser les crédits des projets et rassurer les investisseurs : ce sont les agences de certifications. Chaque agence a sa propre méthode de certification et ses propres standards. D'après madame Karhunmaa, il y aurait plus de 170 standards sur les marchés carbone. Les 2 plus gros noms du secteur sont VERRA et Gold Standard. La première détiendrait plus de 60% du nombre de crédits issus par les 4 plus grosses organisations comme le montre ce graphique :



VERRA a créé le *Verified Carbon Standard (VCS)* qui, en 2021, aurait servi à émettre 83% de la masse totale des crédits certifiés en circulation dont plus de la moitié sont enregistrés comme *Nature Based Solutions* (Luik, 2022). Gold Standard, malgré sa taille plus modeste, bénéficie d'une crédibilité du fait de son fondateur : le *World Wide Fund for Nature (WWF)*.

Le développement de quelques gros acteurs actifs dans la vérification est plutôt bien reçu par le marché, car cela permet l'implémentation de standards « principaux » sur lesquels se baser et qui, de par leur importance, sont vus comme plus fiables. Malgré tout, la fragmentation du marché laisse place à des plus petits acteurs qui peuvent proposer des offres plus spécifiques qui permettent une grande diversité d'investissement.

10.5.6 CRÉATION DE L'ICVCM

La taille ne suffit cependant pas à garantir la qualité des crédits au vu des exemples traités plus haut. Les scandales et accusations de greenwashing sont nombreux et les acteurs du marché volontaire en sont bien conscients. Pour lutter contre cela et prouver la qualité des crédits émis, différentes initiatives ont été mises en place dont la plus importante est probablement le conseil d'intégrité pour le marché volontaire du carbone (ICVCM). L'organisme indépendant créé en 2021 se charge de vérifier la façon dont les crédits sont générés par les certificateurs et l'application de certaines règles respectant les communautés locales et indigènes. Le conseil a développé une méthode globale d'évaluation des crédits carbone appelée « Les principes fondamentaux du carbone » (*Core Carbon Principles*). Cette méthode vise à identifier et à mettre en avant les crédits de haute qualité afin de rassurer les investisseurs et de permettre le développement du marché volontaire (Greenfield, 2023b).

La route reste cependant encore longue. Une enquête menée par The Guardian révèle que plus de 90% des crédits carbone issus de projets de préservation des forêts tropicales certifiés par VERRA n'auraient aucune valeur (Greenfield, 2023a). De plus, des accusations de spéculation planent sur le marché depuis quelques années (Interview Kamilla Karhunmaa).

10.5.7 UN MARCHÉ OPAQUE

Contrairement à l'ETS européen qui est assez transparent du fait de sa nature, les marchés volontaires sont beaucoup plus réservés quant aux flux d'argent en circulation qu'à l'impact réel des projets. Les projets réellement qualitatifs étant rares, il y a une forte demande pour ceux-ci. Le peu disponible est négocié dans des contrats exclusifs et à long terme dont les clauses ou le montant sont gardés secrets. « On ne sait pas quel montant de l'investissement atteint effectivement les projets sur place » indique madame Karhunmaa. Dans le cadre de ce travail, les 2 plus grandes agences de certification, VERRA et Gold Standard, ont été contactées mais n'ont pas souhaité donner suite à mes demandes d'interview. Sur la page de contact de VERRA, il est même indiqué noir sur blanc qu'aucune réponse aux questions concernant les coûts, les frais de certifications ou autres informations financières ne sera donnée (capture d'écran à l'annexe 20).

Concernant l'impact environnemental, les grandes agences de certification disposent de bases de données reprenant les projets validés où sont indiquées les tonnes de CO₂ évitées ou stockées. Ces chiffres ne sont pas représentatifs car ce sont ceux calculés avant l'implémentation du projet et présentés au certificateur. Ils sont souvent considérés comme étant artificiellement gonflés. (Interview Kamilla Karhunmaa). Le suivi des émissions réelles n'est communiqué qu'à l'investisseur, si suivi il y a. TotalEnergies a confirmé recevoir un suivi sur les projets du marché volontaire dans lesquels la société a investi.

10.5.8 UN MARCHÉ COMPLÉMENTAIRE À L'EU ETS

Malgré ces nombreuses critiques, les marchés volontaires présentent tout de même certains avantages. En effet, ils permettent des synergies avec les autres marchés régulés comme l'EU ETS en finançant des types de projets pas encore inclus dans les marchés obligatoires. D'après le lobby CCS+ Initiative, les marchés volontaires vont permettre à des projets précurseurs, comme ceux donnant droit à des crédits « carbon removal », d'être testés et vérifiés avant leur éligibilité sur le marché obligatoire (OGCI, 2023). Madame Karhunmaa précise également qu'une hybridation du marché volontaire et du marché obligatoire pourrait avoir lieu dans le futur. On remarque que certains gouvernements, comme celui de Suisse ou de Suède (qui possèdent des ressources forestières importantes), créent actuellement des structures pilotes pour faire valoir certaines activités nationales sur le marché volontaire.

10.5.9 LIEN AVEC LES TECHNOLOGIES CCUS

En analysant les bases de données des agences de certification, on ne retrouve aucune technologie faisant partie du captage industriel du carbone ni du transport et du stockage. L'idée des certificats *Nature Based Solutions* laisse néanmoins sous-entendre la possibilité de projets exploitant la biomasse. L'absence de projet CCUS à grande échelle peut s'expliquer simplement par le fait que ces technologies sont déjà principalement couvertes par le marché obligatoire. Au vu du coût de mise en place important du captage industriel à grande échelle et du risque qu'il représente, il semble logique que des acteurs privés n'aient pas voulu faire confiance aux marchés volontaires pour assurer leur financement, mais plutôt à des fonds et des structures publiques.

Néanmoins, l'introduction du CRCF par la Commission européenne pourrait changer la donne en créant des crédits certifiés sous le joug d'une institution puissante telle que l'UE. On peut supposer que cela donnera une assurance suffisante aux investisseurs pour que le marché volontaire devienne à son tour un outil de financement à part entière des technologies CCUS.

Le CRCF n'est d'ailleurs pas le seul cadre autour des crédits carbone en cours de création. La CCS+ Initiative, une alliance aux acteurs multiples, tente également de constituer un tel cadre et a présenté récemment les grandes difficultés rencontrées.

Un problème majeur réside dans la comparaison d'une unité de CO₂ captée par des technologies bien différentes. Toutes les méthodes de captage se valent-elles ? Comment représenter les différences et en tenir compte le long de la chaîne CCUS ? En effet, une même centrale électrique peut se servir d'un mix de combustibles, par exemple, biomasse et gaz naturel. Le premier donne droit à des crédits compensatoires, mais pas le deuxième. Pourtant, le CO₂ capté et acheminé pour stockage permanent est celui résultant de la combustion des 2 carburants. La comptabilisation correcte des crédits est un vrai casse-tête, mais est pourtant primordiale. Dans le marché volontaire, les organismes se posant la question de l'attribution des crédits sont ICVCM, Voluntary Carbon Market Initiative et la Science-Based Target Initiative (OGCI, 2023).

Pour finir cette partie, certains gestionnaires de technologies CCUS achètent déjà des crédits carbone sur les marchés volontaires. C'est le cas de Chevron, autre grand exploitant pétrolier, et son projet de stockage de carbone au large des côtes australiennes Gorgon. Le projet est en opération depuis 3 ans, mais n'est pas parvenu à atteindre ses objectifs de stockage de 4 millions de tonnes de CO₂ par an. Pour compenser ce manque de performance, le gestionnaire de projet a acheté 5 millions de crédits sur le marché volontaire australien et sur d'autres marchés volontaires du carbone et continuera d'en faire autant en cas de manquement les prochaines années (Paul, 2022). Cet exemple trahit des inquiétudes pour le développement futur des technologies CCUS : il serait possible de se dédouaner de ces manquements aux objectifs climatiques par l'achat de compensations carbone, et donc de faire porter la responsabilité à quelqu'un d'autre.

10.6 AVIS SUR BASE DU POINT DE VUE FINANCIER

Après cette analyse de l'environnement financier entourant la chaîne de technologies CCUS et en guise de conclusion pour cette partie, certaines questions demeurent concernant la rentabilité de ce nouveau marché.

La chaîne est-elle rentable actuellement en Europe ? Malheureusement, c'est encore trop tôt pour le dire puisqu'aucune chaîne CCUS n'y a encore atteint le point de l'indépendance financière. Ce qui est néanmoins certain, c'est l'immense soutien des pouvoirs publics pour rendre cela possible. L'UE contraint avec le NZIA et l'ETS pendant qu'elle finance massivement avec l'*innovation fund*. L'exemple de la Norvège et les *contracts for difference* mis en place dans d'autres pays sont une preuve que les gouvernements sont prêts à assumer des risques importants, parfois même sur toute la chaîne. Au vu des montants très importants de l'implémentation de telles technologies (On parle de CAPEX de 1 à plusieurs milliards d'euros pour toute la chaîne), les décisions de financement ne peuvent être prises sans une certaine assurance du succès futur de ce marché. Si les pouvoirs publics prennent des décisions aussi risquées et drastiques, c'est qu'ils y croient ou se sentent obligés par l'urgence climatique ou par la pression des concurrents. Au final, peu importe la rentabilité à court terme, le but est d'étendre suffisamment le marché pour atteindre les objectifs climatiques instaurés par l'Union européenne.

Au vu de l'analyse de coût effectuée sur les différentes parties, il n'est pas possible de sortir une valeur témoin en raison des différences entre les technologies et les cas d'utilisation. Mais hormis pour le captage direct dans l'air, le prix de la tonne de CO₂ sur l'EU ETS est déjà suffisamment haut pour rendre les coûts de captage intéressants aux yeux des industriels. Pour le coût de la chaîne entière, celui-ci est élevé mais dans des proportions qui restent gérables avec un soutien des pouvoirs publics (en témoignent les nombreux projets ayant postulé pour l'*Innovation fund*) et en prenant en compte les économies d'échelle et les progrès technologiques à venir.

Le calcul des futurs quotas/crédits attribués aux technologies CCUS va également jouer un rôle décisif. Une mauvaise gestion de ceux-ci ou une mauvaise certification pourrait faire passer les objectifs de rentabilité au-dessus des objectifs climatiques comme cela a été le cas sur le marché volontaire.

11. CRITIQUES ET LIMITES DE LA TECHNOLOGIE

En analysant la littérature et à titre personnel, une série de limites et de critiques s'est élevée à la rédaction de ce mémoire.

Le stockage permanent des émissions sous la croûte terrestre pose des questions d'éthique et de responsabilité envers les générations suivantes. La minéralisation du carbone prend des centaines d'années, durant lesquelles il est nécessaire de surveiller en permanence le réservoir et d'agir rapidement en cas de fracture sismique ou autre fuite. De quel droit imposons-nous cette responsabilité et ces potentiels problèmes aux générations futures ?

La raison d'être même de la technologie est, selon moi, discutable. L'argument concernant les secteurs « difficilement électrifiables » ou « difficilement décarbonables » repose sur une logique de *business as usual* et sur la peur de devoir changer nos habitudes ou adapter en profondeur certaines branches d'activité. L'exemple de la société Eloy et son ciment biosourcé est une preuve qu'il est possible de développer des substituts qui sortent de ce *business as usual* tout en remplissant les fonctions de base du matériau. Pour les secteurs offrant des services tels que l'aviation, où les substituts équivalents comme l'avion à hydrogène pourraient ne jamais voir le jour, il peut être nécessaire de changer complètement nos habitudes en se tournant vers d'autres modes de transport tels que le train ou le bateau. Cette perspective est évidemment très mauvaise pour le business et impensable d'un point de vue économique bien que possiblement obligatoire du point de vue du climat.

Apporter des solutions technologiques à un problème technologique peut entraîner un cercle vicieux. Les technologies CCUS sont très demandantes en énergie pour leur fonctionnement. Traiter le problème d'industries déjà très énergivores avec des solutions CCUS imposera une demande d'énergie additionnelle qu'il faudra combler. Cette énergie additionnelle proviendra probablement de sources disponibles à grande échelle et considérées comme faiblement émettrice comme le gaz naturel ou le nucléaire. En effet, l'hypothèse selon laquelle les technologies CCUS seront approvisionnées en énergie renouvelable me paraît improbable. L'énergie renouvelable n'est pas disponible en permanence (quid s'il n'y a pas de vent ou de soleil ?) et le développement de l'hydrogène par électrolyse, au-delà d'également demander une source d'électricité supplémentaire, ne représente actuellement que 4% de l'hydrogène produit en Europe. Par ailleurs, parmi ces 4%, l'électricité acheminée n'est pas nécessairement renouvelable (Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, 2020).

12. LIMITES DE CETTE ÉTUDE

Ce travail est limité de par sa nature et la méthode de collecte des informations.

Certains chiffres ou explications proviennent de lobbies. Ces acteurs ont pour but de mettre en avant leurs intérêts et par conséquent, il est possible que ces informations soient biaisées.

Certaines analyses ou possibilités d'évolutions futures proviennent directement des interviews réalisées ou des documents rassemblés. Par conséquent, elles relèvent uniquement du point de vue du répondant ou de l'auteur. Une collecte d'informations supplémentaires serait nécessaire pour s'assurer d'un consensus sur ces sujets.

Globalement, ce travail se veut exploratoire et n'aborde par conséquent pas l'entièreté des sujets en profondeur. Il s'agit ici d'une introduction aux technologies CCUS, à leur financement et à leur environnement et le lecteur est invité à approfondir ses recherches dans les sujets qui l'intéressent.

13. CONCLUSION

Ce mémoire exploratoire à destination des auditeurs financiers et extra-financiers donne une première introduction aux technologies CCUS, aux tenants et aboutissants de leur développement ainsi qu'à leur financement actuel et futur. Dans la première partie, il a été constaté que de nombreuses technologies de captage existaient malgré une démocratisation de celles exploitant du solvant à base d'amine, au vu de sa bonne maîtrise. Chacune de ces technologies a son lot d'avantages et d'inconvénients dont certains ont été présentés. Le stockage technologique et sa possibilité d'enfermer le carbone pour des milliers d'années via sa minéralisation ont aussi été mentionnés.

Ensuite, la naissance progressive des technologies de réutilisation du carbone a été abordée. Ces technologies ont notamment pour but de parvenir à créer une économie circulaire autour de ce gaz qui est encore aujourd'hui considéré comme un déchet. A la fin de cette première partie, une analyse de la perception de ces technologies CCUS a été faite auprès des acteurs susceptibles de jouer un rôle important dans leur développement. Il a été confirmé que la chaîne de CCUS fait pleinement partie des ambitions de tous ces acteurs, mais que les industries et clients concernés ne faisaient pas encore consensus.

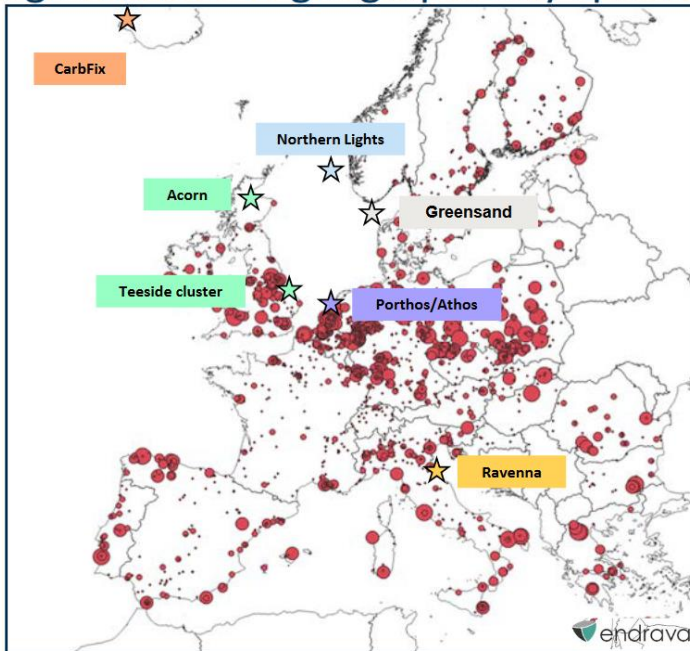
Dans la deuxième partie de ce travail, les différentes sources de financement actuelles et futures ont été revues et ont confirmé l'engouement important envers les technologies CCUS. Une analyse des coûts pour chaque partie de la chaîne a révélé qu'il était difficile d'obtenir des chiffres représentatifs tant les hypothèses sont nombreuses. Cependant, les estimations basées sur des projets pilote comme Northern Lights révèlent que le coût total de la chaîne est attendu à la baisse au fur et à mesure du développement et qu'avec le support des pouvoirs publics, ces coûts seraient supportables bien que très importants. Enfin, une description des marchés du carbone obligatoire et volontaire a mis en lumière le rôle des crédits/quotas CO₂ dans le financement futur des technologies CCUS et l'importance d'une comptabilisation correcte de ces éléments pour garantir le succès de ce futur marché du captage, transport, stockage et/ou réutilisation du dioxyde de carbone.

