

## LES SOLUTIONS DE CAPTAGE ET D'UTILISATION OU DE STOCKAGE DE CARBONE

DÉFINITIONS, MÉTHODES DE CALCUL ET UTILISATION

RAPPORT FINAL

Novembre 2023



L'association SCORE LCA est une structure d'étude et de recherche dédiée aux travaux relatifs à l'Analyse du Cycle de Vie (ACV) et à la quantification environnementale. Elle vise à promouvoir et à organiser la collaboration entre entreprises, institutionnels et scientifiques afin de favoriser une évolution partagée et reconnue, aux niveaux européen et international, de la méthode d'Analyse du Cycle de Vie et de sa mise en pratique.

- ✓ En Bibliographie, ce document sera cité sous la référence :

**SCORE LCA**, LES PUITES DE GES : DÉFINITIONS, MÉTHODES DE CALCUL ET UTILISATION, 2023, 89, n° 2022-03.

(à mentionner uniquement dans le rapport final)

- ✓ Ces travaux ont reçu le soutien de l'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie)

[www.ademe.fr](http://www.ademe.fr)

- ✓ Les points de vue et recommandations exprimés dans ce document n'engagent que les auteurs et ne traduisent pas nécessairement, sauf mention contraire, l'opinion de l'ensemble des membres de SCORE LCA.

- ✓ Les informations et les conclusions présentées dans le présent document ont été établies au vu des données scientifiques et techniques et d'un cadre réglementaire et normatif en vigueur à la date de l'édition des documents.

Pour la synthèse en anglais :

SCORE LCA is an association that has been created to financially support collaborative research on LCA and related topics. It aims to promote and organize cooperation between companies, institutional and scientists in order to support the evolution of LCA methods and its practical implementation at European and international level.

- ✓ This work has been supported by ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie) [www.ademe.fr](http://www.ademe.fr)

- ✓ The views and recommendations expressed in this publication are those of the authors and do not necessarily reflect, unless otherwise stated, the views of all members of SCORE LCA.

- ✓ The information and conclusions presented in this document were established on the basis of scientific and technical data and regulatory and normative framework in force at the date of the publication of documents.

## RÉSUMÉ

Le stockage dans les puits de carbone est la façon la plus commune de compenser le surplus d'émissions de GES. Il est encore peu traité en ACV, et son appréhension au travers des différentes méthodologies doit être développée. Dans le cadre de ce projet, WeLOOP et CyVi avons :

- 1) classifié les différentes solutions de captage et d'utilisation ou de stockage de carbone (CCU/S en anglais),
- 2) identifié les méthodologies permettant le calcul du stockage de ces solutions,
- 3) réalisé une analyse des méthodologies existantes,
- 4) appliqué ces méthodologies à des cas pratiques pour les illustrer, et enfin,
- 5) analysé les résultats et formulé des recommandations.

Ce rapport présente un schéma qui permet la visualisation de la transformation du carbone au sein de la technosphère. Cela permet aussi d'identifier les différents types de stockage (naturels et artificiels), ainsi que la temporalité de stockage et la variabilité potentielle de la durée de stockage du carbone. Nous avons aussi proposé une nomenclature pour classifier les différentes solutions de captage, transport, et d'utilisation ou de stockage de carbone.

L'analyse des méthodes, les entretiens avec des experts et les études de cas ont permis, dans un premier temps, de mettre en adéquation les choix méthodologiques en fonction des objectifs et du champ d'étude (e.g. quelle allocation appliquer dans différents contextes décisionnels). Les études de cas ont permis d'illustrer les enjeux méthodologiques et leurs influences sur les résultats (e.g. la caractérisation des différents flux élémentaires de carbone à des temporalités de stockage différentes).

Les résultats et les recommandations sont présentés dans ce rapport. Les recommandations clés concernent la définition des objectifs et du champ de l'étude, le traitement de la multifonctionnalité, la nomenclature pour les flux élémentaires, la temporalité de stockage du carbone et le statut du carbone.

## MOTS CLES

Puit de carbone, CCS, CCU, méthodologie ACV, allocation, temporalité de stockage

## **SUMMARY**

Storage in carbon sinks is the most common way to deduct GreenHouse Gas (GHG) emissions. It still needs to be discovered in LCA, and its understanding through different methodologies must be developed. As part of this project, WeLOOP and CyVi have:

1. determined the typology of different carbon capture, use or storage (CCU/S) solutions,
2. identified the methodologies allowing the calculation of the storage,
3. carried out an analysis of existing methodologies,
4. applied these methodologies to practical cases, and finally,
5. analyzed the results and made recommendations.

As part of the project, we developed a diagram that allows the visualization of the carbon transformation in the technosphere. This diagram also makes it possible to identify the different storage sources (natural and artificial), the temporality of storage and the potential variability of the storage duration. We also proposed a nomenclature to classify the different capture, transport, and sink technologies.

Methodological analysis, interviews with experts and case studies allowed us to align the methodological choices, highlighting the study's goal and scope (e.g. which allocation method to apply in different decision-making contexts). The case studies illustrated the methodological issues and their influence on the results (e.g. the characterization of the different GHG elementary flows at different storage time frames).

The results and recommendations are presented in this report. The key recommendations concern the definition of the goal and scope of the study, the treatment of multifunctional processes, the nomenclature for elementary flows, the temporality of carbon storage, the carbon status and its possible transformations.

## **KEY WORDS**

Carbon sinks, CCS, CCU, LCA methodology, allocation, temporality of storage

## Table des matières

Glossaire et Abréviations .....	7
I. Introduction .....	8
I.1 Contexte.....	8
I.2 Problématique et objectifs.....	9
II. État de l’art.....	11
II.1 Concepts .....	11
II.1.1 Cycle naturel du carbone .....	11
II.1.2 Captage et séquestration du carbone.....	12
II.1.3 Potentiel de stockage actuel et futur du CCS.....	13
II.2 Étapes du cycle de vie du CCU/S .....	16
II.2.1 Captage du carbone.....	16
II.2.1.1 Captage naturel.....	16
II.2.1.2 Captage technologique .....	17
II.2.2 Transport .....	21
II.2.3 Utilisation et stockage .....	22
II.2.4 Fin de vie.....	27
II.3 Nomenclature de classification des CCU/S .....	29
III. Méthodologie pour l’ACV des CCU/S.....	32
III.1 Objectif et périmètre de l’étude .....	33
III.1.1 Objectif .....	33
III.1.2 Unité fonctionnelle et frontières .....	34
III.1.2.1 CCS .....	34
III.1.2.2 CCU.....	35
III.1.2.3 Avis d’expert·es et niveau du consensus .....	37
III.2 Traitement des procédés multifonctionnels .....	37
III.2.1 Hiérarchie ISO .....	37
III.2.1.1 1 <sup>ère</sup> option : subdivision .....	39
III.2.1.2 2 <sup>ème</sup> option : extension des frontières avec substitution .....	40
III.2.1.3 3 <sup>ème</sup> option : allocation selon un critère physique.....	43
III.2.1.4 Allocation selon d’autres critères .....	44
III.2.1.5 Approche offre/demande .....	44
III.2.1.6 Le CO <sub>2</sub> considéré comme déchet .....	46
III.2.2 Choix de la source de CO <sub>2</sub> capté et implications.....	46
III.2.3 Avis d’expert·es et niveau de consensus.....	47
III.3 Approche « mass balance » pour les solutions de CCU/S .....	47
III.3.1 Description de l’approche mass balance .....	47
III.3.2 Avis d’expert·es et niveau de consensus.....	47
III.4 Statuts de carbone, transferts entre les réservoirs, et temporalité des émissions.....	48
III.4.1 Temporalité des émissions de CO <sub>2</sub> .....	48
III.4.1.1 Spécificités des lignes directrices et normes .....	48
III.4.1.2 Avis d’expert·es et niveau de consensus .....	50
III.4.2 Nomenclature des statuts de carbone et transfert entre les réservoirs .....	50
III.4.3 Avis d’expert·es et niveau de consensus.....	51
III.5 Méthodes d’analyse d’impact du cycle de vie.....	51
III.5.1 Indicateurs PRG et PTG – 20,100 et 500 ans.....	51
III.5.2 Avis d’expert·es et niveau de consensus.....	52
III.6 Modélisation dynamique .....	53
III.6.1 ACV dynamique .....	53
III.6.2 Avis d’expert·es et niveau de consensus.....	54
III.7 Problématiques liées aux solutions de CCU/S.....	54
III.7.1 Fuite et stabilité des GES – transport et stockage.....	54

III.7.1.1	Avis d'expert·es.....	55
III.7.2	Émissions des procédés CCU/S (données d'arrière-plan).....	55
III.7.2.1	Avis d'expert·es.....	55
IV.	Études de cas.....	56
IV.1	Choix méthodologiques .....	57
IV.2	Produits biosourcés .....	58
IV.2.1	Hypothèses de modélisation .....	58
IV.2.2	Analyse des résultats .....	58
IV.3	Ciment.....	60
IV.3.1	Hypothèses de modélisation .....	60
IV.3.2	Analyse des résultats .....	60
V.	Recommandations et conclusion .....	62
VI.	Bibliographie.....	65
Annexes	.....	67
Annexe 1	- Installations en construction ou en développement de captage de carbone .....	67
Annexe 2	- Trame de l'entretien pour les expert·es .....	75
Annexe 3	- Synthèse des entretiens avec les expert·es.....	77
Annexe 4	- Résumé du traitement des problématiques par les méthodologies ACV.....	84
Annexe 5	- Détail de la modélisation du biodiesel dans l'étude de cas .....	86

# Glossaire et Abréviations

## Acronymes

<b>CCS</b>	Captage de carbone et stockage [ <i>« Carbon capture and storage »</i> ]
<b>CCU</b>	Captage de carbone et utilisation [ <i>« Carbon capture and utilisation »</i> ]
<b>CFF</b>	Formule de l’empreinte de circularité [ <i>« Circular Footprint Formula »</i> ]
<b>CSR</b>	Combustible Solide de Récupération
<b>CO2</b>	Dioxyde de carbone
<b>DAC</b>	Captage du dioxyde de carbone dans l’air [ <i>« Direct Air Capture »</i> ]
<b>DACCS</b>	Direct Air Capture and Carbon Storage
<b>FdV</b>	Fin de Vie
<b>GES</b>	Gaz à Effet de Serre
<b>GIEC</b>	Groupement d’experts Intergouvernemental sur l’Évolution du Climat
<b>PRG</b>	Potentiel de Réchauffement Global
<b>PTG</b>	Potentiel de changement de Température Global
<b>TfS</b>	Together for Sustainability
<b>TRL</b>	Niveau de maturité technologique [ <i>« Technology Readiness Level »</i> ]

## Unités

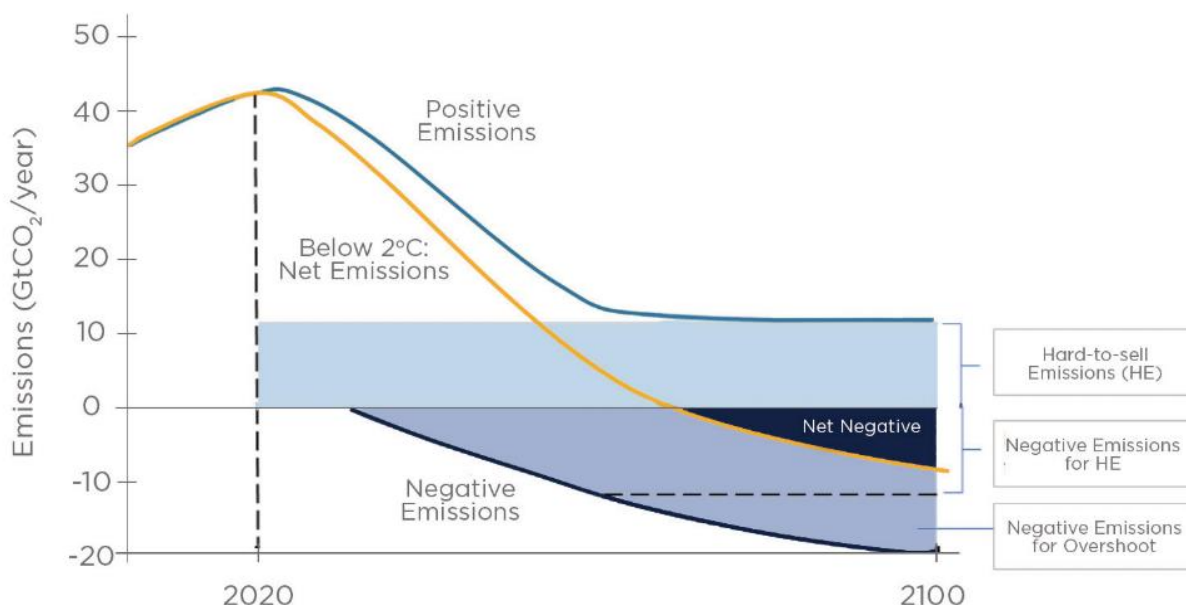
<b>GtCO2-eq</b>	Gigatonne de CO <sub>2</sub> -équivalent
<b>Mtpa</b>	Millions de tonnes par année

# I. INTRODUCTION

## I.1 Contexte

Les émissions anthropiques de gaz à effet de serre (GES), en constante augmentation depuis 1850, sont la cause principale du changement climatique et de ses conséquences environnementales (IPCC, 2023). Afin d'atteindre la neutralité carbone d'ici à 2050 tel qu'entériné dans l'*European Green Deal* (European Commission, 2018) et dans la loi énergie-climat en France (Ministère de la transition écologique et solidaire, 2020), il sera nécessaire de radicalement réduire voire d'éliminer les émissions de GES (liées principalement aux énergies fossiles), soit en les captant à la source, soit en les remplaçant par des énergies renouvelables.

Cependant, même si l'objectif de totalement éliminer les émissions de GES est atteint, des émissions résiduelles demeureront, via les transports par exemple. Il sera donc nécessaire de capter et de stocker davantage de carbone afin d'atteindre l'objectif de neutralité carbone. Plusieurs solutions de captage de carbone et de stockage (CCS) ou de captage de carbone et d'utilisation (CCU) sont désormais viables, et de nombreuses autres sont en cours de développement (Dziejarski et al., 2023). En 2020, la capacité de stockage de CO<sub>2</sub> anthropique annuelle représentait environ 40 MtCO<sub>2</sub>/an au niveau mondial. Pour limiter le réchauffement à 1,5°C et atteindre la neutralité carbone d'ici 2050, il faudra, en plus d'éliminer la plupart des sources d'émissions de GES, stocker de 5 à 10 GtCO<sub>2</sub>/an excédentaire (Friedmann et al., 2020), ce qui représente de 100 à 200 fois les capacités de stockage actuelles. La Figure 1 présente la voie vers des émissions nettes nulles et nettes négatives.

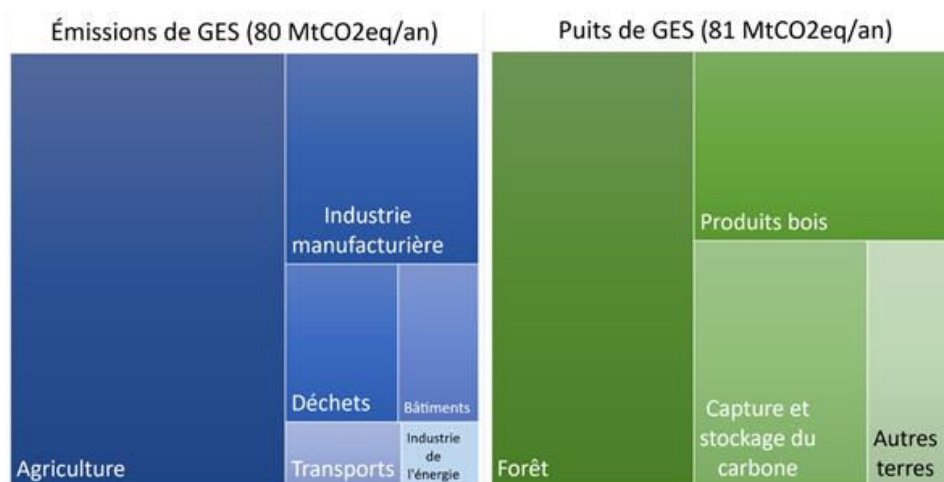


**Figure 1. Voie représentative vers des émissions nettes nulles ou nettes négatives**  
(Friedmann et al., 2020)

Les solutions naturelles, comme le boisement et le reboisement, sont aujourd'hui déployées à grande échelle et fournissent de nombreux co-bénéfices, mais leur potentiel de stockage à long terme (8-14 GtCO<sub>2</sub>eq/an), leur grand besoin d'espace et leur potentiel de transformation de puits en source (notamment à cause du changement climatique) en font des solutions incertaines. Aujourd'hui, cependant, la surface de forêt diminue encore à cause de la déforestation à l'échelle mondiale, contribuant à réduire le puit naturel (Gibson et al., 2011). Les solutions technologiques, comme le stockage géologique, devront éventuellement être utilisées en complément, avec un potentiel de stockage de 1000 Gt de CO<sub>2</sub> au total. Cela est supérieur au besoin de stockage identifié dans les scénarios du Groupement d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) pour limiter le

réchauffement à 1,5°C d'ici à 2100 (IPCC, 2023). Cependant, ces solutions ne sont pas encore implémentées à grande échelle. Il reste donc des incertitudes, et elles nécessiteront une grande utilisation d'énergie et d'intrants. Cela va obligatoirement causer un transfert d'impact, même avec une énergie décarbonée.

La Commission Européenne a établi dès 2009 une réglementation permettant d'encadrer le stockage géologique de CO<sub>2</sub>, et sa stratégie de neutralité carbone à long-terme repose en partie sur ce dernier. Son fond d'innovation va financer des projets de stockage de CO<sub>2</sub> à hauteur de 25 milliards d'euros entre 2020 et 2030 (European Commission, 2020). En France, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte et la loi énergie-climat fixent des objectifs pour encadrer la transition énergétique et écologique. La Stratégie Nationale Bas-Carbone permet de suivre et de planifier l'avancement de la décarbonation. Aujourd'hui, 445 MtCO<sub>2</sub> sont émises annuellement à l'échelle du territoire français, et l'empreinte globale s'élève à environ 600 MtCO<sub>2</sub> (en comptant les émissions importées et exportées). Comme indiqué sur la Figure 2, l'objectif est d'émettre 80 MtCO<sub>2</sub>eq/an en 2050, et d'en stocker légèrement plus dans divers puits afin de compenser la différence. Les trois quarts des puits envisagés sont constitués de solutions naturelles, alors que le quart restant sera assuré par des systèmes de CCS.



**Figure 2: Puits et émissions de gaz à effets de serre prévisionnels en France en 2050**  
(Ministère de la transition écologique et solidaire, 2020)

## I.2 Problématique et objectifs

Afin d'évaluer les bénéfices et impacts environnementaux de ces systèmes de façon holistique et en évitant des transferts d'impact vers d'autres catégories d'impacts (e.g., la consommation d'eau, l'écotoxicité, etc.), il est nécessaire de les évaluer à travers le prisme de l'analyse de cycle de vie (ACV). Les cadres méthodologiques et lignes directrices disponibles pour l'ACV devraient fournir un cadre scientifique solide pour accompagner la transition vers une économie de plus en plus décarbonée, en réalisant les bons choix et en évaluant les externalités de cette transition. Cependant, deux problématiques principales ressortent en ce qui concerne l'ACV de systèmes de produits ou services intégrant des techniques de CCU/S, pour lesquelles il n'existe pas de consensus actuellement.

La première problématique est spécifique à la considération de la temporalité du stockage de carbone et des réémissions vers l'atmosphère suite au captage. En effet, les émissions de carbone peuvent être quasi-instantanées dans le cadre de l'utilisation du CO<sub>2</sub>, par exemple lors de la combustion du méthane, et temporisées dans d'autres cas, par exemple dans le cas d'une charpente en bois. Le stockage peut aussi être quasi-permanent dans le cadre du stockage géologique. L'évaluation des impacts liés au

stockage temporaire est complexe et il n'existe pas de consensus sur la manière de comptabiliser ces dernières en ACV actuellement.

La seconde problématique est la répartition des impacts et bénéfices du stockage de carbone. Le choix de la méthode est crucial à cause du caractère stratégique du stockage vis-à-vis des ambitions de neutralité carbone. Par exemple, de nombreux produits étaient déclarés « neutres en carbone », bien que cette notion n'ait pas de sens à l'échelle d'un produit (ADEME, 2021). La répartition des impacts et bénéfices du stockage est une question technique et les méthodologies et lignes directrices existantes la traitent différemment.

Ce projet a pour objectif d'étudier les différents types de solutions pour le stockage de carbone ainsi que les méthodologies et lignes directrices existantes pour l'ACV de systèmes impliquant des solutions de CCU/S. Le principal objectif de ce rapport est d'émettre des recommandations quant aux choix méthodologiques étant applicables pour les différents types de systèmes de CCU/S. De plus, afin de tendre vers une harmonisation et une structuration des solutions de CCU/S (besoin identifié au niveau par la Commission Européenne (European Commission, 2018)), ce projet a pour second objectif d'établir une nomenclature de ces solutions (origine du carbone, technologie de captage, stockage/utilisation, temporalité). La nomenclature se veut compréhensible et utilisable par les entreprises. Cela permettra de structurer l'ensemble des solutions disponibles, et de visualiser comment les différentes étapes (captage, transport, et types de stockage) du CCU/S peuvent être combinées.

## II. ÉTAT DE L'ART

### II.1 Concepts

#### II.1.1 Cycle naturel du carbone

Le cycle du carbone naturel de la Terre relie quatre grands réservoirs : l'atmosphère, la biosphère (incluant le sol), l'hydrosphère et la lithosphère. La Figure 3 présente ces réservoirs et les interactions entre eux-ci.

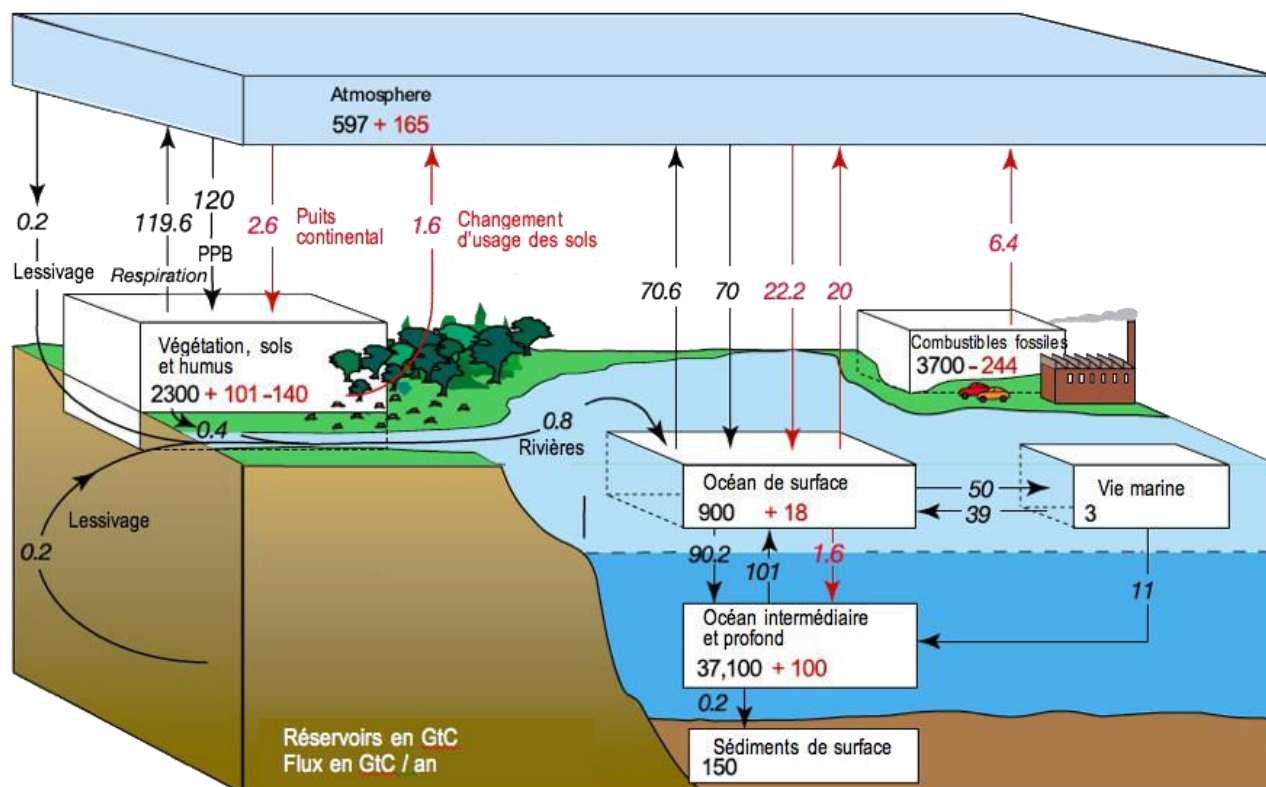


Figure 3. Cycle du carbone naturel (en noir) et anthropique (en rouge) (Jancovici, 2007)

Le plus grand réservoir est la lithosphère, qui constitue l'enveloppe rigide de la Terre, stockant environ 80 000 000 Gt de carbone minéral sous forme de roches carbonatées et de matière organique (pétrole, charbon, gaz). Le deuxième plus grand réservoir est l'hydrosphère, qui correspond à l'ensemble des formes de l'eau (liquide, solide et gazeuse). Ce réservoir stocke environ 38 000 Gt de carbone sous forme de dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ), d'ion bicarbonate ( $\text{HCO}_3^-$ ) et d'ion carbonate ( $\text{CO}_3^{2-}$ ). Il représente un puits de carbone aujourd'hui, dont la conséquence est l'acidification des océans. Les deux autres réservoirs sont plus petits, de l'ordre de 860 Gt pour l'atmosphère, principalement sous forme de  $\text{CO}_2$  et de  $\text{CH}_4$ , et 2 000 Gt pour la biosphère, majoritairement sous forme de lignite, cellulose et hémicellulose. A ces stocks s'ajoutent les produits et infrastructures de la technosphère.

En tenant compte de ces quatre réservoirs, il est important d'établir les interactions entre eux et la vitesse de ces interactions. Le carbone stocké dans la lithosphère est plutôt sous forme de carbone minéral. Ainsi, il n'a presque aucun risque de fuite. Le flux de carbone qui part de l'hydrosphère ou de la biosphère vers la lithosphère est très faible et lent. Le transfert de carbone de la biosphère ou de l'hydrosphère vers l'atmosphère est plus rapide.

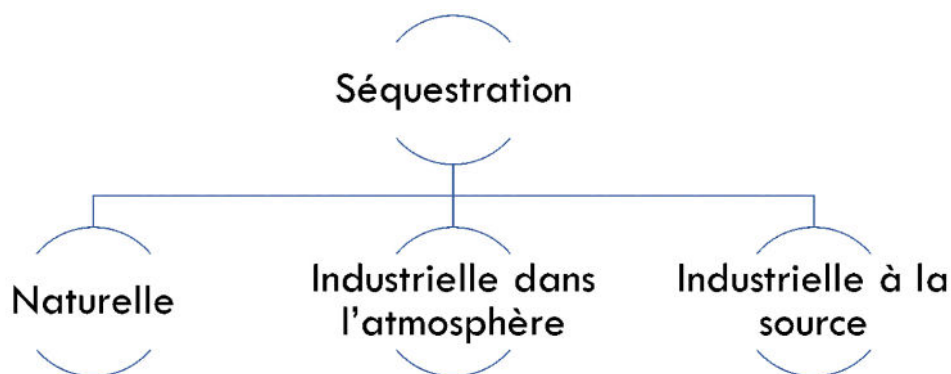
Le carbone peut être catégorisé en fonction du flux ou du réservoir duquel il fait partie. Quatre types principaux de carbone sont recensés : le carbone biogénique, le carbone fossile, le carbone minéral, et le carbone atmosphérique. Le **carbone biogénique** est contenu dans la biomasse. Cette appellation

peut être étendue au contenu en carbone des produits dérivés de la biomasse lorsque l'origine du carbone peut être démontrée comme provenant de la biomasse. C'est par exemple le cas pour les produits dérivés du bois utilisés dans la construction. Le **carbone fossile** est issu des carburants fossiles, soit du pétrole, du gaz naturel et du charbon. Le carbone fossile sera généralement utilisé comme carburants exploités pour leur contenu calorifique ou comme réducteur en métallurgie (acier, aluminium, silicium, ...), dans quel cas il sera généralement émis vers l'atmosphère, et une fraction résiduelle de la production de carburants sera utilisée dans divers produits comme les plastiques, résines, lubrifiants, etc. Le **carbone minéral** est lié dans divers minéraux tel que la calcite ( $\text{CaCO}_3$ ). Le **carbone atmosphérique** représente l'entièreté du carbone contenu dans l'atmosphère (principalement le  $\text{CO}_2$ ). Il est issu tant des sources de carbones faisant partie du cycle naturel du carbone que des sources anthropiques d'émissions de carbone. Un dernier type de carbone permet de quantifier la perturbation de ce cycle au niveau des sol, le **carbone lié à l'utilisation des terres, de changement d'affectation des terres et forestières (UTCATF)**. Il ne sera pas traité dans cette étude. Il représente un impact lorsque le changement d'affectation des terres conduit à un déstockage de carbone (déforestation par exemple), ou un bénéfique lorsque du carbone atmosphérique ou biogénique est stocké sous une forme plus stable dans le sol (biochar par exemple).

### II.1.2 Captage et séquestration du carbone

La **séquestration** de carbone consiste en un stockage du  $\text{CO}_2$  retiré de l'atmosphère de manière prolongée dans différents **puits de carbone** tel que la lithosphère. La séquestration de carbone se fait via trois leviers principaux, identifiés sur la Figure 4 :

- Le captage et stockage naturel, qui séquestre du  $\text{CO}_2$  via des processus naturels,
- Le captage du  $\text{CO}_2$  issu des grands émetteurs comme les industries du ciment, de l'acier et de la chimie, nécessitant de capter le  $\text{CO}_2$  à la source et de le stocker durablement,
- Le captage et la séquestration industrielle du  $\text{CO}_2$  atmosphérique, appelée *Direct Air Capture* (DAC).



**Figure 4. Séquestration de carbone**

Les séquestrations industrielles incluent le captage de carbone et stockage (CCS), et les technologies à émissions négatives (*Negative Emission Technologies*, NET) lorsque celles-ci conduisent à des émissions négatives de  $\text{CO}_2$  par un procédé qui capte plus de  $\text{CO}_2$  qu'il n'en émet.

L'élimination du carbone atmosphérique, désignée généralement par le terme **Carbon dioxide removal (CDR)**, désigne l'ensemble des stockages mis en place par l'être humain. Les procédés naturels sont inclus lorsqu'ils sont le résultat d'une gestion humaine, comme le reboisement par exemple. Le carbone est stocké dans des réservoirs géologiques, terrestres ou océaniques, ou encore dans des infrastructures et produits. Les différentes techniques permettant de capter et stocker du  $\text{CO}_2$ , présentées en détails dans ce chapitre, varient en termes de :

- Maturité (Technological Readiness Level, TRL) de faible (eg. alcalinisation océanique) à haute (eg. Reboisement) ;

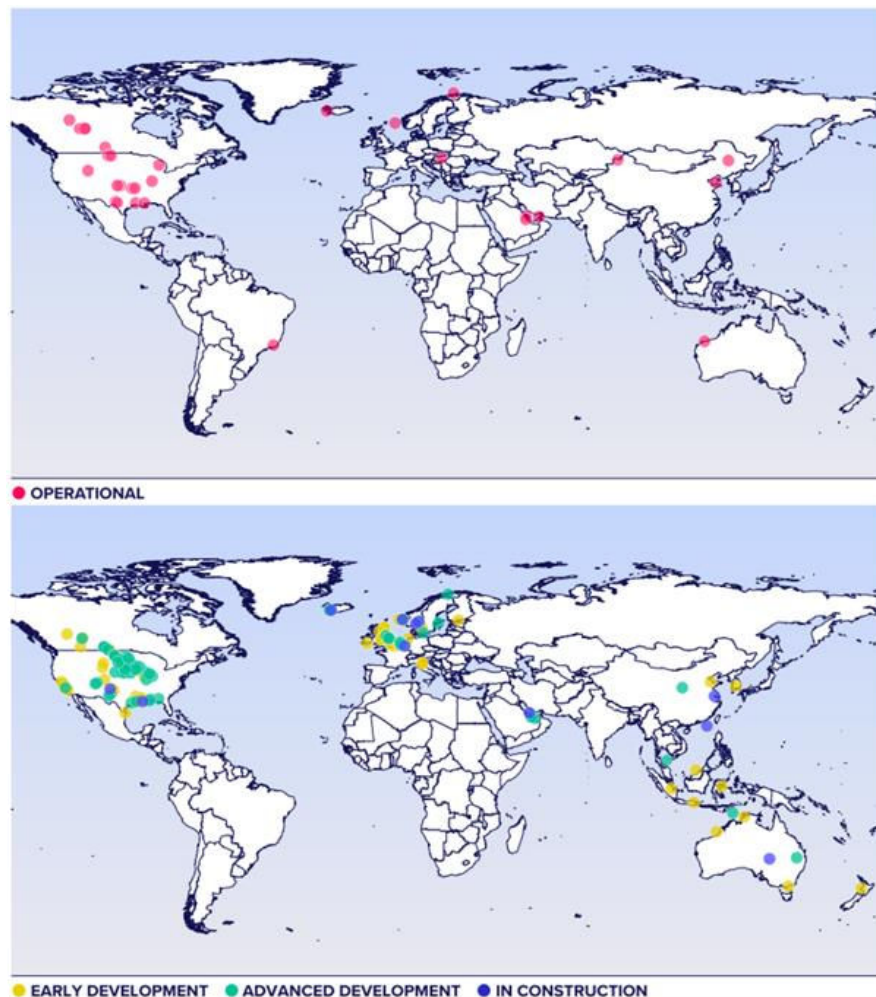
- Potentiel de stockage, <1 GtCO<sub>2</sub>/an pour la gestion du carbone « bleu » (stocké via les écosystèmes marins), et >3 GtCO<sub>2</sub>/an pour l'agroforesterie ;
- Coût, de 45\$/tCO<sub>2</sub> pour le stockage du carbone dans le sol à 300\$/tCO<sub>2</sub> pour le DACCS ;
- Durée de stockage, de quelques années à plus de 10 000 ans (IPCC, 2022)

Pour le moment, seules les méthodes naturelles de captage de carbone, incluant l'augmentation du carbone organique du sol, le boisement ou reboisement, l'amélioration de la gestion des forêts et l'agroforesterie sont déployées à grande échelle. Celles-ci ouvrent la voie à différents produits forestiers certifiés, comme les produits portant le label FSC. Les installations dédiées aux techniques de CCS, de plus en plus nombreuses, sont décrites dans la section suivante (II.1.3).

### II.1.3 Potentiel de stockage actuel et futur du CCS

Des installations dédiées au CCS sont d'ores et déjà opérationnelles, avec 30 installations en septembre 2022, pour une capacité de stockage de 43 Millions de tonnes par année (Mtpa) de CO<sub>2</sub>, soit l'équivalent de 10% des émissions de la France, et 0,1% des émissions mondiales. La

Figure 5 présente la localisation des installations opérationnelles et des projets de CCS à l'échelle internationale, telles que recensées par le Global CCS Institute.



**Figure 5. Installations opérationnelles et projets de CCS en développement à l'échelle globale**  
(Global CCS Institute, 2022)

Une dizaine de nouvelles installations sont aujourd'hui en fonction par rapport aux projets recensés en 2019 (Global CCS Institute, 2019). Les installations opérationnelles sont décrites dans le Tableau 1, et les installations en développement ou en construction sont présentées à l'Annexe 1. Alors que les

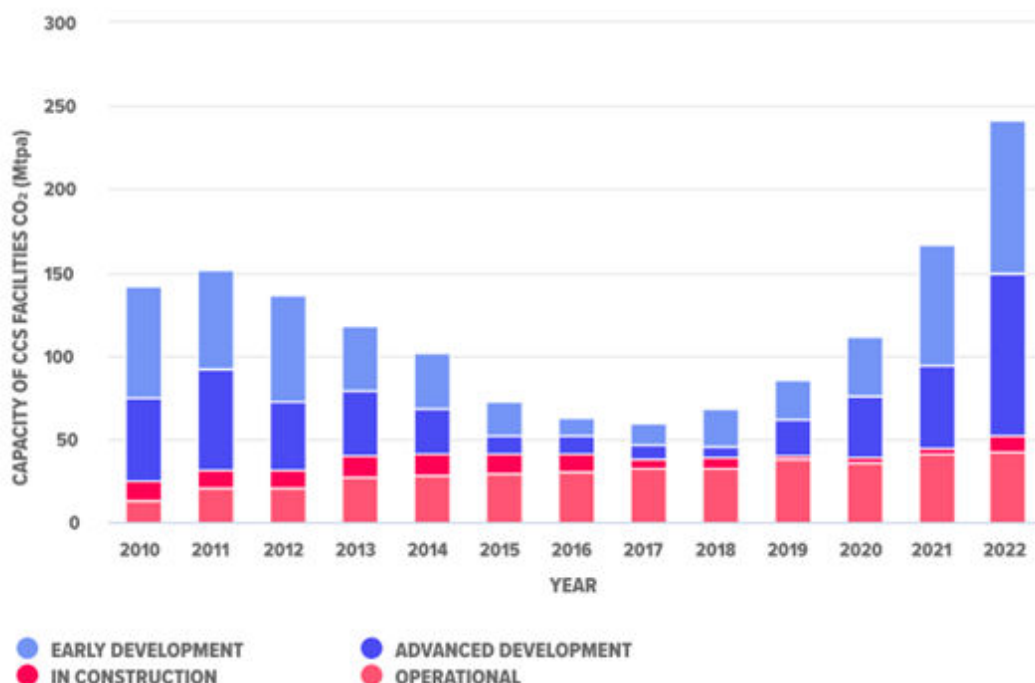
installations actuelles sont en majorité dédiées à la récupération assistée de pétrole, notamment aux États-Unis et au Canada, celles en cours de construction ou de développement seront principalement dédiées au stockage géologique (cf. Annexe 1).

**Tableau 1. Installations opérationnelles de captage de carbone en septembre 2022** (Global CCS Institute, 2022)

Nom de l'installation ou du projet	Pays	Date	Type d'industrie	Capacité de captage de CO2 (Mtpa)	Utilisation/Stockage
Terrell Natural Gas Processing Plant (Avant: Val Verde Natural Gas Plants)	Etats-Unis	1972	Traitement du gaz naturel	0.5	Récupération assistée de pétrole
Enid Fertilizer	Etats-Unis	1982	Production d'engrais	0.2	Récupération assistée de pétrole
Shute Creek Gas Processing Plant	Etats-Unis	1986	Traitement du gaz naturel	7	Récupération assistée de pétrole
Mol Szank Field CO2 EOR	Hongrie	1992	Traitement du gaz naturel	0.16	Récupération assistée de pétrole
Sleipner CO2 Storage	Norvège	1996	Traitement du gaz naturel	1	Stockage géologique dédié
Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale	Etats-Unis	2000	Gaz naturel synthétique	3	Récupération assistée de pétrole
Core Energy CO2-EOR	Etats-Unis	2003	Traitement du gaz naturel	0.35	Récupération assistée de pétrole
Snohvit CO2 Storage	Norvège	2008	Traitement du gaz naturel	0.7	Stockage géologique dédié
Arkalon CO2 Compression Facility	Etats-Unis	2009	Production d'éthanol	0.29	Récupération assistée de pétrole
Century Plant	Etats-Unis	2010	Traitement du gaz naturel	5	Récupération assistée de pétrole
Petrobras Santos Basin Pre-Salt Oil Field CCS**	Brésil	2011	Traitement du gaz naturel	7	Récupération assistée de pétrole
Bonanza Bioenergy Ccus EOR	Etats-Unis	2012	Production d'éthanol	0.1	Récupération assistée de pétrole
Air Products Steam Methane Reformer	Etats-Unis	2013	Production d'hydrogène	1	Récupération assistée de pétrole
Coffeyville Gasification Plant	Etats-Unis	2013	Production d'engrais	0.9	Récupération assistée de pétrole
Pcs Nitrogen	Etats-Unis	2013	Production d'engrais	0.3	Récupération assistée de pétrole
Boundary Dam 3 Carbon Capture and Storage Facility	Canada	2014	Production d'électricité	1	Divers
Karamay Dunhua Oil Technology Ccus EOR	Chine	2015	Production de méthanol	0.1	Récupération assistée de pétrole
Quest	Canada	2015	Production d'hydrogène	1.3	Stockage géologique dédié
Uthmaniyah CO2-EOR Demonstration	Arabie Saoudite	2015	Traitement du gaz naturel	0.8	Récupération assistée de pétrole
Abu Dhabi CCS (Phase 1 Being Emirates Steel Industries)	Émirats arabes unis	2016	Production de fer et d'acier	0.8	Récupération assistée de pétrole
Illinois Industrial Carbon Capture And Storage	Etats-Unis	2017	Production d'éthanol	1	Stockage géologique dédié

Cnpc Jilin Oil Field CO2 EOR	Chine	2018	Traitement du gaz naturel	0.6	Récupération assistée de pétrole
Gorgon Carbon Dioxide Injection+	Australie	2019	Traitement du gaz naturel	4	Stockage géologique dédié
Qatar Lng CCS	Qatar	2019	Traitement du gaz naturel	2.2	Stockage géologique dédié
Alberta Carbon Trunk Line (Actl) With North West Redwater Partnership's Sturgeon Refinery CO2 Stream	Canada	2020	Raffinage du pétrole	1.6	Récupération assistée de pétrole
Alberta Carbon Trunk Line (Actl) With Nutrien CO2 Stream	Canada	2020	Production d'engrais	0.3	Récupération assistée de pétrole
Orca	Islande	2021	Capture directe de l'air	0.004	Stockage géologique dédié
Glacier Gas Plant MCCS	Canada	2022	Traitement du gaz naturel	0.2	Stockage géologique dédié
Sinopec Qilu-Shengli Ccus	Chine	2022	Production chimique	1	Récupération assistée de pétrole
Red Trail Energy CCS	Etats-Unis	2022	Production d'éthanol	0.18	Stockage géologique dédié

De nombreux autres sites sont en cours de construction (11 installations, pour 100 Mtpa de CO<sub>2</sub> n'incluant que les potentiels annoncés), en phase de développement avancé (79 installations prévues, pour 100 Mtpa de CO<sub>2</sub> n'incluant que les potentiels annoncés), et en phase de développement initial (75 installations prévues, pour 92 Mtpa de CO<sub>2</sub> n'incluant que les potentiels annoncés). Comme on peut l'observer sur la Figure 6, ceci dénote une très forte augmentation du potentiel de captage de carbone à venir. Néanmoins, cela ne représente qu'une fraction de 0,4% par rapport aux émissions mondiales annuelles de CO<sub>2</sub> (Ministère de la transition écologique, 2022).



**Figure 6 : Potentiel des installations commerciales de captage de carbone classées selon leur niveau de maturité entre 2010 et 2022 (Global CCS Institute, 2022)**

Bien que de plus en plus de systèmes de CCU/S soient opérationnels aujourd'hui, de nombreux obstacles s'opposent encore à leur déploiement à grande échelle. Les barrières principales à leur développement sont le manque de cas concrets d'implémentation robustes, la lenteur et la complexité

de la mise en place des projets, et un manque d'acceptabilité sociale. La Figure 7 présente les freins principaux identifiés par la Direction Générale pour l'Action Climatique de l'Union Européenne. Le manque de cas d'application robuste et le faible TRL des solutions de manière générale complique les évaluations d'impact de cycle de vie par manque de données, mais aussi par l'incertitude de ces derniers vis-à-vis de solutions plus matures.



**Figure 7 : Freins au développement des solutions de CCU/S** (European Commission, 2018)  
Les projets industriels de stockage concernent principalement certaines filières :

- Production d'éthanol (notamment aux Etats-Unis) ;
- Production de produits chimiques ;
- Production d'engrais ;
- Production d'énergie (électricité, bioénergie) ;
- Production d'hydrogène (reformage du gaz naturel) ;
- Production de ciment et de chaux ;
- Raffinage de pétrole et de gaz naturel.

Les opportunités pour établir un système de CCU/S relatif à ces secteurs d'activité sont décrites dans le rapport No. 2019-04 de SCORE LCA (2021), pages 21 à 28.

## II.2 Étapes du cycle de vie du CCU/S

### II.2.1 Captage du carbone

Le captage du carbone peut être technologique ou naturel. Nous distinguons ici les deux formes de captage selon si elles résultent directement d'un procédé technologique, ou pas. Les captages par des procédés naturels ayant lieu dans un environnement naturel anthropisé seront considérés comme naturels, même s'ils sont influencés par l'activité humaine, comme dans le cas de l'agriculture ou du reboisement. Les captages technologiques et naturels sont décrits ci-dessous.

#### II.2.1.1 CAPTAGE NATUREL

Le captage naturel s'appuie sur des procédés retirant le CO<sub>2</sub> via des processus ayant lieu naturellement dans l'écosphère : la photosynthèse, la synthèse de carbonate de calcium et l'altération forcée des roches silicatées. Elles ne nécessitent pas d'apport d'énergie d'origine anthropique. Bien que ces solutions soient naturelles, on ne prendra en compte que les captages issus d'une gestion anthropique, par exemple les forêts issues de reboisement/ renouvellement, les cultures annuelles, ou la production de dérivés de carbonate de calcium (e.g., coquilles des mollusques et d'œufs, etc.). Le CO<sub>2</sub> issu de ce captage est dit "biogénique" et sera intégré dans des molécules complexes, tel que le carbonate de calcium, la cellulose ou la lignine. Ces trois familles de captage sont brièvement décrites ci-dessous.

1. **Photosynthèse.** La photosynthèse est un processus bioénergétique qui permet aux plantes et aux cyanobactéries de synthétiser de la matière organique à partir d'eau et de CO<sub>2</sub> grâce à l'énergie solaire.
2. **Synthèse de carbonate de calcium.** Le carbonate de calcium est un minéral qui cristallise sous trois formes : l'aragonite, la calcite et la vaterite. L'aragonite est à la base des coquilles des crustacés, du corail, des escargots ainsi que des coquilles d'œufs. La calcite est le composant principal de la craie ou du calcaire. Il se forme à partir de l'acide carbonique (HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>) qui est le résultat de la dissolution du CO<sub>2</sub> dans l'eau. La synthèse de carbonate de calcium permet de fixer l'acide carbonique sous une forme solide stable, évitant son relargage dans l'atmosphère ou l'acidification des océans.
3. **Altération forcée.** L'altération forcée est une piste de géo-ingénierie consistant à broyer finement des roches (comme l'olivine) ayant la capacité de fixer du CO<sub>2</sub>, puis à les épandre dans les champs comme amendement. Bien que ce type de captage soit classifié dans le captage naturel, de l'énergie sera consommée avant le captage, lors de l'extraction de la roche et son broyage. Cette technique peut donc également être classifiée comme un captage technologique.

### II.2.1.2 CAPTAGE TECHNOLOGIQUE

Les solutions de captage technologique s'appuient sur des procédés qui captent du CO<sub>2</sub> issu de combustibles (biomasse ou fossile), de réactions chimiques (comme la production d'ammoniac), ou encore directement de l'atmosphère. Ce captage nécessite un apport d'énergie. Elle se doit d'être décarbonée pour rendre l'approche intéressante pour réduire ou neutraliser les émissions de CO<sub>2</sub> liées à une activité industrielle.

Le captage est l'étape la plus critique du CCS car elle représente environ 70 à 80% du coût total de la chaîne (Dziejarski et al., 2023). Le CO<sub>2</sub> est un gaz peu réactif, ce qui rend sa séparation des autres gaz complexe et énergivore. Ce dernier doit être séparé des autres gaz avec lequel il est mélangé, principalement le diazote (N<sub>2</sub>), mais aussi des particules fines et du goudron. L'intégration du captage de CO<sub>2</sub> sur une centrale de production d'énergie représente une pénalité énergétique de 10% (Romeo et al., 2019). Les techniques les plus adaptées à chaque application seront déterminées en fonction des conditions de captage, comme la composition du gaz à traiter, la pression partielle de CO<sub>2</sub>, mais aussi l'énergie utilisée pour le procédé. Le captage technologique est divisé en cinq familles, illustrées dans la Figure 8, et décrites ci-dessous :

1. **Pré-combustion.** Le captage pré-combustion consiste à séparer le CO<sub>2</sub> de la matière première, avant l'utilisation de cette dernière comme combustible. Elle se base sur les mêmes techniques de séparation que la post-combustion, mais le CO<sub>2</sub> est plus concentré, la séparation est donc plus efficace. La pré-combustion est utilisée depuis longtemps pour gazéifier le charbon (dès le XIXe siècle, pour le gaz de ville) mais elle ne faisait pas intervenir le captage de carbone.
2. **Post-combustion.** Le captage post-combustion consiste à séparer le CO<sub>2</sub> des gaz de combustion ou à la suite d'une réaction chimique. Elle emploie les technologies les plus matures, comme la séparation aux amines. Elle est largement utilisée dans l'industrie pétrochimique pour désulfurer les hydrocarbures, d'où sa maturité. Son avantage majeur est qu'elle est adaptable sur l'ensemble des centrales électriques existantes sans modification majeure du fonctionnement de ces dernières.
3. **Oxy-combustion.** L'oxy-combustion est un procédé de combustion avec du dioxygène afin d'obtenir un gaz de combustion composé principalement de CO<sub>2</sub> et d'eau. Cela nécessite donc

d'extraire du dioxygène de l'air en amont, mais simplifie grandement le procédé de séparation en aval.

4. **Séparation industrielle.** La séparation industrielle est comparable à la post-combustion, car elle consiste à séparer du CO<sub>2</sub> d'autres gaz après un procédé. Cependant, les émissions sont issues de procédés industriels plutôt que de la combustion de carburants. Elle est principalement utilisée dans la production d'acier, de ciment, et de produits chimiques (dont les engrais). Elle a également une concentration en CO<sub>2</sub> plus importante dans les fumées, entre 15 et 30%, contre maximum 15% pour la post-combustion (Czakiert et al., 2022).
5. **Direct Air Capture (DAC).** Le Direct Air Capture (captage du dioxyde de carbone dans l'air) est une technologie permettant de retirer le CO<sub>2</sub> de l'atmosphère et dont le but est d'avoir un retrait net de CO<sub>2</sub>. Elle peut utiliser les mêmes techniques que la post-combustion, mais le CO<sub>2</sub> est bien moins concentré que dans les gaz de combustion (0.79 gCO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup> contre 59-250 gCO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup>), et nécessite donc plus d'énergie pour fonctionner.

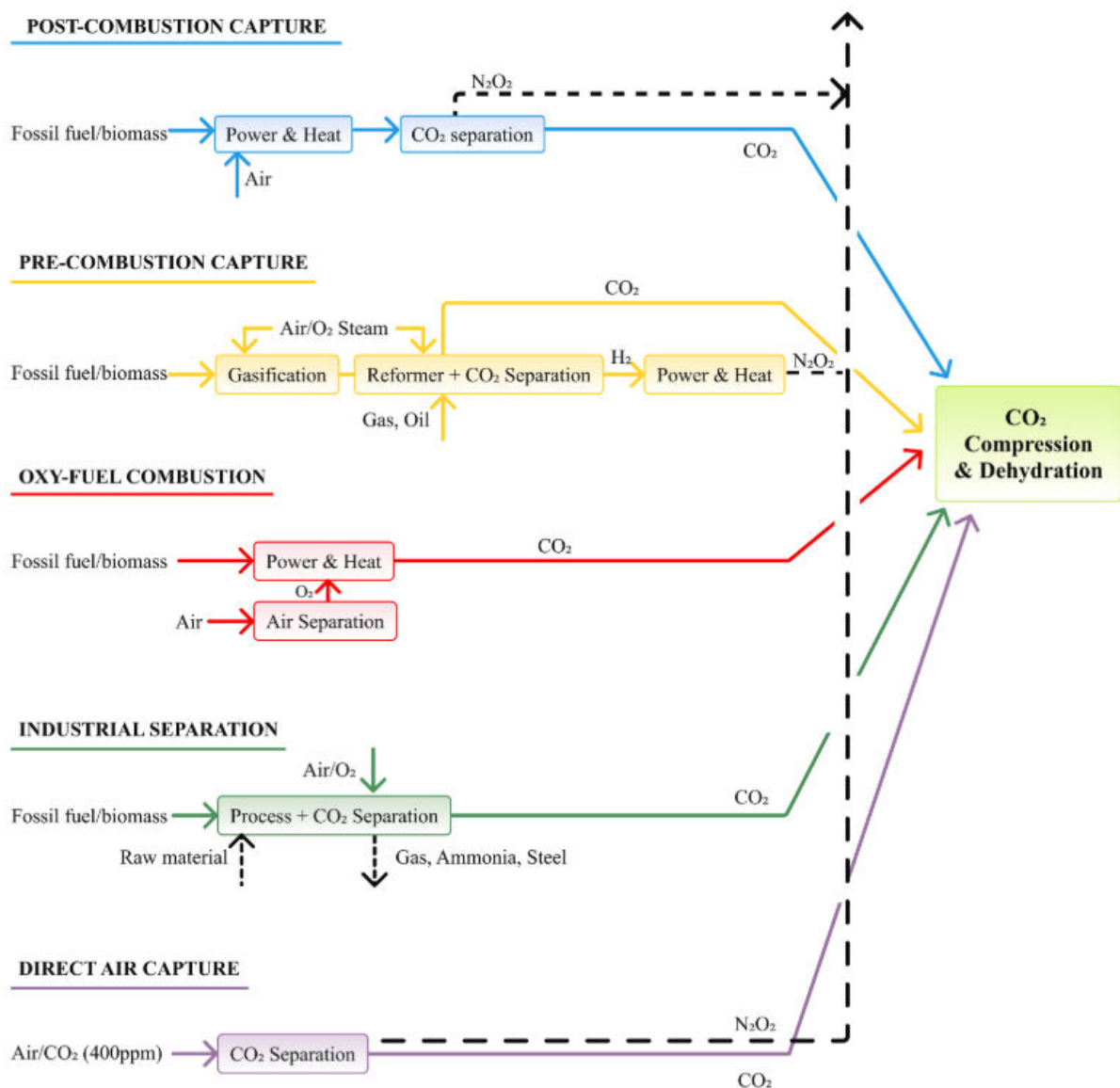


Figure 8. Principaux procédés de captage du carbone (Dziejarski et al., 2023)

Six types de technologie sont utilisées pour séparer le CO<sub>2</sub> des autres gaz. Elle peuvent être combinées pour améliorer l'efficacité du captage. Ces technologies sont les suivantes :

1. **Absorption.** L'absorption est la technique la plus employée aujourd'hui. Elle se divise en deux catégories, l'absorption chimique et l'absorption physique.

Dans le cadre de l'absorption chimique, la séparation aux amines, employée depuis les années 1930, consiste à faire passer les fumées dans un solvant contenant des amines qui vont se lier au CO<sub>2</sub>, puis à régénérer le solvant en le faisant chauffer, ce qui libère le CO<sub>2</sub>. Cette technique permet de séparer du CO<sub>2</sub> à faible pression partielle et de manière efficace (>90%), mais nécessite beaucoup d'énergie pour enlever les substances polluantes (SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub>, particules fines...) et pour régénérer le solvant (Sreedhar et al., 2017). La corrosivité du solvant pose aussi de nombreux problèmes. De nouveaux adsorbants sont aujourd'hui à l'étude pour pallier les inconvénients du monoéthanolamine (MEA) qui est le solvant le plus utilisé aujourd'hui.

L'absorption physique, quant à elle, est réalisée à l'aide de Rectisol (méthanol froid), Selexol (polyéthylène glycol diméthyle éther) ou encore de Purisol (N-méthylpyrrolidone). Ceux-ci sont déjà utilisés à grande échelle (TRL9) (Dziejarski et al., 2023). L'avantage de cette technique est son efficacité à une pression partielle en CO<sub>2</sub> supérieure à 15%, qui est aussi un inconvénient car elle n'est pas rentable si la pression partielle est inférieure à cette valeur seuil. Cela consiste à séparer par dissolution, sans réaction chimique. Les solvants physiques sont régénérés par abaissement de la pression.

2. **Adsorption.** L'adsorption se divise en deux catégories, physique ou chimique, en fonction de la nature des liaisons entre l'adsorbant et l'adsorbat, i.e., le CO<sub>2</sub>. Les adsorbants se caractérisent par deux facteurs principaux, la taille et la géométrie des pores, qui déterminent la surface spécifique de l'adsorbant et leurs propriétés chimiques, qui détermine leur affinité avec les différents gaz composant la fumée. De nombreuses techniques existent pour réaliser la désorption du CO<sub>2</sub>, comme l'adsorption à modulation de pression (*Pressure Swing Adsorption*, PSA, TRL9), à modulation de température (*Temperature Swing Adsorption*, TSA, TRL7) ou à modulation électrique (*Electric Swing Adsorption*, ESA, TRL4). L'adsorbant pourra alors être choisi en fonction des caractéristiques des fumées à traiter et de la technique choisie. Les principaux adsorbants physiques sont le charbon actif, la zéolithe, la silice, les cadres métallo-organiques (*Metallic-organic Frames*, MOFs) ou l'alumine.