14. ANNEXES

14.1 IMAGES

Annexe 1

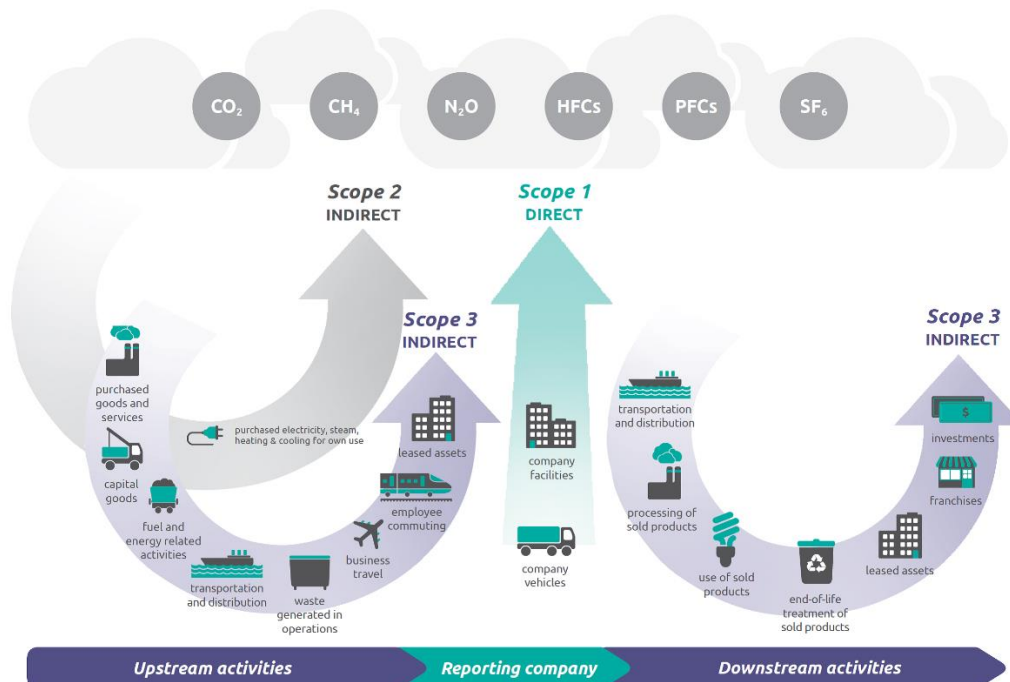
Large number of geographically spread emitters, also in 2050



- Sectors with the largest potential
- Waste treatment / WtE
- Cement
- Biomass and biofuel
- Steel
- Natural gas
 - Hydrogen
 - Electricity
- DAC
- Order of magnitude: hundreds of millions of tons CO₂ in 2050

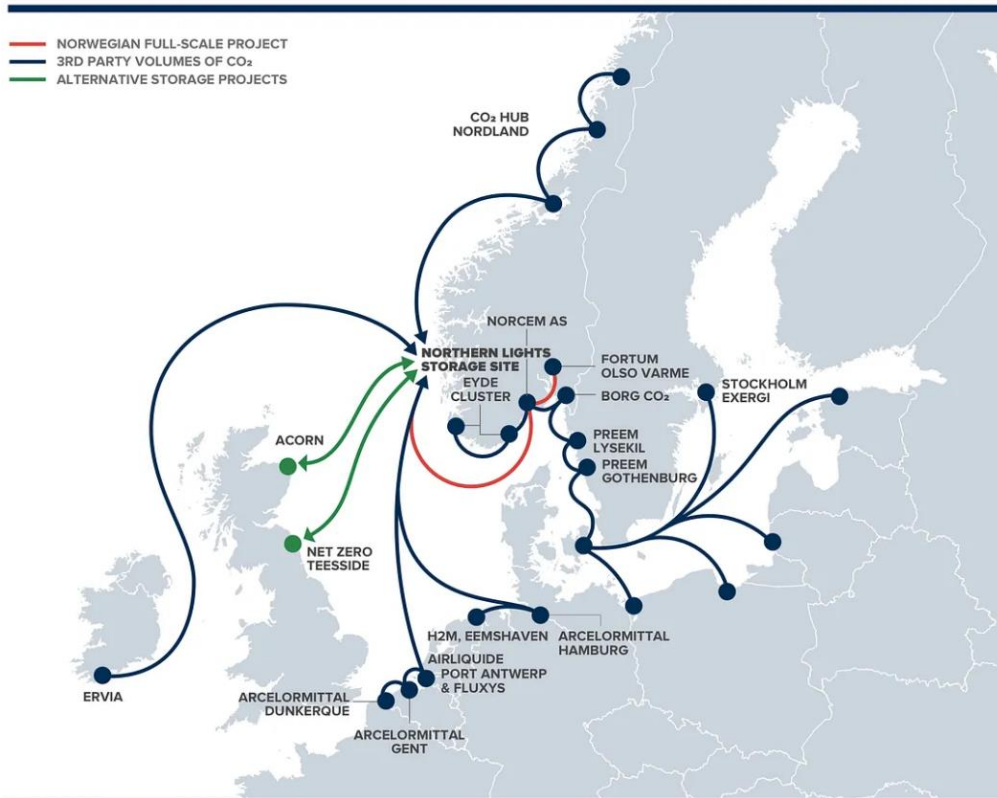
14. Source : ACCSESS, 2022

Annexe 2



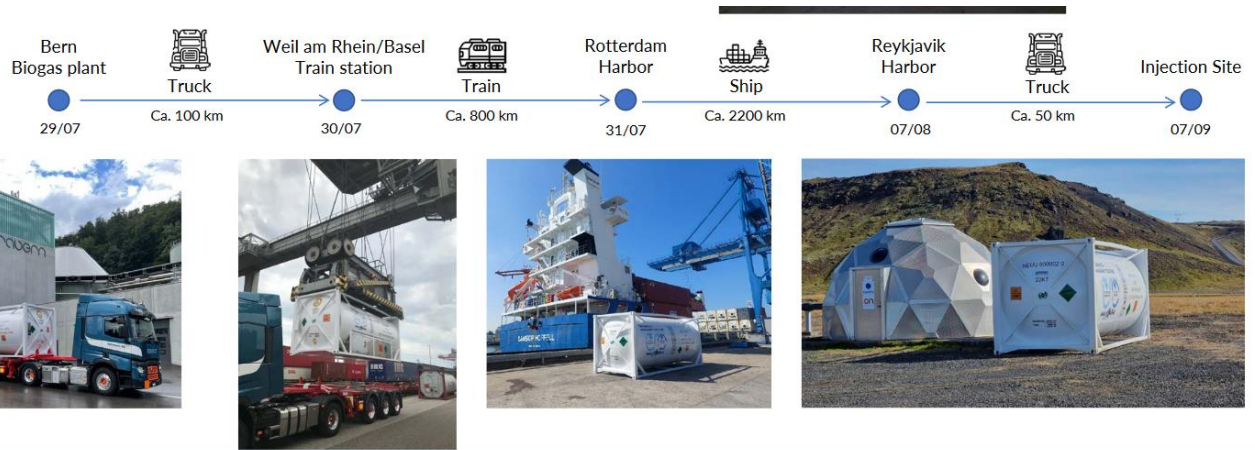
15. Source : GHG Protocol, s.d.

Annexe 3



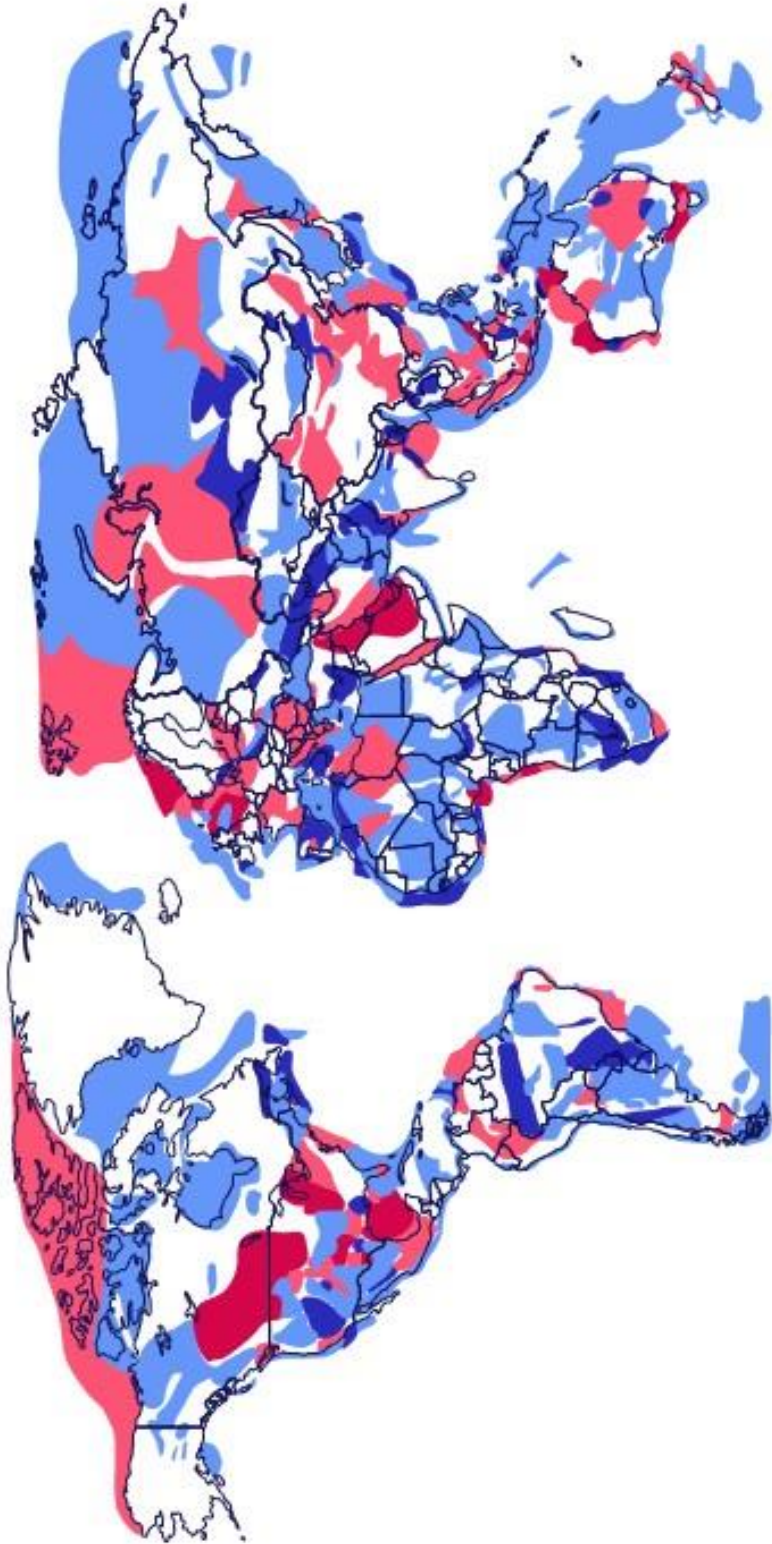
16. Global CCS Institute, 2019

Annexe 4



Viola Becattini, Marco Mazzotti Marco Mazzotti - ETH Zürich - marcom@ethz.ch

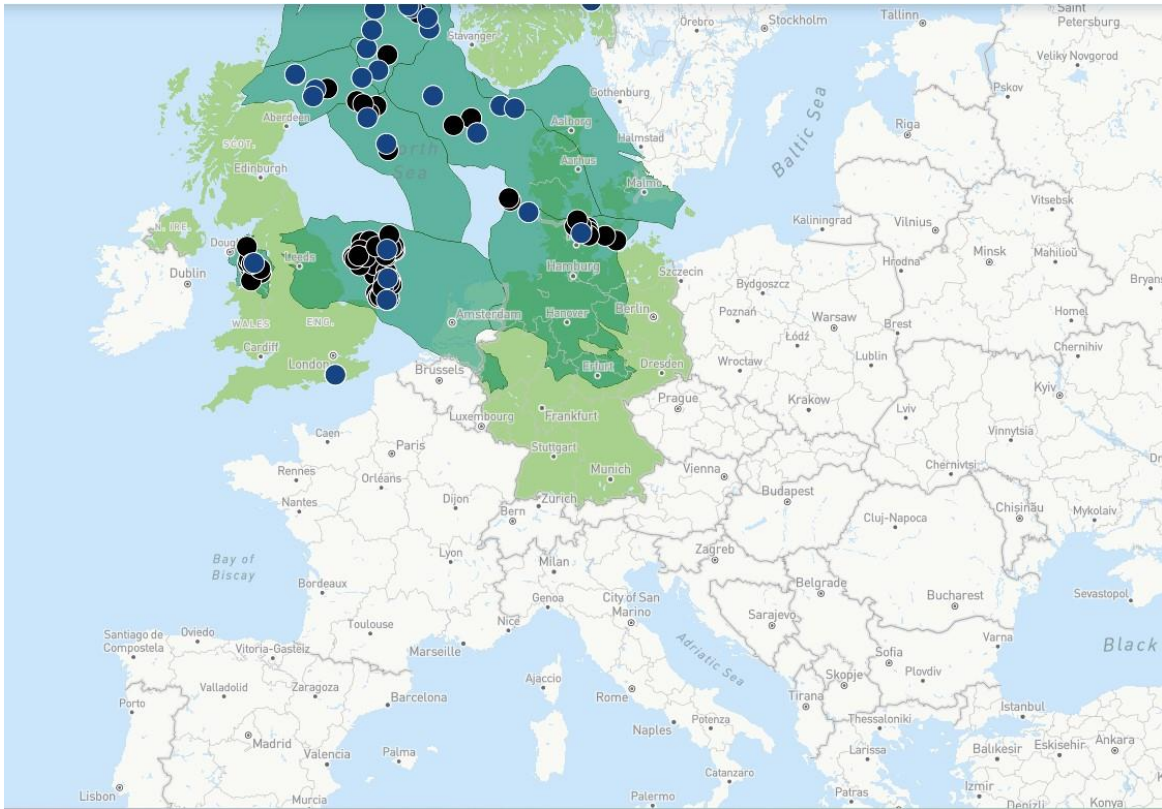
17. Source : ACCESS, 2022



■ HIGHLY SUITABLE ■ SUITABLE ■ POSSIBLE ■ UNLIKELY

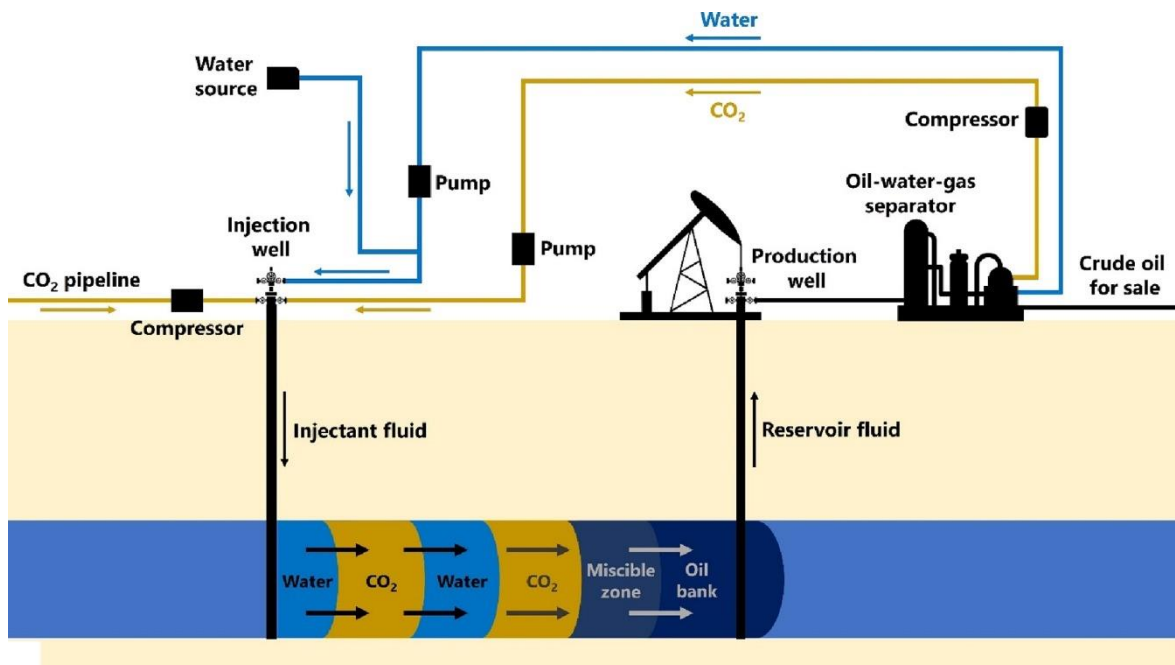
**APPENDIX FIGURE 4: RESULTS FROM ASSESSMENT CYCLE 3 OF THE CO₂ STORAGE RESOURCE CATALOGUE.
SOURCE: OGCI ET AL. (2022)**

Annexe 6



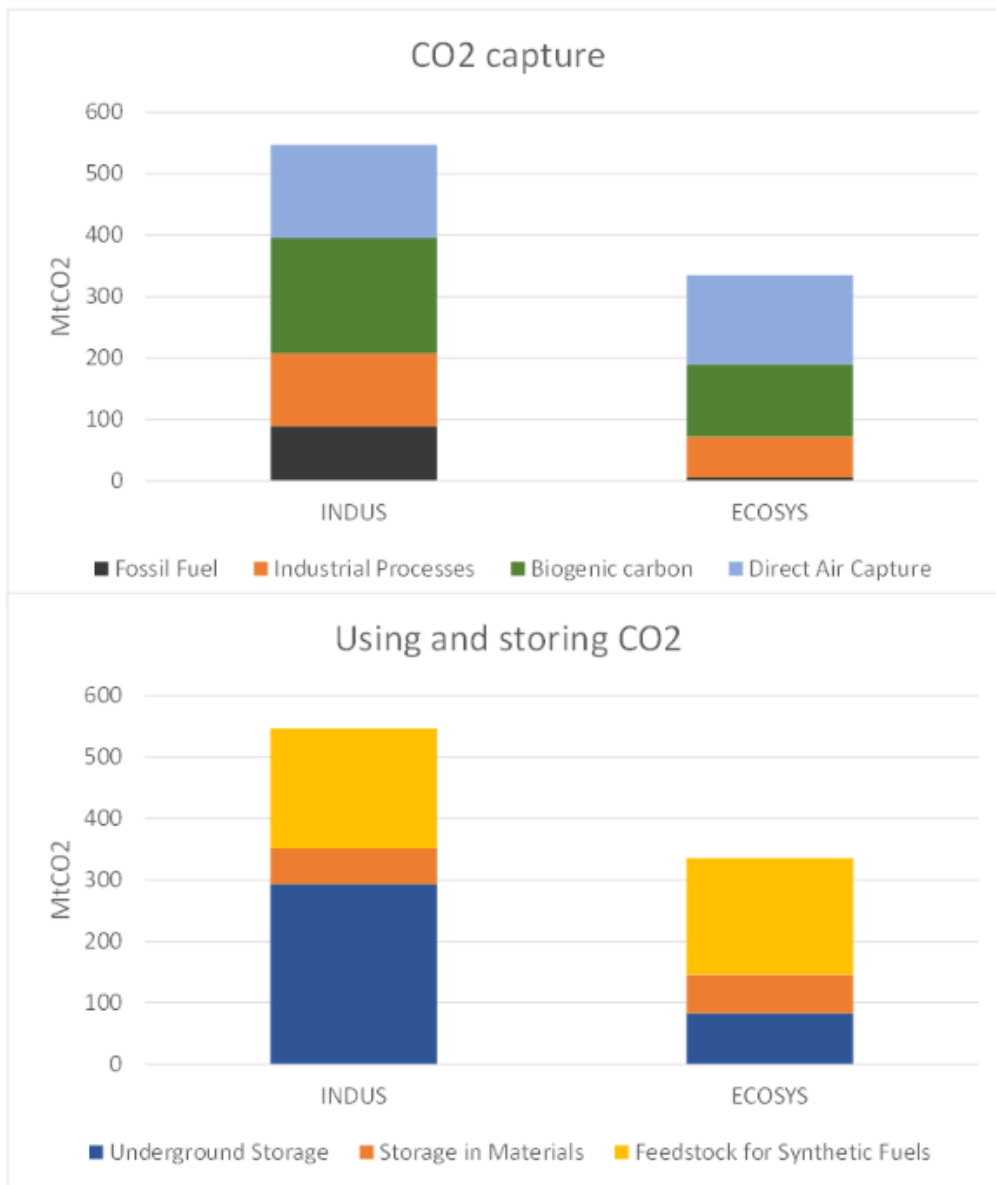
18. Source : OGCI, 2022

Annexe 7



19. Source : Abuov et al., 2022

Annexe 8



20. Source : ACCSESS, 2022 (PRIMES Modelling)

Annexe 9

Exhibit 3-3. Financial assumptions for high purity sources

Financial Parameter	Ammonia	EO	Ethanol	NGP	CTL/GTL
Fixed Charge Rate	5.33%	4.63%	6.64%	5.82%	7.32%
TASC/TOC Ratio	1.035	1.025	1.047	1.039	1.054
Capital Charge Factor	5.51%	4.74%	6.96%	6.05%	7.71%
Debt/Equity Ratio	54/46	48/52	36/64	43/57	32/68
Payback Period	30 years				
Interest on Debt	5.15%				
Levered Return on Equity (Asset Weighted)	1.50%	0.04%	4.51%	2.96%	5.54%
Capital Expenditure Period	1 year				
Capital Distribution	1st year – 100%				

Exhibit 3-4. Financial assumptions for low purity sources

Financial Parameter	Refinery Hydrogen	Cement	Iron/Steel
Fixed Charge Rate	4.39%	5.08%	6.90%
TASC/TOC Ratio	1.036	1.054	1.091
Capital Charge Factor	4.55%	5.35%	7.53%
Debt/Equity Ratio	33/67	42/58	39/61
Payback Period	30 years		
Interest on Debt	5.15%		
Levered Return on Equity (Asset Weighted)	0.41%	1.42%	5.02%
Capital Expenditure Period	3 years		
Capital Distribution	1st year – 10%; 2nd year – 60%; 3rd year – 30 %		

21. Source : Hughes et al., 2022

Perspective

Table 2 | Range estimates of the potential for CO₂ utilization and present-day breakeven cost

Pathway	Removal potential in 2050 (Mt CO ₂ removed per year)	Utilization potential in 2050 (Mt CO ₂ utilized per year)	Breakeven cost of CO ₂ utilization (2015 US\$ per tonne CO ₂ utilized)
Conventional utilization			
Chemicals	Around 10 to 30	300 to 600	-\$80 to \$320
Fuels	0	1,000 to 4,200	\$0 to \$670
Microalgae	0	200 to 900	\$230 to \$920
Concrete building materials	100 to 1,400	100 to 1,400	-\$30 to \$70
Enhanced oil recovery	100 to 1,800	100 to 1,800	-\$60 to -\$45
Non-conventional utilization			
BECCS	500 to 5,000	500 to 5,000	\$60 to \$160
Enhanced weathering	2,000 to 4,000	n.d.	Less than \$200*
Forestry techniques	500 to 3,600	70 to 1,100	-\$40 to \$10
Land management	2,300 to 5,300	900 to 1,900	-\$90 to -\$20
Biochar	300 to 2,000	170 to 1,000	-\$70 to -\$60

n.d., not determined.