L'adsorption chimique est à des stades de développement plus faible (phase de R&D), et utilise des oxydes de calcium, de lithium, ou des adsorbants à base d'amines (Wilberforce et al., 2021). L'adsorption a de multiples avantages, une grande capacité de captage à faible température et haute pression, avec une récupération de CO<sub>2</sub> supérieure à 80% et la possibilité d'automatiser complètement le procédé. Les principales barrières à son déploiement sont la rentabilité économique à grande échelle, la réduction de l'efficacité de l'adsorbant due aux impuretés, la régulation de la température des fumées, et enfin les coûts liés au remplacement fréquent de l'adsorbant.

3. **Membrane.** Les membranes semi-perméables sont utilisées pour séparer le CO<sub>2</sub> des autres gaz. Il existe deux types principaux de membranes, reposant sur deux mécanismes de diffusion différents :
  - i. les membranes de séparation des gaz, dans lesquelles les gaz se dissolvent et diffusent à travers la membrane grâce à une différence de pression entre la fumée (pression haute) et le perméat (pression basse) en fonction de l'affinité des différents gaz avec la membrane ;

- ii. les contacteurs membranaires, dans lesquels les gaz diffusent à travers la membrane vers un solvant liquide. Elle fait intervenir un processus d'absorption du CO<sub>2</sub> dans le solvant, en permettant une plus grande surface de contact entre le gaz et le solvant que pour un simple mécanisme d'absorption, favorise donc le transfert de masse. La sélectivité du CO<sub>2</sub> est déterminée par le solvant utilisé (Siagian et al., 2019).

Les principaux avantages des membranes sont les faibles coûts, la faible demande en énergie et la modularité du procédé. Les principaux inconvénients sont la résistance limitée aux hautes pressions et aux hautes températures, ce qui limite les performances au long terme des membranes, et donc leur opérabilité à grande échelle.

**4. Bouclage du carbonate de calcium.** Le bouclage du carbonate de calcium (*Carbonate Calcium Looping*, CCL) est un procédé qui utilise la réaction chimique réversible de carbonatation qui produit du carbonate de calcium (CaCO<sub>3</sub>) à partir d'oxyde de calcium (CaO), ensuite régénéré grâce à la calcination. Les avantages de ce procédé sont le coût faible de la chaux (CaO) et la pénalité énergétique faible (6-7% pour une centrale électrique fonctionnant au charbon (European Commission, 2017). Les inconvénients principaux sont la dégradation rapide de la chaux, qui provoque une absorption plus faible de CO<sub>2</sub> et qui génère beaucoup de déchets par la suite. Le procédé a été testé à une échelle pilote (TRL6) dans le cadre d'un projet financé par l'UE en 2017.

**5. Combustion en boucle chimique** (*Chemical Looping Combustion*, CLC). La Figure 9 illustre le principe de combustion en boucle chimique. Cela consiste à utiliser un métal en poudre (nickel, manganèse, cuivre, fer...) et à utiliser la réaction d'oxydation dans un premier réacteur pour capter le dioxygène de l'air, puis la réaction de réduction/combustion dans un second réacteur pour produire du CO<sub>2</sub> combiné à de la vapeur d'eau. La poudre est alors renvoyée dans le réacteur pour l'oxydation. L'énergie est produite lors de l'oxydation qui est une réaction exothermique. Cela permet notamment d'éliminer le diazote présent dans l'air et de simplifier la récupération du CO<sub>2</sub> par la suite.

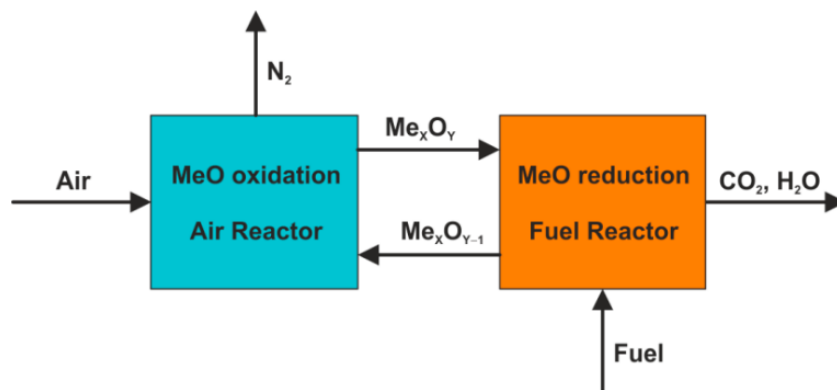


Figure 9. Diagramme d'un réacteur en CLC (Czakiert et al., 2022)

La CLC est encore à un faible niveau de maturité (TRL6) (Czakiert et al., 2022) mais est prometteuse par sa simplicité de mise en œuvre, notamment à une faible pression partielle de CO<sub>2</sub>, et par son faible coût énergétique. Ses principaux inconvénients sont la cinétique lente des réactions d'oxydo-réduction et le manque de stabilité des métaux utilisés pour transporter l'oxygène.

**6. Autres techniques.** De nombreuses techniques sont aujourd'hui à l'étude pour améliorer le procédé de captage et de séparation de carbone :

- i. La culture de microalgues (TRL5) via l'injection des fumées de combustion dans un bioréacteur. L'utilisation de CO<sub>2</sub> pour produire des algues est déjà mis en place, mais le captage direct éviterait l'étape très énergivore de captage technologique ;
- ii. La séparation cryogénique (TRL5), qui consiste à séparer les différents gaz composant les fumées en fonction de leur point de rosée ou de sublimation. Ce procédé s'effectue à haute pression et à faible température, ce qui implique une grande consommation d'énergie, mais permet d'obtenir un CO<sub>2</sub> de haute pureté (>99%) et rend la compression/liquéfaction moins énergivore ;
- iii. Les liquides ioniques apparaissent comme un nouvel absorbant physique, mais leur maturité est encore faible (TRL4) (Faisal Elmobarak et al., 2023).

## II.2.2 Transport

Le transport est différent dans le cas du carbone issu de solutions de captage naturel et de captage technologique. Dans le cas du captage naturel, le carbone est présent dans une formule complexe sous forme solide (biomasse, coquillage, roche...), et est donc compatible avec toutes les formes de transport (camion, bateau, train, etc.) hors pipeline. Les fuites lors du transport liées à ce type de captage sont négligeables. Dans le cas du captage technologique, le carbone est présent sous forme de CO<sub>2</sub>, gazeux ou liquide. Il peut donc être transporté de multiples façons, incluant les pipelines.

Environ 9 000 km de pipeline ont déjà été construits, principalement en Amérique du Nord. Afin d'atteindre les objectifs stipulés par le « Zéro Emissions Nettes » en 2050, l'infrastructure de la phase transport devra être améliorée.

Entre les différents modes de transport du CO<sub>2</sub>, les bateaux et les pipelines sont les options les moins coûteuses par tonne de CO<sub>2</sub> transporté. Pour des distances plus courtes, le CO<sub>2</sub> peut être transporté via camion ou train, mais avec un coût par tonne supérieur. Voici quelques exemples de transport de CO<sub>2</sub> via un pipeline : Alberta Carbon Trunk Line (Canada), Midwest Carbon Express (USA), offshore CO<sub>2</sub> pipeline (Norvège – Belgique), Delta Corridor (Allemagne et the Pays Bas).

Les étapes lors d'un transport en pipeline et en bateau diffèrent vis-à-vis leur conditionnement (phase physique, température et pression). Certains paramètres sont définis ci-dessous pour les différents modes de transport de CO<sub>2</sub> capté. Il est possible que le transport soit multimodal. Il faut faire attention aux différents paramètres pour chaque type de transport, afin d'éviter un changement de pression et/ou de température, et de réduire l'impact du transport sur l'ensemble de la chaîne.

**Tableau 1 : Propriétés des différents types de transport** (Becattini et al., 2022)

Type de transport	T [K]	p [bar]	Vitesse [km/h]	Emissions tCO <sub>2</sub> /tCO <sub>2</sub> /km	Emissions tCO <sub>2</sub> eq/tCO <sub>2</sub> /km
Camion	238.15	22	40	6.83E-05	1.50E-05
Train	238.15	22	19	1.98E-05	1.90E-05
Barge	238.15	22	9	9.60E-07	4.40E-05
Bateau	238.15	22	18	9.60E-07	8.40E-06
Pipeline	298.15	110		1.55E-06	3.15E-06

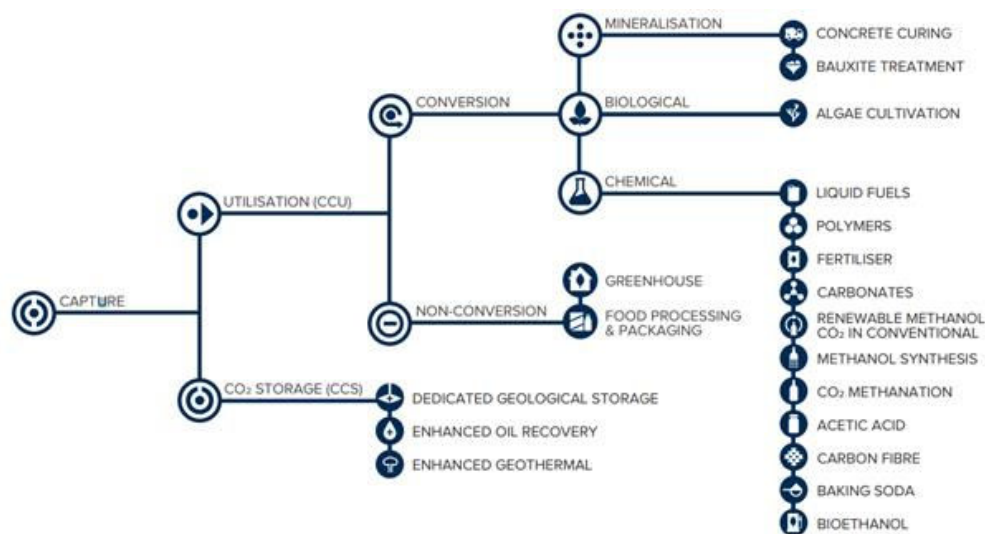
Divers terminaux sont en construction pour les transports par bateau en 2022 (IEA, 2022): à Anvers – Belgique, Gdansk – Pologne, Gothenburg – Suède, Dunkerque – France et en Allemagne, dans le cadre du projet BlueHyNow.

### II.2.3 Utilisation et stockage

Après le captage de carbone naturel ou technologique (section II.2.1) et son transport (section II.2.2), le CO<sub>2</sub> peut être utilisé ou stocké de différentes façons. Les procédés de CCU/S impliquent une intervention humaine et donc sortent du cycle naturel du carbone, c'est-à-dire que l'homme intervient dans le cycle naturel du carbone (par exemple, en gérant ou aménageant une forêt, ou en utilisant de la matière issue de la biomasse pour différents usages), ou que des activités de transformation (procédés) sont requises pour capter du carbone, l'utiliser, et/ou le stocker. Il est important de noter ici que certains puits de carbones naturels se trouvent à l'interface entre l'environnement et la technosphère, car le comportement « naturel » du carbone est influencé par l'activité humaine. C'est le cas, par exemple, de la gestion des forêts, ou de la carbonatation de minerai (e.g., olivine) concassé.

Certaines utilisations ou systèmes de stockage seront inhérents à la façon dont le carbone aura été capté. Par exemple, après un captage naturel de CO<sub>2</sub> par les arbres, le carbone ne pourra qu'être ou bien stocké tel quel dans des molécules de carbone complexes des arbres (pendant leur durée de vie), ou bien utilisé sous forme de divers produits dérivés du bois. Le CO<sub>2</sub> capté par différentes techniques et purifié peut quant à lui être valorisé sans transformation (valorisation directe), avec transformation chimique, ou avec transformation biologique (Dumergues et al., 2014). Les principaux types de stockage et d'utilisation du CO<sub>2</sub> ainsi que les durées estimées de leur stockage hors de l'atmosphère sont décrits ci-dessous. Les descriptions sont traduites et adaptées de Bey et al. (2021). Les durées de stockage du carbone hors de l'atmosphère sont fournies à titre indicatif. Celles-ci peuvent varier en fonction de multiples facteurs, tels que la région, le climat, etc.

La Figure 10 présente les principaux types de stockage et d'utilisation du CO<sub>2</sub>.



**Figure 10. Principaux types de stockage et d'utilisation du CO<sub>2</sub>** (Müller et al., 2022)

**1. Synthèse de produits chimiques.** Le CO<sub>2</sub> transformé par conversion chimique et utilisé dans divers produits comme alternative aux combustibles fossiles dans la production de produits chimiques qui nécessitent du carbone pour fournir leur structure et leurs propriétés, par exemple des polymères et produits chimiques primaires tels que l'éthylène et le méthanol utilisés pour la production d'une large gamme de produits chimiques à usages finaux.

Ainsi, le CO<sub>2</sub> peut être entre autres utilisé pour la production de méthanol, de méthane, d'acide formique, d'urée, d'éthanol, de polymères (polyuréthanes et polycarbonates), dans la réaction de réduction photo-catalytique de CO<sub>2</sub> (métallique) ou de 3CO<sub>2</sub> (non-métallique), comme catalyseur pour la production de nanomatériaux.

*La durée de vie du puits de carbone (stockage hors atmosphère) : varie en fonction de la durée de vie du produit final. Implication pour l'ACV : Le carbone est utilisé dans un produit, donc contribue à une unité fonctionnelle.*

## **2. Synthèse de combustibles ou carburants.**

**Biocarburants.** Extraction du CO<sub>2</sub> atmosphérique par la biomasse végétale pour une utilisation comme combustible (combustion ou conversion). Les matières premières comprennent les cultures bioénergétiques dédiées (par exemple, le maïs, le colza, la canne à sucre), les produits résiduels (déchets de biomasse) et la biomasse forestière (par exemple, le bois utilisé pour le chauffage).

**Autres carburants.** Le carbone du CO<sub>2</sub> peut aussi être utilisé pour convertir l'hydrogène en un carburant hydrocarboné synthétique pouvant être utilisé comme combustible fossile gazeux ou liquide.

*La durée de vie du puits de carbone (stockage hors atmosphère) : Moins d'un an. Implication pour l'ACV : Le carbone est utilisé dans un produit, donc contribue à une unité fonctionnelle.*

**3. Utilisation directe de CO<sub>2</sub>.** Utilisation directe du CO<sub>2</sub> dans divers procédés de production, comme dans la production de boissons gazeuses, les cultures en serres, et la récupération assistée des hydrocarbures (RAH) où le CO<sub>2</sub> sert de fluide de travail ou solvant.

Le CO<sub>2</sub> peut aussi être utilisé comme matière première dans la synthèse de produits chimiques ou biologiques pour le convertir en produits à valeur ajoutée qui retiennent ensuite le CO<sub>2</sub> pendant différentes périodes, principalement les combustibles, les produits chimiques, et les matériaux de construction (voir cas #5 ci-dessous).

*La durée de vie du puits de carbone (stockage hors atmosphère) : Moins d'un an. Implication pour l'ACV : Le carbone est utilisé dans un produit, donc contribue à une unité fonctionnelle.*

**4. Matériaux de construction biosourcés :** Utilisation de matériaux issus de la biomasse dans les bâtiments et la construction. La biomasse peut provenir d'activités de foresterie et de culture agricole, par exemple le bois et le bambou pour les usages structurels, le bois, torchis, lin, chanvre et d'autres formes de fibres cellulosiques pour l'isolation des bâtiments. La biomasse peut également provenir de la biomasse réutilisée, comme la cellulose de papier journal utilisée comme isolant, le bois lamellé-croisé et le biochar.

**5. Matériaux de construction - Utilisation directe de CO<sub>2</sub> :** le CO<sub>2</sub> peut être utilisé dans la production de matériaux de construction comme matière première dans ses constituants (c'est-à-dire le ciment et les granulats de construction) par réaction entre le CO<sub>2</sub> et les minéraux ou les flux de déchets (par exemple, les déchets de béton) pour former des carbonates. Il est aussi possible d'ajouter du CO<sub>2</sub> au béton pendant la cure, les émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la calcination des roches carbonatées lors de la fabrication du ciment (hors émissions liées à l'énergie) peuvent dans une certaine mesure être absorbées dans le béton par carbonatation en fonction de la disponibilité du CO<sub>2</sub>, des facteurs d'humidité et de la surface d'exposition. Cette technique réduit également la quantité de ciment nécessaire pour atteindre des exigences de résistance de produit similaires.

*La durée de vie du puits de carbone (stockage hors atmosphère) : de 20 ans à plus de 100 ans. Les matériaux structurels auront généralement la même durée de vie que les bâtiments les contenant. Implication pour l'ACV : Le carbone est utilisé dans un produit, donc contribue à une unité fonctionnelle.*

**6. Autres matériaux biosourcés.** Une large gamme de produits biosourcés et ayant subis des transformations chimiques et physiques plus ou moins complexes, comme les plastiques biosourcés, les textiles, les panneaux en bois aggloméré ou mélaminés, etc., stockent la fraction de carbone y étant présente pendant leur durée de vie.

*La durée de vie du puits de carbone (stockage hors atmosphère) : En fonction de la durée de vie du produit final. Les produits inclus dans cette catégorie sont susceptibles d'avoir une durée de vie allant de >1 an (e.g., emballages en plastique biosourcé) jusqu'à 20 ans dans la grande majorité des cas. Implication pour l'ACV : Le carbone est utilisé dans un produit, donc contribue à une unité fonctionnelle.*

**7. Biochar.** Le biochar est du charbon de bois qui est incorporé dans les sols. Le biochar est produit en chauffant de la biomasse à plus de 350°C, soit en le chauffant en absence d'oxygène (pyrolyse) ou dans des conditions contrôlées de faible teneur en oxygène (gazéification). La biomasse peut provenir du bois, des déchets organiques ou d'autres matières premières naturelles. Le biochar qui en résulte est ensuite appliqué dans les sols, comme un amendement.

*La durée de vie du puits de carbone (stockage hors atmosphère) : Quelques décennies à plusieurs centaines d'années. Kuzyakov et al. (2009) ont estimé une durée de vie moyenne de 2000 ans pour le carbone ainsi stocké dans un sol dans un climat tempéré. Implication pour l'ACV : Le carbone est utilisé dans un produit, donc contribue à une unité fonctionnelle.*

**8. Stockage naturel : boisement et reboisement.** La plantation d'arbres ou l'établissement de forêts dans des zones où il n'y avait pas d'arbres auparavant (boisement) ou la conversion de terres en forêts qui contenaient auparavant des forêts mais qui ont été converties à d'autres usages (reboisement).

*La durée de vie du puits de carbone (stockage hors atmosphère). En fonction des durées de vie des arbres plantés (estimation 30 ans à >100 ans). Implication pour l'ACV : Changement d'utilisation des sols ou densification de la végétation.*

**9. Stockage naturel : agroforesterie.** Plantation de biomasse ligneuse (par exemple, arbres, haies, arbustes, etc.) de faible densité sur des terres agricoles, pour éliminer le carbone et offrir des co-bénéfices (par exemple, amélioration de la biodiversité, des sols et de l'eau).

*La durée de vie du puits de carbone (stockage hors atmosphère). En fonction des durées de vie des arbres plantés (estimation 30 ans à >100 ans). Implication pour l'ACV : Changement d'utilisation des sols ou densification de la végétation.*

**10. Stockage naturel : Tourbières réhabilitées / réhumidifiées.** Les tourbières sont d'importantes réserves de carbone et sont largement réparties dans toute l'Europe. Lorsque vidangées par exemple pour l'agriculture et l'extension urbaine, elles libèrent du carbone stocké. La réhumidification des tourbières drainées peut stopper rapidement les émissions de carbone et conduire à de petites quantités de séquestration. Le carbone sera alors contenu de façon plus fixe dans les tourbières.

*La durée de vie du puits de carbone (stockage hors atmosphère). Tant que l'usage du sol / de la tourbière est préservé. Implication pour l'ACV : Changement d'utilisation des sols ou densification de la végétation.*

**11. Stockage naturel : gestion des forêts.** Bien qu'il s'agisse d'un moyen indirect de stocker le carbone, la gestion des forêts pour maintenir ou améliorer les valeurs économiques, sociales et environnementales des forêts peut aussi augmenter considérablement la capacité d'une forêt à éliminer le carbone de l'atmosphère. Ce potentiel de séquestration de carbone est par exemple pris en compte dans le cadre du Label bas Carbone du ministère français de la Transition écologique.

*La durée de vie du puits de carbone (stockage hors atmosphère). Tant que l'usage du sol / de la forêt est préservé. Implication pour l'ACV : Changement d'utilisation des sols ou densification de la végétation.*

**12. Augmentation du carbone organique du sol.** Les sols minéraux (c'est-à-dire relativement pauvres en matière organique) des terres cultivées ou des prairies couvrent une grande partie de l'Europe et contiennent collectivement de très grandes quantités de carbone. Une gestion appropriée de ces terres peut augmenter leur teneur en carbone. Les options de gestion comprennent les cultures de couverture, l'amélioration des rotations de cultures (par exemple par l'inclusion de légumineuses et d'autres cultures fixatrices d'azote), les cultures à racines profondes, la conversion des terres arables en prairies et d'autres gestions des pâturages et des prairies pour augmenter les niveaux de carbone organique du sol.

*La durée de vie du puits de carbone (stockage hors atmosphère). Durée à déterminer. Implication pour l'ACV : ne génère pas de produit avec fonctionnalité dans la technosphère ; les impacts des activités permettant le captage et stockage de carbone peuvent être évalués grâce à l'ACV.*

**13. Stockage géologique.** Stockage de CO<sub>2</sub> (généralement issu du captage direct) sous forme dense ou liquide dans des réservoirs géologiques tels que des formations salines et des gisements de pétrole et de gaz épuisés.

*La durée de vie du puits de carbone (stockage hors atmosphère). >100 000 ans. Implication pour l'ACV : ne génère pas de produit avec fonctionnalité dans la technosphère ; les impacts des activités permettant le captage et stockage de carbone doivent être intégrés à l'ACV du système pour lequel le carbone est capté et stocké.*

**14. Carbonatation accélérée.** Minéralisation du carbone in situ qui consiste en la conversion accélérée des roches silicatées en carbonates par injection de CO<sub>2</sub> dans la roche perméable à des températures et des pressions plus élevées en profondeur.

*La durée de vie du puits de carbone (stockage hors atmosphère). >100 000 ans. Implication pour l'ACV : ne génère pas de produit avec fonctionnalité dans la technosphère ; les impacts des activités permettant le captage et stockage de carbone doivent être intégrés à l'ACV du système pour lequel le carbone est capté et stocké.*

**15. Altération forcée des roches silicatées.** Amélioration des processus géochimiques qui absorbent naturellement le CO<sub>2</sub> de l'atmosphère. Les roches silicatées à grains fins contenant du calcium ou du magnésium sont répandues sur les terres (par exemple les terres cultivées) où elles réagissent avec le CO<sub>2</sub> en formant des minéraux carbonatés, éliminant ainsi le CO<sub>2</sub> de l'atmosphère. Ce phénomène peut aussi avoir lieu dans l'océan et les zones côtières.

La durée de vie du puits de carbone (stockage hors atmosphère). >100 000 ans. Implication pour l'ACV : ne génère pas de produit avec fonctionnalité dans la technosphère ; les impacts des activités permettant le captage et stockage de carbone doivent être intégrés à l'ACV du système pour lequel le carbone est capté et stocké.

Le Tableau 2 fournit des exemples de solutions d'utilisation et de stockage naturels et technologiques. Dans le cas des solutions technologiques, l'utilisation de CO<sub>2</sub> pour l'injecter dans les serres maraîchères ou pour produire des précurseurs chimiques (urée ou ammoniac) est répandue depuis de nombreuses années et est donc implantée à grande échelle et mature technologiquement. De nouvelles voies sont explorées pour produire du carburant de synthèse (synfuel) ou du plastique à partir de CO<sub>2</sub>, mais le TRL reste bas. Le stockage géologique dans des champs pétroliers et gaziers épuisés est déjà mature, bien que peu implémenté. Cela est dû aux pratiques d'utilisation du CO<sub>2</sub> pour la récupération assistée d'hydrocarbure, qui est un procédé similaire pratiqué à grande échelle.

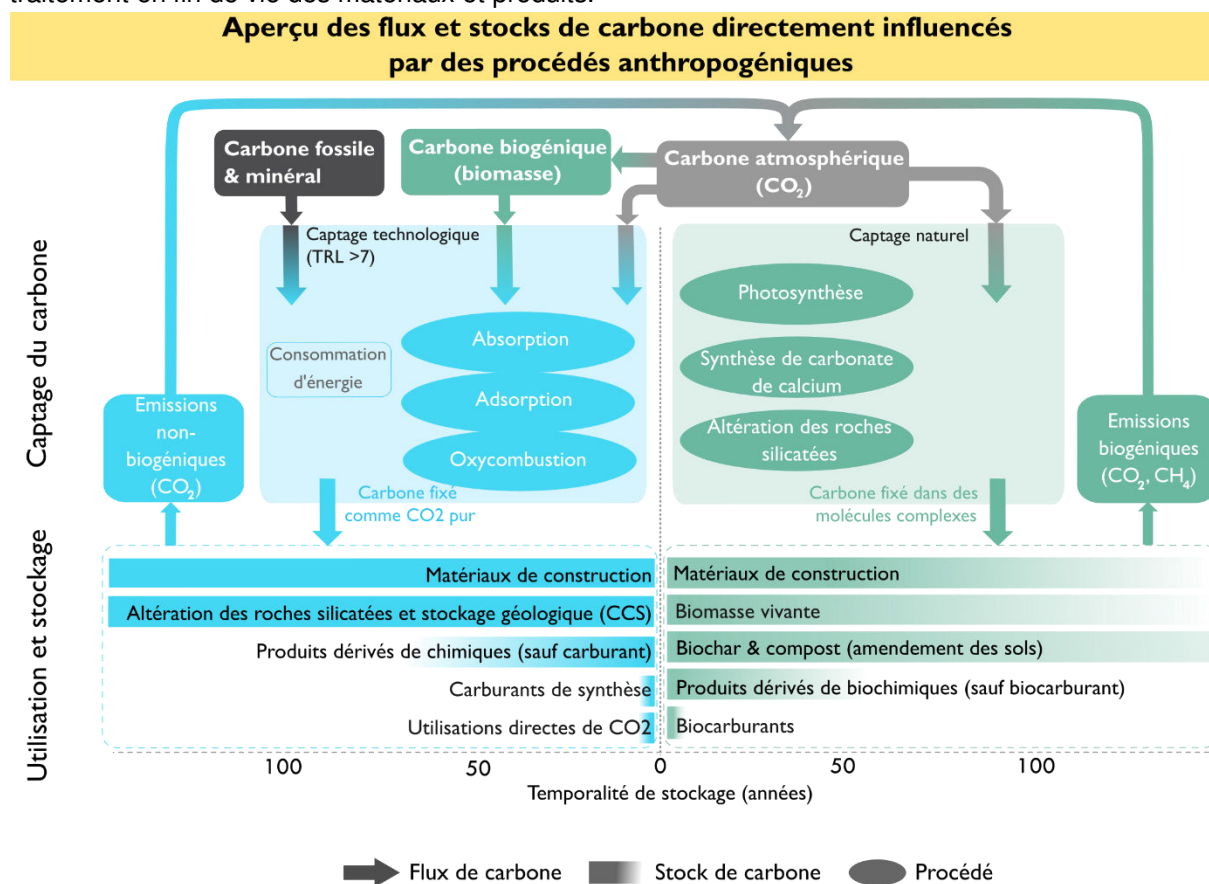
Dans le cas des solutions naturelles, l'utilisation est également développée pour la production de carburant (granulés de bois) ou encore de produits biosourcés. Le stockage permanent reste peu exploré, avec l'huile pyrolytique (TRL4), ou encore le biochar (TRL8), plus mature mais avec une durée de stockage incertaine. Le stockage permanent via le biochar reste cependant possible, comme le montre le cas de la « terra preta » au Brésil. Des alternatives au diesel fossile sont en cours de développement via les biodiesels de seconde génération (à partir de biomasse) et de troisième génération (à partir d'algues). Bien que les solutions d'utilisation et de stockage temporaire soient mieux implémentées, de nombreuses solutions de stockage permanent sont déjà proposées, avec des TRL allant de 1 à 9.

**Tableau 2. Aperçu d'une sélection de CCU/S, leur durée de stockage, et leur niveau de développement technologique (TRL)**  
(adapté de Bui et al., 2018)

Niveau de maturité technologique	TRL1	TRL2	TRL3	TRL4	TRL5	TRL6	TRL7	TRL8	TRL9
	Concept	Formulation	Démonstration de faisabilité	Prototype	Usine échelle laboratoire	Usine échelle pilote	Démonstration	Commercial Raffinage nécessaire	Commercial
Temporalité de stockage - +			Biodiesel à partir d'algues Carbone bleu		Biodiesel à partir de biomasse	Utilisation du CO <sub>2</sub> Plastique produit à partir de CO <sub>2</sub>		Biochar Agro-foresterie	Granulés de bois Utilisation du CO <sub>2</sub>
	Altération forcée	Stockage océanique	Fossilisation	Huile pyrolytique			Champs pétrolier & gazier épuisés	CO <sub>2</sub> -EGR	Boisement & reboisement CO <sub>2</sub> -EOR Formations salines

La Figure 11 présente les différents flux et stocks de carbone qui sont directement influencés par des procédés anthropiques. Les flux affichés sont soit les flux de carbone captés naturellement ou technologiquement (flèches partant du haut et pointant vers le bas), soit les émissions liées à la dégradation ou à la fin de vie des puits anthropiques de carbone, le cas échéant (flèches partant du bas

et pointant vers le haut). Bien que, généralement, les stocks de carbone issus du captage technologique (partie gauche du schéma) stockent le carbone de façon plus durable que le carbone capté naturellement, cela n'est pas une règle générale et dépendra de nombreux paramètres, dont le traitement en fin de vie des matériaux et produits.



**Figure 11. Flux et stocks de carbone directement influencés par des procédés anthropogéniques.** Les temporalités de stockage indiquées sont approximatives et couvrent l'ensemble des potentielles applications ou formes dans lequel le carbone est stocké (par exemple, la catégorie "biomasse vivante" inclue des plantes annuelles et arbres pouvant vivre plus de 100 ans). Les dégradés indiquent la variabilité potentielle de la durée de stockage. (image par WeLOOP, 2023)

### Note sur la dynamique des stocks de carbone anthropique

Les stocks de carbone anthropique réfèrent ici à l'accumulation de carbone dans les matériaux et produits utilisés par les êtres humains, référant donc au CCU. Cela représente l'ensemble du carbone stocké dans la technosphère. Il est difficile de considérer un puits à l'échelle d'un produit seul, car il exerce une influence négligeable sur le climat sur sa durée de vie. Cependant, la technosphère à l'échelle globale peut être considérée comme un puits à partir du moment où l'ensemble du carbone non fossile stocké est croissant, et qu'il y a par conséquent une quantité de carbone transféré de l'atmosphère vers la technosphère. Le carbone fossile stocké dans la technosphère ne peut pas être considéré dans le calcul du puits étant donné qu'il était déjà stocké dans la géosphère avant émission. Seul le carbone biogénique et celui issu du captage dans l'atmosphère peuvent être considérés dans le calcul du puits de la technosphère.

### **II.2.4 Fin de vie**

Le terme « fin de vie » ne sera applicable qu'aux différents produits contenant du carbone (CCU) puisque le stockage de carbone (technologies CCS) ne représente pas une utilisation, le carbone n'est donc pas contenu dans un produit. Les traitements en fin de vie détermineront comment le carbone demeurera stocké, ou s'il sera relâché vers l'atmosphère. Par exemple, un arbre en fin de vie relâchera

le carbone sous forme de CO<sub>2</sub> ou de CH<sub>4</sub> progressivement en fonction de son espèce, de l'intensité de la gestion de la forêt, et de la nature de son habitat (Kipping et al., 2022) alors que le devenir du carbone stocké dans du bois utilisé comme produit de construction dépendra de sa fin de vie (réutilisation, recyclage, incinération, ou enfouissement).

Le carbone alors émis peut-être considéré différemment selon s'il est d'origine biogénique ou pas. En effet, le carbone d'origine biogénique peut être considéré comme retournant dans le cycle naturel du carbone, qui aurait lieu sans intervention humaine.

Les principales fins de vie possibles et le devenir du carbone associé sont exposés dans le Tableau 3.

**Tableau 3. Fins de vie possibles pour les différents usages de carbone, devenir du carbone et implications potentielles pour la modélisation en ACV**

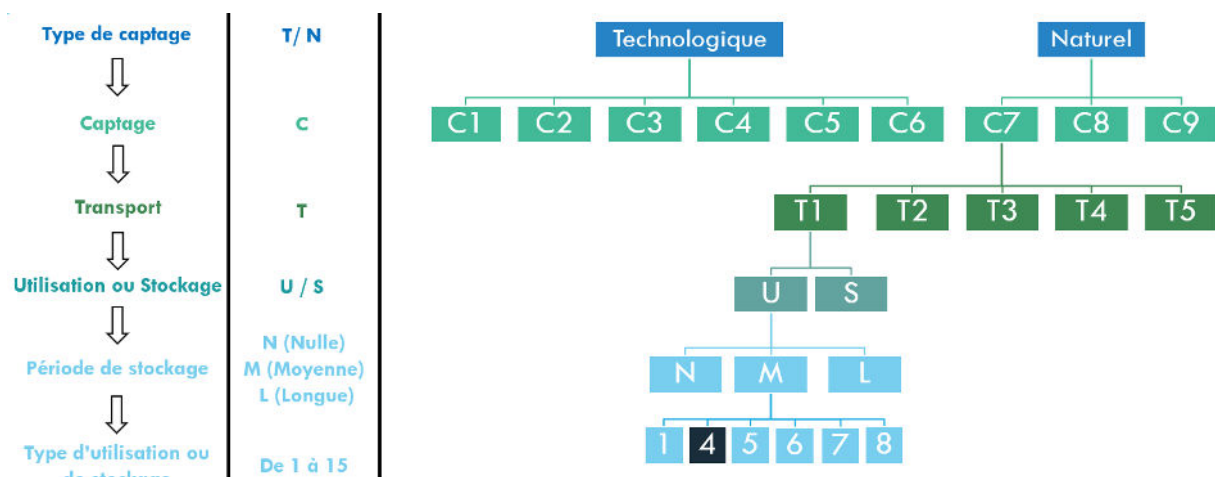
Fin de vie	Description	Devenir du carbone	Implication pour l'ACV berceau à la tombe (cradle-to-grave) ou berceau au berceau (cradle-to-cradle)
Incinération	Les produits ou composants contenant du carbone stocké sont incinérés.	Émission vers l'atmosphère, sauf si captage à l'incinérateur	Impact des émissions de carbone après l'incinération à prendre en compte <i>après la durée de vie de la biomasse ou du produit</i>
Enfouissement	Les produits ou composants contenant du carbone stocké sont enfouis.	Stockage prolongé du carbone, avec potentielles émissions dues à la dégradation une fois enfoui (possible captage de méthane dans certains sites d'enfouissement technique). Une fraction du carbone sera relâchée sous forme de méthane ou de CO <sub>2</sub> . Voir les valeurs compilées par Dumergues et al. (2014), tableau 8, page 23.	Impact des émissions progressives de carbone à prendre en compte <i>après la durée de vie de la biomasse ou du produit</i> (le cas échéant).
Compostage	Procédé de transformation aérobie de matières fermentescibles (généralement des matières organiques) dans des conditions contrôlées, permettant l'obtention d'une matière fertilisante stabilisée riche en composés humiques, le compost. Il s'accompagne dégagement de chaleur et de gaz carbonique.	Émission de carbone vers l'atmosphère.	Le carbone émis sous forme de CO <sub>2</sub> étant d'origine biogénique, n'est pas comptabilisé dans les bilans d'émission de gaz à effet de serre provenant du compostage.
Méthanisation	Dégradation de la matière organique par des micro-organismes, en conditions contrôlées et en milieu anaérobie. La dégradation génère du biogaz composé	Émission de carbone vers l'atmosphère, sauf si recaptage à l'incinérateur	Le carbone émis sous forme de CO <sub>2</sub> étant d'origine biogénique, n'est pas comptabilisé dans les bilans

	d'environ 50 % à 70 % de méthane (CH <sub>4</sub> ), de 20 % à 50 % de gaz carbonique (CO <sub>2</sub> ) et de quelques gaz traces (NH <sub>3</sub> , N <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S) (Dumergues et al., 2014)		d'émission de gaz à effet de serre.
Réemploi	Réemploi d'un produit ou composant contenant du carbone et considéré comme un puits potentiel de carbone	Le carbone demeure stocké sous la même forme dans un composant ou produit du nouveau système	Allocation du captage de carbone à définir entre les systèmes produits consécutifs
Fossilisation accélérée	Solution de fin de vie alternative pour les déchets consistant à réduire en poudre des déchets non-recyclables, inertes et non-dangereux puis à les combiner à un liant pour en faire du granulats, utilisables dans le BTP.	Le carbone transformé en FdV sera ensuite stocké sous une nouvelle forme dans un composant ou produit du nouveau système	Allocation du captage carbone à définir entre les systèmes produits consécutifs
Recyclage	Recyclage via des procédés de transformation physiques ou chimiques	Le carbone demeure stocké sous la même forme (transformation physique) ou une nouvelle forme (transformation chimique) dans un nouveau système	Allocation du captage carbone à définir entre les systèmes produits consécutifs
Amendement des sols	Dégradation progressive du produit avec potentiel relargage vers l'atmosphère	Le carbone est réémis progressivement vers l'atmosphère via la dégradation naturelle. Une partie peut être stockée dans le sol, sous forme d'humus	Impact des émissions progressives de carbone après la durée de vie du produit à prendre en compte
Fin de vie naturelle des plantes (biomasse)	Mort naturelle des plantes suivie d'une dégradation naturelle avec relargage du carbone vers l'atmosphère.	Le carbone est réémis progressivement vers l'atmosphère via la dégradation naturelle. Une partie peut être stockée dans le sol, sous forme d'humus	Le CO <sub>2</sub> ainsi stocké et émis demeure dans l'environnement (pas de flux élémentaire directement en jeu)

### II.3 Nomenclature de classification des CCU/S

Le besoin d'harmonisation et de structuration des solutions de CCU/S a été identifié par la Commission Européenne (European Commission, 2018). En effet, les applications sont encore limitées, et le terme CCU/S désigne un grand nombre de solutions, faisant intervenir différentes techniques à chaque étape (captage/transport/stockage). Nous proposons donc une nomenclature permettant de classer les différentes solutions disponibles.

La nomenclature présentera les solutions en les déclinant par étapes, sous forme d'arborescence, du captage jusqu'à la destination du carbone. La première lettre distingue le captage naturel (N) du captage technologique (T). La deuxième lettre (C) distingue le captage en fonction de l'identifiant qui lui est attribué (Tableau 4). La lettre T correspond au transport, de T1 à T5 (Tableau 5). Deux chiffres ou plus indiquent la multimodalité du transport. Les lettres U et S distinguent si le carbone est utilisé ou s'il est stocké. Enfin, les lettres N, M et L représentent durée de stockage du carbone. Le numéro qui suit désigne le type de stockage désigné dans la nomenclature (Tableau 6). La Figure 12 présente un exemple de la classification correspondant à une charpente en bois utilisée dans une maison. La matrice d'incompatibilité du Tableau 6 permet d'illustrer la raison pour laquelle seules les options M1, M4, M5, M6, M7 et M8 sont disponibles.



*N – C7 – T1 – U – M4* = Captage naturel – Photosynthèse – Camion – Utilisation – Durée moyenne / Produit de construction

**Figure 12. Présentation de la nomenclature pour une charpente en bois**

**Tableau 4. Synthèse des solutions de captage disponible, avec l'identifiant correspondant dans la nomenclature ainsi que la matrice de compatibilité**

Étape	Nom	ID	Compatibilité	
			Type de captage	
			N	T
Captage	Absorption	C1		
	Adsorption	C2		
	Membrane	C3		
	Bouclage du carbonate de calcium	C4		
	Combustion en boucle chimique	C5		
	Autres techniques	C6		
	Photosynthèse	C7		
	Synthèse de carbonate de calcium	C8		
	Altération forcée	C9		

**Tableau 5. Synthèse des solutions de transport disponible, avec l'identifiant correspondant dans la nomenclature ainsi que la matrice de compatibilité**

Étape	Nom	ID	Compatibilité	
			Type de captage	
			N	T
Mode de transport	Camion	T1		
	Train	T2		
	Barge	T3		
	Bateau	T4		
	Pipeline	T5		

**Tableau 6. Synthèse des solutions d'utilisation et de stockage disponible, avec l'identifiant correspondant dans la nomenclature ainsi que la matrice de compatibilité**

Étape	Nom	ID	Compatibilité							
			Type de captage		Utilisation ou stockage		Durée de stockage			
			N	T	U	S	N	M	L	
Utilisation ou stockage	Synthèse de produits chimiques	1								
	Synthèse de combustibles ou carburants	2								
	Utilisation directe de CO <sub>2</sub>	3								
	Matériaux de construction	4								
	Autres matériaux biosourcés	5								
	Biochar	6								
	Boisement et reboisement	7								
	Agroforesterie	8								
	Tourbières réhabilitées / réhumidifiées	9								
	Gestion des forêts	10								
	Augmentation du carbone organique du sol	11								
	Stockage géologique	12								
	Carbonatation accélérée	13								
	Altération forcée	14								

### III. MÉTHODOLOGIE POUR L'ACV DES CCU/S

Plusieurs aspects méthodologiques de la prise en compte des solutions de CCU/S dans le cadre de l'ACV sont traités dans les sous-sections suivantes :

- III.1 Objectif et périmètre de l'étude,
- III.2 Traitement des procédés multifonctionnels,
- III.3 Approche « mass balance » pour les solutions de CCU/S,
- III.4 Statuts de carbone, transferts entre les compartiments, et temporalité des émissions,
- III.5 Méthodes d'analyse d'impact du cycle de vie,
- III.6 Modélisation dynamique,
- III.7 Problématiques liées aux solutions de CCU/S.

Afin de répondre au mieux aux objectifs de ce projet, deux sources principales d'information ont été consultées. En premier lieu, les normes et lignes directrices existantes ont été étudiées afin d'en extraire les préconisations et approches recommandées pour chacun des aspects identifiés ci-dessus (e.g., ISO14040/44, PEF, ILCD Handbook, EN15804 : A2, etc.). Les études et les références bibliographiques complètent les normes et lignes directrices existantes. En second lieu, des entretiens ont été menés avec plusieurs expert-es afin d'avoir un aperçu des opinions quant à la meilleure manière de traiter les différents enjeux dans le cadre de l'ACV. Un questionnaire a été préparé à cette fin (Annexe 2, page 75). Les résumés des réponses sont fournis à l'Annexe 3 (page 77). Le niveau du consensus quant aux approches recommandées sont tirées des entretiens avec les expert-es pour chacun des aspects méthodologiques.

Les expert-es interviewé-es sont listé-es dans le Tableau 7. **Les points de vue exprimés lors des entretiens reflètent les opinions personnelles des expert-es et ne sont pas représentatifs de positions en lien avec leurs organisations respectives.**

Tableau 7 : Liste des expert-es interrogé-es

Domaine	Pays	Nom
Industrie	France	Sylvain Codron
Cabinet de conseil	Royaume-Uni	Andrew Norton
	Allemagne	Arne Kätelhön
Règlementation	Union Européenne	Fabien Ramos
	France	Jacques Chevalier
Recherche académique	Allemagne	Vanessa Bach
	Royaume-Uni	Isabela Butnar
	Allemagne	Leonard Müller
	France	Sibylle Duval-Dachary Guillaume Batôt

## III.1 Objectif et périmètre de l'étude

### III.1.1 Objectif

La définition précise de la question de recherche à laquelle l'ACV souhaite répondre est importante, puisque l'objectif de l'étude déterminera les choix méthodologiques spécifiques à celle-ci, comme la définition des limites du système étudié et l'allocation d'impact aux différents co-produits.

Les études ACV incluant des solutions de CCU/S auront dans la majorité des cas pour objectif de prendre en considération les bénéfices environnementaux de ce captage dans le système étudié ou d'identifier les améliorations potentielles pour ces mêmes systèmes. Les questions de recherches les plus communes dans la littérature sur les différentes solutions de **CCS** sont les suivantes (SCORE LCA, 2021) :

1. Comment est-ce que le CCS améliore le profil environnemental du cycle de vie d'un produit ou service basé sur des sources de carbone fossile ?
2. Quels sont les impacts environnementaux d'un procédé de CCS sur son cycle de vie, et quels sont les hotspots permettant d'améliorer sa performance environnementale ?
3. Quels sont les compromis environnementaux liés à l'implémentation du CCS ?

Müller et al. (2022) ont identifié les questions de recherche les plus fréquentes dans la littérature sur les différentes **CCU** :

1. Un produit ou service basé sur le captage du carbone est-il bénéfique environnementalement en comparaison avec le même produit ou service dérivé de sources de carbone fossiles ?
  - Objectif : évaluer la réduction d'impact potentielle via une ACV comparative.
2. Quelles sont les contributions d'un produit ou procédé de captage de carbone aux impacts environnementaux sur son cycle de vie et quels sont les points chauds d'impacts ?
  - Objectif : identifier la contribution du produit ou procédé de captage de carbone aux impacts environnementaux et hotspots via une ACV classique.
3. Quelles technologies de captage de carbone font un usage efficace de ressources rares telles que l'énergie renouvelable ?
  - Objectif : identifier les meilleures utilisations d'énergie renouvelable pour le captage de carbone en termes de bénéfices environnementaux via une ACV comparative.
4. Quels sont les empreintes environnementales de produits ou services utilisés comme support à la décision des clients (déclaration produit) ?
  - Objectif : identifier les impacts environnementaux de produits ou services impliquant un captage de carbone pour une déclaration produit via une ACV classique.

Une autre question à laquelle on pourrait vouloir répondre est « quelle approche, entre le CCS et le CCU, réduira le plus les émissions de carbone ? » (Cuéllar-Franca and Azapagic, 2015).

Les différentes questions de recherche reflètent la volonté de choisir entre différentes alternatives de CCU/S de façon implicite ou explicite, et donc d'aider à la prise de décision (Müller et al., 2022). Il est possible d'y répondre par une ACV attributionnelle, impliquant les hypothèses intrinsèques à ce type d'ACV (SCORE LCA, 2021) :

- L'ACV ne considère que les procédés directement impliqués dans le système étudié, et pas leur conséquence potentielle sur le marché ;

- Les émissions liées à l'unité fonctionnelle sont considérées comme ayant lieu en même temps, peu importe leur temporalité réelle ;
- L'ACV reflète une période définie qui est généralement similaire à celle pendant laquelle l'étude a lieu.

Il est à noter que, bien que les émissions soient considérées comme ayant lieu à un temps donné, différentes approches permettent de simuler une dynamique dans les émissions en ACV attributionnelle classique. Ces approches seront abordées dans les sections suivantes.

Puisque les hypothèses exposées ci-dessus peuvent exercer une influence importante sur les résultats attendus par rapport aux objectifs spécifiques d'une étude, d'autres types d'ACV peuvent être considérés pour répondre à certaines questions (SCORE LCA, 2021) :

- L'ACV conséquentielle (par exemple, pour répondre à la question « Quelles sont les conséquences environnementales attendues à la suite d'un changement de production, consommation et/ou élimination d'un produit ? »)
- L'ACV dynamique (par exemple, pour répondre à la question « Quelle solution entre le CCS et le CCU est la plus appropriée pour limiter les impacts du dérèglement climatique ? »)
- L'ACV prospective (par exemple, pour répondre à la question « Comment performe une technologie CCU en cours de développement (bas TRL) par rapport à un système similaire déjà existant (TRL = 9) ? »)

Ces différents types d'études ACV impliquent des compromis et incertitudes qui sont traitées dans le rapport SCORE LCA, (2021) section 5.2.8 (ACV conséquentielle), 5.2.9 (ACV dynamique) et 5.2.10 (ACV prospective).

En résumé, la question de recherche déterminera l'objectif de l'étude. L'objectif définira à son tour la modélisation choisie, soit généralement une ACV attributionnelle classique, soit une ACV comparative. Les approches énoncées ci-dessus offrent d'autres options pour la modélisation. Ensuite, une unité fonctionnelle sera définie qui permette d'atteindre l'objectif de l'étude, et le périmètre du système étudié sera fixé. La définition de l'unité fonctionnelle de façon cohérente avec l'objectif de l'étude sont abordés à la sous-section suivante III.1.2. Les choix méthodologiques supplémentaires, soit la répartition des impacts pour les procédés multifonctionnels dans le cas du CCU, la prise en compte de la temporalité et la nomenclature des flux élémentaires de carbone sont traités dans les sections III.4.1 et III.4.2, respectivement.

### III.1.2 Unité fonctionnelle et frontières

#### III.1.2.1 CCS

Dans le cas des systèmes de CCS, le système n'est pas multifonctionnel puisque seul le produit original est considéré dans l'unité fonctionnelle, et le CO<sub>2</sub> capté peut être considéré comme un déchet dont on dispose, de façon similaire aux déchets envoyés en décharge (SCORE LCA, 2021). L'unité fonctionnelle doit donc quantifier la performance du produit ou service (avec ou sans CCS), en spécifiant idéalement la localisation et le la période de production de celui-ci (e.g., « 1 kg d'acier produit en [année] en [pays/continent] »).

Toutes les lignes directrices concluent que les études ACV de CCU/S doivent *couvrir l'ensemble du cycle de vie du berceau à la tombe, à moins que les processus communs entre les systèmes soient identiques et puissent donc être omis des frontières du système* (SCORE LCA, 2021). Ainsi, une comparaison entre les systèmes avec et sans CCS est relativement simple : il suffit d'inclure les étapes de cycle de vie supplémentaires requises pour les solutions de CCS avec captage technologique (voir

section II.2). Les limites du système du berceau à la tombe pour tous les secteurs industriels autres que la production d'électricité sont les mêmes. Pour ce dernier cas particulier, nous référons à la section 5.2.2.1 du rapport SCORE LCA (2021). La Figure 13 donne un exemple des frontières d'un système de production d'électricité sans captage de CO<sub>2</sub>, et le même système avec captage.

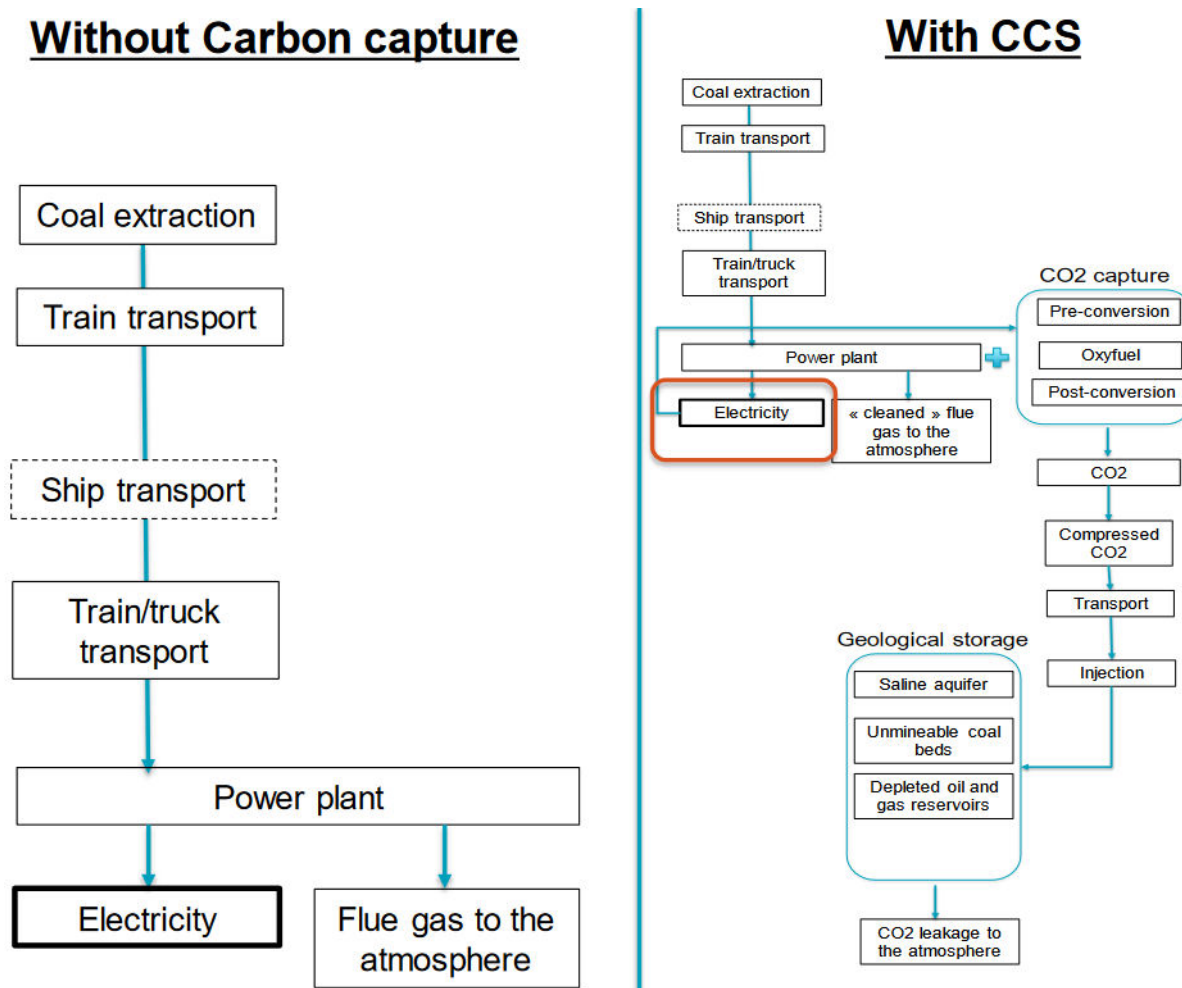
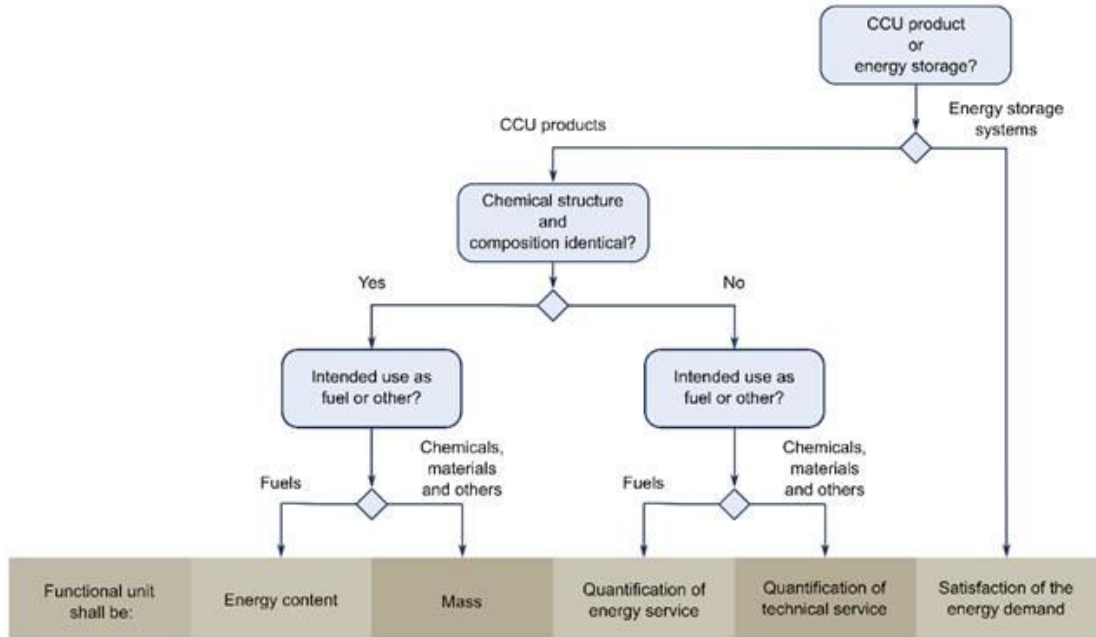


Figure 13 : Frontières d'un système avec ou sans CCS pour la production d'électricité à partir de charbon (SCORE LCA, 2021)

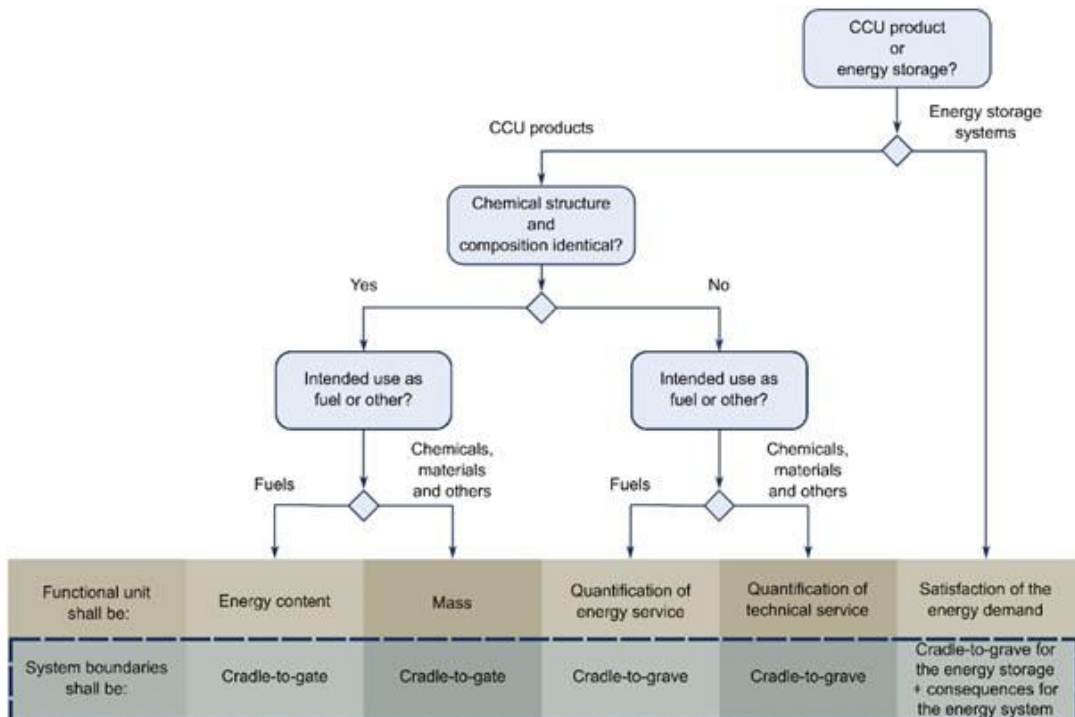
### III.1.2.2 CCU

Dans le cas des systèmes de CCU, le carbone capté est utilisé comme intrant dans un autre procédé industriel, et donc contribue à une fonction (et l'unité fonctionnelle associée dans le cas d'une ACV). La multifonctionnalité du système devra donc être prise en compte. Lors de la définition du système étudié, l'unité fonctionnelle devrait permettre une comparaison fiable des études portant sur différents systèmes de CCU. Müller et al. (2022) proposent un arbre de décision visant à augmenter la comparabilité entre les études, en dérivant des unités fonctionnelles pour chaque classe de technologies CCU, tel qu'identifié sur la Figure 14.