The breakeven cost is the cost in 2015 US\$ per tonne of CO₂ adjusted for revenues, by-products, and any CO₂ credits or fees. A breakeven cost of zero represents the point at which the pathway is economically viable without governmental CO₂ pricing (for example, a subsidy for CO₂ utilization). Breakeven costs presented as a range represent either (for conventional pathways with the exception of EOR) 25th and 75th percentile estimates as calculated via the scoping review of the academic literature (in which the magnitude of the difference reflects the diversity of technological and economic assumptions available within and across each sub-pathway) or (for land-based pathways) top-down estimates of revenues that may accrue (when the uncertainty of the accuracy of the estimation is high). Breakeven costs presented with an asterisk are calculated unadjusted for revenues and by-product credits. To obtain the global gross utilization potential high and low values for conventional pathways, we averaged the interpolated expert opinions with an author group estimate. For non-conventional utilization pathways, estimated utilization potential ranges are based on estimates of additional realized yield of carbon in vegetation (for soil carbon sequestration and biochar, additional yield approximates to net primary productivity, and for afforestation/reforestation, it approximates to wood products). These are first rough estimates based on preliminary but sparse published research reporting relationships between carbon storage and additional carbon that can be utilized.

Table 3 | Costs of utilization compared with product costs, scoping review

Pathway	Cost of product made with CO ₂ utilization (US\$ per tonne of product) Median, scoping review	Selling price of product (US\$ per tonne of product) Present day	Difference (%)	Anticipated cost relative to incumbent in 2050 (summary, expert opinion survey and author group judgement)	Anticipated direction of cost relative to incumbent in 2050 (summary, expert opinion survey and author group judgement)
Polymers	1,440	2,040	-30%	Likely to be cheaper	Downward
Methanol	510	400	+30%	Insufficient consensus	Downward
Methane	1,740	360	+380%	Likely to be more expensive	Downward
Fischer-Tropsch fuels	4,160	1,200	+250%	Likely to be more expensive	Downward
Dimethyl ether	2,740	660	+320%	Insufficient consensus	Downward
Microalgae	2,680	1,000	+170%	Likely to be more expensive	Insufficient consensus
Aggregates	21	18	+20%	Insufficient consensus	Downward
Cement curing	56	71	-20%	Likely to be cheaper	Downward
CO ₂ -EOR	n.a.	n.a.	n.a.	Likely to be more expensive	Upward

Median cost estimates for products made with CO₂ utilization are derived from the backward-looking scoping review. References for the selling prices are set out in more detail in Supplementary Table 4. The costs and cost trends anticipated in 2050 are derived from a forward-looking expert opinion survey and from author group judgement.

Annexe 12

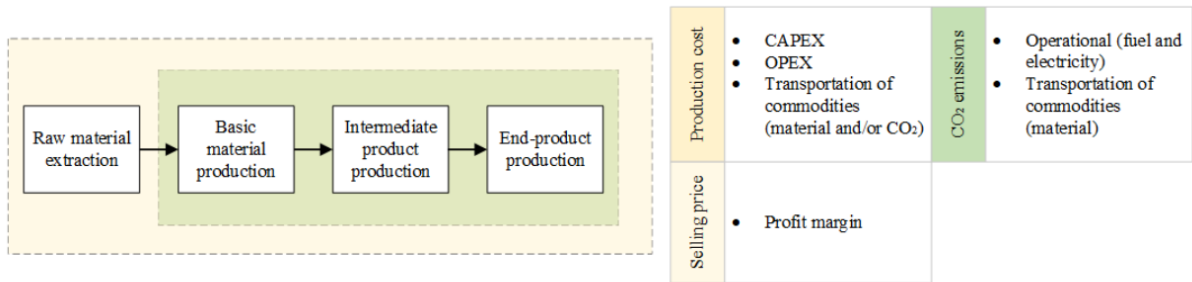


Figure 1: Overview of system boundaries for the economic evaluation (represented in yellow) and emission calculations (represented in green).

24. Source : Emmanuelson & Johnsson, 2022

Annexe 13

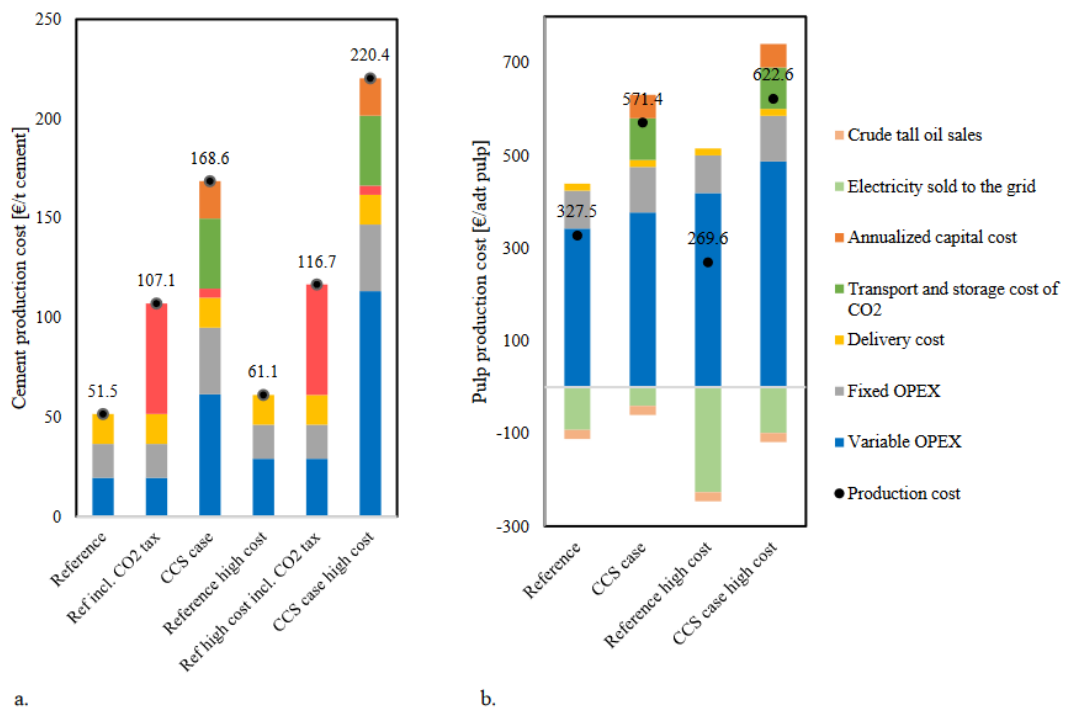
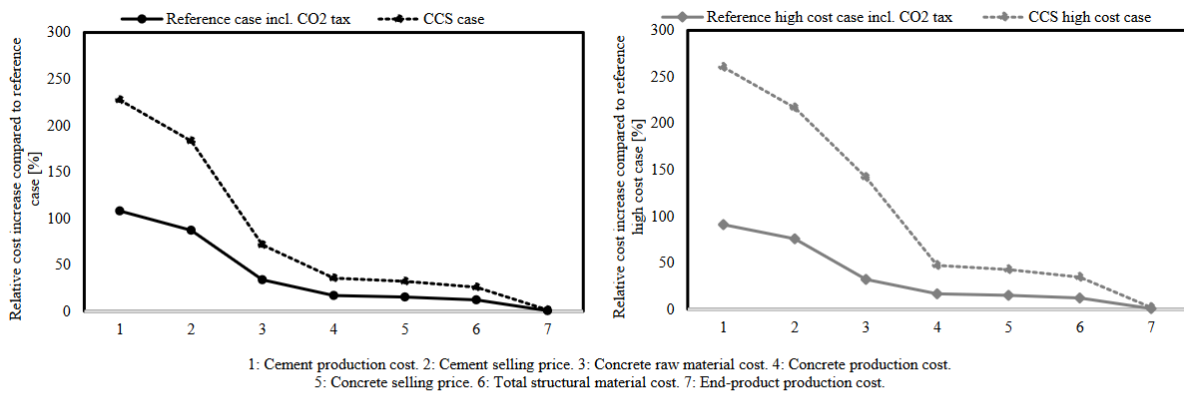


Figure 5: Basic material production cost (cement in Figure 5a and pulp in Figure 5b) shown by cost parameter. Please note the different scales on the y-axis.

25. Source : Emmanuelson & Johnsson, 2022

Annexe 14



a.

b.

Figure 3: Cost impacts along the product chain of cement (Figure 3a) and high-cost scenario (Figure 3b) expressed in relative cost increase compared to the reference case or reference case for the high-cost scenario. The production cost for the reference case is set as reference (51.5€/t_{cement} or 61.1€/t_{cement} for the high-cost case). The numbers on the horizontal axis (1-7 for the cement case study) indicate the step of the product chain for which the cost is evaluated.

26. Source : Emmanuelson & Johnsson, 2022

Annexe 15

Table 11: Estimated Financial Security Required by Porthos Project to Cover Insurance Policy (in million €)

	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5
Sure elements (referring to costs / activities that will occur in any case)					
Risk Management plan	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Monitoring until handover from State	9,3	9,0	8,7	8,4	8,1
Financial contribution after handover	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Dismantling and closing	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5
	43,4	43,1	42,8	42,5	42,2
Unsure elements (these are costs / activities that may never occur)					
CO ₂ emissions rights*	1,2	1,9	2,7	3,5	4,7
Correcting measures	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6
	25,7	26,5	27,3	28,1	29,2

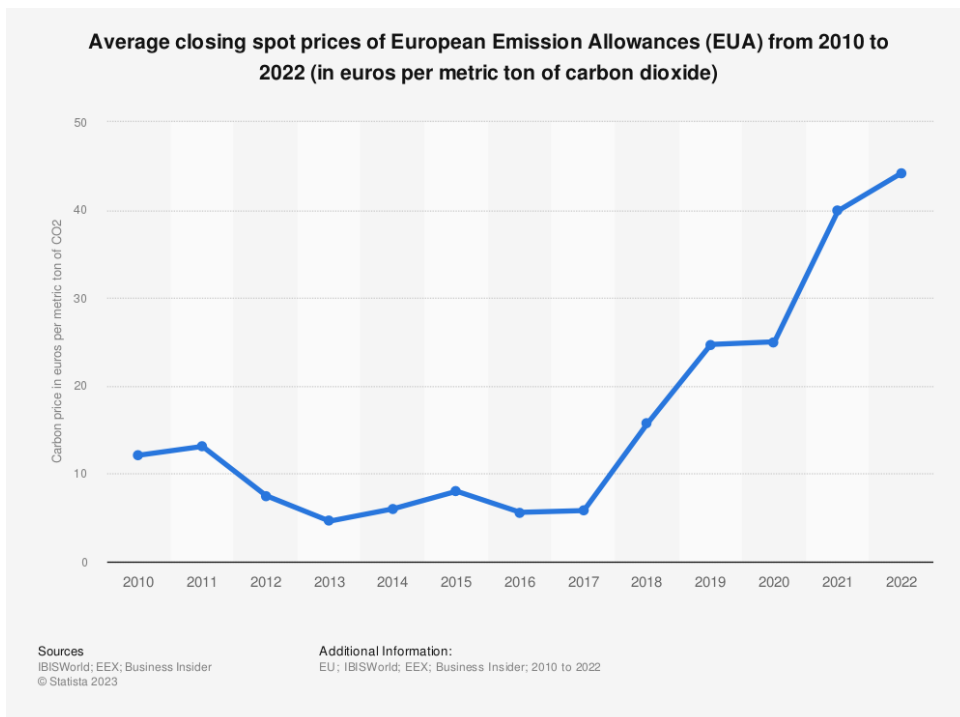
27. Source : ZEP, 2019

Annexe 16 :

Award criteria	Minimum pass score	Maximum score
Degree of Innovation	9	15
GHG emission avoidance potential		
Absolute GHG emission avoidance	n/a	2
Relative GHG emission avoidance	n/a	5
Quality of the GHG emission avoidance calculation, minimum requirements	3	5
Total GHG emission avoidance potential		12
Project maturity		
Technical maturity	3	5
Financial maturity	3	5
Operational maturity	3	5
Total Project maturity		15
Scalability	9	15
Cost efficiency		
Cost efficiency ratio	n/a	12
Quality of the cost calculation	1.5	3
Total Cost efficiency		15
Total (without bonus)	n/a	87
Bonus points		
Bonus point 1 [Net carbon removals]	n/a	1
Bonus point 2 [Other GHG savings]	n/a	1
Bonus point 3 [Commitment to use electricity from additional renewable sources]	n/a	1
Total (with bonus)	n/a	87 to 90

28. Source : CINEA, 2022

Annexe 17

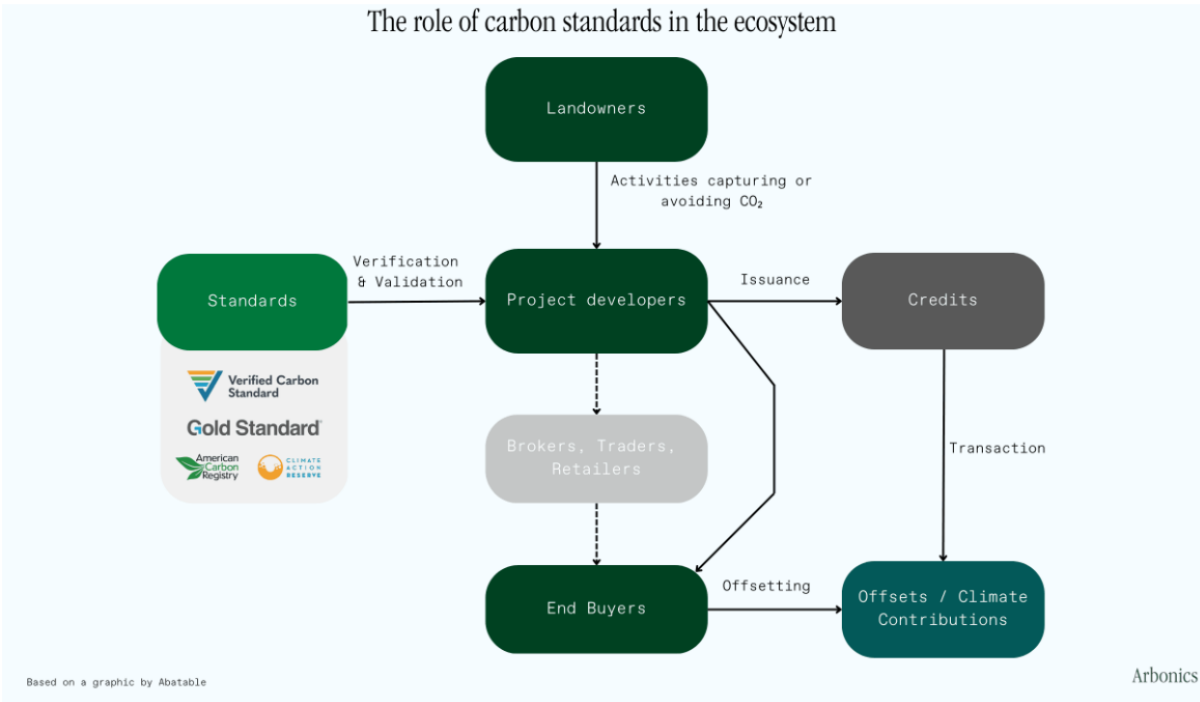


Annexe 18 :



Figure 2. Evolution of carbon credit traded volumes and market value (Forest Trends’ Ecosystem Marketplace 2022, 3).

Annexe 19 :



29. Source : Luik, 2022

QUESTIONS VERRA CANNOT ANSWER

As Verra is an independent nonprofit organization that is responsible for certifying the impacts of environmental and social activities, we cannot respond to questions about the following topics:

- Help in developing a carbon offsetting project. If you wish to develop a VCS project, you are encouraged, though not required, to use the services of an organization that is accredited by the International Carbon Reduction and Offset Alliance.
- Third-party costs to develop a project, such as project operations, monitoring, and fees payable to a Validation/Verification Body (VVB). These vary according to the individual circumstances of the project, and Verra does not track these costs.
- Expected outcomes of requests for registration or issuance. All outcomes of requests for registration and issuance are communicated transparently on the Verra Registry.
- Prices of carbon credits or other environmental or social instruments, investment rates of return, or other commercial matters, including whether or not to invest in crypto market activities.
- Unsolicited requests for jobs, consultancy opportunities, or internships. Please check our Opportunities page.

30. Source : VERRA, 2023

14.2 INTERVIEWS

Interview David Nevicato – TotalEnergies du 28/06/2023

Dannick Doppagne : Acceptez-vous d'être enregistré pour faciliter la prise de note ?

David Nevicato : Pas de soucis, c'est bon pour moi.

DD : pouvez-vous me parler de l'état du marché actuel de la chaîne de captage de CO2 ?

DN : Au niveau de l'utilisation du carbone, on retrouve la récupération assistée d'hydrocarbure pour en augmenter la production, tu injectes du CO2 ce qui fait augmenter le réservoir en pression donc plus de production d'hydrocarbure. Ça, on le met de côté. Ce n'est pas un sujet que l'on traite au niveau européen. Cependant, la plupart des projets dans le monde et aux Etats-Unis sont autour de l'EOR. Pour l'utilisation, c'est soit la minéralisation du CO2, une transformation chimique en carbonate de magnésium etc., Carbfix en Islande en est un bon exemple. L'avantage de la minéralisation est que c'est une réelle séquestration du CO2, il reste bien piégé. Enfin, l'utilisation majeure est celle que l'on appelle les E-Fuels. On met de l'hydrogène dans du CO2 pour faire de l'E-methanol, etc.

DD : Vous ne le traitez pas car vous au niveau de Total ce n'est pas votre scope ?

DN : Ce n'est pas dans le scope de mon activité mais c'est bien dans le scope de TotalEnergies. C'est plus de l'activité en aval, c'est-à-dire le raffinage chimique qui produit de l'essence et qui regarde des alternatives de production d'e-fuels. La problématique de tous les e-fuels est d'avoir de l'hydrogène vert, bas carbone ce qui n'est pas simple. Moi, je traite de la partie transport et stockage. Aujourd'hui TotalEnergies a clairement des objectifs en termes de réduction des scopes 1 et 2. C'est-à-dire par rapport aux émissions de nos propres assets. C'est ici que le captage intervient : quelles sont les technologies de captage qui conviennent pour capter le CO2 dans nos raffineries ou de l'hydrogène. C'est aussi vrai pour le CO2 produit lors de la production de gaz, qui se passe essentiellement en Asie. Dans ce cas-là, on récupère le CO2 pour le stocker. En termes de technologies, nous sommes plutôt des développeurs de projets, des opérateurs. Nous ne sommes pas des développeurs de technologies. Shell a un positionnement différent. Ils ont acheté par exemple une technologie qui s'appelle Cansolv. Ils l'ont achetée, pas développée. Et aujourd'hui ils commercialisent ce type de technologies. Nous, nous n'en commercialisons pas. On peut en amont, en R&D, contribuer au développement pour comprendre le fonctionnement et les enjeux de ces technologies. Cela nous permet d'acquérir un savoir-faire utile lorsqu'on veut acheter ces technologies pour nos projets.

Pour le captage, les technologies de solvants représentent 80% du marché et MHI est le leader. On connaît assez bien ce marché-là pour nos investissements et assets mais aussi pour notre activité R&D. On est bien informé par exemple via le centre de Mongstad en Norvège qui teste les technologies a un niveau de maturité avant la commercialisation. Tout cela concerne la diminution de nos émissions scope 1 et 2.

Ce qui fait partie de notre ambition dorénavant est le scope 3.

DD : Qui est beaucoup plus important

DN : Beaucoup plus important oui. Notre scope 1 et 2 c'est 40-45 MtCO2 par an et notre scope 3 aux alentours de 400 MtCO2. D'ici 2050, nous nous concentrerons aux émissions liées à l'énergie de scope 3. Une bonne partie sera de l'énergie renouvelable et de l'électricité, 25% des molécules de type biogaz, hydrogène, etc. Autrement dit, des produits avec un scope 3 relativement faible. Mais il restera toujours une demande Oil&Gas qu'on estime à peu près à 1 million de barils par jour, soit 3 fois moins que ce que l'on produit aujourd'hui avec une production majoritaire sur le LNG, le gaz.

DD : Savez-vous déjà quel secteur diminuera le plus sa consommation, quel « client » vous risquez le plus de perdre ?

DN : On parle surtout de zone géographique au lieu de clientèle. On pense principalement aux zones géographiques qui ont des objectifs climatiques, une sortie des hydrocarbures beaucoup moins importante qu'en Europe, notamment le marché asiatique et celui des pays en développement qui resteront sur le gaz voir même sur le charbon. Même si nous ne sommes pas sur le charbon. Ces 25%, c'est-à-dire 1 million de barils par jour correspondent en scope 3 aux alentours de 1 million de tonnes par an de CO₂, que l'on va compenser en stockant et en réutilisant le CO₂. Nous avons une ambition de stocker de 50 à 100 MT de CO₂ par an. Pour l'utilisation du carbone, on a des chiffres de 25 à 50 MT. Ils sont plus petits mais plus difficile à atteindre je pense car pour le CCU, se pose la question de la rentabilité de ces nouveaux produits et le marché derrière. Aujourd'hui, on n'injecte quasi pas de CO₂ et d'ici 2050, il faut construire une nouvelle filière industrielle de quasiment l'équivalent du oil and gaz à cette période-là. C'est vraiment un produit en développement.

DD : Développez-vous les structures en internes ou préférez-vous racheter des structures existantes ?

DN : Je vais y venir. Nous développons en interne essentiellement. Pour faire du stockage, il faut la bonne géologie. Il n'y a pas forcément la capacité en Corée ou au Japon. Ça pose le problème du transport du CO₂ à l'avenir. Il faut une réglementation en place, des incitations ce qui est le cas en Europe. Et il faut des émetteurs [de CO₂] à proximité. Ce trio-là fait qu'on arrive à avoir des chaînes de CCS intéressantes avec des coûts raisonnables. Ce qu'il faut avoir en tête, c'est qu'un projet est quand même long à développer entre les phases d'étude, etc. Il faut 8 à 10 ans avant de pouvoir injecter. Ensuite 25 ans d'opération et en Europe un monitoring de 20 ans à la fin de l'opération pour s'assurer que le CO₂ est bien là où on l'attend et qu'il n'y a pas de fuite.

DD : Le monitoring est une régulation européenne ?

DN : Tout à fait, c'est une directive européenne qui est d'ailleurs assez en pointe par rapport à tout ce qu'il se passe mondialement. Elle peut être utilisable pour d'autres pays à l'avenir.

DD : Par rapport à cette timeline, j'imagine que vous êtes déjà en train de développer l'activité fortement en ce moment même ?

DN : Tout à fait. Concernant notre business model, aujourd'hui nous développons une partie sur le stockage de CO₂, la phase d'exploration et d'identification des stockages puis le développement des projets autour des stockages. On est aussi actifs sur la partie transport de CO₂ si nécessaire. On développe des infrastructures pour le transport de CO₂ par bateaux ou par pipeline. C'est pas systématique mais si on doit s'investir pour que les choses avancent, on le fait. C'est le cas de Northern Lights par exemple. Le CO₂ est capté chez les émetteurs eux-mêmes, ce n'est pas nous qui le captions, ce sont les émetteurs qui investissent. On peut avoir des hubs CO₂ dans des zones industrielles qui permettent d'avoir des synergies et de réduire les coûts. Dans le cas de Northern Lights on part directement de l'émetteur par bateau jusqu'à un terminal de réception onshore qui est ensuite transporté par pipeline pour le stockage.

DD : Vous ne vendez pas d'outil de captage vous-même ?

DN : Non ce n'est pas notre business. L'objectif est de 50 à 100 MTCO₂ en 2050. Si on regarde nos assets on va peut-être capter 5 à 10 MTCO₂. Notre scope 1 et 2 est de 40 millions de tonnes, mais il va se réduire au fil du temps. On est toujours très loin des 50 à 100 MTCO₂ captées en 2050. Notre business va se développer sur des projets qui vont stocker le CO₂ de parties tiers, d'autres émetteurs. D'offrir un service de transport et stockage auprès des émetteurs de CO₂ qui captent leur CO₂.

DD : Et ce service actuellement vous le financez en interne ou c'est financé par des organismes publics ?

DN : Il y a différents moyens. Aujourd'hui, c'est essentiellement en interne mais on peut avoir des financements.

DD : Via l'innovation fund par exemple ?

DN : Précédemment l'Innovation fund ne finançait pas tout ce qui était infrastructure et stockage de CO2. Dans les prochains calls on pourra poser des dossiers de demandes de financement sur le stockage de CO2. Pour l'instant, nos stockages ne sont pas financés par ce type d'aide. Pour les infrastructures, il y a un autre mécanisme qui s'appelle CEF (Connecting European Facilities), nous, c'est le CEF Energy. Ce sont des financements pour toutes les infrastructures de l'énergie, le gaz, l'électricité etc. attribués par l'Europe. Ce sont des budgets de l'ordre de 6 milliards d'euro sur la période 2021-2027.

DD : Et cela représente quel pourcentage de votre propre financement ?

DN : Pour l'instant 0 car nous n'avons pas reçu de financement.

DD : et dans le futur ?

DN : On verra. Mais on considère sur certains projets que nous pourrions bénéficier de l'aide du CEF pour le transport et l'infrastructure de transport. Il faut savoir que l'innovation fund est principalement concentré actuellement sur la partie captage des émetteurs. On voit les Heidelberg, les cimenteries... Un certain nombre d'installations industrielles qui bénéficient de ce type de financement. L'idée, c'est que nous offrons un service, à un certain tarif à un émetteur qui lui va recevoir un certain nombre de support, de financements publics. Aujourd'hui, le prix ETS du CO2 est trop bas pour justifier le prix sur toute la chaîne CCS qui varie, je simplifie un peu, dans un contexte européen, de 80 (c'est encore très bas) à 150 voire 200 euros la tonne. On est très au-dessus de l'ETS qui est à 90 euro la tonne. Il y a un certain nombre de mécanismes que l'on appelle des carbon contracts for difference qui existent par exemple aux Pays-Bas, c'est le SD++ qui fixe à un prix de 138€ la tonne. Le gouvernement finance l'écart entre le coût de la décarbonation par rapport à l'ETS. C'est vrai que l'ETS va monter petit à petit, il va monter jusqu'à 130-140 euros la tonne donc petit à petit ce financement public va diminuer même si cela reste conséquent. C'est ce qu'il y a aussi au Danemark, qui a été annoncé récemment en Allemagne avec un budget de 50 milliards, et puis en France. C'est un mécanisme qui se met en place en Europe. Le carbon contract for difference permet aux émetteurs de financer leur captage, mais aussi le service de livraison et de stockage.

À travers le monde, aux USA, il y a d'autres mécanismes comme le 45Q.

Aujourd'hui, nous travaillons sur 4 projets les plus matures. Northern Light est un premier projet de démonstration commerciale d'une chaîne commerciale dans le monde. Sur Northern Lights, les autorités norvégiennes ont apporté un financement direct. 80% sur la partie OPEX de la phase 1 sur 10 ans et également sur la partie CAPEX. Ce n'est pas un mécanisme de carbon contract for difference mais sur un mécanisme de grant. On a donc l'innovation fund pour le captage et le stockage. Pour les infrastructures, il y a le CEF. À cela s'ajoute au niveau national les carbon contract for difference. Pour finir, une subvention directe sous forme de grant comme en Norvège.

Le Royaume-Uni est sur un autre système régulé sur la partie captage, transport et stockage. C'est un mécanisme de réservation de capacité par états qui permet d'assurer une certaine rentabilité. Il y a énormément d'information sur le business model UK sur le site BEIS. On développe un projet opéré par BP dans lequel nous sommes partenaires qui nous permet de bien comprendre comment

fonctionne ce type de mécanisme. Norvège et UK, on est sur des aquifères salins. Aux Pays-Bas sur le projet Aramis, on est sur des anciens réservoirs de gaz. Nous travaillons avec nos anciens réservoirs de gaz et Shell fait de même. On développe une infrastructure commune de l'onshore vers l'un de ces stockages de CO2.

DD : Vous avez du redemander une autorisation pour réutiliser vos anciens puits à ces fins ?

DN : Oui, on a dû demander un permis pour l'exploration et un autre pour l'exploitation. Ce n'est pas automatique et cela dépend des pays. Dans certains pays, il faut demander une licence d'exploration et d'appréciation dans un premier temps comme pour l'oil&Gas à l'époque que ce soit pour les aquifères déplétés ou les aquifères salins et ensuite une licence d'injection de CO2. Pour le Danemark, on a obtenu une licence pour un bloc dans lequel on retrouve des réservoirs déplétés et une licence sur des aquifères salins. Dans tous ces projets, nous avons des partenaires, Total est opérateur ou non. On est en train de travailler sur une infrastructure de CO2 qui, vu le peu de CO2 au Danemark, emmène le CO2 de l'Allemagne vers le Danemark.

DD : Avez-vous des modèles ou des prédictions de quel pays importera le plus son CO2 en 2050 ?

DN : C'est un peu la difficulté que l'on a aujourd'hui. Les stratégies des pays pour atteindre la neutralité carbone évoluent. Si je prends juste l'exemple de l'Allemagne qui est un émetteur important, il y a encore quelques mois, on ne pouvait pas parler de stockage de CO2. Ce n'était pas considéré dans sa stratégie. Mais ils sont confrontés aux trajectoires prises par les différents acteurs industriels et au final, ils s'aperçoivent qu'il y aura probablement besoin du stockage du CO2 donc ils sont en train de retravailler sur ce sujet-là. On est en train d'obtenir quelques résultats d'études qui indiquent qu'il y aura du CO2 capté et stocké. C'est le même cas pour la France qui est en train de réviser sa stratégie sur le bas carbone et repositionne le stockage de CO2 dans cette stratégie. Le CCS ou le stockage n'était pas vraiment implicite sur les 2 premières versions [de la loi française] mais sera beaucoup plus explicite dans la révision 3.

En plus de cela, s'ajoute le contexte européen avec une proposition de texte « Net Zero Industry Act » qui est un texte en discussion aujourd'hui et que coté commission devrait aboutir d'ici la fin de l'année. Il y aura une obligation pour les producteurs oil&gas de développer des capacités d'injection de CO2. L'Europe s'est fixé un objectif de 50 MT en 2030. C'est un sujet très actuel qui est discuté en ce moment même. Encore hier, j'étais sur l'Italie qui patine un peu, mais qui reprend le sujet à bras-le-corps. C'est quelque chose qui est très évolutif donc pour nous dire « tel sera le marché en 2030- 2050 » c'est assez difficile. Si le texte législatif abouti, il y aura un objectif européen de 50 millions de tonnes, donc le marché sera peut-être celui-ci.

DD : Quelle est selon vous la plus grande menace de ne pas atteindre les objectifs fixés en 2050 ?

DN : Il y a plusieurs menaces. La première menace, c'est nous. C'est-à-dire notre capacité à pouvoir développer ces capacités d'injection de CO2 tel qu'attendu selon les scénarios. Si on prend les scénarios de l'IEA ou du GIEC, tout de suite là, on voit qu'on est très en deçà des trajectoires, même pour 2050. Ces scénarios indiquent des capacités d'injection de l'ordre du milliard de tonnes alors qu'aujourd'hui si j'enlève l'EOR, on injecte à peine 10 à 20 millions de tonnes.

Pour développer ces chaînes assez complexes il faut pouvoir aligner les émetteurs, les développeurs d'infrastructures, la régulation... Il faut un certain nombre d'accords entre les pays. On voit une certaine complicité pour pouvoir développer ces chaînes, c'est quelque chose qu'on rencontre sur nos projets. Aura-t-on cette capacité à réussir ce qui est attendu ? C'est le premier doute.

DD : Quelle est la rentabilité de ce système ? Quel horizon de temps adopté avant la rentabilité ?

DN : Si je reviens sur Northern Light, la phase 1 est un financement par les autorités norvégiennes mais la phase 2 qui verra le jour prochainement fonctionne sur le tarif que l'on propose aux émetteurs. Même si dans la phase 1 il y a eu un surinvestissement qui bénéficiera à la phase 2, le business model, c'est : sans financement public et avec un service délivré. Comme nous sommes une entreprise privée avec des actionnaires, ceux-ci attendent forcément un taux de rentabilité important, et cela vaut aussi pour ce type de services, ils doivent être en adéquation avec les attentes de nos actionnaires.

DD : Le tarif est-il décidé sur base du prix du marché ou sur le coût de la structure + une marge ?

DN : Plutôt sur les coûts + une marge. Je connais très bien les coûts, mais je ne peux pas forcément les partager. Par contre, il y a une très bonne publication pour la Commission européenne qui s'appelle N-Tech.

DD : J'imagine que c'est le coût de captage qui est le plus important au niveau de la chaîne ?

DN : Dans un contexte européen oui. Cela dépend des projets, de la concentration en CO2 etc, mais c'est plus de 50% [du coût du projet]. Sur la plupart de nos projets, nous travaillons sur 25 ans d'opération et nous calculons les coûts pour chaque phase.

DD : Et pour chaque phase, on est à quel pourcentage, quelle échelle de coût ?

DN : Je ne peux pas dire grand-chose le dessus. Pour un projet d'1 million de tonnes, on est aux alentours, pour toute la chaîne, de 500 millions à 1 milliard d'euros. Pour les coûts précis de la structure, on ne peut pas partager cette information. Je connais les coûts précis, mais je ne peux pas les partager. Pour avoir une idée, le rapport du projet Ship de Northern Light est assez bien fait.

DD : Même une fois la concrétisation des projets développés actuellement, au niveau des objectifs, on est toujours loin du compte ?

DN : Oui tout à fait. Très très loin. Après, on a parlé des risques, il y a aussi des risques d'acceptabilité, de « public acceptance ».

DD : Vous avez des actions pour minimiser le risque d'acceptabilité ou vous en prévoyez ?

DN : Il faut expliquer à la population environnante concernée ce qu'est la technologie, quels sont ses risques etc. Ça passe par une phase de pédagogie. Il faut d'abord bien expliquer la raison d'être du CCS dans un schéma de décarbonation de l'industrie, dans un schéma de net zéro pour l'entreprise ou un pays. Quel est son rôle ? C'est déjà le plus important. Comment le CCS s'inscrit-il dans le paysage économique ? Cette phase passe par des débats publics au niveau des assemblées, des parlements. On le fait en direct ou de façons indirecte. Après, en deuxième lieu il y a le stakeholder management, avec des réunions, des consultations publiques... Tout ça fait partie de l'engagement d'un projet, pas spécialement spécifique au CCS.

DD : Total investit-il pour acheter des crédits carbone ?

DN : C'est la partie où je suis moins compétent. Nous ne faisons pas de trading sur les certificats carbone. Aujourd'hui, on achète des certificats ou on développe certains projets pour qu'ils génèrent des certificats pour la réduction de notre scope 1 et 2. Que ce soit pour le CCS ou pour les Nature Based Solutions, cela se base sur le CO2 résiduel c'est-à-dire le CO2 qu'il reste à la fin une fois qu'on a envisagé les solutions d'électrification, d'hydrogène etc. On peut être amené à acheter ou à produire des certificats carbone pour nos activités. Aujourd'hui, on ne s'en sert que pour notre scope 1 et 2 mais il n'est pas exclu que l'on s'en serve pour notre scope 3 à l'avenir. Actuellement, ces certificats ne sont que sur du nature based solutions.

DD : Avez-vous des rapports sur l'efficacité économique et environnementale des projets sur lesquels vous investissez via des crédits carbone ?

DN : Comme c'est sur des nature based solution, ce n'est pas mon scope. Mais oui, normalement, on doit avoir des rapports sur l'impact que le projet délivre car nous avons certains critères. Je vous donne le contact d'une personne active sur le marché du carbone ici chez Total : Pascal Siegart

DD : Dans les activités que vous développez, il y a-t-il beaucoup d'activités en dehors du marché européen ?

DN : Tout ça, c'est naissant et un peu prospectif. Quel sera l'impact, on ne sait pas trop. Pour le stockage de CO2, nous avons des projets essentiellement en Europe. On a annoncé l'année dernière un projet en Australie et on vient juste d'annoncer l'étude d'un projet en Malaisie. Tout ce qui est CBAM [Carbon Border Adjustment Mechanism] etc. va forcément impacter aussi notre activité. Tout ce qui est fuite de méthane aussi, il y a différents textes de lois qui sont étudiés au niveau européen qui vont forcément nous impacter. Même le gaz importé devra aussi avoir un certificat comme quoi les émissions fugitives de méthane sont bien contrôlées [NDLR : émissions non contrôlées par l'émetteur, provenant de fuite ou autre]. Un certain nombre de barrières pour éviter le carbon leakage se mettent en place au niveau européen, au niveau américain aussi et prochainement au niveau mondial probablement. C'est regardé et surveillé de très près chez nous.