**Figure 14 : Arbre de décision pour la définition de l'unité fonctionnelle d'un produit ou service basé sur les solutions CCU (Müller et al., 2022)**

La Figure 15 illustre les frontières du système en lien avec les unités fonctionnelles définies précédemment. Si le produit a une structure chimique et une composition identique au produit auquel il est comparé, alors des frontières du berceau à la porte seront suffisantes, car les émissions liées à ce produit seront les mêmes que celles du produit de référence. Si ce n'est pas le cas, l'ensemble du cycle de vie devra être pris en compte. Pour un système de stockage de l'énergie, une ACV conséquente devra être réalisée si le produit a un impact significatif sur le système énergétique complet. Il faudra donc inclure les conséquences sur le système énergétique dans les frontières du système, en plus des autres étapes de cycle de vie.



**Figure 15 : Arbre de décision pour la définition des frontières du système pour l'ACV d'un produit ou service basé sur CCU (Müller et al., 2022)**

La Figure 16 montre les limites d'un système de génération d'électricité, cette fois-ci dans le cas d'un système de CCU. La différence majeure réside dans le fait que le carbone n'est plus considéré comme un déchet, mais remplit une fonction dans la technosphère. Le système devient donc multifonctionnel, complexifiant l'étude notamment pour l'allocation d'impacts entre ses différentes fonctions. Les sortants du système deviennent l'électricité et le produit existant (« an existing product » sur la Figure 16). Le CO<sub>2</sub> utilisé peut remplacer du CO<sub>2</sub> venant d'une autre source, ou être un entrant d'un produit (effet de substitution) qui aurait été produit différemment, sans utiliser de CO<sub>2</sub> capté.

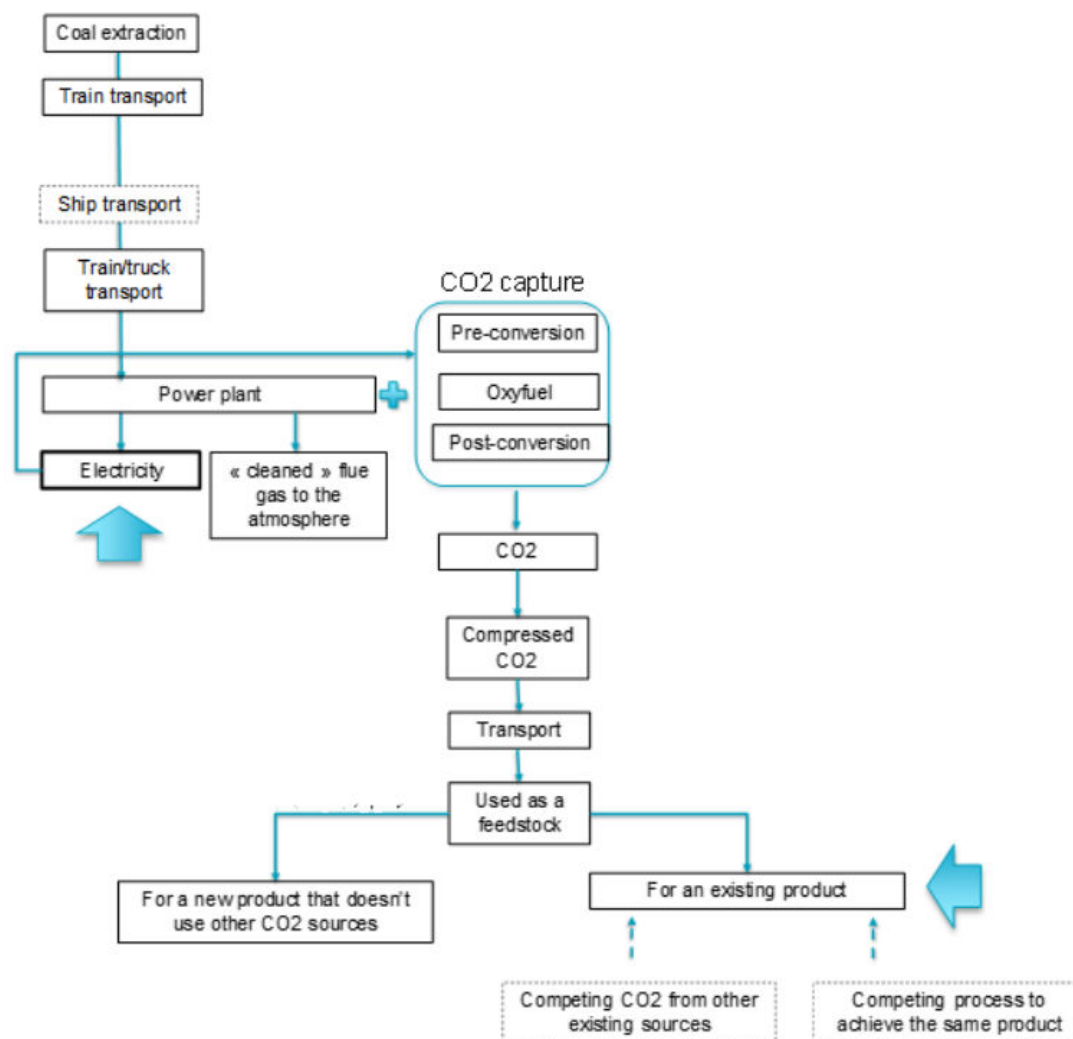


Figure 16 : Exemple de frontières choisies pour un système CCU (SCORE LCA, 2021)

### III.1.2.3 AVIS D'EXPERT·ES ET NIVEAU DU CONSENSUS

Il y a un consensus concernant la définition de l'unité fonctionnelle et le périmètre de l'étude. Il n'y a pas de spécification particulière pour les produits avec CCU/S. La mise en place de l'unité fonctionnelle et le périmètre devraient être établies de façon à éviter le double comptage des impacts et bénéfices de solutions de CCU/S.

## III.2 Traitement des procédés multifonctionnels

### III.2.1 Hiérarchie ISO

Dans le cas d'un système de CCS, le procédé produisant le CO<sub>2</sub> n'est pas multifonctionnel, car le CO<sub>2</sub> est considéré comme un déchet, et n'a donc pas de flux élémentaires associés. Les ICV et impacts associés du captage et du stockage seront attribués au système pour lequel il est capté. Le CO<sub>2</sub> capté

pour être utilisé (CCU) est toujours issu d'un procédé multifonctionnel, car il est co-produit avec un produit principal (le ciment par exemple). Par conséquent, il faut répartir les impacts et évitements d'émissions liés au captage de carbone entre ces derniers.

La norme ISO14040/44 fournit une hiérarchie obligatoire à suivre pour la répartition des impacts entre procédés multifonctionnels, indiquée dans le Tableau 8.

**Tableau 8 : Hiérarchie ISO pour les procédés multifonctionnels**

Ordre de priorité	Nom	Description
	<b>Si l'allocation est évitable</b>	
1.	<b>Subdivision</b>	Division des procédés multifonctionnels en sous-procédés et répartition des entrants et sortants entre les différents sous-procédés.
2.	<b>Extension des frontières</b>	Inclusion des fonctions additionnelles dans les frontières du système pour éviter l'allocation et la substitution des impacts évités. (ISO 14044 : 2006, Amendement 2, Annexe D :2020)
<b>Si l'allocation est inévitable</b>		
3.	<b>Allocation physique</b>	Les entrants et sortants sont répartis entre les sous-procédés en se basant sur des relations physiques (masse ou volume).
4.	<b>Allocation selon d'autres critères</b>	Si cela n'est pas possible, d'autres relations sont utilisées pour répartir les impacts entre les différents produits (e.g. valeur économique)

Pour illustrer l'intérêt de chaque approche vis-à-vis la répartition des impacts entre procédés multifonctionnels, nous nous appuyons sur les quatre cas fictifs illustrés à la Figure 17. Ces cas serviront à illustrer nos propos dans les sous-sections suivantes. **Les chiffres présentés dans ces exemples sont fictifs, et ne sont donc pas représentatifs de la réalité.**

Le cas 1 concerne le captage et utilisation des sources biogénique de CO<sub>2</sub>. Puisque la source de CO<sub>2</sub> est biogénique, il est considéré que son impact est négatif (-1) vu le captage de CO<sub>2</sub> par la biomasse. A cela sont ajoutés l'impact (+0,5) et le bénéfice (-1) du captage, pour un bilan négatif de -0.5.

Les cas 2 et 3 illustrent les cas de captage de CO<sub>2</sub> issu de deux procédés, respectivement la production de ciment et la production d'électricité. Ces deux cas éclairciront les différentes méthodes de répartition des impacts, avec la mise en évidence des différences entre l'allocation massique dans le cas du ciment et l'allocation économique dans le cas de la production d'électricité.

Le cas 4 illustre le cas du CCS, avec la fonction unique du système qui est la production d'électricité. Il est évident que dans ce cas, l'allocation n'est pas nécessaire et que l'ensemble des impacts et bénéfices du CCS est alloué à la production d'électricité, menant à une réduction partielle des impacts du système. La déclaration des émissions et des bénéfices du captage sont évalués avec les facteurs de caractérisation pour le stockage long terme et permanent, voir chapitre III.4.1. Son bilan est supérieur aux autres cas, car il inclut les fuites de CO<sub>2</sub> pendant le stockage. La fonction d'utilisation du CO<sub>2</sub> (production de méthanol par exemple) n'est pas incluse dans les autres cas. Si elle était incluse, le bilan total serait supérieur à celui du cas 4, car le CO<sub>2</sub> serait rejeté dans l'écosphère au lieu d'être stocké de manière permanente.

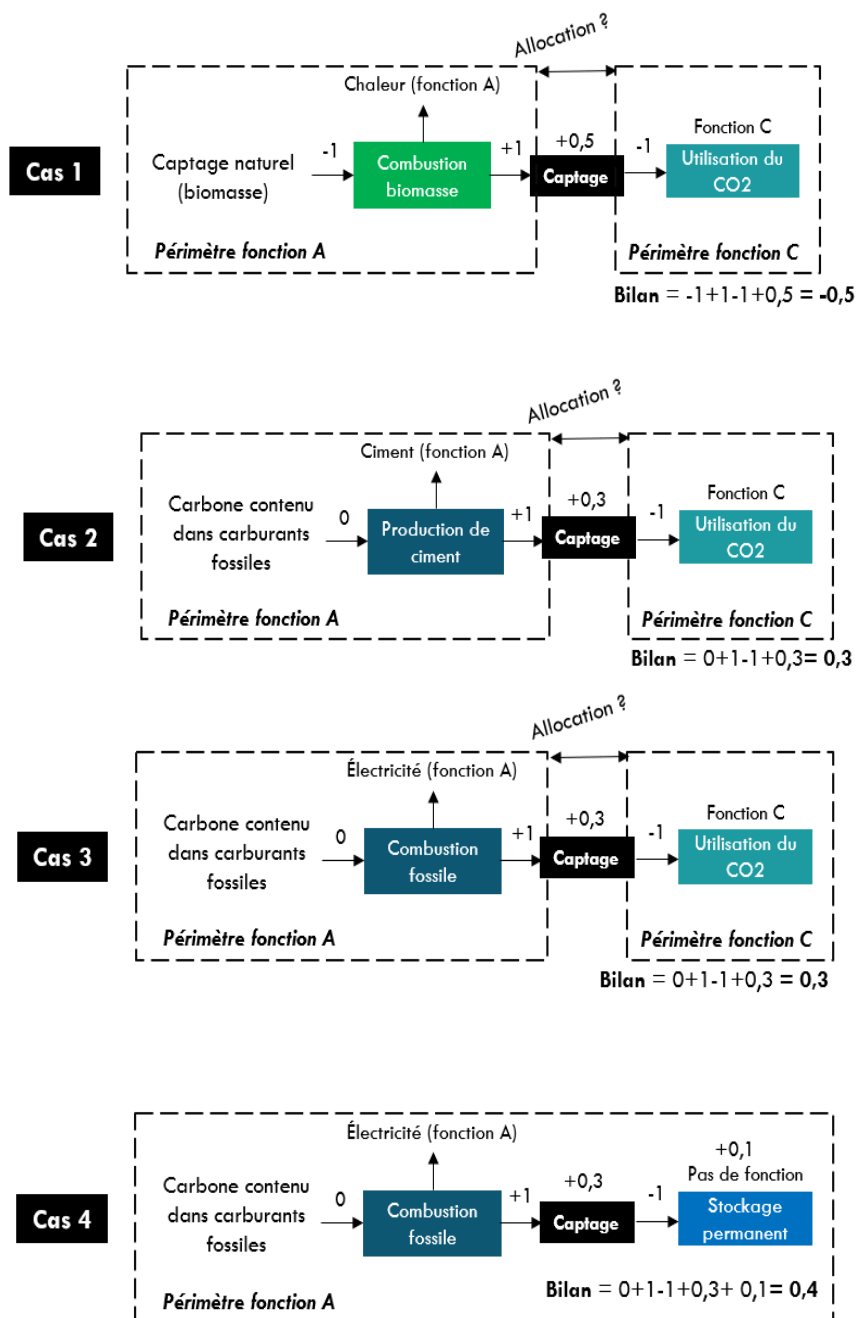


Figure 17: Cas d'études pour le traitement des procédés multifonctionnels

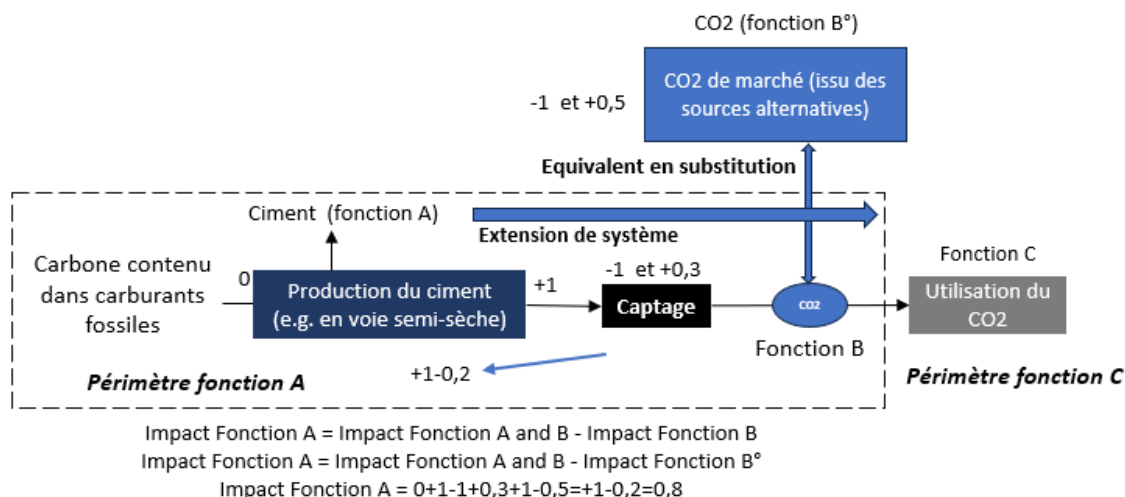
### III.2.1.1 1<sup>ÈRE</sup> OPTION : SUBDIVISION

Pour éviter l'allocation, la première option, soit la subdivision selon ISO 14044, n'est pas applicable au captage de CO<sub>2</sub> car celui-ci est toujours produit en même temps que le produit principal.

En second lieu, l'extension des frontières doit être appliquée. Cependant, cela implique d'inclure le produit ainsi que le CO<sub>2</sub> co-produit dans une même unité fonctionnelle. Cette extension des frontières, lorsqu'elle vise à mesurer les impacts d'un seul co-produit, consiste à identifier le(s) produit(s) qui sont remplacés par le(s) coproduit(s) du produit étudié et à quantifier les impacts associés à ces produits (ISO14044, Annexe D : 2020).

### III.2.1.2 2<sup>ÈME</sup> OPTION : EXTENSION DES FRONTIÈRES AVEC SUBSTITUTION

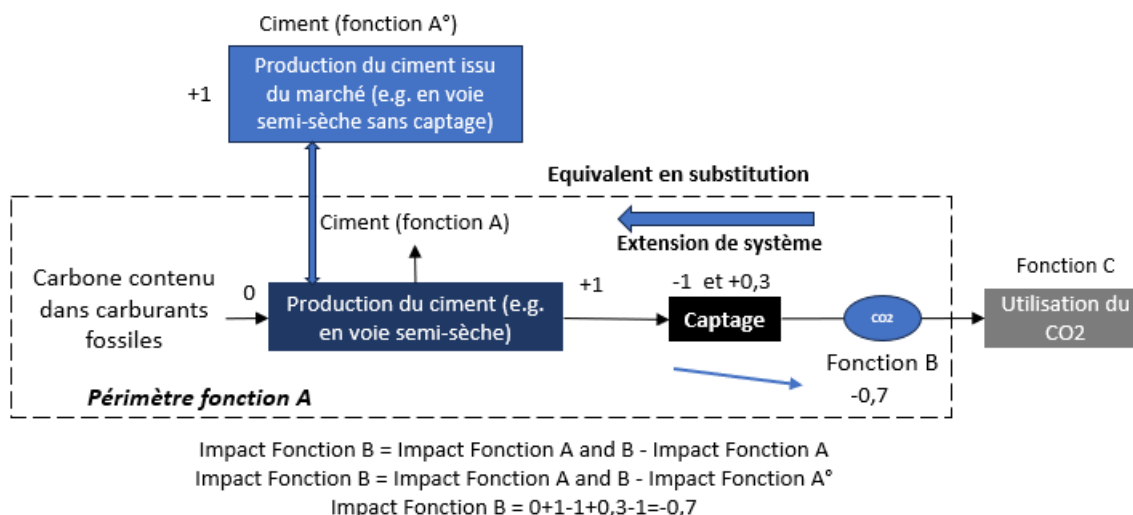
La Figure 18 illustre le cas de l'extension des frontières avec substitution pour la production de ciment avec captage et utilisation de CO<sub>2</sub>. Dans ce cas, la production de CO<sub>2</sub> est incluse dans les frontières du système avec la production du ciment. Ensuite la fonction de production de CO<sub>2</sub> est substituée par une source alternative. Ainsi, le système de produit remplacé (production de CO<sub>2</sub>) est intégré dans le système de produits étudié (production de ciment).



**Figure 18: Extension des frontières du système avec substitution (exemple pour la production de ciment)**

Par conséquent, dans le cas présenté à la Figure 18, le ciment se verra attribuer la différence entre le système de production de ciment avec captage ( $0 + 1 - 1 + 0,3 = + 0,3$ ) à laquelle seront soustraites les émissions du système de référence produisant du CO<sub>2</sub> ( $-1 + 0,5 = -0,5$ ), pour un total de  $(+0,3 - (-0,5)) = 0,8$  qui sera considéré comme impact du ciment basé sur la méthode d'extension des frontières avec substitution.

La Figure 19 illustre le cas de l'extension des frontières avec substitution pour la production de CO<sub>2</sub> via le captage de carbone d'une cimenterie. On considère ici que le système évité est la production de ciment sans captage. Dans ce cas, la production de ciment est incluse dans les frontières du système avec la production du CO<sub>2</sub>. Ensuite, la fonction de production du ciment est substituée par une source alternative. Ainsi, le système de produit remplacé (production du ciment) est intégré dans le système de produits étudié (production de CO<sub>2</sub>).



**Figure 19. Extension des frontières du système avec substitution (pour la production de CO<sub>2</sub>)**

Par conséquent, dans le cas présenté à la Figure 19, le CO<sub>2</sub> issu du captage se verra attribuer la différence entre le système de production de ciment avec captage ( $0+1-1+0,3=0,3$ ) et le système de référence produisant du ciment sans captage (+1), pour un total de -0,7 qui sera considéré basé sur la méthode d'extension des frontières (avec substitution). Cela correspond à l'ensemble des impacts et crédits associés au système de captage de CO<sub>2</sub>.

Ainsi, en considérant les cas du ciment (Figure 18) et du CO<sub>2</sub> (Figure 19) on observe que, pour une réduction réelle des impacts de -0,7 permises par le système de captage, on obtient une réduction de 0,2 pour le ciment (produit principal, fonction A), et un crédit de 0,7 pour le CO<sub>2</sub> issu du captage (co-produit, fonction B). Bien que l'exemple soit fictif, cela démontre que la balance massique du système n'est pas respectée.

Cela mène à identifier quelques points critiquables de cette approche :

### **1- Approche conséquentielle (plutôt qu'une approche attributionnelle)**

Il faut noter que l'extension des frontières (avec substitution) relève plutôt de l'approche conséquentielle (Brander and Wylie, 2011; Weidema, 2014). Pour cette raison, il est considéré dans le rapport de SCORE LCA (2021), s'appuyant sur l'argumentaire de Brander (2012)<sup>1</sup>, que cette approche n'est pas valable en ACV attributionnelle lorsque l'étude est spécifique à un produit :

*« La méthode de substitution est unique en ce sens qu'elle crée des résultats négatifs pour une ACV même lorsque les absorptions physiques associées au cycle de vie du produit ne sont pas supérieures aux émissions physiques. La raison de cette différence est que la substitution implique un crédit pour des émissions qui ne se sont pas produites. Étant donné que la méthode de substitution inclut un crédit pour les émissions qui ne se sont pas produites, les résultats d'une ACV qui utilise la méthode de substitution ne seront pas égaux aux émissions physiques totales » (Brander, 2012, Traduction de l'anglais).*

### **2- Complexité de l'identification du système substitué**

L'identification du système substitué se fait de la même manière que l'identification du système amont des intrants de produits intermédiaires (Annexe D ISO 14044 : 2006/A2 : 2020). Voir également ISO/TR 14049 : 2012, 6.4. Ainsi, l'application de l'extension des frontières avec substitution implique une compréhension du marché des co-produits. Les décisions concernant l'extension des frontières peuvent être améliorées en comprenant la manière dont les co-produits entrent en concurrence avec d'autres produits, ainsi que les effets de toute substitution de produit sur les pratiques de production dans les industries concernées par les co-produits. (Annexe D ISO 14044 :2006/A2 :2020)

Les considérations importantes liées à l'identification des systèmes de produits remplacés par des co-produits incluent (Annexe D ISO 14044 :2006/A2 :2020) :

- les marchés et les technologies spécifiques affectés ;
- le volume de production des systèmes de produits étudiés, et leur fluctuation dans le temps ;
- le processus unitaire spécifique est directement affecté.

Le cas échéant, lorsque les intrants sont livrés via un marché, il est également important de savoir (Annexe D ISO 14044 :2006/A2:2020) :

- si l'un ou l'autre des procédés ou technologies approvisionnant le marché est soumis à des contraintes, auquel cas leur production ne change pas malgré l'évolution de la demande ;

---

<sup>1</sup>[https://ecometrica.com/assets/substitution\\_problem\\_with\\_current\\_LCA\\_standards.pdf](https://ecometrica.com/assets/substitution_problem_with_current_LCA_standards.pdf)

- lequel des fournisseurs/technologies sans contraintes a les coûts de production les plus élevés ou les plus bas et, par conséquent, le fournisseur/la technologie est affecté lorsque la demande pour le produit supplémentaire diminue ou augmente.

Plusieurs questions se posent quant à la répartition des émissions de CO<sub>2</sub> :

- Pour les cas de captage et utilisation de CO<sub>2</sub>, il est important de fixer un périmètre géographique pour le marché des co-produits. Faut-il considérer un continent, un pays, un territoire, une région ou un périmètre local ?
- Pour les technologies de captage à considérer, faut-il prendre la technologie dominante, la meilleure pratique disponible, une moyenne des technologies existantes, le cas le plus impactant ou moins impactant ?
- Pour la question de stockage temporaire, faut-il considérer les technologies existantes et développées, ou aussi les technologies en cours de développement et celles en phase R&D ?

Plusieurs systèmes de substitution pourraient être proposés en fonction des réponses à ces questions, ce qui rend cette méthode complexe à l'usage. En plus, les technologies et le marché ne sont pas encore suffisamment stable pour avoir un consensus. Nous préférons dans le cadre de cette étude de ne pas fixer un système de substitution pour les raisons évoquées.

En comparaison, dans le cas de l'impact du CO<sub>2</sub> utilisé dans le CCU, Müller et al. (2022) proposent que le système substitué soit la production de la même fonction A, mais sans captage. Cela a pour conséquence d'attribuer l'ensemble des impacts et crédits du captage au CO<sub>2</sub> utilisé. De façon similaire, les lignes directrices LCA4CCU indiquent que, dans une modélisation conséquentielle, dans le marché actuel, le CO<sub>2</sub> est disponible en grande quantité. Elle propose donc une allocation 100 :0. L'usine produisant le CO<sub>2</sub> qui est capté n'aura aucun bénéfice ni impact environnemental attribué en lien avec le captage, car si l'usine de conversion de CO<sub>2</sub> n'utilisait pas le gaz, les bénéfices environnementaux liés au captage n'auraient pas lieu. L'usine de conversion se voit donc attribuer l'ensemble des bénéfices et impacts du captage.

L'initiative Together for Sustainability (TfS, 2023) propose l'utilisation du DAC comme système de substitution dans le cadre de l'extension des frontières du système avec substitution.

Enfin, il faut veiller à ce que le système de substitution soit équivalent fonctionnellement au système substitué. Par exemple, dans le cas du CO<sub>2</sub>, si la fonction B est un CO<sub>2</sub> de qualité alimentaire (pureté de 99,9%), la fonction B\* ne peut pas être un CO<sub>2</sub> de qualité industrielle (il n'existe pas de norme définissant cette qualité actuellement).

### 3- Le risque de double comptage

L'extension des frontières (avec substitution) est complexe à mettre en place et risque de produire des résultats avec double comptage. Les figures suivantes (Figure 20 et Figure 21) illustrent le risque de double comptage dû à une erreur dans la définition du périmètre. Si on imagine que la multifonctionnalité est traitée par les acteurs qui gèrent la Fonction A et dans un second temps par l'utilisateur de CO<sub>2</sub> capté (Fonction C), cela pourrait conduire au double comptage des bénéfices et impacts du procédé de captage.

Ainsi, si les fonctions substituées sont relativement impactantes, cela conduira à un bénéfice significatif lié à la substitution car d'autres effets qui ne sont pas forcément liés à la technologie de captage et son efficacité rentrent en jeu. Par exemple, le DAC nécessite une quantité importante d'énergie pour séparer le CO<sub>2</sub> de l'air. S'il est choisi comme système de substitution, il conduira à un bénéfice important pour le système substitué et ne permettra pas de refléter la réalité. Ce problème peut être abordé en effectuant des analyses de sensibilité considérant d'autres systèmes substitués, augmentant d'autant plus la complexité de la modélisation. Dans le cas de la Figure 21, le CO<sub>2</sub> utilisé et le produit issu de ce CO<sub>2</sub> ne sont pas interdépendants. Par conséquent, il n'y a pas de multifonctionnalité à traiter. Si nécessaire, une subdivision est possible.

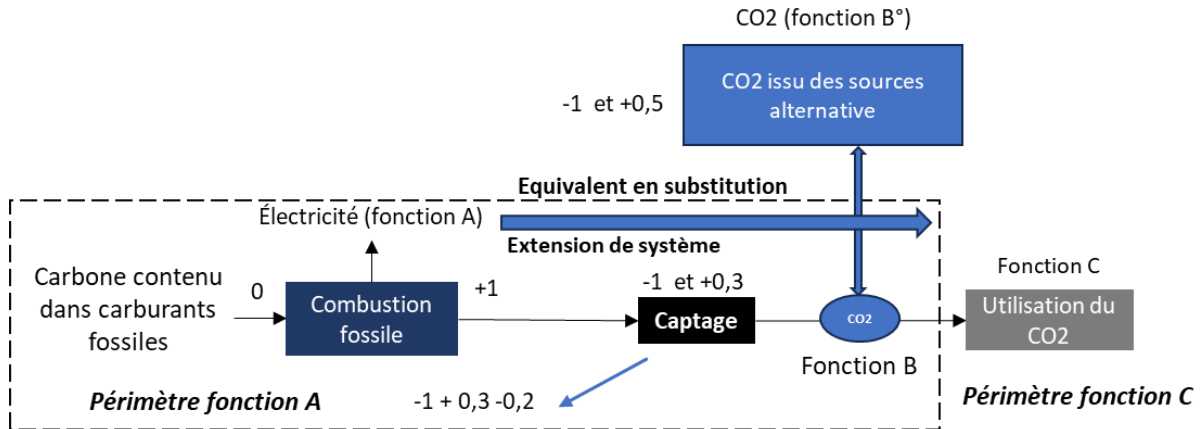


Figure 20: Extension par le producteur d'électricité

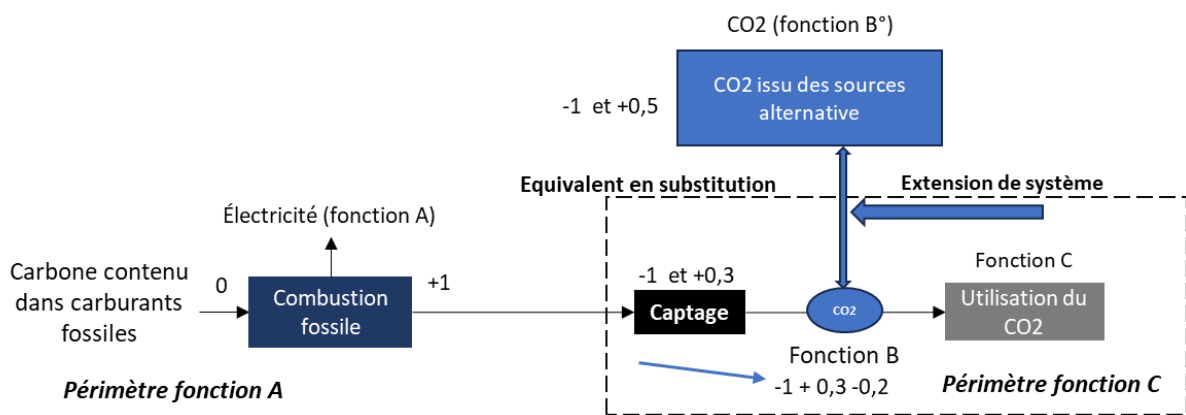


Figure 21: Extension par l'utilisateur de CO<sub>2</sub> (erreur de définition de périmètre)

### III.2.1.3 3<sup>ÈME</sup> OPTION : ALLOCATION SELON UN CRITÈRE PHYSIQUE

Lorsque les deux premières approches ne sont pas possibles, la norme ISO14040/44 préconise ensuite les approches d'allocation suivant des critères physiques (masse ou volume par exemple).

L'allocation physique entre les fonctions A et B est applicable s'il est possible de quantifier et comparer la fonction B avec la fonction A. Il n'est pas possible d'utiliser l'allocation massique pour la production d'électricité avec captage, car la fonction A est de l'énergie. L'allocation énergétique ne l'est pas non plus, car le CO<sub>2</sub> n'a pas de contenu énergétique.

Dans le cas de la production de ciment (Figure 22), par exemple, l'allocation physique serait alors possible (allocation basée sur la masse du ciment et la masse du CO<sub>2</sub> co-produit).

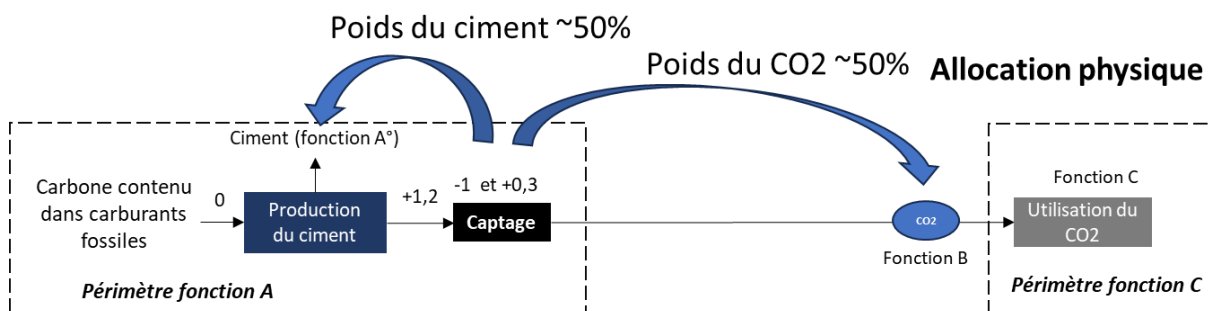


Figure 22: Allocation physique – exemple de la production de ciment

En considérant qu'environ une tonne de CO<sub>2</sub> est émise et captée par tonne de ciment produite, la moitié de la réduction d'impact liée au captage sera créditée au ciment, et l'autre moitié sera attribuée au CO<sub>2</sub> co-produit. Le problème de l'allocation physique est la masse de CO<sub>2</sub> émis. En effet, pour le ciment, le CO<sub>2</sub> étant significatif en poids, une fraction importante de l'impact serait attribuée au CO<sub>2</sub>. Néanmoins, il n'y a pas de double comptage entre les fonctions A et B car la somme des bénéfices et des impacts évités respecte la balance massique du système.

### III.2.1.4 ALLOCATION SELON D'AUTRES CRITÈRES

D'autres critères comme l'allocation économique permettent d'allouer le différentiel aux fonctions A et B. Admettons que l'énergie produite ait une valeur de 99 euros, et le CO<sub>2</sub> produit (ou bien le prix de la taxe carbone, ou bien la valeur du CO<sub>2</sub> sur le marché), de 1 euro. Alors, 99% du différentiel lié au captage serait attribué à la fonction A, et 1% à la fonction B, comme indiqué à la Figure 23.

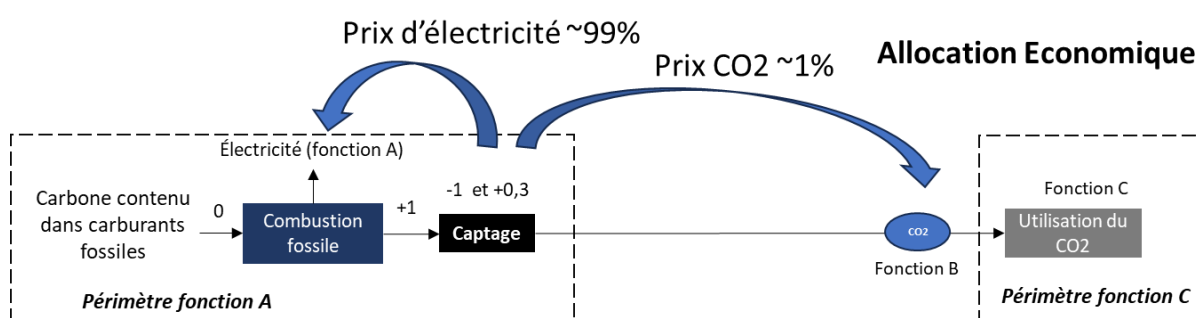


Figure 23: Allocation économique – exemple de la production d'électricité

Des problématiques potentielles liées à l'allocation économique sont : la faible valeur du carbone, la fluctuation significative de prix du carbone, et le choix du prix du carbone (souvent sous-estimé dans le marché actuel). Néanmoins, il n'y a pas de double comptage entre les fonctions A et B car la somme des bénéfices et des impacts évités respecte la balance massique du système.

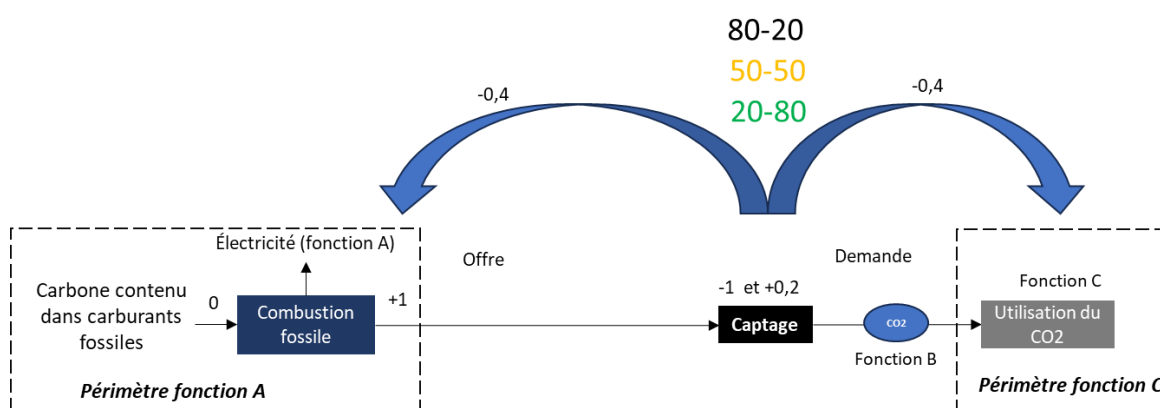
### III.2.1.5 APPROCHE OFFRE/DEMANDE

Nous proposons une nouvelle approche pour pallier aux inconvénients des méthodes précédentes, et répondre aux objectifs politiques de neutralité carbone. Elle est strictement politique, elle ne se base pas sur des principes scientifiques. Si l'objectif politique est d'insister sur le captage, l'utilisation et stockage de CO<sub>2</sub>, la méthode d'allocation proposée serait basée sur l'offre et la demande afin de motiver les acteurs à mettre en place le captage mais aussi l'utilisation de CO<sub>2</sub> issu de ce captage. L'approche basée sur l'offre et la demande est déjà utilisée par des méthodologies ACV dans le cas d'allocation de recyclage en fin de vie, par exemple l'application de la CFF (« *Circular Footprint Formula* ») par la Commission européenne (Zampori and Pant, 2019) ou l'expérimentation de l'affichage environnemental en France en 2011. La répartition ressemble au facteur A de la CFF, mais le principe est différent. La CFF nécessite une forme de substitution conséquentielle, car il faut choisir les données pour les procédés, les matériaux et l'énergie utilisée.

La méthode offre/demande est une méthode hybride. Elle intègre une extension des frontières du système avec une vision attributionnelle et conservatrice. Le système de substitution à choisir a une équivalence fonctionnelle à la production du produit sans captage. Cela mène à une vision proche des impacts du CO<sub>2</sub>, sans valoriser le produit principal et le CO<sub>2</sub> capté, contrairement au choix du DAC comme système de substitution par exemple. Utiliser le DAC comme système de substitution réduit souvent les impacts calculés pour le produit principal (par rapport au système étudié). En s'affranchissant des impacts du produit principal, la méthode offre/demande encourage le captage de CO<sub>2</sub> le moins impactant possible, soit directement via le captage d'une source de CO<sub>2</sub> concentrée, ou

soit via un procédé de captage plus efficace que ses homologues (avec un produit principal comparable). Dans un second temps, les bénéfices et impacts restant après la substitution seront attribués en considérant l'offre et la demande entre les deux fonctions. Par conséquent, cette méthode combine une substitution et une allocation, elle est donc hybride. Le but est en autres d'encourager la mise en place de la production de CO<sub>2</sub> la plus efficace possible.

Les facteurs d'allocation pourraient être établis entre 0 et 100 % en fonction du marché réel. Des facteurs 80/20, 50/50 ou 20/80 pourraient être utilisés pour éviter des cas marginaux où l'ensemble des impacts et bénéfices seraient attribués à un seul système. Le Figure 24 illustre une approche d'allocation offre/demande pour un marché équilibré avec l'allocation 50/50, ou offre faible et forte demande 80/20, ou encore forte offre et faible demande 20/80.



**Figure 24: Allocation offre et demande**

La quantité d'émissions globales de CO<sub>2</sub> étant très largement supérieures aux utilisations potentielles, il est possible d'imaginer une répartition 20/80 pour « récompenser » l'usager de CO<sub>2</sub> afin de motiver le développement des solutions d'utilisation de CO<sub>2</sub>. Le facteur 20/80 pourrait ainsi évoluer progressivement vers 80/20 en suivant l'évolution de l'offre et de la demande. On peut aussi se baser sur l'offre réelle de CO<sub>2</sub>. En effet, de grande quantité d'émissions ne signifie pas que l'offre est importante, car le CO<sub>2</sub> est encore peu capté. La répartition pourrait donc commencer à 50/50.

Cependant, deux limites de la méthode offre et demande sont à considérer :

**L'approche offre et demande est subjective et politique** L'approche offre et demande étant difficile à justifier, les facteurs d'allocation pourraient être critiqués. Un consensus devrait être établi de façon similaire à la CFF afin que les industriels captant le CO<sub>2</sub> en vue de son utilisation, et les usagers éventuels de ce CO<sub>2</sub>, soient d'accord sur la répartition entre les acteurs. Par exemple, utiliser des ratios maximaux de 80 :20 plutôt que 100 : 0 pourrait être une solution à cette problématique.

**L'effort de captage pourrait ne pas être suffisamment récompensé dans le contexte actuel**

Étant donnée la situation de l'offre et la demande dans le marché actuel, cette méthode « récompenserait » moins l'industriel mettant en place un système de captage de ses émissions de CO<sub>2</sub> en vue de leur usage. En revanche, récompenser l'usager peut être une solution pour aider l'entreprise qui capte le CO<sub>2</sub>, en vue de sa commercialisation.

Finalement, il est à noter que cette approche, comme l'allocation massique ou économique, encourage le stockage permanent de CO<sub>2</sub> plutôt que son utilisation, car le stockage permanent rapportera l'ensemble des bénéfices du captage au capteur de CO<sub>2</sub>.

### III.2.1.6 LE CO<sub>2</sub> CONSIDÉRÉ COMME DÉCHET

Considérer le CO<sub>2</sub> comme un co-produit dans certains cas, et comme un déchet dans d'autres, semble largement contextuel (e.g., en fonction des opportunités régionales). Ainsi, si l'on considère le CO<sub>2</sub> comme un déchet dans le cas du CCS, il pourrait sembler cohérent de le considérer de même dans le CCU. Les quantités d'émissions globales de CO<sub>2</sub> par rapport aux utilisations potentielles appuieraient cette lecture. Dans ce cas, le CO<sub>2</sub> utilisé serait considéré comme un déchet (aucun impact selon la norme ISO) et les impacts et évitement d'émissions liés au captage du carbone seraient donc entièrement attribués au procédé générant le CO<sub>2</sub>.

Ce statut déchet aurait pour conséquence d'être moins attractif pour l'utilisateur de CO<sub>2</sub>. Suivant cette option, la responsabilité de décarboner mais aussi le bénéfice en termes d'évitement d'émissions serait alors imposé aux émetteurs de carbone. Les utilisations de CO<sub>2</sub> ne seraient pas favorisées par rapport à une approche leur attribuant une part des évitements d'impacts, d'autant plus qu'ils doivent considérer les émissions de ce CO<sub>2</sub> en fin de vie.

### III.2.2 Choix de la source de CO<sub>2</sub> capté et implications

Le choix de la source de CO<sub>2</sub> qui est capté et utilisé pour la fonction C peut avoir une implication importante sur son impact environnemental. Puisque le CO<sub>2</sub> est le déchet ou coproduit potentiel de plusieurs systèmes, on peut aussi considérer que ce qui sera substitué ne sera pas, comme le suggèrent Müller et al. (2022), la production de la fonction A sans captage, mais la production de *n'importe quelle source de CO<sub>2</sub> potentielle sans captage* dans un périmètre donné.

En effet, vu l'abondance des émissions de CO<sub>2</sub> (« l'offre potentielle ») par rapport à toute application pour ce CO<sub>2</sub> dans l'économie (« la demande potentielle »), la source de CO<sub>2</sub> peut théoriquement être sélectionnée librement parmi l'offre potentielle. Cela revient à considérer, par exemple, que le captage du CO<sub>2</sub> issu de la biomasse pour la production de ciment pourrait substituer non pas le même système avec source biogénique (sans captage), mais aussi le système de production de ciment avec une source de CO<sub>2</sub> fossile (sans captage). La source de CO<sub>2</sub> pour obtenir la Fonction C dépendra donc de la disponibilité locale de différentes sources de carbone (e.g., des industries lourdes comme les cimenteries et production d'ammoniaque), ou des conséquences éventuelles des émissions sur le bilan carbone d'une région ou d'un pays (par exemple, liée à une motivation politique, économique [taxe carbone] ou réglementaire favorisant l'utilisation de CO<sub>2</sub> capté dans le CCU plutôt que son émission vers l'atmosphère).

Nous ne recommandons pas cette approche car elle pourrait conduire à la valorisation d'un CO<sub>2</sub> peu concentré, et donc difficile à capter. Il faut également vérifier que l'utilisation d'un CO<sub>2</sub> capté ne favorise pas la production d'un produit non utile ou néfaste pour l'environnement, par exemple l'utilisation de charbon pour produire de l'électricité.

De plus, la modélisation du carbone biogénique (e.g., par rapport à la considération du stockage temporaire de carbone, et à la caractérisation des émissions), et la considération de la multifonctionnalité / l'allocation des réductions d'émissions ou bénéfiques dans une méthodologie réglementaire (e.g., dans le cadre du PEF) peut influencer le choix d'approvisionnement en CO<sub>2</sub> d'une entreprise si celle-ci souhaite minimiser son empreinte carbone. Celle-ci pourrait sélectionner alors l'option qui lui alloue la plus grande réduction d'impacts liée au captage. De ce fait, le choix de source de CO<sub>2</sub>, s'il se fonde sur un avantage en termes d'impact environnemental notamment en vue d'une déclaration environnementale, se fera parmi différentes sources potentielles de carbone présentes disponibles, avec l'influence éventuelle de la méthodologie employée pour la comptabilité carbone biogénique et de l'allocation des bénéfices du captage.

### III.2.3 Avis d'expert-es et niveau de consensus

Il n'y a pas de consensus quant à la méthode permettant de répartir les impacts entre le système émetteur captant le CO<sub>2</sub> et l'utilisateur de CO<sub>2</sub>. Celles-ci oscillent entre une approche (parfois conséquentielle) où l'ensemble des crédits et impacts liés au captage du carbone sont attribués à l'utilisateur (ratio 0:100) et une approche « CO<sub>2</sub> comme déchet », où l'ensemble des impacts et bénéfices du captage seraient attribués à l'émetteur (ratio 100:0, équivalent au cas du CCS). Cela a pour conséquence de limiter la comparabilité entre les différentes études, et pourrait favoriser le greenwashing dans le cas où il y a un risque de double comptage. Certain-es expert-es recommandent de suivre la hiérarchie ISO pour les études, en privilégiant l'extension des frontières avec substitution. Cette approche est soutenue par Müller et al. (2022) et les lignes directrices de la Commission Européenne *LCA4CCU* (Ramírez et al., 2022) et l'initiative TfS (TfS, 2023) dans le cas d'ACV dont le but est d'aider à la prise de décision.

D'autres expert-es, notamment issus de l'industrie, sont en faveur de l'approche offre et demande proposée dans le paragraphe III.2.1.5.

## III.3 Approche « mass balance » pour les solutions de CCU/S

### III.3.1 Description de l'approche mass balance

L'approche *mass balance* est une thématique qui a été abordée au cours de l'étude, notamment suite à sa mention lors d'entretiens avec les expert-es. Cette approche a pour but d'attribuer les crédits liés à une approche vertueuse dans une industrie à une partie seule de sa production, tel qu'illustré à la Figure 25. Par exemple, une compagnie produisant trois produits différents, et captant/stockant 10% de ses émissions totales, pourrait, via l'approche *Mass balance*, déclarer 10% de sa production (produit 1) comme étant neutre en carbone, et les 90% restant sans mention spécifique.

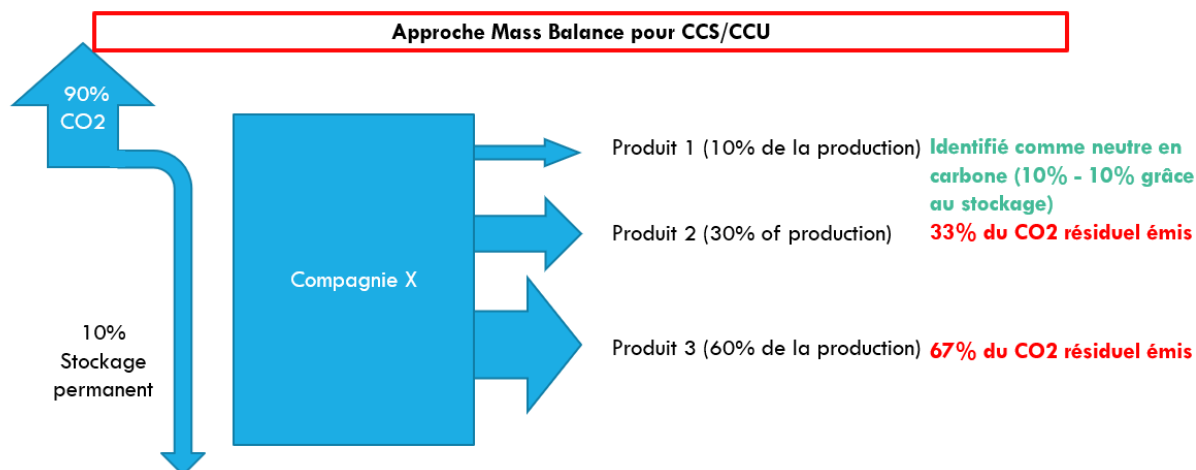


Figure 25. Approche « mass balance » pour le captage et stockage de carbone

Cette approche consiste essentiellement à déclarer un seul produit comme neutre voire négatif en carbone alors que le carbone capté provient de la gamme entière des produits issus d'une même usine. Dans le cas de l'utilisation de molécules biosourcées, le même principe permettrait d'attribuer les crédits liés au captage naturel de carbone à un seul produit, alors qu'ils seraient en réalité non-spécifiques et donc répartis de manière proportionnelle entre les différents produits.

### III.3.2 Avis d'expert-es et niveau de consensus

L'utilisation de l'approche *mass balance* ne fait pas consensus, et est encore sujette à débat pour les produits biosourcés. Certains experts estiment qu'elle pourrait favoriser l'innovation et accélérer la transition, en récompensant les acteurs faisant l'effort d'inclure des matériaux ayant participé au

stockage (temporaire ou permanent) de carbone. Cependant, il est aussi identifié que cette approche pourrait faciliter le double comptage des évitements d'émissions entre les acteurs amont et aval, entraînant un risque de greenwashing. Cela pourrait également encourager les industries à limiter leurs efforts.

### III.4 Statuts de carbone, transferts entre les réservoirs, et temporalité des émissions

#### III.4.1 Temporalité des émissions de CO2

##### III.4.1.1 SPÉCIFICITÉS DES LIGNES DIRECTRICES ET NORMES

L'ACV telle qu'elle est pratiquée majoritairement est dite statique : les absorptions et émissions ont le même impact qu'elles aient lieu aujourd'hui ou dans le futur. Cela correspond à la structure matricielle de l'ACV classique et simplifie le travail d'inventaire, de calcul et d'interprétation de cycle de vie. Cependant, une problématique réside dans le fait que l'impact réel varie en fonction des temporalités, et que l'agenda politique définit des cibles à horizon temporel fixe, comme la neutralité carbone à l'horizon 2050 pour la France.

Les différentes lignes directrices et normes pour l'ACV proposent différentes approches pour prendre en compte la temporalité des émissions. Cela est dû à la difficulté méthodologique liée à la considération de la temporalité en ACV ainsi qu'à l'incertitude sur l'évolution du changement climatique et des impacts des émissions sur le moyen et long terme. Le Tableau 9 présente les choix méthodologiques des principales normes et lignes directrices.

**Tableau 9 : Synthèse des différents traitements de la temporalité en fonction des méthodologies**

Temporalité	ISO 14040/44	ILCD	PEF	EN 15804 A2 EN 15978
				RE2020
Court terme 0-100 ans	-	Facteur de correction  Informations additionnelles	Pas de flux différencié en fonction de la temporalité.  Stockage non autorisé, le carbone est réémis artificiellement.	- Modélisation dynamique à l'échelle du bâtiment
Long terme 100 < < ∞ ans	Non spécifié	Flux élémentaire supplémentaire  CO2 long terme Sans impact		Pas de temporalité précisée pour le stockage permanent
Stockage quasi-permanent ∞	Déchet sans impact	Déchet  Sans impact		Carbone biogénique réémis, crédit/stockage pour le carbone fossile

L'approche ILCD distingue trois flux au total, et l'ensemble des autres lignes directrices sont classifiées en fonction de ces flux (ceux présentés dans le tableau). Le flux à court terme comptabilise les émissions qui se produisent avant 100 ans. Un facteur de correction linéaire (1% par an) récompense les bénéfices du stockage à court terme selon une modélisation dynamique. Ces crédits sont affichés dans les informations additionnelles. Les flux long terme et stockage quasi permanent n'ont pas d'impact, ils sont simplement classifiés dans deux catégories différentes, ce qui permet d'avoir une traçabilité entre les différents types de carbone. Aucune temporalité permettant de préciser la différence entre les deux n'est précisée.

L'approche ISO distingue deux flux, soit le court terme et le stockage permanent, mais ne précise pas la durée à partir de laquelle le stockage est considéré comme permanent. L'approche PEF ne fait pas de distinction entre les différents flux car elle n'autorise aucun stockage. Cela va à contresens de l'approche politique actuelle qui tend à encourager le stockage pour répondre aux objectifs de neutralité carbone. A l'instar de l'ISO14040/44, la norme EN15804 autorise le stockage permanent pour le carbone fossile (sans préciser d'horizon temporel), mais pas pour le carbone biogénique (EN 15804 : A2).

Les différentes lignes directrices et normes considérées dans ce rapport (ILCD, PEF, EN15804A2 et ISO14040 : 2006) présentent quelques spécificités quant à leur considération de la temporalité des émissions de CO<sub>2</sub>. Le Tableau 10 fournit une indication des facteurs de caractérisation (issus de l'IPCC) considérés dans les méthodologies étudiées, en fonction des flux ILCD.

**Tableau 10 : Flux ILCD et facteurs de caractérisations midpoint (CO<sub>2</sub>-eq.)**

Flux	Category	ILCD	PEF	EN15804 A2	ISO 14040**
<b>Captured CO<sub>2</sub> emissions</b>	CO <sub>2</sub> , <i>in air</i>	-1	0	-1	-1
<b>Non delayed CO<sub>2</sub> emissions (&lt;5 years)</b>	CO <sub>2</sub> , <i>fossil</i>	1	1	1	1
	CO <sub>2</sub> , <i>biogenic</i>	1	0	1	1
<b>Short term CO<sub>2</sub> emissions (&lt;100 years)</b>	CO <sub>2</sub> , <i>fossil</i>	0,01×Δt*	1	1	1
	CO <sub>2</sub> , <i>biogenic</i>	0,01×Δt*	0	1	1
<b>Long term CO<sub>2</sub> emissions (&gt;100 years)</b>	CO <sub>2</sub> , <i>fossil</i>	0	1	1	1
	CO <sub>2</sub> , <i>biogenic</i>	0	0	1	1
<b>Quasi permanent CO<sub>2</sub> emissions (&gt;100 years)</b>	CO <sub>2</sub> , <i>fossil</i>	0	1	0	0
	CO <sub>2</sub> , <i>biogenic</i>	0	0	1	0
<b>Other GHG considered</b>	CH <sub>4</sub> , <i>fossil</i>	29,8	29,8	29,8	29,8
	CH <sub>4</sub> , <i>biogenic</i>	29,8	27	29,8	29,8
	N <sub>2</sub> O CO <sub>2</sub> eq	273	273	273	273

\* Δt=100-Durée de stockage ; Cela permet de calculer le facteur de correction de la méthode ILCD.