Pour le moment, nous ne réutilisons pas le CO2. Mais en termes de financement, ce sont des carburants donc c'est la RED qui est concernée car il n'y a rien en plus aujourd'hui. C'est la RED et la RFNBO [Renewable Fuels of Non-Biological Origin in the EU] qui tirent ce marché aujourd'hui.

DD : Concernant le financement, est ce que ce sont des dons ou des prêts remboursables ?

DN : Ça dépend des pays. Sur le CEF par exemple, ça peut être des prêts remboursables, que l'on appelle avance remboursable.

DD : Au niveau de l'ETS, vous allez bientôt tomber dans la phase où les allocations gratuites vont cesser progressivement au niveau de TotalEnergies. Avez-vous préparé une provision financière en interne par rapport à ce coût ?

DN : Oui, nous travaillons sur des plans longs termes. On travaille sur 10 ans, c'est bien pris en compte effectivement. On a différentes hypothèses sur les coûts futurs de l'ETS mais on ne partage pas trop ces informations. On teste la robustesse de nos investissements sur un prix interne du carbone à 100\$ la tonne.

DD : Combien il y a-t-il d'employés dans votre département CCS?

DN : Question compliquée, car ça dépend des périmètres. Il y a la partie business, on est à peu près une trentaine aujourd'hui. Business concerne l'origination des projets, tout ce qui n'est pas la partie technique. En 2020, ils étaient 5. La partie technique regroupe 200 à 300 personnes. Comme on a pu faire l'exploration oil&gaz par le passé, on fait l'exploration sur les stockages de CO2. Sur l'exploration CO2, on est une quinzaine de personnes. Ça bouge tous les jours et c'est en croissance constante.

Je vous partage l'article de CCS Norway qui résume l'impact du développement de Longship. Le 2ème article résume l'empreinte carbone de la chaîne et donc son efficacité. Du captage jusqu'au stockage. La perte d'efficacité est essentiellement au niveau du captage et un peu au niveau du transport. Ce document a permis de définir l'enveloppe budgétaire accordée par le Parlement norvégien.

DD : Au niveau du budget alloué à votre département, c'est sur les projets ou c'est fixe par année ?

DN : C'est sur les projets. L'année dernière en termes d'investissement on était à 100 millions de dollars par an et cette année on est monté à 300 millions en terme de CAPEX .

Ce document [EU regulation for the development of...] reprend l'explication des contract for difference et recense un prix seuil pour toute la chaîne de CCS basé sur différents projets. La source de l'étude (Xodus) reprend les détails des calculs qui ont été faits. C'est un travail très sérieux qui a été fait pour la Commission européenne pour la définition de sa stratégie « Industrial Carbon Management Strategy » qui doit être publiée d'ici la fin de l'année.

Les Britanniques sont très forts au niveau du cadre législatif, ils étudient ça depuis des années. Comme c'est un marché régulé, il y a un contrôle des autorités. Ils ont les ressources en personnel pour pouvoir le faire et les gens sont très qualifiés.

Pour le marché du carbone au niveau du CCS, c'est tout nouveau. On est en train de travailler sur les approches méthodologiques pour évaluer le nombre de carbone stocké pour un projet CCS. Ceci dans le but de délivrer un nombre de certificats qui sont valorisés sur un marché volontaire du carbone. C'est peut-être ce type de mécanismes qui verra le jour dans les pays où il n'y a pas de support de financement et là, je pense entre autres aux marchés asiatiques. Là où le prix du CO2 est faible. Le marché volontaire du carbone sera une source de financement futur. Aujourd'hui, il est tout petit. Il va se développer, mais est-ce qu'il va se développer pour le CCS je ne sais pas encore répondre.

Si l'émetteur est au Japon, on peut bénéficier de support de financement japonais pour notre projet en Malaisie grâce aux accords de Kyoto. L'investissement du Japon sur des projets qui stockent du CO2 en Malaisie, ce CO2 capté est retiré des émissions de CO2 du Japon. Ça demande des accords bilatéraux entre les pays, ce fameux article 6.4 qui est rediscuté et dont les modalités ne sont toujours pas fixées et donc on reste actuellement sur les accords de Kyoto.

DD : J'imagine qu'au niveau de la taille de Total, ces investissements CCS ont quand même une influence assez importante ?

DN : Pour certains projets où il n'y a pas justement ce cadre incitatif, surtout en Asie pacifique ou dans les pays en développement.

DD : Quelle importance a ce business pour Total ? Est-ce considéré comme de la R&D ou comme un business à part entière voir votre futur corebusiness?

DN : Ce sera peut-être notre futur corebusiness. Dans tous les cas, c'est un business à part entière, aujourd'hui, je suis dans une business unit. Pour l'instant, on perd de l'argent parce qu'on dépense, mais (rire) on investit. Là, on est en train de manger du cash. C'est l'avantage d'être dans une grande compagnie, c'est de pouvoir accompagner ce type de projet et avoir les ressources nécessaires. Grosso modo tous les bénéfices que nous faisons dans l'oil and gaz nous permettent de financer notre transition énergétique. C'est le discours de la compagnie.

Interview Tudy Bernier 20/06/2023

Dannick Doppagne: Pourriez-vous me présenter votre travail au quotidien ?

Tudy Bernier: Je suis responsable des affaires publiques et réglementaires pour CO2 Value Europe. Je suis les législations nationales mais surtout européennes qui vont impacter la capture et la valorisation du CO2. Cela va de législations spécifiques directement liées au CCU à des législations générales qui affectent l'environnement du CCU en Europe. L'autre partie du travail est celle de plaider ou de lobbying suivant le nom qu'on lui donne. Une législation est sur la table de l'Europe et on la discute avec un certain nombre d'experts de la communauté CCU, on défend auprès des institutions européennes notre position. C'est la partie plus « advocacy ». On discute également avec des industriels, des ONG, des représentants du monde académique, des organisations internationales pour comprendre comment se placent ces acteurs sur le CCU. On essaye de créer des alliances.

DD : Traitez-vous de l'aspect financier de ce type de technologie ?

TB : En tant qu'ASBL, on se doit de respecter le droit de la concurrence de l'Europe. Avec nos membres internes, on peut discuter de politique, réglementation, philosophique... Mais nous n'avons pas le droit de discuter d'informations confidentielles à leur organisation ou leurs activités. Les questions sur les retours sur investissements par exemple, je peux vous donner des informations sur les investissements qui y sont faits, mais pas sur les bénéficiaires. Une des raisons est qu'on ne peut pas créer d'accords ou de cartels en publiant nos prix, etc. Moi, je traite les retours scientifiques sur l'impact climatique des projets CCU ou des retours réglementaires sur les enjeux etc, mais sans me donner de chiffres précis.

DD : Pour mon mémoire, Je me concentre sur l'entièreté de la chaîne de capture de carbone. Il se veut exploratoire, je compte identifier les flux d'argent entrants et sortants de la technologie ainsi que les enjeux au niveau européen.

TB : Notamment pour le CCU, vous allez être avec des acteurs qui, au-delà de mettre des investissements sur la chaîne de valeur, vont vendre un produit en fin de chaîne. Mon domaine de compétence se concentre sur ces produits. Les marges et retours sur investissements ne vous seront pas donnés, mais je peux vous fournir des informations sur les budgets en tant que tels. Nous avons une base de données financée par des fonds européens avec 200 projets de CCU en Europe (<https://database.co2value.eu/>). Sur cette base, vous retrouverez des informations sur le CAPEX et l'OPEX, l'investissement de base dont on a eu besoin. Des informations financières au jour le jour seront compliquées à obtenir.

DD : Est-ce que pour vous, il serait possible de faire une moyenne du coût CAPEX et OPEX d'un projet de CCU ?

TB : C'est très compliqué. Nous nous sommes vraiment sur la partie valorisation, CCU. Même si j'imagine que ce sera la même chose sur du stockage. Pour le CCU, vous avez des technologies très différentes, des échelles très différentes. Un petit projet local et décentralisé n'aura pas les mêmes types d'investissement qu'un projet d'Arcelor Mittal, d'Aluminium Dunkerque...

Quand on parle de CCU, on met en avant 3 types de valorisations. La première, on utilise le CO2 capté pour faire de l'hydrogène puis des carburants renouvelables ou bas carbone. On mêle le CO2 à l'hydrogène pour créer des carburants « drop in », c'est-à-dire qui sont utilisables en l'état sur les machines actuelles sans devoir les modifier. C'est le cas par exemple dans l'aviation.

DD : Mais le pourcentage de biocarburant reste faible ? On parle de l'ordre de 10 à 15% ?

TB : C'est plus question de disponibilité qu'une question technique. Pour le moment, les mandats d'incorporations dans le kérosène ont un pourcentage vraiment faible. Si on souhaite changer

l'ensemble du kérosène fossile, on aura besoin d'énormément d'énergie renouvelable. L'énergie renouvelable est déjà utilisée pour électrifier ce qui est électrifiable, on n'en a pas assez. Dans un monde théorique futur où la disponibilité n'est pas un problème, on pourrait atteindre des mandats d'incorporation de 40, 50, 80%. L'aspect technique demandera peut-être de l'adaptation, mais c'est loin d'être impossible. La législation européenne prévoit déjà un mandat d'incorporation jusqu'à 70% à horizon 2050. On a déjà prévu cette concentration massive à terme.

Pour la première piste de valorisation, c'est utile pour ce qu'on ne peut pas électrifier. Un carburant renouvelable a un rendement énergétique faible qui est dû au processus de transformation. Par exemple, pour alimenter une Tesla on a une perte de 20-25% d'efficacité énergétique. Lorsqu'on fabrique des carburants renouvelables cette perte est de plus de 80%. Les carburants renouvelables sont à utiliser dans des moyens de transport difficilement électrifiables tels que l'aviation, le secteur maritime, les poids lourds... Évidemment, le désavantage est que le CO2 est réémis de toute façon.

DD : Quand vous dites « électrifier » vous voulez dire « rendre vert » ?

TB : Ça veut dire utiliser de l'électricité directement. Pour la production de verre par exemple, il faut chauffer du sable à 1800 degrés. Est-ce que juste avec de l'électricité il est possible d'atteindre des températures pareilles ? Dû aux propriétés de l'électricité, c'est très difficile qu'en utilisant du pétrole, du charbon ou du gaz. D'où l'utilité d'utiliser des carburants renouvelables à la place.

La 2ème piste de valorisation est l'utilisation du CO2 comme matière première dans la production de produits chimiques et qui remplacerait l'utilisation de pétrole, gaz ou autres ressources fossiles. La difficulté est le cycle de vie du produit. Dans le cas d'une bouteille plastique fabriquée avec du CO2 capté, si la bouteille finit incinérée, le CO2 est réémit et l'impact climatique est nul.

La 3ème voie de réutilisation est la minéralisation. On utilise le CO2 comme matière première de matériaux de construction, pour remplacer du ciment par exemple. La logique climatique est différente puisque là, on est sûr que le CO2 reste stocké de manière permanente dans les matériaux via la minéralisation. Cela correspond un peu plus à du CCS. Contrairement à la production classique de ciment, où l'on chauffe de la roche calcaire afin d'en retirer le CO2 et de créer de la chaux, la réutilisation injecte du CO2 dans les matériaux pour créer de tout nouveaux matériaux différents du ciment classique.

La technologie de CCU ne va pas avoir le même impact climatique en fonction du type de carbone que l'on utilise et le type de produit qui en est créé.

Si l'on réutilise du CO2 fossile pour produire du kérosène, on réduit le CO2 émis. A la place d'avoir 100T de CO2 émises, on en aura plus que 50T émises. Il y a aussi les procédés de neutralité carbone.

[...]

DD : Est-ce que la législation impose la vente de CCU/CCS aux secteurs difficilement électrisables ou est-ce que le type de client est libre ?

TB : Il y a une législation plus générale au niveau européen qu'on appelle la RED. Elle ne précise pas les types d'utilisation que l'on peut avoir. Il y a un consensus pour utiliser le CCU dans l'aviation et dans le secteur maritime. Il y a d'autres secteurs où il n'y a pas de consensus. C'est par exemple le cas des voitures. L'utilisation de l'électricité dans des voitures permet un rendement énergétique excellent, meilleur que les carburants CCU même. Mais l'électrification du secteur automobile oblige la refonte de l'entièreté de la flotte européenne, avec de nouvelles batteries, l'extraction de lithium.... La législation européenne n'empêche pas d'utiliser les carburants CCU dans d'autres secteurs que les secteurs « hard to abatte » mais elle crée beaucoup moins d'incentives.

Dannick : Quel est votre avis sur les processus de captage de carbone ?

Grégoire Léonard : D'un point de vue environnemental, une des façons de lutter contre le dérèglement est de laisser les fossiles là où ils sont dans le sol. On ne va pas les chercher et rajouter du carbone dans notre bilan carbone au niveau de l'atmosphère. La question à se poser est : tous les produits provenant de l'industrie pétrochimique tels que le pétrole, gaz naturel et le charbon. Une grosse majorité est utilisée pour de l'énergie. Cela va déjà être difficile à remplacer puisqu'on est à 80% d'énergie fossile au niveau mondial. Il y a aussi toute une partie qui provient des matériaux tels que le polystyrène, polyester et d'autres plastiques. Pour tous les matériaux qui contiennent du carbone, il faut tout de même une source de carbone pour les produire. Je vois 2 sources possibles. La première est la biomasse, mais elle est limitée en quantité et qu'il y a un problème de compétition entre biomasse alimentaire et biomasse pour faire de l'essence. Je pense que ça a sa place, mais ce n'est pas ça qui va résoudre tous les problèmes. La capture de carbone ne va pas résoudre tous les problèmes. Mais le potentiel de volume de carbone que l'on a en termes de CO2 émis est gigantesque par rapport à la quantité de biomasse. On devra se baser dans le futur sur des systèmes entièrement durable comme le schéma power to fuel.

Schéma Power-to-fuel. Tu captures du CO2 (air ou fumée industrielle). Ce CO2 va réagir avec de l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau. Tu as du carbone et de l'hydrogène, tu peux donc faire des hydrocarbures qui peuvent servir de base pour la création du pétrole, gaz naturel, etc. Je vois cette voie-là comme quelque chose qui pourrait remplacer l'extraction d'énergie fossile en se disant « en fait le CO2 est une ressource naturelle présente dans l'air, on a de l'énergie renouvelable que l'on introduit dans le système. Le système n'est pas décarbonisé, car on travaille toujours avec du carbone, mais le système est défossilisé ». Notamment, une bonne part de l'industrie belge émet du CO2 qui n'est pas lié à l'énergie. Tu prends une cimenterie ici qui produit 1 million de tonnes de CO2 par an, même avec un approvisionnement 100% renouvelables, elle émettra tout de même 600 000 T de CO2 par an qui est lié à sa matière première. Ce système n'est pas idéal, car le CO2 vient de la roche, des fossiles et on le relâche dans l'atmosphère tandis que le puiser directement dans l'air est durable puisqu'il s'agit d'un cycle fermé. Le CO2, tu le vois comme une boîte vide, c'est ce qui reste quand tu as brûlé le carburant. Tu peux faire venir le carburant à partir d'hydrogène et d'électrolyse de l'eau.

D : L'output de ce système donne donc des produits du type syngas et biofuel ?

GL : Bio non pas vraiment. Ça se pourrait, car certaines technologies utilisent et du CO2 et de la biomasse. Moi, je suis dans le génie civil et j'étudie moins le côté biologique. C'est une des voies de réutilisation : utiliser le CO2 pour faire pousser des algues ou des tomates. On injecte le CO2 dans des serres pour accélérer la photosynthèse. Le problème de la biomasse est qu'on est toujours limité en surface puisque tu dois avoir quelque chose qui capte les rayons du soleil donc nécessite toujours une surface très grande. CBR a par exemple expérimenté le cas pour une cimenterie au Maroc. Pour réutiliser 10% des émissions de la cimenterie, ils avaient besoin d'une surface de culture de microalgue de 100 à 400 hectares. C'est beaucoup de place pour une seule usine. La chimie permet de travailler en 3D plutôt qu'en 2D ce qui permet d'être beaucoup plus compact en surface.

Le Trias Energetica est pour moi quelque chose d'important.

D : J'ai regardé par rapport aux États-Unis et l'Europe est quand même leader dans la pensée environnementale.

GL : Les Etats-Unis ont une approche très technologique. Ils appellent cela les « clean-techs ». Ils ont des lois de financement comme le 45S (pas sûr du nom) qui va financer le stockage de CO2 dans le sol. Il y a des financements qui existent pour tout ce qui est capture de CO2.

D : Connaissez-vous des Base de données ou journaux de publications spécifiques à la capture de carbone ?

GL : Oui, je suis récemment revenu d'une conférence, le GHGT-16, qui s'est tenue à Lyon il y a 3 semaines. On est dans une approche que Greenpeace n'aime pas trop, et avec raison d'un côté, puisque c'est quelque chose ou les grands groupes se dédouanent en disant « Au final, on peut continuer comme si de rien n'était, on a juste à ajouter une usine chimique en plus ». C'est pour ça que pour moi le trias energetica est vraiment très important et de se dire, « c'est vraiment le dernier truc à faire » mais en même temps ma conviction, c'est qu'on ne va pas avoir le choix.

L'avantage est que ce sont des technologies (absorption à base d'amines) qu'on maîtrise relativement bien et qui peut être passé à très grande échelle rapidement. Si les flux financiers sont là, et que les décisions d'investissement viennent, ça peut se faire assez rapidement. Il y a encore des problèmes techniques à gauche ou droite. Il y a déjà quelques unités aux amines qui captent de l'ordre d'1M, 1M5 T de CO2 par an. Pourquoi ça ne se fait pas plus ? Parce que le coût du CO2 n'en valait pas la peine. C'est toujours moins cher de l'émettre que d'aller le capter.

Depuis le fait qu'ils aient restreint le nombre de quotas sur le marché européen (-55% en 2030), ces quotas deviennent de plus en plus chers et la capture de CO2 de plus en plus intéressante. Le coût actuel des ETS est de l'équivalent de la capture de CO2. Le risque n'est lui pas tout à fait couvert.

D : Pour vous, ce système de quotas suffira dans le futur proche ou à moyen terme, ou faut-il des subsides supplémentaires ?

GL : je t'enverrais bien chez Damien Ernst (rire). On m'a déjà posé la question « au final préfère-t-on une approche technologique ou ce sont les gens qui doivent faire des efforts ? ». Je pense que ce sont les 2, les défis sont tellement grands... Je pense qu'en tant qu'ingénieur, on peut apporter des chiffres. J'ai fait mon TFE sur le sujet en 2009. J'ai modélisé une structure de capture de CO2 sur une centrale à charbon classique de 600MW. Une centrale nucléaire est de 1000MW. Cette centrale à charbon émet des fumées contenant 12 à 15% de CO2. Le débit de gaz à traiter qui sort de la centrale et qui est poussé à travers la colonne par un compresseur qui doit traiter un débit de 700M3 par seconde. L'unité que j'ai visité au Canada avait au moins 15 - 20000 M3 de solvant. Cette amine sera réutilisée. Comme de l'eau se charge en CO2 (Sodastream), elle relâche ensuite ce CO2 en état d'ébullition. On estime qu'on perd + ou - 1kg d'Amine par tonne de CO2 capté. Ça a un coût important sans compter le risque d'émission secondaire lorsque l'amine est relâché dans l'atmosphère ce qui n'est pas bon pour l'environnement en plus des produits de dégradation à traiter ce qui apporte des problèmes opérationnels.

D : Pour vous, existe-t-il une technologie secondaire autre que l'amine qui est très prometteuse ?

GL : Pour le moment, on a un projet (SATURN) qui a démarré il y a 6 mois avec 4 gros industriels wallons. Ce qui peut t'intéresser au niveau des flux financiers. Il y a Kermeuse, Aperam (Sidérurgie, Inox basé à Chatelet), Prayon (chimie des phosphates), AGC (verre) qui mettent en commun leurs efforts de R&D pour voir quels sont les technologies de CO2 les plus applicables à leurs propres conditions industrielles. La capture de CO2 a dans les années 2000 été étudiée pour la production d'électricité à partir de charbon ou gaz naturel. Il y a eu un creux depuis et je ne sais pas si on va y revenir à cause du

Trias Energetica : plus simple de diminuer la consommation et de mettre du renouvelable. Ça ne se fera probablement pas à grande échelle pour la production d'énergie en Europe par contre pour toutes les industries qui émettent du CO2 lié à leurs matières premières : production de verre émet du carbonate, transformation de la chaux, et la sidérurgie bien que la transformation du CO2 ne soit qu'une solution parmi d'autres pour eux.

D : J'avais vu que dans le but de comparer les différentes technologies, vous aviez le projet Procura. Ce projet était orienté vers les patrons d'entreprise ?

GL : C'est un projet qui n'est pas en collaboration directe avec les entreprises. Mais qu'on applique ici par rapport à SATURN. On essaye de faire un outil d'aide à la décision. L'utilisateur va dire « moi, j'ai un tel débit de fumée, avec une telle concentration, qui contient tel contaminant, j'ai X surface au sol ». Il va choisir s'il favorise le côté sécurité – environnement – économique (CAPEX VS OPEX). Il va faire des choix et sur cette base, on va attribuer une pondération aux différents critères. En fonction du choix, le programme va sortir un classement de technologies. L'outil est en cours de développement pour le moment. Il y a un questionnaire sur la finalité de l'outil, est-ce qu'on le fait en open access ou une spin off. On sait qu'il y a un engouement de beaucoup d'industriels sur le sujet « on sait qu'on va devoir mettre de la capture de CO2, mais on ne sait pas ce qui est le plus adapté ». On a présenté ce produit à Umicore qui est aussi intéressé par la capture de CO2 car ils n'ont pas d'autre choix pour certains de leurs fours. Ils ont leur propre technologie, mais veulent travailler avec nous pour leurs autres usines dans le monde. Ils prévoient des installations pilotes à l'horizon 2024-2025 et 2029 ici en Belgique.

D : Existe-t-il des brevets sur ces technologies-ci ? Savez-vous à qui ils appartiennent ?

GL : Oui. C'est une panoplie de technologie. J'étudie ça un petit peu moins, mais d'autres collègues font ça au sein de SATURNE. Certains fournisseurs proposent ceci, d'autres cela... Un fournisseur que nous avons rencontré est MTR (USA) qui fabrique des membranes. Ils ont leur brevet sur le type de matériaux et la mise en forme des membranes. Ils vendent en package toute l'installation. Ce n'est pas forcément la cimenterie qui va développer elle-même sa technologie. Dans le cadre de mon TFE, le parrainage de la centrale à charbon était Engie. La société propriétaire de la centrale est utilisatrice, elle doit comprendre comment ça fonctionne pour l'appliquer à leur centrale. Qui développe directement les technologies alors ? Les grands groupes tels que Shell, BASF, AirLiquide, Linden. Exemple de fournisseurs pour de l'absorption avec solvants : Shell, Mitsubischi, Carbon Capture, HoneyWell, IFP, Fluor... Pour la partie Adsorption (dans des solides) : Svante.

D : On est d'accord que la Direct Air Capture est un procédé encore peu mature ?

GL : Oui mais en même temps, il est assez sexy. C'est encore moins efficace que la capture de CO2 et va donc revenir encore plus cher. Dans la fumée de combustion d'une centrale industrielle, on a de l'ordre de 4-5% de CO2. Dans l'air il y a 0.04% ce qui est 100 fois moins et pourtant le coût ne va pas être 100 fois plus cher, il sera 3 à 4x plus cher.

D : Existe-t-il des projets de DAC déjà implantés où cela ne reste que du développement en ce moment ?

GL : Oui ClimeWorks a ouvert une grosse usine captant 4000T de CO2/an. Ce qui n'est rien du tout comparé à une usine comme Lixhe qui gère 1M de tonnes par an. Le côté chiffre est important, je te conseille la BD « un monde sans fin ». Ce n'est pas seulement une technologie qui va très bien marcher, il faut qu'elle soit disponible à grande échelle très rapidement.

D : Etes-vous au courant de l'environnement fiscal ou légal entourant ce type de technologies ? Existe-t-il quelque chose ou est-on encore au stade de la réflexion ?

GL : Non il doit y avoir des choses parce que ça se fait déjà dans des unités où on a du CO2 pur qu'on va utiliser dans des bouteilles de coca ou des fricadelles par exemple. Il doit donc y avoir un cadre législatif qui existe. Par contre le transport de CO2 est lui plus compliqué. Je sais qu'une loi a dû être changée il y a 4-5 ans concernant le transport d'hydrogène. Un ingénieur travaillait sur l'adaptation d'un pipeline de gaz naturel vers un pipeline d'hydrogène. Fluxys en Belgique prévoit également de procéder à des changements. Il y a aussi la question, lorsque tu utilises le CO2, est ce que tu payes le quota toi ou est-ce le fournisseur qui paye ou l'utilisateur final si tu crées du carburant sur base de CO2. Je ne suis pas vraiment renseigné la dessus mais si ça t'intéresse je peux te mettre en contact avec CO2 Value Europe qui sont basé à Bruxelles. C'est du lobby, de la grande finance. C'est une fédération de plusieurs boites qui se sont unies pour représenter leurs intérêts surtout sur la capture ou l'utilisation du CO2. Elle étudie les réglementations européennes tout en donnant son avis. Il y a des scientifiques chez eux, mais aussi des économistes. Leur dernier événement, c'était fin octobre et c'était dans les locaux de BNP Paribas à Bruxelles. Donc il y a vraiment un intérêt pour convaincre la finance par rapport aux flux financiers.

D : Concernant les carbon leakages dont l'UE fait face, avez-vous des infos supplémentaires sur ce point ?

GL : Je pense que si ça t'intéresse, il faut que tu regardes au niveau de la Commission européenne. Le Carbon Border Adjustment Mechanism. Dans mon cours, je place 2 - 3 diagrammes où on calcule un taux de fuite. Si jamais il y a des références que tu ne trouves pas n'hésites pas à me demander. Taux de fuite, c'est quel est le risque qu'on ferme ici pour aller rouvrir ailleurs ? Au-delà de 0.2, cela signifie qu'il y a un risque, on voit qu'ils sont tous au-dessus. C'est une proposition de la Commission européenne. La façon la plus simple d'arrêter d'émettre en Europe, c'est d'arrêter toutes les industries et de tuer tout le monde, mais bon, on essaye de garder une société prospère et dans ce cadre-là, on souhaite protéger notre industrie, car ici, elle est plus propre qu'ailleurs dans le monde.

D : Au niveau du financement de vos études et projets, est ce public ou privé ?

GL : C'est principalement public, ça marche même assez bien pour le moment. Il y a différents types de financement. Au niveau belge, il y a la rente nucléaire qui est utilisée pour financer la transition énergétique. C'est le fond de transition énergétique (ETF). D'autres projets viennent du green deal européen. Et la ça passe via les régions et le propre plan de relance de la communauté française qui finance les universités en termes d'équipement. Au niveau des régions, ce sont les pôles de compétitivité style GreenWin, MechaTech, Skywin... En gros, c'est le plan Marshall 2.0. Les pôles de compétitivité ont pour but de promouvoir des projets de recherches entre les universités et les entreprises. 1 projet classique aura donc 2 centres de recherches et 2 universités associés.

D : Et ces projets, les données sont-elles publiques ou privées ?

GL : Ça dépend des projets. Certains industriels sont très à cheval, car elles ont leur principal concurrent près de chez elle. Je pense surtout au niveau de la chaux Kermeuse et Lhoiste ou AGC. D'autres projets sont de base confidentiels mais les parties prenantes sont ouvertes à partager leurs connaissances.

Transcription Interview Kamilla Karhunmaa – 23 Mai 2023

Dannick Doppagne: First of all, do you mind being recorded ?

Kamilla Karhunmaa: That's fine, no worries

DD: As you know I'm a master student in finance and I'm looking at carbon capture processes. I think these are financed partly through voluntary carbon markets. I would like you to first present yourself and your relation with voluntary carbon markets in just a few words.

KK: I'm a post-doctoral researcher at environmental policy and science & technology studies. I've done my doctoral research at the university of Helsinki on energy transition in Finland. Prior to that I was doing research on voluntary carbon market and I've continued with that afterwards. My focus of the post-doctoral project that I'm working on now is on voluntary carbon offsetting as a form of climate action in the Global North, so in countries such as Belgium, Finland and so forth. I'm approaching it from a social science and technologies and an environmental policies perspective from several different angles. I'm looking, for example, what consumers and citizens think about voluntary offsetting, what type of knowledge infrastructure is required for it to work, also the kind of more theoretical theorization of the economic forces of carbon offsets and so forth.

DD: Thank you for the 2 papers you sent me, they already cleared some questions I had. Just to be sure to understand how voluntary markets work: first you have vendors who invest in carbon capture projects like planting trees,... I believe CCS can also be part of those projects? (*Kamilla nods*). Based on that they would gather some certificates and prospect some clients once they have the project to push it to the client in order to get financing from them.

KK: I think that's in a nutshell the basic picture but what makes the carbon market quite complicated is that they work on many different time scales. In practice, in terms of finance and investments that can happen at many stages during the process of voluntary carbon projects. The first important thing is to make a distinction between voluntary carbon markets and compliance carbon markets. Compliance carbon market are the markets that exist in the EU for example and which comply with legally binding emission targets. We call these "cap and trade" markets as there's a cap, and everything below the cap can be traded. Voluntary carbon markets are baseline and credit markets. In voluntary carbon market, you have a baseline on how you think emissions are developing. This baseline is then adjusted according to the promises of the projects being developed. The difference between the normal and adjusted baseline is the part corresponding to credits which can be traded. In VCM, the papers are putting forward that it has to make an assumption of counterfactual world of how emissions would have developed if the project would not have been in place. You can understand how this can be a tricky thing. How would the emissions from a certain practice, for example using fossil fuel, how would this have continued without this carbon project?

DD: That's how they base themselves in order to emit the certificates then?

KK: Yes. The difference that you have is then calculated as the certificates. That's why they're called baseline and credit market because there's no outside or maximum cap such as in the cap and trade market. All credits produced in VCM follow this system. One of the key criteria that the papers claim is the most important is this additionality: that the emissions reduction would not have happened without the carbon offset project. That's also quite difficult as you need different assumptions to how the world would have developed without this project.

DD: For those calculations, is there a common framework that is in place or is it still being discussed?

KK: There are several frameworks. Since these are Voluntary Carbon Markets they are certified through standardization organizations and voluntary certificates bodies and at the moment there are over 170

standards certifying these. It is very fragmented but the market is still dominated by a few big certification bodies. The biggest one is VERA (?) which used to be VCS, for Verified Carbon Standards. The other big one is Gold Standard. They have their own methodologies which would depend on whatever you're doing: tree plantation, installing renewable energy, energy efficiency...

DD: Do those standards started to loosens their restrictions during the years? For example Gold Standard didn't allow tree plantations at first as the emissions stored are stored temporarily.

KK: I think it goes in both ways. The VCM was born at the same time as the compliance carbon market. As the compliance carbon markets were developing in one direction then the voluntary carbon markets were catering to projects that did not exist in compliance carbon markets. For example projects types that were excluded from the UN compliance market. Then within VCM there is also fragmentation so VERRA would be accepting some type of projects and Gold Standard other types.

DD: So VCM are following the trend of the ETS?

KK: No. I'd say that there are going in parallel and that there's a lot of intersection and overlap. They are born at the same time but with very different purposes with different clients, regulatory mechanisms... However using similar methodology, so there's a methodological overlap going both ways. First in the Kyoto protocol developing a certain type of way of calculating emissions then that being used in the VCM. Then something in the VCM being copied on the other side. So there's this interaction back and forth.

DD: Would you say that for one specific company, it would be interesting to go on a voluntary carbon market at the same time as being on the compliant market? Could that be feasible?

KK: This is still an open question. During the time of the Kyoto protocol, that was possible for the countries in the Global South. At the time of the Kyoto protocol, the countries in the Global North (the Annex1 countries) had more stringent caps on their emissions. They could meet a part of this emission reduction obligation by buying credits from other countries, mainly the non-Annex1 countries, the ones in the Global South.

Note: List of Annex-1 countries available at: <https://www.oecd.org/env/cc/listofannexcountries.htm>

After the Paris Agreement, that has changed since in the Paris agreement, all countries have to submit NDC which are these National and Declared Contribution which means that all countries have to be putting into place mitigation activities. That's why it complicates what one individual company can do. Before, during the time of the Kyoto Protocol, since the Global South countries would not have the emission reduction obligations, then a company working in hydropower in a developing country would be selling these credits to countries in the North.

DD: So at first this was in order to expand the system in additional countries ?

KK: Exactly. But now at this moment, at least within the EU, the majority of energy emissions coming from the energy sector go into the EU ETS. That's where they are regulated. For the majority of EU companies, it is not possible to do additional claims within the voluntary market. But for the other sectors where regulations are still a bit looser, for land use, forestry and so forth.

DD: As vendors prospect clients on the voluntary market, they develop one-to-one relationship. Does that mean there's no real common platform?

KK: That's also very complicated (*Laugh*). There is that side but there's also a big row for intermediaries: the brokers, the retailers, the certifiers. There will be the certification body in-between, not just the project developers developing the credits, not just the buyer; at least it will be certified most of the

time. In addition you usually have retailers or brokers working in between who will be prospecting good projects for their clients and selling them onwards. I think the big question at this moment in the VCM is that there is very little knowledge about how much of the money actually goes in between players.

DD: Do you have specific resources concerning this? The traceability of the credits?

KK: Since you have very good questions which I can't all of them answer to since I'm not focusing so much on the EU regulations, I would suggest you contact Carbon Market Watch, which is a really good NGO based in Brussels. They have up to date information since they are working in lobbying as well. They're focused on both ETS and VCM. If you're interested in the role of carbon capture and storage, it's not really settled where that will go in the EU regulation.

DD: Do you have any contact at Carbon Market Watch?

KK: I know that the person mainly working on voluntary carbon market is Gilles Dufrasne.

DD: I've noticed also that the VCM works more like a normal market in the sense that its main goal is to make profits, with cobenefits attached to the projects such as environmental mitigation... Do you have any information about how do they make profits out of this market?

KK: It's a very tricky question. It is very untransparent and actually Carbon Market Watch have been criticizing this. This intermediary part is the most untransparent. We don't know how much of the money goes into the actual projects on the ground. It complicates the idea of VCM as a "normal" market as the thing that you're selling is not a good in itself, it's a promised impact on the environment. This poses moral claims. The other thing that makes it complicated is the temporalities of the market which have been kind of present within the last 3-5 years which is a speculative trading on the market. For example, some actors buying credits at a lower price with the hope of selling them at a higher price later. Of course, it is a feature of many markets but many people question whether it is something that is correct when applied on a market that is supposed to be doing environmental good. Who is getting the benefits from that? Is it a proper return on risky investment or is it purely speculative? I think there are a lot of questions with regards to that.

DD: Do we have any numbers on the real environmental impact of the VCM?

KK: No we don't. This is a thing that brings constant criticism. At the moment it is said to have a very low environmental impact. The largest reason behind that is the baseline and credit assumption. The VCM is based on the idea of reducing emissions that would have occurred otherwise. The assumptions that it is based on are not necessarily correct. The numbers on how it would have developed are believed to be over-inflated.

DD: From my understanding, the credits are bought in Europe but then the main projects concerned by those credits take place in poorer countries. Is it still the case now?

KK: Yes that is still the case. The largest markets are outside of Europe, in the Global South and in the US. Why the US? Because the US withdrew from the Kyoto protocol much earlier so there were more "space" to develop a voluntary market. That's why they have a longer history of development.

DD: Could there be problems of measurements between poorer countries and Europe? How do I know that 1 captured piece of carbon in the south countries is equal to 1 piece in Europe?

KK: Yes, that's the key question. It's not the kind of axis that it depends on, it's not necessarily Europe and the South that there would be a question of measurement capacity and so forth. It's just that's it's a really tricky thing to assume and measure! We have ideas that it's something that can be very

precisely measured and controlled, when it's not. If I give you an example I worked with: household energy technologies which are improved cookstove. It's a really popular project type in the voluntary carbon markets. It's popular because it comes with this idea of co-benefits: in addition to reducing emissions you are also decreasing air pollution and enhancing the health of the population who are using those. But for an indoor improved cookstove to actually reduce emissions you have to have an immense amount of them in place. The emissions of cooking on 1 fire are very very small in comparison to the emissions of 1 flight. Second, you have to be using the cookstove properly. So it really depends on whether they would use the cookstove and whether or not they would be used in a correct way. That is not necessarily the case. Then it would have to be additional, that the people would not have bought the stove anyway. And that's not the case since people because in a lot of countries the cookstove are used because they're just better cookstove and people buy them from the market already. So it's not necessarily thanks to the project. So it really starts building on a long chain of assumptions that are quite difficult to hold in place.

DD: If I wanted to know more about the markets and the project behind the markets, is there any kind of database that would gather all the projects in place in some categories where I would have an overview of that?

KK: Yes. And where you would go for that would be the standard organization so VERRA and Gold Standard and so forth. They have databases and registries with quite a lot of information. The problem with this information, and with a lot of information that you have in voluntary carbon markets is that it's based on the project documentation that is made before, when they're applying for the certification.

DD: So this information is biased? It's over-valued?

KK: Exactly. It is made for the certification, to convince that the certification is warranted. But there is not a lot of follow up.

DD: The follow up is given exclusively to the clients and not to the standard organization?

KK: The standard should be to some extent responsible about this and not the client necessarily. A company buying carbon credits to make a claim about their carbon impact, it becomes difficult for them to start tracing that as a large part of companies don't have the expertise to do that either.

DD: Based on your current knowledge, how do you think VCM will evolve in the future?

KK: There are several trends at the moment. There is a lot of hype and speculation in terms of growth on the VCM at the moment. This is much higher than 10 years ago for example when the market prices were a lot lower. There have been so many scandals regarding VCM in terms of quality that the market is trying to convince buyers that it is a quality market. That's why the market is setting up these kind of old mechanisms. One of them is the Integrity Council for Voluntary Carbon Market (ICVCM). They're trying to prove that they're doing quality via their own mechanism.