\*\* ISO14040 ne donne pas de facteurs de caractérisation. Les chiffres du tableau représentent une interprétation de la norme.

Au niveau de la Commission Européenne, des discussions sont en cours dans le cadre de l'« *Expert group on carbon removals*<sup>2</sup> » pour intégrer le stockage permanent dans la méthodologie PEF, qui n'autorise pas le stockage pour le moment. Aucun horizon temporel n'est proposé, et on évoque « plusieurs siècles », en restant peu précis sur la temporalité. Le guide *LCA4CCU* de la Commission européenne recommande cependant de considérer les émissions se produisant avant 500 ans comme émises à t<sub>0</sub>, et celle après 500 ans comme étant stockées de manière permanente et donc n'ayant pas d'impact.

La Figure 26 présente une synthèse graphique des informations présentées dans cette sous-section. Les différences entre les méthodologies sont significatives, et révèlent un manque de cohérence entre ces dernières. L'approche de l'ILCD Handbook est la seule méthode fixant un horizon temporel (100 ans) pour distinguer le stockage court-terme/temporaire, et le stockage long-terme. Les autres méthodologies admettant la possibilité de stockage (quasi) permanent ne définissent pas de temporalité.

<sup>2</sup> [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/sustainable-carbon-cycles/expert-group-carbon-removals\\_en](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/sustainable-carbon-cycles/expert-group-carbon-removals_en)

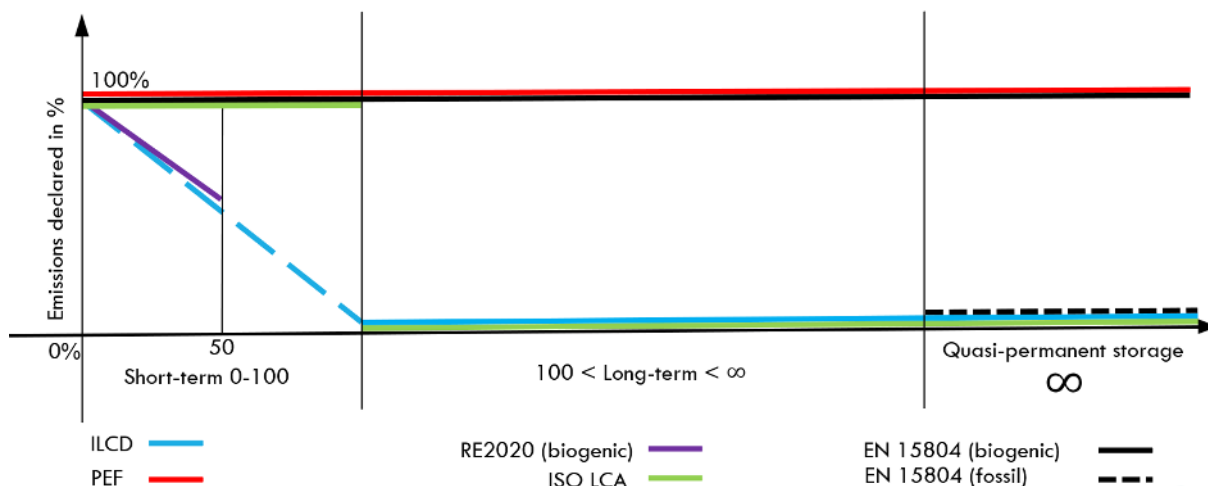


Figure 26 : Déclaration des émissions en fonction du temps

### III.4.1.2 AVIS D'EXPERT-ES ET NIVEAU DE CONSENSUS

Les entretiens avec les experts révèlent qu'il y a un consensus partiel sur la manière de considérer les flux élémentaires pour différents statuts de carbone. Il est communément admis que le CO<sub>2</sub> « in air » (nomenclature ACV) ne doit pas avoir de statut quant à son origine (fossile ou biogénique) puisqu'il est impossible de distinguer cette dernière une fois que le carbone se retrouve dans l'atmosphère. Cependant, des divergences sont observées quant à la classification des flux au niveau des temporalités.

Il y a un consensus global sur l'intérêt de la distinction des flux de CO<sub>2</sub> en fonction de la temporalité de stockage. Les expert-es ont cité l'importance de la traçabilité de ces informations, pour être capable de les utiliser en fonction des besoins.

Les expert-es s'accordent sur la nécessité de calculer le captage et le stockage du carbone quel que soit son statut, à chaque étape de son cycle de vie. Cela permet de suivre les flux physiques de carbone, en fonction de la temporalité notamment. Cette position est contraire à celle de la PEF avec le carbone biogénique, pour lequel le facteur de caractérisation vaut 0, au captage (in air), comme à l'émission (voir Tableau 10).

En revanche, il n'y a pas de consensus sur le traitement de la temporalité (les facteurs de caractérisations). Une temporalité de 100 ans est proposée pour mettre une frontière artificielle entre l'absence de stockage et le stockage permanent. A partir de 100 ans, l'impact du carbone serait donc nul. L'approche ILCD est préférée pour la traçabilité des flux, que les effets dynamiques soient considérés ou non. Certains experts proposent de ne considérer que le stockage permanent comme n'ayant pas de réémissions à l'atmosphère dans la modélisation, et de considérer toutes les autres émissions comme ayant lieu au temps 0.

### III.4.2 Nomenclature des statuts de carbone et transfert entre les réservoirs

Le carbone peut se trouver dans divers réservoirs, dont les principaux sont la biomasse, les sols, la lithosphère, l'océan, et l'atmosphère (voir section II.1.1). Hormis le cycle naturel du carbone, les activités humaines telles que celles considérées en ACV influenceront sur les concentrations présentes dans ces différents réservoirs. Ainsi, dans les données d'ICV, les flux élémentaires de CO<sub>2</sub> permettent d'identifier les émissions d'origine fossile, biogénique, ou liées à la transformation de l'usage des sols. Une fois dans l'atmosphère, le CO<sub>2</sub> ne peut plus être différencié selon son origine. Le carbone capté par les sols ou la biomasse est alors identifié comme « carbon dioxide, to soil or biomass stock ».

Si du carbone est transformé en gaz, CO<sub>2</sub> par exemple, et qu'il est capté avant d'être relargué dans l'atmosphère, il garde son statut. Par exemple, du carbone biogénique brûlé et capté directement resterait sous le statut biogénique. Cependant, ce genre d'activités n'est pas encore couvert dans les bases de données en ACV. Cela permettrait d'avoir une traçabilité dans les calculs entre les différentes sources de carbone.

**Le changement de statut est possible, comme pour la minéralisation du carbone biogénique contenu dans les déchets industriels banaux (DIB) de biogénique vers minéral.**

### III.4.3 Avis d'expert·es et niveau de consensus

Les experts·es s'accordent sur la possibilité de changement de statut des flux de CO<sub>2</sub> en fonction de leur évolution. Le consensus est défini comme étant partiel car malgré les accords entre les experts, il n'existe pas de texte clair sur les différents statuts, leur définition et les règles à suivre pour changement de statut de carbone.

## III.5 Méthodes d'analyse d'impact du cycle de vie

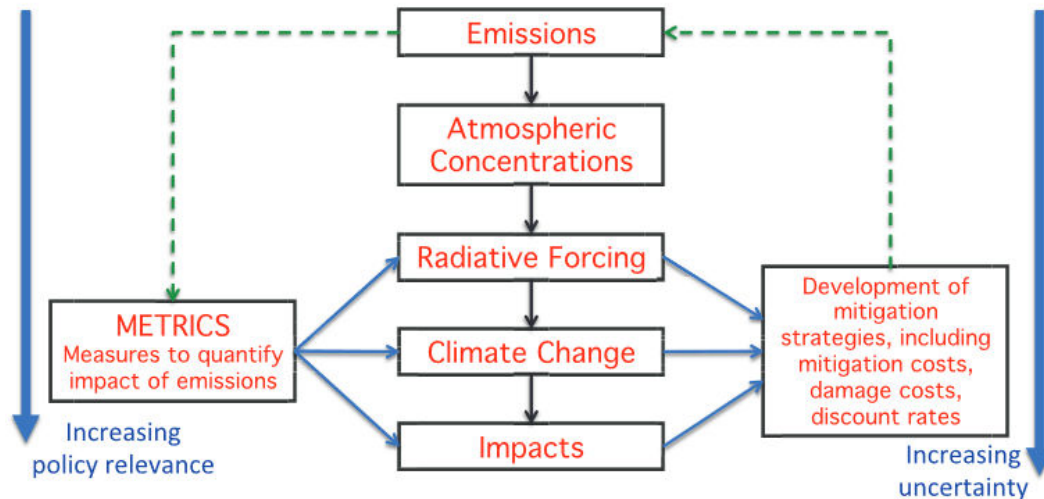
### III.5.1 Indicateurs PRG et PTG – 20, 100 et 500 ans

Il existe deux indicateurs, le Pouvoir de Réchauffement Global (PRG) et le Potentiel de changement de Température Global (PTG), et trois temporalités (20, 100 et 500 ans) pour mesurer l'impact sur le changement climatique des GES.

Ces indicateurs sont définis ainsi par l'UNEP (2016) :

*Le **PRG** utilise le forçage radiatif comme indicateur ( $W.m^{-2}.kg^{-1}$ ), l'intègre (le PRG absolu (PRGA), en  $W.an.m^{-2}.kg^{-1}$ ), puis divise la valeur à un moment spécifique dans temps, l'horizon temporel, par celui du CO<sub>2</sub>. Il s'agit donc d'une **mesure cumulative normalisée**. Le **PTG** est une **mesure instantanée normalisée**. Elle utilise comme indicateur l'augmentation de la température moyenne mondiale de l'atmosphère à un moment donné consécutive à l'émission (le PTG absolu (PTGA), en  $K.kg^{-1}$ ). L'augmentation de température est déterminée pour un horizon temporel et est divisé par l'augmentation de température causée par une quantité équivalente de CO<sub>2</sub>. Le PRG et le PTG expriment ainsi les résultats en g de CO<sub>2</sub> -équivalent. L'avantage d'une mesure reflétant le changement de température est qu'il est plus proche des impacts réels par rapport au forçage radiatif, même si sa quantification est plus incertaine que le PRG. Le changement de température est également une mesure cible communément abordée dans les politiques sur le climat (par exemple, les deux degrés de l'accord de Paris).*

La Figure 27 détaille la chaîne de cause à effet, entre les émissions d'un gaz à effet de serre, jusqu'à son impact sur le climat, mesuré par le PTG. Plus on descend dans la chaîne de cause à effets, plus l'indicateur est pertinent pour les décideurs. Cependant, l'incertitude augmente également, il faut donc utiliser les indicateurs avec précaution. Pour cette raison, l'indicateur PRG est plus souvent utilisé, comme indicateur mid-point.



**Figure 27 : Chaîne de cause à effet des émissions et des impacts liés au changement climatique (IPCC, 2022)**

L'utilisation de différents horizons temporels et du PTG permettrait d'analyser plus profondément les résultats des études et d'obtenir des conclusions plus précises. L'ajout de nouveaux indicateurs doit aussi se faire en fonction des objectifs de l'étude et des GES émis. Si le méthane est émis en grande quantité, il est intéressant d'utiliser plusieurs indicateurs. Ce n'est pas le cas si le seul GES est le CO<sub>2</sub>.

**Tableau 11 : Indicateurs disponibles pour mesurer le changement climatique**

Indicateur	Impact mesuré	Interprétation
<b>PRG 20</b>	Forçage radiatif, cumulatif	Évalue le réchauffement pendant 20 ans, via le forçage radiatif. Très important pour les GES à courte durée de vie.
<b>PRG 100</b>	Forçage radiatif, cumulatif	Évalue le réchauffement pendant un siècle, via le forçage radiatif. Indicateur le plus commun en ACV.
<b>PRG 500</b>	Forçage radiatif, cumulatif	Évalue le réchauffement pendant cinq siècles, via le forçage radiatif.
<b>PTG 20</b>	Température, instantané	Mesure du potentiel de changement de température sur 20 ans à partir d'aujourd'hui.
<b>PTG 50</b>	Température, instantané	Mesure du potentiel de changement de température sur 50 ans à partir d'aujourd'hui.
<b>PTG 100</b>	Température, instantané	Mesure du potentiel de changement de température sur 100 ans à partir d'aujourd'hui.

### III.5.2 Avis d'expert·es et niveau de consensus

L'indicateur PRG100 (Pouvoir de Réchauffement Global à 100 ans) utilisé dans la plupart des études ACV est généralement considéré comme suffisant. C'est l'indicateur principal utilisé par le GIEC, mais aussi le facteur de caractérisation utilisé dans les méthodologies étudiées. Il est possible de considérer un indicateur en plus, notamment pour le court terme dans un contexte de prise de décision actuel, avec des objectifs à l'horizon 2050 par exemple et éventuellement l'indicateur PTG (Potentiel de changement de Température Global), qui mesure l'impact sur le changement de température, plus proche d'un indicateur endpoint. Différentes lignes directrices recommandent aussi de considérer les impacts à 20 ans dans l'évaluation des impacts (à tout le moins dans une analyse de sensibilité), afin de fournir un meilleur support à la décision (Müller et al., 2022; Ramírez et al., 2022; UNEP, 2016). En revanche, l'interprétation devient plus complexe si de nouveaux indicateurs sont utilisés, et peuvent ajouter de la

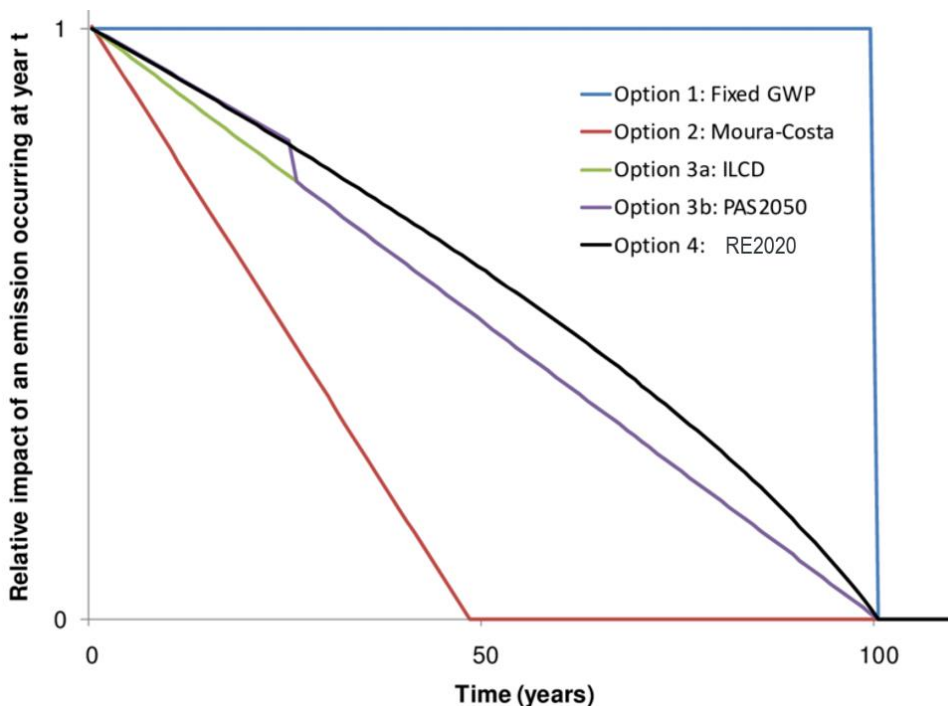
confusion pour des praticien·nes peu expérimenté·es. L'utilisation de ces analyses d'impact est donc recommandée seulement dans un contexte Business-to-Business pour les expert·es qui comprennent les principes de calcul.

## III.6 Modélisation dynamique

### III.6.1 ACV dynamique

Contrairement à l'ACV classique dite « statique », l'ACV dynamique permet de prendre en compte la temporalité des émissions différées. Le stockage temporaire de carbone dans les produits peut donc être pris en compte dans l'évaluation des impacts. Cela pourrait en théorie permettre une évaluation plus représentative de la réalité. En effet, l'impact des émissions de CO<sub>2</sub> sur 100 ans après une durée de vie de 75 ans (donc, sur la période T+75 à T+175) ne sont pas les mêmes que l'impact des émissions considérées au temps 0 (T<sub>0</sub> à T+100). Néanmoins, la modélisation des impacts dynamique est complexe, et la méconnaissance du contexte climatique futur rend l'évaluation des impacts différés incertaine. De plus, la modélisation dynamique d'une seule catégorie d'impact (changement climatique en l'occurrence) peut manquer de cohérence dans le cadre d'une ACV.

Seules les approches ILCD et RE2020 intègrent une approche dynamique, et elle est spécifique à l'indicateur changement climatique. Elle est intégrée à partir de l'étape d'AICV. Pour ILCD, un facteur de correction linéaire (voir Tableau 10) est appliqué de 0 à 100 ans, avec un crédit de 0 à 100 ans. RE2020 a un facteur de correction proche, mais il est appliqué à l'échelle d'un bâtiment, et non à l'échelle du produit comme ILCD.



**Figure 28 : Impact des émissions de CO<sub>2</sub> dans les méthodes utilisant l'ACV dynamique**

Au niveau macro-économique, le stockage temporaire a un effet de puits si le stock de carbone non-fossile contenu dans l'économie augmente, comme illustré dans la Figure 29.

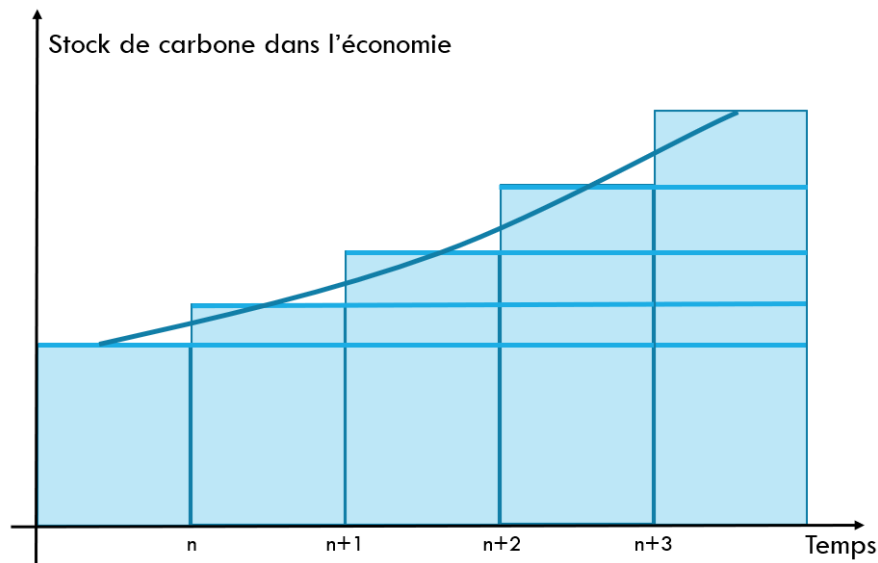


Figure 29 : Stock de carbone dans l'économie au cours du temps

### III.6.2 Avis d'expert-es et niveau de consensus

La plupart des expert-es s'accordent en faveur de l'utilisation de la modélisation dynamique. Cependant, il y a des débats sur l'échelle à laquelle utiliser cette dernière, entre un produit, un bâtiment (comme pour la RE2020) /un industriel, ou au niveau macro-économique. Il est intéressant de récompenser un stockage le plus long possible pour un produit, mais son effet au niveau systémique est négligeable. L'ACV dynamique est recommandée pour aider à la prise de décision politique et ainsi respecter les objectifs politiques à moyen terme (2030 ou 2050 par exemple). Elle est parfois considérée comme pas assez mature pour être utilisée hors milieu universitaire. Certaines personnes sont en faveur de son extension sur l'ensemble des indicateurs, et dès la phase d'inventaire de cycle de vie. Le consensus est donc considéré comme partiel quant à l'utilisation de l'ACV dynamique.

#### Remarque

Les experts du comité ISO/TC 207 ont refusé la mise à jour ou la publication d'une nouvelle norme pour encadrer l'ACV dynamique.

## III.7 Problématiques liées aux solutions de CCU/S

Certaines questions sont plus prégnantes pour les solutions de CCU/S. Cela est lié à leur bas TRL et/ou leur faible déploiement à grande échelle : les fuites et la stabilité des différents stockages de carbone ; les émissions des données d'arrière-plan considérées pour modéliser les procédés CCU/S ; et les transferts d'impact entre la catégorie du réchauffement climatique et les autres catégories d'impact. Ces questions sont abordées dans cette section, et les expert-es ont été interrogé-es à ces sujets.

### III.7.1 Fuite et stabilité des GES – transport et stockage

Le transport est la source de fuites la plus importante pour le carbone capté par la voie technologique, le CO<sub>2</sub> (voir chapitre Transport II.2.2). Elles sont négligeables pour le CO<sub>2</sub> capté par voie naturelle. Il y a un besoin identifié de méthodes d'évaluation ou de prédiction pour l'avenir. Pour le transport, des chiffres sont fournis par l'Innovation Fund (European Commission, 2020).

### **III.7.1.1 AVIS D'EXPERT·ES**

Il y a un consensus pour inclure les fuites de carbone pendant le transport et le stockage dans les modélisations ACV. Cependant, elles sont difficiles à estimer à cause de la relative nouveauté des procédés et du manque de données, ce qui en fait un problème méthodologique. Concernant le stockage, certain·es expert·es recommandent d'arrêter le suivi des fuites après 100 ans, et donc de considérer comme stockage permanent l'ensemble du carbone stocké à 100 ans.

### **III.7.2 Émissions des procédés CCU/S (données d'arrière-plan)**

Le calcul des émissions liés aux procédés des solutions de CCU/S, notamment le mix électrique utilisé dans la modélisation, est sujet à débat. L'électricité est souvent fortement impactante dans les procédés de captage de CO<sub>2</sub>, et peut l'être ensuite pour son utilisation/ou stockage. Par exemple, le PRG de la production de méthanol à partir de CO<sub>2</sub> peut diminuer de 90% en fonction du mix utilisé (Ana Villa-Zaragoza et al., 2019). Il est donc recommandé de modéliser précisément le mix qui est/sera utilisé pour le procédé (Ramírez et al., 2022). Ce mix dépend des objectifs de l'étude, selon si l'ACV est à destination d'un industriel, dans le cadre politique, ou dans celui de la recherche. Il peut être modélisé en fonction de la localisation de l'usine, de la date de mise en service, mais aussi en fonction des horaires d'utilisation de l'électricité. Par exemple, certains projets de DAC prévoient d'utiliser l'électricité aux heures où le mix électrique a un minimal, pour diminuer l'impact du procédé.

### **III.7.2.1 AVIS D'EXPERT·ES**

Les expert·es interrogé·es recommandent de construire une modélisation la plus réaliste possible, notamment à l'aide d'une analyse de sensibilité. Ainsi, il est possible d'évaluer l'impact des choix concernant le mix énergétique et valider ou non les hypothèses utilisées.

## IV. ÉTUDES DE CAS

Différentes études de cas ont été réalisées pour illustrer les principales problématiques liées à la comptabilisation de la temporalité des émissions pour les solutions de CCU. Les études de cas portent sur deux combustibles biosourcés (biodiesel et pellet), un isolant biosourcé – laine de bois (avec deux scénarios de fin de vie) et sur la production de ciment (avec oxyfuel, générique et avec stockage de CO<sub>2</sub> permanent). Quatre méthodologies de calcul ont été appliquées : ILCD, PEF, ISO 14040/44 et EN15804 A2. Les études de cas ont été choisies pour illustrer le traitement des différents statuts de carbone et de la temporalité par chacune des méthodologies sélectionnées. Les études de cas permettent de classer les flux de GES selon la typologie ILCD présentée dans le Tableau 10. Les chiffres utilisés pour les études de cas ont été extraits de données réelles, mais ne sont pas absolus. Les données ont été modifiées pour ne pas révéler des données confidentielles.

Nous avons choisi d'étudier le biodiesel, car c'est un produit largement utilisé. Il est classifié *NC7 – T1 – U – N2* selon la nomenclature développée à la section II.3.

Les cas d'étude bois (pellets, laine de bois incinérée, et laine de bois mise en décharge) utilisent une même matière première, mais le stockage se fait sur trois temporalités différentes. De plus, les pellets et la laine de bois produisent de l'énergie (soit dans l'étape d'utilisation, soit en traitement de fin de vie). Cela permet de définir les avantages et inconvénients de chaque utilisation de cette matière première. Ils sont classifiés comme suit :

*Pellets = NC7-T1-U-N2*

*Laine de bois (incinération) = NC7-T1-U-M4*

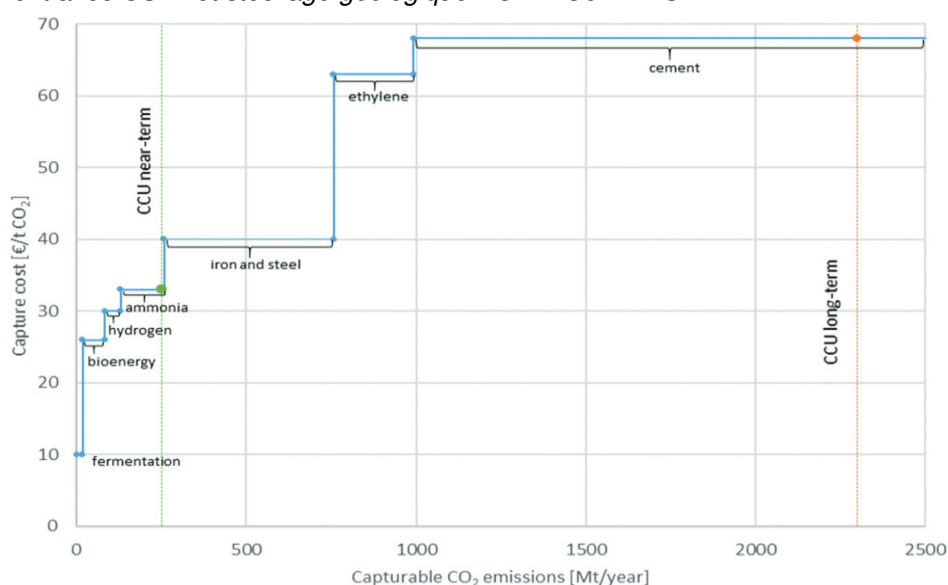
*Laine de bois (décharge) = NC7-T1-U-M4*

Enfin, le ciment est un produit répandu, et fortement émetteur de GES à grande échelle. L'industrie cimentière est l'une des plus émettrices de GES avec celle de l'acier (voir Figure 30). Le ciment étudié utilise des combustibles solides de récupération (CSR, origine biogénique) pour produire la chaleur nécessaire au procédé. Le captage est réalisé grâce au procédé d'oxy-combustion. Le CO<sub>2</sub> est ensuite stocké dans la mer du Nord via un stockage géologique. L'étude a pour but de comparer les résultats à partir de différentes méthodologies de calcul, mais aussi avec la production de ciment conventionnel modélisée dans Ecoinvent (CEM I) et calculée avec la méthode EF3.1. Les différents ciments sont classés comme suit :

*Ciment Ecoinvent = Pas de captage*

*Ciment avec stockage géologique TC6-T14-S*

*Ciment avec CSR\* et stockage géologique NC7-T-C6-T14-S*



**Figure 30 : Émissions de CO<sub>2</sub> captables par industrie et coût de captage associé**  
(Thonemann and Pizzol, 2019)

Les Tableau 12 et Tableau 13 présentent les études de cas en fonction des temporalités de stockage couvertes et du type de puits (naturel ou technologique). Les cas d'usage ou de stockage temporaire avec captage technologique ne sont pas traités car peu pertinents pour illustrer les problématiques (ex. boissons gazeuse), ou peu avancés technologiquement (ex. stockage temporaire dans du plastique produit avec du CO<sub>2</sub>). Cela rend également la collecte de donnée plus compliquée, avec une incertitude plus importante.