Another trend is that there perhaps very few projects that are quality project and thus there's a high demand for these. Buyers would be making purchase agreements for 5 years onwards and actually going more to this one on one relationship you were talking earlier.

DD: I've heard also that the governments were looking at those markets from far away, so they won't really engage in them, even in the future?

KK: the governments are already engaged in these markets. For example, Sweden has a more stringent carbon neutrality target than the one set by the EU. Sweden has a carbon neutrality target by 2045. Targets are going through the EU ETS and the other EU mechanisms. But the targets that go beyond the one from the EU are looking to achieve those through national activities (Sweden has a lot of forest resources) but also through purchasing credits on the voluntary carbon markets. The institutional architecture is only put into place as we speak, it has only be decided upon a year or two ago. They're in the process of piloting and testing to know if that will work. Switzerland is planning to do that as well and they've already setup bilateral agreements with other countries as well. It's more of a hybridization of voluntary and compliance market.

Interview CCS Association 05 07 2023

Note: The CCS Association member wishes to remain anonymous.

CCS Association member : The CCS Association provides a secretariat for the zero emissions platform which is based in Brussels. I try to monitor the calls for the EU Innovation funds and the horizon Europe. We have sent some inputs to the commission in the past on these matters and that's something that we currently monitor. Some of the files we're working on are carbon removals and our intervention in the CCUS Forum. The ZEP coaches 2 of the working groups and one of them is focusing on the financing aspect of the infrastructure for the transport and the storage component of the value chain. In the report we expand a bit on the potential business models and market gaps. I'll make a note to send you the final report as well.

Dannick Doppagne: Do you have any intel on the profitability of EOR?

CCSA: It is mostly done in the US. I believe that there is one project in the EU for EOR in Romania. It is not up and running yet, just proposed.

DD: How is EOR classified in regards to CCS directive?

CCSA: I would recommend you to check the CCS or the CO2 storage directive. They do have a recital on EOR or EHR. It doesn't rule out the possibility of EOR in Europe, it just says that in the case of EOR the emission are not considered leakage as that's part of the activity. The point being it is not ruled out in the regulation.

DD: Do you know if the EU Innovation fund has any criteria for applying?

CCSA: There are usually 2 calls. One for small scale projects and one for larger projects and they have their cut in the capital of the project. One of the criteria is the environmental benefits of the project. It prevents storage to be funded in isolation. You can only finance it if it's a full value chain project meaning it includes the capture site and the transport. We've been working with the commission in order to make it possible to fund the capacity by itself, in isolation.

DD: So right now I believe that there's no projects being proposed with only the storage part? All projects include at least the transport also?

CCSA: Yes. At least they need to already have a signed contract or MOU (Memorandum of Understanding) with the capture site on order to make sure that storage capacity would be used in the future and set out the intentions.

DD: Do they have a criteria of timing? How long the reservoir has to operate?

CCSA: I think all the innovation fund project have set deadlines. They would need to become operational by a set date defined in the call specifications.

DD: Do you have any database for those calls?

CCSA: We have the timeline. (<https://zeroemissionsplatform.eu/wp-content/uploads/ZEP-Funding-Timeline-July-2023.pdf>). That would be a good place to start. It gives you a good overview of all the existing calls that cover CCS in some way of another. There's the total amount of funding and the links would send you to the call for projects. You'd be able to see the specifications and the criteria from there.

DD: Would there be any other fund that would qualify for the financing of CCS?

CCSA: In the timeline you can see for example The Horizon Europe, it's for lower TRL project, research and development projects. They fund for example capture project from research and development to demonstration. Project of common interest is a list published every 3 years by the commission. The projects presented needs to concern at least 2 member states. Let's say you have a capture plant in Germany you'll transport your carbon across Europe and store it in the Netherlands. You can apply to become a project of common interest and that would give you better conditions in terms of streamlining licensing, rounds... It doesn't give you automatically access to fundings but being on that list allows you to apply to the "Connecting Europe Facility" fund which then provides you with funds to conduct studies, impact assessments... They do not finance the structure or the technology directly.

DD: How big are those funds in terms of budget?

CCSA: The last call for big projects was 3 billion euros. CCS would go into the second topic so 1 billion euros. These calls are available every year.

DD: And those projects are for the whole chain, not only for storage technology right?

CCSA: Exactly. The Innovation fund's latest call had 3 topics. One of them was general decarbonization which includes CCS. The 1 billion is still general, they don't break the budget very thinly on selected distinct technologies. But for Horizon Europe they do have very specific calls. In the current work program we have 4 or 5 calls that would cover CCS. One of them is 40 million, another one 8 million, 15 million for CCU, 15 for carbon removals. There's a call that would support synergies between horizon Europe project (so research and development) and Innovation fund which are more advanced.

DD: Does that mean that if you have the financing for 1 fund, it would facilitate getting financing from other funds as well?

CCSA: Not necessarily. The intention here is that we see more and more research projects supporting projects that are more advanced.

DD: Do they have an obligation to report their progress and efficiency to the commission?

CCSA: I know that they have monitoring and reporting obligations but I don't know the details of those. They would have to remain in compliance with competition laws. The commission monitors regularly how the money is being spent and the returns of those investments.

DD: Could ETS be a way of financing?

CCSA: There are 2 ways to answer that question. So as you said, if you pollute you need to buy an allowance. But if you're a cement factory and you put your CO2 underground then that CO2 is not considered as emitted. So incentive work in that way that it favors investment in CCS.

DD: But it still act as a penalty right? There's no inflows of money from Europe to the companies?

CCSA: That's the second component. A part of the money collected through the ETS by companies buying allowances flows into the innovation fund. The innovation fund is funded by the EU ETS. That also means that the total amount of money available in the innovation fund, the total budget, is linked to the price of allowances. If the price of allowances increases, we have a higher budget in innovation fund. All this is laid out in the EU ETS directive from 2003 and revised multiple time since. Last update was march of 2022.

DD: I had recently a contact from TotalEnergie telling me that there will be a directive coming by the end of this year with an obligation for oil and gas companies to store dedicated level of carbon in the ground. How do you welcome this? How will the market evolve following this?

CCSA: That's the Net Zero Industry Act I believe you're referencing. We also have our position on the website. We very much welcome the inclusion of CCS in the Net Zero Industry Act. Honestly, we were surprised at first, we didn't expect it to cover CCS in the extent that it did. As you might be aware there's a strategy for CCU and CCS coming out later this year. We were expecting that a lot of it would come in the strategy rather than the NZIA but we were happy to see that it did.

DD: Because the NZIA would have short term action and the strategy would be rather long term?

CCSA: Exactly. The strategy would lay out a potential timeline for other policy fund so it's very good they set out this in the regulation. In terms of the CO2 storage capacity obligation, we also welcomed it. In our view storage has been a bottleneck when it comes to the development of projects in Europe. We've heard this all the time: there's a chicken and egg problem. There's no incentive to capture if you don't have the storage available and vice versa. So this sends a signal to the market that storage will be available so in principle capture project and the transport network would be able to develop without uncertainty in mind. We do consider, after discussion with our members (NGOs, Academia, Trade Unions etc...) that this article 18 might need some tweaking in order to make sure that it's workable for everyone doing it. For example that oil&gas companies would request an extension to the deadlines that they would need to abide by their set targets. If you're an oil & gas company and you need to open up new capacity that means that member states need to open up licensing rounds. There are some conditions that are outside of your control. In order to make that work you might need one extra year if the licensing round isn't available in time. There should be a mechanism in place to facilitate this and also to make sure that companies not complying to that objective have penalties clearly laid out in the regulation.

DD: I'm fairly surprised to learn that the bottleneck comes from the storage part as I believed that it came from the capture part as technologies are pretty expensive and spaces for storage are available and with promising technologies such as CarbFix.

CCSA: Storage would be more costly to develop, it also takes a lot of time. These are projects that involve a lot of geological scoping, applying to licenses, environmental impact assessments... It typically takes a lot of time and investments. We did see it as a bottleneck because even though projects are in development and even a few of them are in demonstration phase... Our position is that they need to develop the 2 sides of the value chain at the same time. As a storage project we cannot wait for the capture side and vice versa, which also comes down to funding right.

DD: It would be the EU job to make sure that both are expanding at the same time.

CCSA: Exactly. As we see it, a carbon capture technology might not invest in the technology if they see that the storage might not be available in time.

DD: What about the financing through the voluntary carbon market? Would it replace the ETS after a while?

CCSA: One thing that is important to consider first is the stacking. In the VCM and the regulation that EU is developing for carbon removals, there's this criteria called additionality. That can prevent project funded by member states or by the innovation fund to be able to sell carbon removal units on the voluntary market. That would mean that one would almost replace the other. If removals end up being included in the EU ETS and the voluntary carbon market they do play a big role in financing especially removal projects (because at the moment they're not included in the EU ETS), then the financing would have to come to either the compliance market or the one they come with.

DD: I believe that the way of making CCS available would be to sell it as a service. Do we have any idea on the future price?

CCSA: No. I was actually discussing that yesterday with my colleagues. It would be good to know especially how these storage capacity obligation might influence the price of storage as a service. I saw some numbers but they were very specific to Denmark. There were internal calculations from Gas Storage Denmark. I would recommend you to speak to them. Cost per tons of CO₂ between 25 and 50 euros on the first phase. Operational by 2025. The cost would be good until 2030 for example. (<https://www.gasstorage.dk/>)

15. LISTE DES PERSONNES RESSOURCES

Grégoire Léonard, professeur d'ingénierie chimique à l'université de Liège.

David Nevicato, responsable du pôle CCS chez TotalEnergies.

Pietro Guarato, ingénieur et conseiller technique chez CO2 Value Europe.

Marie Stevens, senior consultante *Climate and Sustainability* chez Deloitte Belgium.

Tudy Bernier, senior policy manager chez CO2 Value Europe.

Kamilla Karhunmaa, chercheuse post-doctorante dans le domaine des marchés volontaires du carbone.

Un membre de la Carbon Capture and Storage Association qui a souhaité rester anonyme

16. BIBLIOGRAPHIE ET RÉFÉRENCES

- ACCSESS. (2022, septembre 22). *ACCSESS Open Oslo Presentations*. ACCSESS Open Oslo Event, Oslo, Norway. https://www.projectaccess.eu/wp-content/uploads/2022/10/ACCSESSopenOsloPresentations_20220922.pdf
- Airbus. (2021, septembre 3). *Hydrogen in aviation: How close is it? | Airbus*. <https://www.airbus.com/en/newsroom/stories/2020-10-hydrogen-in-aviation-how-close-is-it>
- Abuov, Y., Serik, G., & Lee, W. (2022). Techno-Economic Assessment and Life Cycle Assessment of CO₂-EOR. *Environmental Science & Technology*, 56(12), 8571-8580. <https://doi.org/10.1021/acs.est.1c06834>
- Almeida Frazão, L., Marcela Silva-Olaya, A., & Cota Silva, J. (Éds.). (2020). *CO2 Sequestration*. IntechOpen. <https://doi.org/10.5772/intechopen.77533>
- Arning, K., Offermann-van Heek, J., Linzenich, A., Kaetelhoeven, A., Sternberg, A., Bardow, A., & Ziefle, M. (2019). Same or different? Insights on public perception and acceptance of carbon capture and storage or utilization in Germany. *Energy Policy*, 125, 235-249. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.039>
- Badlam, J., Cox, J., & Kumar, A. (2022, octobre 24). *What's in the Inflation Reduction Act (IRA) of 2022 | McKinsey*. McKinsey & Company. <https://www.mckinsey.com/industries/public-sector/our-insights/the-inflation-reduction-act-heres-whats-in-it>
- Bareth, C.-A. (2022, octobre 3). European Commission analysis paper on the London protocol. *Zero Emissions Platform*. <https://zeroemissionsplatform.eu/zep-briefing-european-commission-analysis-paper-on-the-london-protocol/>
- Bold Alliance. (2023, janvier). *Supercritical Carbon Dioxide Pipelines : Technical Issues, Regulatory and Development Issues* [Pdf]. <https://boldnebraska.org/wp-content/uploads/sites/9/2022/02/2022-01-29-NE-Landowners-Supercritical-CO2-Pipelines.pdf>
- Boston Consulting Group [BCG]. (2021, août 27). *It's Time to Scale Carbon Capture in Canada*. Canada - EN. <https://www.bcg.com/en-ca/centre-canadas-future/scaling-carbon-capture>
- Branger, F., & Quirion, P. (2014). Would border carbon adjustments prevent carbon leakage and heavy industry competitiveness losses? Insights from a meta-analysis of recent economic studies. *Ecological Economics*, 99, 29-39. <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2013.12.010>
- Bui, M., Adjiman, C. S., Bardow, A., Anthony, E. J., Boston, A., Brown, S., Fennell, P. S., Fuss, S., Galindo, A., Hackett, L. A., Hallett, J. P., Herzog, H. J., Jackson, G., Kemper, J., Krevor, S., Maitland, G. C., Matuszewski, M., Metcalfe, I. S., Petit, C., ... Mac Dowell, N. (2018). Carbon capture and storage (CCS) : The way forward. *Energy & Environmental Science*, 11(5), 1062-1176. <https://doi.org/10.1039/C7EE02342A>
- Burke, J., & Gambhir, A. (2022). Policy incentives for Greenhouse Gas Removal Techniques : The risks of premature inclusion in carbon markets and the need for a multi-pronged policy framework. *Energy and Climate Change*, 3, 100074. <https://doi.org/10.1016/j.egycc.2022.100074>
- Carbon Market Watch (Réalisateur). (2023, mars 24). *EU ETS Talk : SCRUTINISING THE FINAL DEAL ON THE REFORM OF THE EU EMISSIONS TRADING SYSTEM*. https://www.youtube.com/watch?v=Tapcf0GSW_E

Carrington, D. (2015, novembre 25). UK cancels pioneering £1bn carbon capture and storage competition. *The Guardian*. <https://www.theguardian.com/environment/2015/nov/25/uk-cancels-pioneering-1bn-carbon-capture-and-storage-competition>

Celsio (Réalisateur). (2022, octobre 3). *ACCSESS Open Oslo Event—CCS as a key to unlocking urban carbon neutrality*. https://www.youtube.com/watch?v=z_1t__LkTDI

CINEA - European Commission Executive Agency (Réalisateur). (2022, décembre 5). *Innovation Fund : Info Day third call for large-scale projects*. <https://www.youtube.com/watch?v=AEoAWOBslew>

Clerens. (2020). *What is the European Union Innovation Fund?* Innovation Fund. <https://euinnovationfund.eu/innovation-fund>

CO2 Value Europe. (s. d.). *CCU Projects Database*. Consulté 22 juillet 2023, à l'adresse <https://database.co2value.eu/>

COFRAC. (2022). *Base de données sur les vérificateurs accrédités – Règlement d'exécution (UE) 2018/2067*. https://cofrac-corporateprod-resources-files.s3.amazonaws.com/user_upload/GES/Base__verificateurs_accrédites_-_Database_accrédited_verification_bodies-octobre_2022.pdf

Collen, V. (2020, décembre 13). *Accord de Paris : La croissance de Total au défi des émissions de CO2*. Les Echos. <https://www.lesechos.fr/industrie-services/energie-environnement/accord-de-paris-la-croissance-de-total-au-defi-des-emissions-de-co2-1273580>

Danish Energy Agency and Energinet. (2021). *Technology Data : Carbon Capture and Storage*. https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_for_carbon_capture_transport_and_storage.pdf

DG Climate Action. (2021). *Update of benchmark values for the years 2021 – 2025 of phase 4 of the EU ETS*. https://climate.ec.europa.eu/system/files/2021-10/policy_ets_allowances_bm_curve_factsheets_en.pdf

DG for Internal Market, Industry, Entrepreneurship and SMEs. (2023). *Connecting Europe Facility—Energy*. European Commission. https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/strategy/hydrogen/funding-guide/eu-programmes-funds/connecting-europe-facility-energy_en

Diab, K. (2023, mai 2). Carbon copy : Draft European Parliament report fails to correct faulty carbon removals framework. *Carbon Market Watch*. <https://carbonmarketwatch.org/2023/05/02/carbon-copy-draft-european-parliament-report-fails-to-correct-faulty-carbon-removals-framework/>

Directive 2009/31/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the geological storage of carbon dioxide and amending Council Directive 85/337/EEC, European Parliament and Council Directives 2000/60/EC, 2001/80/EC, 2004/35/EC, 2006/12/EC, 2008/1/EC and Regulation (EC) No 1013/2006 (Text with EEA relevance), EP, CONSIL, 140 OJ L (2009). <http://data.europa.eu/eli/dir/2009/31/oj/eng>

Directorate-General for Climate Action. (s. d.). *What is the Innovation Fund?* European Commission. Consulté 8 août 2023, à l'adresse https://climate.ec.europa.eu/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund/what-innovation-fund_en

Directorate-General for Energy (European Commission), Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI, Guidehouse, McKinsey & Company, TNO, Trinomics, Utrecht University, Bolscher, H., Guevara Opinska, L., Finesso, A., Rycroft, L., Neele, F., & Wildenborg, T. (2023). *EU*

regulation for the development of the market for CO2 transport and storage. Publications Office of the European Union. <https://data.europa.eu/doi/10.2833/093881>

Directorate-General for Research and Innovation (European Commission), Strazza, C., Olivieri, N., De Rose, A., Stevens, T., Peeters, L., Tawil-Jamault, D., & Buna, M. (2017). *Technology readiness level : Guidance principles for renewable energy technologies : final report*. Publications Office of the European Union. <https://data.europa.eu/doi/10.2777/577767>

DNV GL Energy, Killingland, M., Krogh Boge, M., & Magneschi, G. (2020). *Potential for reduced costs for carbon capture, transport and storage value chains (CCS)* (2019-1092, Rev. 2; p. 61). <https://ccsnorway.com/app/uploads/sites/6/2020/07/Report-Cost-reduction-curves-for-CCS-Gassnova-version-2b-1.pdf>

ECIEEA. (2021). *Innovation fund overview*. European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency. https://cinea.ec.europa.eu/system/files/2022-02/IF_flyer-2021%20.pdf

Ecocheck #68—Le mécanisme européen d’ajustement carbone aux frontières (68). (2023, mai 23). [Podcast]. In *Ecocheck*.

Edilteco. (2022, avril 4). *EDILTECO® Group partenaire et distributeur exclusif de CarbonCure pour la France, l’Italie, la Belgique, le Luxembourg et les Pays-Bas*. Edilteco. <https://www.edilteco.fr/fr/actualites/3073/edilteco-r-group-partenaire-et-distributeur-exclusif-de-carboncure-pour-la-france-litalie-la-belgique-le-luxembourg-et-les-pays->

Emanuelsson, A., & Johnsson, F. (2022). The cost of CCS - a product chain analysis of the cement and pulp industries. *SSRN Electronic Journal*. <https://doi.org/10.2139/ssrn.4280350>

Equinor. (s. d.). *Sleipner area*. Consulté 24 juin 2023, à l’adresse <https://www.equinor.com/energy/sleipner>

EU Commission. (s. d.). *Key cross border infrastructure projects*. European Commission. Consulté 10 juillet 2023, à l’adresse https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/projects-common-interest/key-cross-border-infrastructure-projects_en

Euractiv. (2021, mai 18). *EU’s dismissal of crop-based biofuels will impede transport decarbonisation : Industry*. [Www.Euractiv.Com. https://www.euractiv.com/section/alternative-renewable-fuels/news/eus-dismissal-of-crop-based-biofuels-will-impede-transport-decarbonisation-industry/](https://www.euractiv.com/section/alternative-renewable-fuels/news/eus-dismissal-of-crop-based-biofuels-will-impede-transport-decarbonisation-industry/)

Euractiv. (2023, juin 5). *Berlin launches €50 billion « climate contracts » for industry*. [Www.Euractiv.Com. https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/berlin-launches-e50-billion-climate-contracts-for-industry/](https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/berlin-launches-e50-billion-climate-contracts-for-industry/)

Definitive adoption (EU, Euratom) 2022/182 of the European Union’s general budget for the financial year 2022, EP, 045 OJ L (2021). <http://data.europa.eu/eli/budget/2022/1/oj/eng>

European Alternative Fuels Observatory. (2021). *Alternative fuels | European Alternative Fuels Observatory*. <https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/general-information/alternative-fuels>

European Commission. (s. d.). *Innovation Fund projects*. Innovation Fund Projects. Consulté 8 août 2023, à l’adresse https://climate.ec.europa.eu/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund/innovation-fund-projects_en

European Commission. (2022). *Delivering the european green deal : First eu certification of carbon removals*. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/fs_22_7161

Report from the commission to the european parliament and the council on the functioning of the european carbon market in 2021 pursuant to articles 10(5) and 21(2) of directive 2003/87/ec (as amended by directive 2009/29/ec and directive (eu) 2018/410), (2022). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2022:516:FIN>

Net Zero Industry Act Proposal, (2023). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52023PC0161>

European Council. (2023, avril 26). *Fit for 55 : Increasing the uptake of greener fuels in the aviation and maritime sectors*. <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/fit-for-55-refueu-and-fueu/>

Fan, J.-L., Xu, M., Li, F., Yang, L., & Zhang, X. (2018). Carbon capture and storage (CCS) retrofit potential of coal-fired power plants in China : The technology lock-in and cost optimization perspective. *Applied Energy*, 229, 326-334. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.07.117>

Février, H. (2015, décembre 5). *Réchauffement climatique : Le N2O, l'autre gaz à effet de serre*. RTBF. <https://www.rtf.be/article/rechauffement-climatique-le-n2o-l-autre-gaz-a-effet-de-serre-9156439>

Fluxys. (2022, septembre 16). *Holcim Belgique joins Fluxys open-access CO2 transport network project, a key factor in achieving its carbon neutrality objectives*. https://www.fluxys.com/en/news/fluxys-group/2022/220919_news_holcim_fluxys_transport_network

Forest Trends. (2022, août 2). The Art of Integrity : Ecosystem Marketplace's State of the Voluntary Carbon Markets 2022 Q3. *Forest Trends*. <https://www.forest-trends.org/publications/the-art-of-integrity-ecosystem-marketplaces-state-of-the-voluntary-carbon-markets-2022-q3/>

Fortin, P. (2022, février 21). Carbfix transforme le CO2 en pierre. *Les Echos*. <https://www.lesechos.fr/weekend/planete/carbfix-transforme-le-co2-en-pierre-1915106>

FSIS USDA. (2020). *Carbon Dioxide Health Hazard Information Sheet*. https://www.fsis.usda.gov/sites/default/files/media_file/2020-08/Carbon-Dioxide.pdf

Furre, A.-K., Eiken, O., Alnes, H., Vevatne, J. N., & Kiær, A. F. (2017). 20 Years of Monitoring CO2-injection at Sleipner. *Energy Procedia*, 114, 3916-3926. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1523>

GHG Protocol. (s. d.). *Corporate Value Chain (Scope 3) Standard | GHG Protocol*. Consulté 16 août 2023, à l'adresse https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/Corporate-Value-Chain-Accounting-Reporting-Standard_041613_2.pdf

Global CCS Institute. (2019, décembre 9). *Global Status of CCS Report : 2019*. Global CCS Institute. <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/global-status-of-ccs-report-2019/>

Global CCS Institute. (s. d.). *CO2RE - Global CCS Institute*. Consulté 22 juillet 2023, à l'adresse <https://co2re.co/>

Global CCS Institute. (2022). *Global Status of CCS 2022*. https://status22.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2023/03/GCCSI_Global-Report-2022_PDF_FINAL-01-03-23.pdf

Global Witness. (2022, janvier 20). *Hydrogen's Hidden Emissions*. Global Witness. <https://en/campaigns/fossil-gas/shell-hydrogen-true-emissions/>

Google. (2022). *Our Goals for Sustainable Operations—Google Sustainability*. Sustainability. <https://sustainability.google/operating-sustainably/>

Greenfield, P. (2023a, janvier 18). Revealed : More than 90% of rainforest carbon offsets by biggest certifier are worthless, analysis shows. *The Guardian*. <https://www.theguardian.com/environment/2023/jan/18/revealed-forest-carbon-offsets-biggest-provider-worthless-verra-aoe>

Greenfield, P. (2023b, mars 29). Quality standards to hold carbon offsetting industry to account. *The Guardian*. <https://www.theguardian.com/environment/2023/mar/30/quality-standards-hold-carbon-offsetting-industry-account>

Halsband, C., & Kurihara, H. (2013). Potential acidification impacts on zooplankton in CCS leakage scenarios. *Marine Pollution Bulletin*, 73(2), 495-503. <https://doi.org/10.1016/j.marpolbul.2013.03.013>

Harrabin, R. (2020, septembre 14). Google says its carbon footprint is now zero. *BBC News*. <https://www.bbc.com/news/technology-54141899>

Hepburn, C., Adlen, E., Beddington, J., Carter, E. A., Fuss, S., Mac Dowell, N., Minx, J. C., Smith, P., & Williams, C. K. (2019). The technological and economic prospects for CO₂ utilization and removal. *Nature*, 575(7781), 87-97. <https://doi.org/10.1038/s41586-019-1681-6>

Hughes, S., Zoelle, A., Woods, M., & Henry, S. (2022, juillet 15). Cost of Capturing CO₂ from Industrial Sources. *Netl.Doe.Gov*. https://www.netl.doe.gov/projects/files/CostofCapturingCO2fromIndustrialSources_071522.pdf

IEA. (2022a). *Bioenergy with Carbon Capture and Storage*. <https://www.iea.org/reports/bioenergy-with-carbon-capture-and-storage>

IEA. (2020, septembre). *CCUS in Clean Energy Transitions – Analysis*. IEA. <https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions>

IEA. (2022b, septembre). *CO₂ Transport and Storage – Analysis*. IEA. <https://www.iea.org/reports/co2-transport-and-storage>

IEA GHG, Rubin, E., Antes, & Yeh, S. (2006). *Estimating future trends in the cost of CO₂ capture technologies* (2006/6; p. 104). <https://www.cmu.edu/epp/iecm/rubin/PDF%20files/2006/2006rb%20Rubin%20et%20al,%20IEAGHG%202006-6.pdf>

IEAGHG. (2019). *Further assessment of emerging CO₂ capture technologies for the power sector and their potential to reduce cost*. <https://documents.ieaghg.org/index.php/s/qTKTVzLPiQVo6Yj>

IPCC. (2018). *Global Warming of 1.5 °C – Special Report*. <https://www.ipcc.ch/sr15/>

DÉCISION DÉLÉGUÉE (UE) 2019/708 DE LA COMMISSION complétant la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne l'établissement de la liste des secteurs et sous-secteurs considérés comme exposés à un risque de fuite de carbone pour la période 2021-2030, Commission Européenne, Journal de l'Union européenne (2019). https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=OJ:L:2019:120:FULL#L_2019120FR.01002001.doc

Kelemen, P., Benson, S. M., Pilorgé, H., Psarras, P., & Wilcox, J. (2019). An Overview of the Status and Challenges of CO₂ Storage in Minerals and Geological Formations. *Frontiers in Climate*, 1. <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fclim.2019.00009>

KPMG. (2022, septembre 30). *European Green Deal Policy Guide—KPMG Global*. KPMG. <https://kpmg.com/xx/en/home/insights/2021/11/european-green-deal-policy-guide.html>

Laugesen, A. (2023, juin 9). EU must build carbon removals framework on sound climate principles, not political quicksand. *Carbon Market Watch*. <https://carbonmarketwatch.org/2023/06/09/eu-must-build-carbon-removals-framework-on-sound-climate-principles-not-political-quicksand/>

Léonard, G. (2021). *Gestion durable des combustibles : Approvisionnement, synthèse et utilisation*.

Life ETX. (2022). *EU ETS 101 : A beginner's guide to the EU's Emissions Trading System*. https://carbonmarketwatch.org/wp-content/uploads/2022/03/CMW_EU_ETS_101_guide.pdf

Liu, J. C.-E., & Cooper, M. H. (2020). Carbon Markets and International Environmental Governance. In J. C. Keller, K. Legun, M. Carolan, & M. M. Bell (Éds.), *The Cambridge Handbook of Environmental Sociology* (Vol. 2, p. 267-284). Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781108554558.018>

Luik, L. (2022, septembre 13). *ABC : Who are Verra and Gold Standard? | Arbonics*. Arbonics | The New Forest Economy. <https://www.arbonics.com/knowledge-hub/abc-verra-and-gold-standard>

Mitsubishi Heavy Industries Group (MHI) (2022) What is needed from CO2 transport? Available at: <https://solutions.mhi.com/blog/what-is-needed-from-co2-transport-an-essential-element-of-the-ccus-value-chain/>

myclimate, S. (s. d.). *Calculez vos émissions et protégez le climat ! | myclimate*. Consulté 6 juillet 2023, à l'adresse https://co2.myclimate.org/fr/flight_calculators/new/

Netherlands Enterprise Agency. (2023, mai 15). *Features SDE++ | RVO.nl*. <https://english.rvo.nl/subsidies-programmes/sde/features>

NETL, Hughes, S., Zoelle, A., Woods, M., Henry, S., & Homsy, S. (2022, décembre 21). *Industrial CO2 Capture Retrofit Database*. National Energy Technology Laboratory. <https://www.netl.doe.gov/energy-analysis/details>

Northern Lights. (2022). *Northern Lights Annual Report 2022*. <https://norlights.com/wp-content/uploads/2023/04/Northern-Lights-Annual-Report-2022.pdf>

Norwegian Ministry of Petroleum and Energy. (2020). Meld. St. 33 (2019–2020) Report to the Storting (white paper). *Carbon Capture*.

OGCI. (2022). *CO2 Storage Resource Catalogue*. <https://www.ogci.com/ccus/co2-storage-catalogue>

OGCI. (2023, juillet 26). *Enabling the Carbon Management Economy through Carbon Accounting—View from the CCS+ Initiative* [Webinaire].

Oil Technology Group (Réalisateur). (2016, décembre 15). *Enhanced Oil Recovery Co2 Flooding*. <https://www.youtube.com/watch?v=ImBif5DCfBw>

Paul, S. (2022, mai 16). Chevron says world's largest carbon capture project has « a ways to go » to meet goals. *Reuters*. <https://www.reuters.com/markets/commodities/chevron-says-worlds-largest-carbon-capture-project-has-a-ways-to-go-meet-goals-2022-05-16/>

Pianta, S., Rinscheid, A., & Weber, E. U. (2021). Carbon Capture and Storage in the United States : Perceptions, preferences, and lessons for policy. *Energy Policy*, 151, 112149. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112149>

Pichot, D., Granados, L., Morel, T., Schuller, A., Dubettier, R., & Lockwood, F. (2017). Start-up of Port-Jérôme CRYOCAP™ Plant : Optimized Cryogenic CO₂ Capture from H₂ Plants. *Energy Procedia*, 114, 2682-2689. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1532>

Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. (2022, mai 26). *PHMSA Announces New Safety Measures to Protect Americans From Carbon Dioxide Pipeline Failures After Satartia, MS Leak | PHMSA* [US Government]. Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. <https://www.phmsa.dot.gov/news/phmsa-announces-new-safety-measures-protect-americans-carbon-dioxide-pipeline-failures>

Ritchie, H., Roser, M., & Rosado, P. (2020). CO₂ and Greenhouse Gas Emissions. *Our World in Data*. <https://ourworldindata.org/co2-emissions>

Ross, S. (2023, avril 27). *CapEx vs. OpEx: What's the Difference?* Investopedia. <https://www.investopedia.com/ask/answers/112814/whats-difference-between-capital-expenditures-capex-and-operational-expenditures-opex.asp>

RTC Tele Liège. (2023, juin 30). *Ciment décarboné : Une solution pour réduire nos émissions de CO₂ - RTC Télé Liège*. https://www.rtc.be/video/info/environnement/ciment-decarbone-une-solution-pour-reduire-nos-emissions-de-co2_1516149_325.html

Sala, D., & Vio, E. (2021, juillet 28). *Bulgarian Coal Magnate's Plants May Have Saved Around 30M Euros by Under-Declaring Emissions*. OCCRP. <https://www.occrp.org/en/investigations/bulgarian-coal-magnates-plants-may-have-saved-around-30m-euros-by-under-declaring-emissions>

Sharma, G. (2023, juin 11). *Understanding Scope 1, 2 And 3 Emissions And The Need For Such Categorization*. Forbes. <https://www.forbes.com/sites/gauravsharma/2023/06/11/understanding-scope-1-2-and-3-emissions-and-the-need-for-such-categorization/>

Shukla, P. R., Skea, J., Reisinger, A., Slade, R., Pathak, M., Al Khourdajie, A., van Diemen, R., Abdulla, A., Akimoto, K., Babiker, M., Bai, Q., Bashmakov, I. A., Bataille, C., Berndes, G., Blanco, G., Blok, K., Bustamante, M., Byers, E., Cabeza, L. F., ... Belkacemi, M. (2022). Summary for Policymakers. In P. R. Shukla, J. Skea, R. Slade, A. Al Khourdajie, R. van Diemen, D. McCollum, M. Pathak, S. Some, P. Vyas, R. Fradera, A. Hasija, G. Lisboa, S. Luz, & J. Malley (Éds.), *Climate Change 2022 : Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (p. 1-48). Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781009157926.001>

SPF Mobilité et Transport. (s. d.). *Connecting Europe Facility (CEF)*. Connecting Europe Facility (CEF). Consulté 8 août 2023, à l'adresse <http://mobilit.belgium.be/fr/rail/financement-europeen/connecting-europe-facility-cef>

Strong, J. (2023, juin 1). Experts : Predicting CO₂ pipeline rupture threats can be extremely costly. *South Dakota Searchlight*. <https://southdakotasearchlight.com/2023/06/01/experts-predicting-co2-pipeline-rupture-threats-can-be-extremely-costly/>

The CCUS Hub. (2023). *230609—CCUS Hub Playbook_EN.pdf*. https://info.oilandgasclimateinitiative.com/hubfs/CCUS%20Hub%20Playbook%20Translations/230609%20-%20CCUS%20Hub%20Playbook_EN.pdf

The White House. (2023). *Building a clean energy economy : A guidebook to the inflation reduction act's investments in clean energy and climate action* (Version 2) [jeu de données]. <https://www.whitehouse.gov/wp-content/uploads/2022/12/Inflation-Reduction-Act-Guidebook.pdf>

- TotalEnergies. (2022). *Document d'enregistrement universel 2022*. https://totalenergies.com/sites/g/files/nytnzq121/files/documents/2023-03/TotalEnergies_DEU_2022_VF.pdf
- TotalEnergies. (2023, juillet 18). *Enjeux liés au changement climatique*. TotalEnergies.com. <https://totalenergies.com/fr/developpement-durable/climat-et-energie-durable/enjeux-du-changement-climatique>
- Transport & Environment. (2021). *Magic green fuels : Why e-fuels in cars will not solve pollution*. <https://www.transportenvironment.org/discover/magic-green-fuels-why-synthetic-fuels-in-cars-will-not-solve-europes-pollution-problems/>
- US Department of Energy. (2022). *Carbon Storage FAQs*. Netl.Doe.Gov. <https://www.netl.doe.gov/carbon-management/carbon-storage/faqs/carbon-storage-faqs>
- US EPA, O. (2016, novembre 8). *Scope 3 Inventory Guidance [Overviews and Factsheets]*. <https://www.epa.gov/climateleadership/scope-3-inventory-guidance>
- Valiergue, A., & Ehrenstein, V. (2022). Quality offsets? A commentary on the voluntary carbon markets. *Consumption Markets & Culture, 0(0)*, 1-13. <https://doi.org/10.1080/10253866.2022.2147162>
- Vallero, D. A. (2019). Chapter 8—Air pollution biogeochemistry. In D. A. Vallero (Éd.), *Air Pollution Calculations* (p. 175-206). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814934-8.00008-9>
- VERRA. (2023). *Contact Us*. Verra. <https://verra.org/contact/>
- Waterbley, S. (2023). Belgian Energy Data Overview—Ete 2023. *SPF Economie*.
- Welkenhuysen, K., Meyvis, B., & Piessens, K. (2017). A Profitability Study of CO₂-EOR and Subsequent CO₂ Storage in the North Sea under Low Oil Market Prices. *Energy Procedia, 114*, 7060-7069. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1848>
- World Bank. (2022, mai 19). *Climate Explainer: Nature-Based Solutions*. World Bank. <https://www.worldbank.org/en/news/feature/2022/05/19/what-you-need-to-know-about-nature-based-solutions-to-climate-change>
- Xodus. (2022). *Final report – Public, Dutch Ministry of Economic Affairs and Climate Policy*. <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-1b9c7525f0bd7faefdc6b427c2ea2471f14b1753/pdf>
- ZEP. (2019). *CO₂ Storage Safety in the North Sea : Implications of the CO₂ Storage Directive*. [https://zeroemissionsplatform.eu/wp-content/uploads/ZEP-report-CO₂-Storage-Safety-in-the-North-Sea-Nov-2019-3.pdf](https://zeroemissionsplatform.eu/wp-content/uploads/ZEP-report-CO2-Storage-Safety-in-the-North-Sea-Nov-2019-3.pdf)

17. EXECUTIVE SUMMARY¹

Carbon Capture, Transport, Storage and/or utilization is a rather unknown chain of technologies that will become predominant for certain industries in the next few decades.

In this paper, we review the characteristics of carbon capture, carbon transport, carbon storage and carbon utilization in order to review the ups and downs of developing and scaling up each part of the technology chain. An overview of the current market is done by citing the main major projects in development in Europe. Next, we analyze from the point of view of different actors the role of CCUS in the decarbonization strategies. We find out the perceptions vary from one actor to the next and there is no clear consensus about the sectors who should implement CCUS technologies.

In the financial section, a review of the current financing means available for CCUS projects is done along with an upcoming financing mean being the voluntary carbon market. It is clear that there is a strong will from the public institutions in Europe to finance the development of CCUS technologies in order to reach the objectives of net zero emissions by 2050. A cost analysis is performed as well on each part of the technology chain with mixed results due to the numerous assumptions surrounding these technologies. Financial projections make it seem as though the CCUS technology chain could develop and scale up as long as it is supported by public authorities. Whether or not the technology chain will ever be profitable is still an open question as no project has grown up to this level of financial maturity yet.

¹ Ce travail comporte 26.379 mots