**Tableau 12 : Études de cas avec captage naturel**

Type de puits / Destination	Usage	Temporaire	Permanent
Naturel	I. Biodiesel II. Pellets III. Ciment (CSR + stockage géologique)	II. Laine de bois (incinération)	II. Laine de bois (décharge)

**Tableau 13 : Étude de cas avec captage technologique**

Type de puits / Destination	Permanent
Technologique	III. Ciment (CSR + stockage géologique)

#### IV.1 Choix méthodologiques

Les différents cas d'études ont été modélisés de façon simplifiée dans le cadre d'une ACV comparative. Les parties communes aux différents cas comparés ne sont pas modélisées. Par exemple, l'abattage des arbres et le transport de la biomasse ne sont pas inclus dans les cas d'étude de produits biosourcés. Les catégories présentées dans les graphiques correspondent à :

- Matière première + production inclut les crédits associés au captage de CO<sub>2</sub> atmosphérique pour la biomasse, le transport des matières premières et les émissions liées au procédé de production pour le ciment (CO<sub>2</sub> émis lors de la décarbonation de la chaux)
- Combustion pour les combustibles en phase d'utilisation ;
- Crédit ILCD illustre l'approche temporelle de la méthode ILCD pour la laine de bois ;
- Captage correspond au crédit lié au CO<sub>2</sub> non émis ;
- Stockage correspond aux émissions de CO<sub>2</sub> liées au conditionnement, au transport et à l'injection du CO<sub>2</sub> dans un réservoir géologique ;
- Incinération correspond au CO<sub>2</sub> émis lors de la combustion d'un produit en fin de vie
- Impact évité correspond à l'impact qu'aurait eu la cogénération de chaleur et d'électricité produite via le procédé le moins impactant du marché. Les données utilisées sont issues de Ecoinvent 3.9. La donnée utilisée pour l'électricité est *Electricity, low voltage {Europe without Switzerland}* market group for electricity, low voltage et pour le chaleur est *Heat, central or small-scale, natural gas {Europe without Switzerland}* market for heat, central or small-scale, natural gas.

## IV.2 Produits biosourcés

### IV.2.1 Hypothèses de modélisation

Des hypothèses différentes ont été utilisées pour les modélisations des fins de vie de la laine de bois :

#### Mise en décharge

- Dégradation : 15% de carbone réémis à l'horizon 100 ans ;
- Émissions générées : 50% CO<sub>2</sub> / 50% méthane ;
- Taux de brûlage du CH<sub>4</sub> : 70% ;
- 50% du carbone non-dégradé (85%) est stocké de manière quasi-permanente ;

Le calcul des émissions résultantes avec ces hypothèses est détaillé ci-dessous :

$$GWP = C_{total} * 0.15 * \left( 0.5 * \frac{44}{12} + 0.5 * \frac{16}{12} * (0.3 + 0.7 * \frac{44}{16}) \right) + C_{total} * 0.85 * 0.5 * 44/12$$

C total correspond au contenu carbone des produits. 12 est la masse molaire du carbone, 44 la masse molaire du CO<sub>2</sub> et 16 celle du CH<sub>4</sub>.

#### Incinération

- PCI = 5,3 kWh/kg (pin et épicéa)
- Bénéfices (énergie récupérée sous forme d'électricité et chaleur)
  - Efficacité de 10% pour l'électricité (mix EU);
  - Efficacité de 20% pour la chaleur.

Le **biodiesel** de 2<sup>e</sup> génération, produit à partir de bois et de paille, est encore à un stade pilote. Il est produit en 5 étapes : prétraitement du bois, gazéification, purification, conditionnement du gaz, et synthèse du carburant via un procédé de Fischer-Tropsch. Le détail des données utilisées et de la modélisation est fourni dans l'Annexe 5

### IV.2.2 Analyse des résultats

Les Figure 31 et Figure 32 illustrent les résultats des cas d'études pour les combustibles : biodiesel et pellets, respectivement. Ce sont des cas d'usage à court-terme. Les quatre méthodologies de calcul montrent les mêmes résultats totaux car il n'y a pas d'effet de stockage, soit temporaire ou permanent. La différence majeure vient de la méthodologie PEF, qui ne permet pas la traçabilité des flux biogéniques à cause du facteur de caractérisation de 0 pour le captage dans l'air et de 0 pour le carbone biogénique. La différence de résultat entre les deux combustibles vient principalement du procédé utilisé pour transformer la biomasse en biodiesel, plus demandeur en intrants que la fabrication de pellets. La production de biodiesel nécessite 1,1 kg de bois alors que la production d'1kg de laine de bois nécessite 1 kg de bois (les pertes liées au procédé de production sont négligées). Le carbone capté par le bois pour le biodiesel correspond donc à 2 kg de CO<sub>2</sub> (in air) et correspond à 1,5 kg pour la laine de bois. Cependant, les deux ne sont pas comparables directement car leur fonction et leur contenu énergétique sont différents.

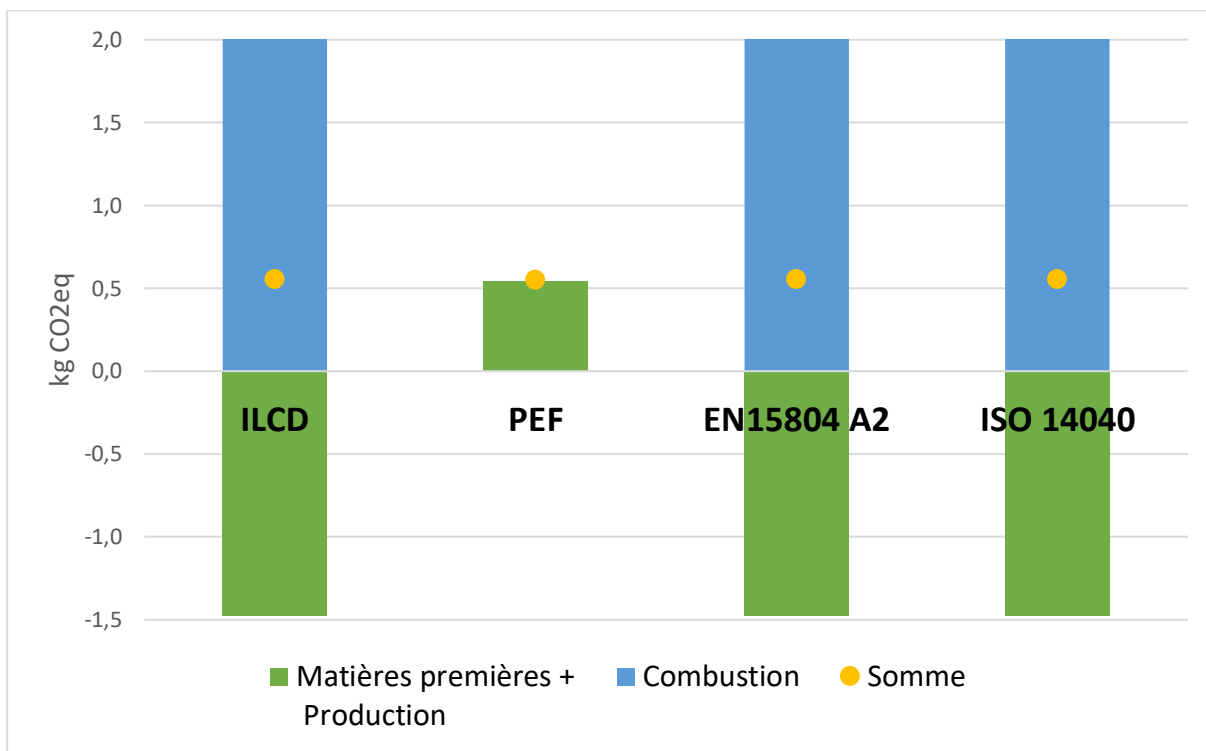


Figure 31 : Émissions de GES par méthode pour 1 kg de biodiesel

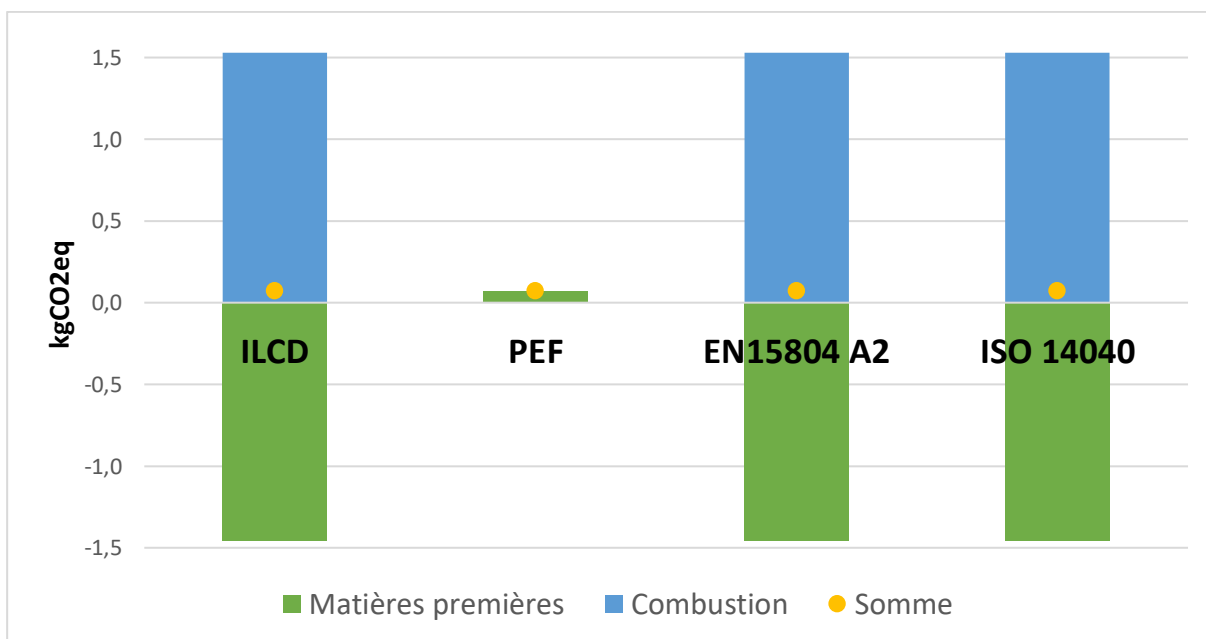
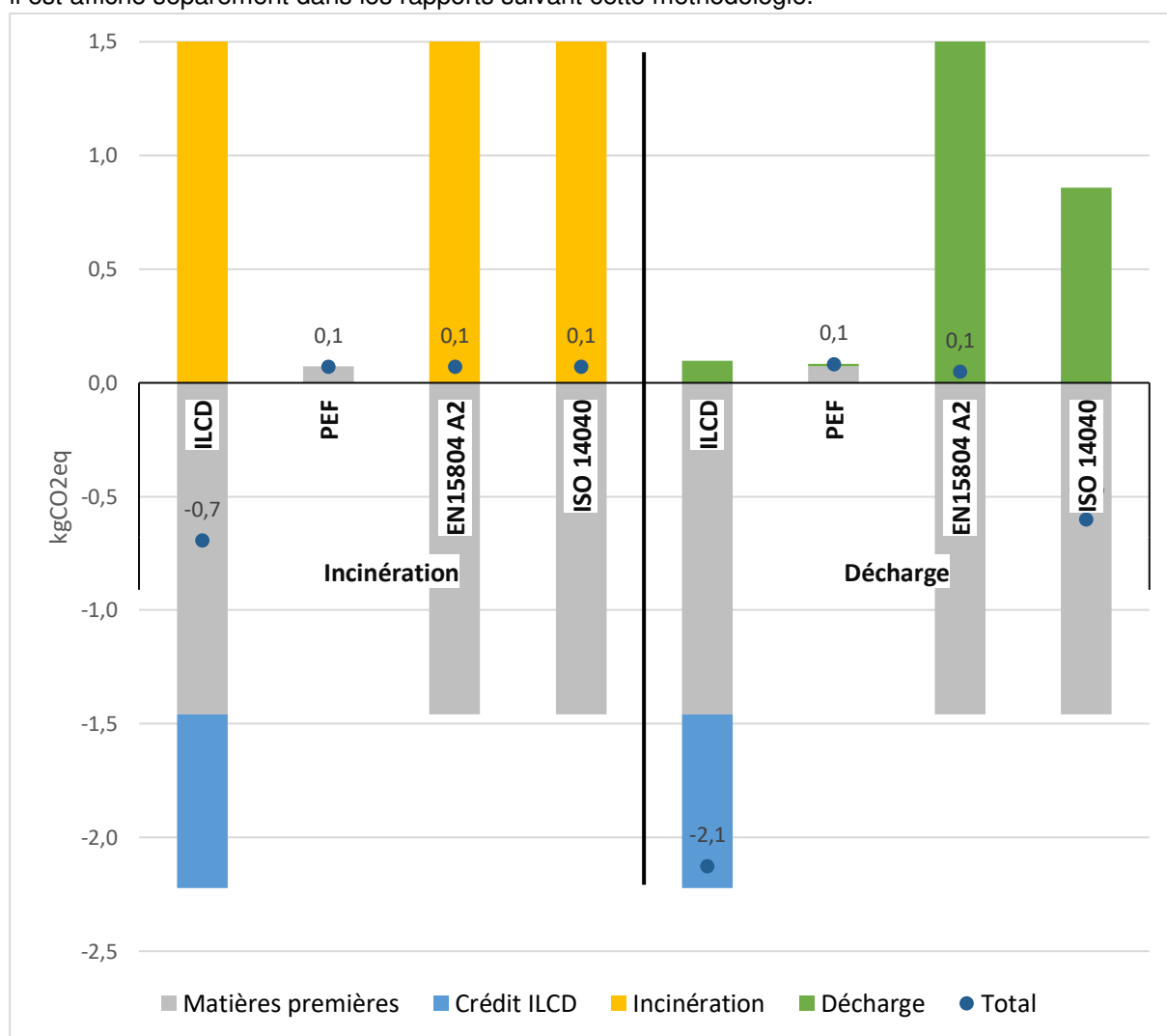


Figure 32 : Émissions de GES par méthode pour 1 kg de pellets

La Figure 33 présente les résultats pour la laine de bois, incinérée en fin de vie ou enfouie. Seule la fin de vie diffère entre les deux cas, les catégories MP (matières premières) et utilisation ont donc été regroupées. Les résultats pour les méthodologies PEF et EN15804 A2 ne varient jamais car le stockage de carbone biogénique n'est pas autorisé et qu'il n'y a pas de valorisation du stockage temporel. Pour la laine de bois incinérée, les émissions sont positives pour toutes les méthodologie mis à part ILCD. Cela est dû à la réémission de l'ensemble du carbone lors de l'incinération et à la durée de vie de 50 ans (inférieure à 100 ans). La valeur négative du résultat ILCD est due à la valorisation du stockage temporaire. La laine de bois enfouie stocke une partie du carbone dans le sol, ce qui est valorisé par des émissions négatives pour ISO14040 et ILCD. ILCD obtient un meilleur résultat à nouveau grâce à

la valorisation du stockage temporaire. Le crédit ILCD est sommé avec les résultats ici, mais en réalité il est affiché séparément dans les rapports suivant cette méthodologie.



**Figure 33 : Émissions de GES par méthode pour 1 kg de laine de bois incinérée (à gauche) ou mise en décharge (à droite) en fin de vie**

Les bénéfices liés à l'incinération de la laine de bois en fin de vie ne sont pas pris en compte dans le périmètre de ce cas d'étude, puisque cela concernerait le deuxième système produit.

## IV.3 Ciment

### IV.3.1 Hypothèses de modélisation

Trois types de ciment ont été comparés : deux ciments avec un captage de CO<sub>2</sub> via un procédé oxyfuel et un stockage géologique, l'un utilisant des CSR (carbone biogénique) et l'autre générant la même quantité de CO<sub>2</sub>, fossile cette fois -ci. Le troisième ciment, la référence, est modélisé dans Ecoinvent : *Cement, Portland {Europe without Switzerland} market for cement, Portland*. Le résultat est le même pour toutes les méthodologies car il n'y a ni captage, ni carbone biogénique.

### IV.3.2 Analyse des résultats

La **Figure 34** synthétise les résultats de l'étude de cas du ciment. Elle illustre bien les différences entre les méthodologies étudiées. La différence de résultat entre le ciment produit par oxyfuel (EF3.1) et la référence (Ecoinvent 3.9 et EF3.1) est expliquée par l'absence de valorisation du stockage du CO<sub>2</sub> dans la méthode PEF. Le surplus d'émission observé dans notre modélisation est dû au procédé de captage

et de transport. Les méthodologies ILCD et ISO14040 obtiennent les mêmes résultats car le stockage est permanent dans ce cas. L'utilisation de CSR lors de la production génère un solde d'émissions de carbone biogénique nul, car les CSR sont des déchets, ils n'ont donc pas d'impact en entrée du système. Une réémission artificielle du carbone biogénique capté après la combustion est calculée pour la norme EN15804 car le stockage de CO<sub>2</sub> biogénique n'est pas comptabilisé. Ainsi, le ciment avec CSR a plus d'impact que le ciment CSR avec cette norme.

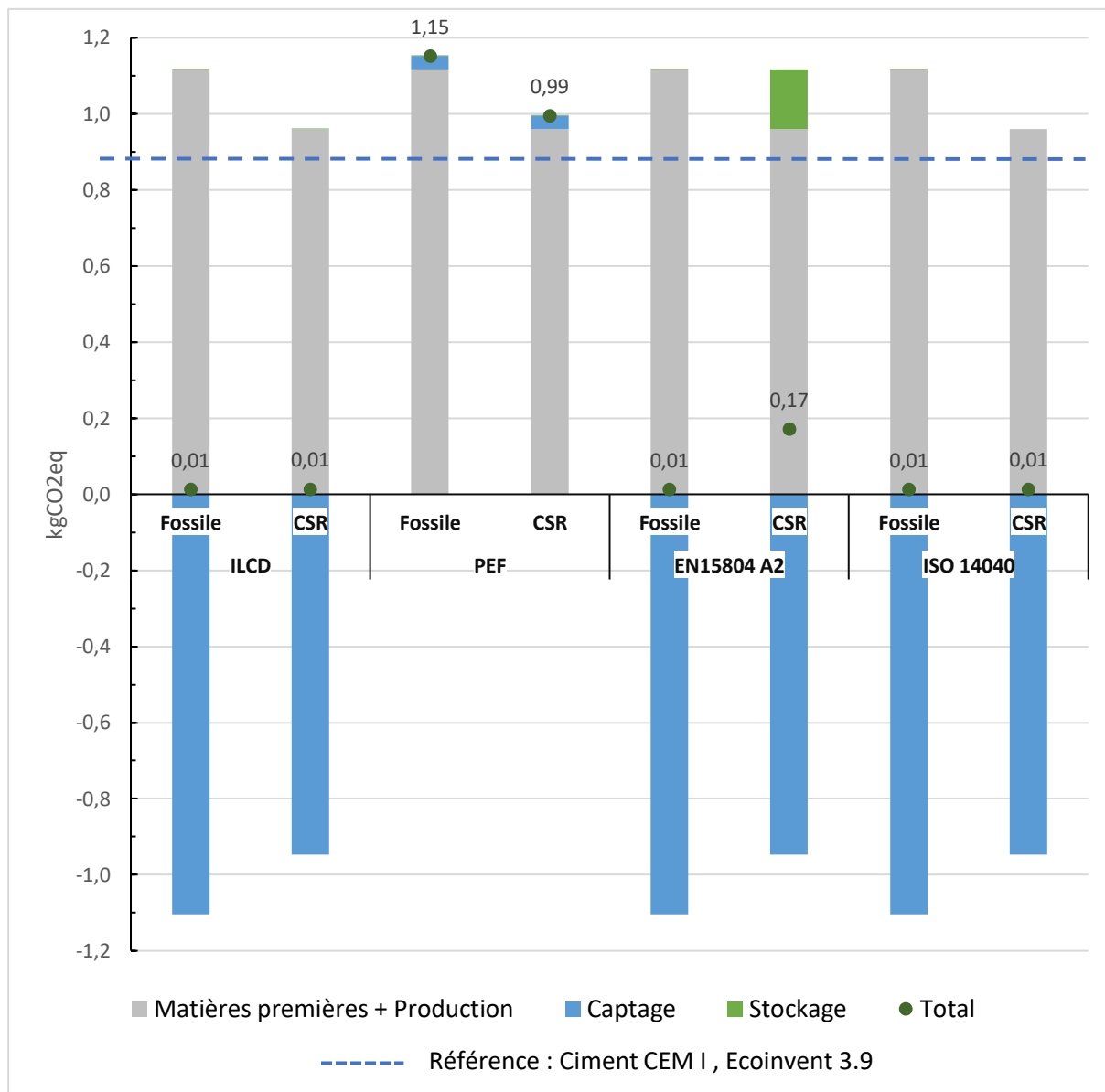


Figure 34 : Émissions de GES par méthode pour 1 kg de ciment

## V. RECOMMANDATIONS ET CONCLUSION

Les recommandations les plus importantes sont synthétisées par la suite pour chaque étape de la réalisation d'une étude ACV des solutions de CCU/S.

### Objectifs et périmètre de l'étude CCU/S

Les points clés pour la comparaison entre les solutions de CCU/S ou des systèmes qui contiennent des solutions de CCU/S sont :

- L'allocation n'est pas nécessaire dans le cas de la modélisation des solutions de CCS ;
- L'intégration des différentes fonctions d'un système CCU dans le périmètre de l'étude est à privilégier pour éviter l'allocation ;
- Les processus en commun entre les différents systèmes analysés (isopérimètre) peuvent être exclus de l'étude, mis à part les points chauds.

Concernant l'intégration de CO<sub>2</sub> issu du captage dans un produit ou l'analyse d'un produit qui contient du carbone capté, le système étudié devra être pris en compte et les règles d'allocation appropriées devront être mises en place en suivant les recommandations dans le chapitre III.2.

Nous souhaitons mettre l'accent sur un point important pour la modélisation des solutions de CCU : Dans la terminologie de l'ACV, le « CO<sub>2</sub> » désigne un flux élémentaire. Dans le cadre de l'analyse de solutions de CCU, ce même CO<sub>2</sub> est classifié en tant que produit fini, où une unité déclarée pourrait être « 1 kg de CO<sub>2</sub> capté ». Ainsi, 1 kg de CO<sub>2</sub> capté aura normalement un impact inférieur à 1 kg de CO<sub>2</sub>-eq dans la catégorie changement climatique. Si ce n'est pas le cas, le captage n'a pas d'intérêt, d'autant plus que les autres catégories auront elles aussi souvent un impact supérieur (en comparaison avec un produit sans captage). Les analyses CCU, souvent focalisées sur le changement climatique, ne prennent pas en compte les indicateurs traités par l'ACV.

Un parallèle avec l'eau potable peut être fait. Issue du flux élémentaire « eau », elle devient un produit quand elle est traitée (qui inclut des impacts sur l'ensemble des catégories analysées). La différence est que le CO<sub>2</sub> capté est un produit peu répandu dans le marché. Ainsi, lors du transfert de CO<sub>2</sub> capté entre deux entités, il faudra effectuer un transfert de l'impact lié à ce produit entre les deux entités. C'est un point d'attention à retenir lors de la modélisation de solutions de CCU. Enfin, les émissions de CO<sub>2</sub> issues du captage doivent être considérées dans le produit utilisateur de CO<sub>2</sub> capté. Par exemple, un producteur de boisson gazeuse devra intégrer le CO<sub>2</sub> rejeté lors de la consommation de la boisson dans l'ACV de son produit.

### Traitement de la multifonctionnalité dans le cas du CCU

Toute approche permettant l'évitement d'allocation doit être privilégiée lorsque cela est possible, en conformité avec ISO 14040/44, par exemple en appliquant une subdivision.

Dans le cas où ce n'est pas possible, par exemple parce que l'objectif de l'étude vise à isoler une fonction, la multifonctionnalité doit être traitée dans l'étude. Le traitement des procédés multifonctionnels (hors subdivision) est une démarche non scientifique, subjective et parfois politique. Elle nécessite donc une documentation précise des choix effectués pour contextualiser les résultats obtenus grâce à cette dernière. Par exemple, l'extension des frontières du système comme recommandé par ISO 14044 (Annex D :2020) intègre le choix du système de substitution. Ce choix demeurera subjectif même s'il est effectué de façon rigoureuse. Le système de substitution sera à choisir parmi différentes options : la technologie dominante, une technologie en cours de développement, une technologie de substitution disponible dans le périmètre géographique de l'étude, ou la meilleure technologie disponible. Si l'extension des frontières est choisie malgré les limites identifiées à la section III.2.1.2, il est recommandé d'effectuer des analyses de sensibilité, avec au moins un système de substitution alternatif, permettant de mettre en lumière l'incertitude potentielle liée à ce choix (voir notamment la documentation LCA4CCU dans le cas des impacts attribués au CO<sub>2</sub>).

Nous recommandons ainsi de considérer les règles d'allocations dans un contexte de décision politique et pas forcément scientifique. Quelques exemples ci-dessous pour illustrer notre propos :

1. Si l'objectif est de promouvoir la mise en place des solutions qui utilisent le CO<sub>2</sub> capté dans un marché disposant de quantité significative de CO<sub>2</sub>, alors une approche basée sur l'offre et la demande pour allouer les impacts semble la plus pertinente. Dans ce cas, les bénéfices seront attribués à l'utilisateur et progressivement avec le développement de la demande un équilibre entre les deux systèmes pourra se produire. Afin d'éviter un désintéressement pour le captage de CO<sub>2</sub> en vue de son utilisation nous recommandons de ne pas utiliser les facteurs extrêmes de 0-100 et 100-0, mais plutôt des facteurs 20-80, 50-50 ou 80-20 en fonction de l'équilibre du marché. Dans le marché actuel, bien que la quantité de CO<sub>2</sub> émise soit très importante, le captage reste peu développé. Ainsi, afin d'encourager la mise en place de captage à grande échelle, un facteur équilibré à 50-50 paraît judicieux. Le facteur d'attribution devra être discuté à l'échelle d'une région ou d'un secteur industriel.

2. Une extension des frontières du système basé sur les recommandations de ISO 14044 pourra être faite. La difficulté sera de choisir le système de substitution. Il n'existe pas de consensus sur le choix de substitution aujourd'hui dans la littérature. Par conséquent, le choix se base sur des justifications qui peuvent sembler correctes dans un cas mais pas dans d'autres. L'analyse réalisée dans le chapitre III.2.1.2 illustre la possibilité d'un double comptage dans ce cas. De plus, la collecte et la modélisation ACV qui suivent cette approche est plus complexe, car le réalisateur ne maîtrise souvent pas les systèmes de substitution. Il faut aussi contrôler les effets secondaires négatifs. Ces effets sont détaillés dans notre rapport. Par exemple, cette méthode peut conduire à la promotion des solutions non essentielles ou polluantes si elles génèrent un CO<sub>2</sub> facile à capter.

3. Enfin, une allocation physique peut entraîner une répartition d'impact très différente d'une allocation économique. Dans de nombreux cas (production d'ammoniac, d'acier, de ciment, etc.), la masse de CO<sub>2</sub> est du même ordre de grandeur que le produit principal. Le CO<sub>2</sub> aura donc un impact équivalent au produit principal avec une allocation physique. Dans le cas d'une allocation économique, pour le même produit, seule une infime partie (moins de 1%) des bénéfices et impacts sera attribuée au CO<sub>2</sub> car sa valeur économique est encore faible aujourd'hui. De plus, son prix sur le marché est fortement variable, en fonction d'événement géopolitiques (la guerre en Ukraine par exemple) ou de réglementations sur le marché carbone. C'est également vrai pour le/les coproduits du CO<sub>2</sub>, par exemple l'acier en 2021. Le résultat de l'allocation sera donc fortement dépendant de la période à laquelle l'étude aura été réalisée

## **Flux élémentaires et suivis des émissions**

Plusieurs approches pour considérer des flux élémentaires liés aux GES ont été présentées dans les sections précédentes. Notre recommandation rejoint les lignes directrices d'ILCD. Si l'ACV réalisée est statique, l'ensemble des flux court-terme (0-100), long-terme (100-infini) et permanents (infini) doivent être comptabilisés séparément. Cette approche permet l'intégration de ces flux dans les études en fonction des objectifs fixés.

A titre d'exemple si l'objectif est la neutralité carbone en 2050, une analyse des effets micro à court terme serait intéressante pour comptabiliser le stock de carbone dans la technosphère, ainsi que le retard d'émissions de CO<sub>2</sub> engendré par ce stock (voir le calcul dynamique des flux de CO<sub>2</sub>).

## **Caractérisation des flux de carbone et du statut du CO<sub>2</sub>**

Plusieurs approches existent et il n'y a pas de consensus concernant la caractérisation des flux de carbone aujourd'hui. Les différences entre les approches ILCD, PEF et EN 15804 sont apparentes. Nous recommandons de considérer le stockage temporaire uniquement pour des produits dont la durée de vie est moyenne ou longue (par exemple supérieure à 5 ans). Ainsi, une caractérisation des flux de

carbone dans les produits avec une capacité de stockage temporaire pourrait être mise en place. Il est également conseillé de déclarer les effets temporaires de stockage de façon séparée dans les résultats.

La considération du cycle de carbone est primordiale pour la bonne application de la méthodologie ACV. Pour cela, nous recommandons de ne pas donner de statut (biogénique ou fossile) au carbone présent dans l'atmosphère, quelle que soit sa source. En revanche, le suivi du statut du carbone dans le produit et de son transfert éventuel de statut permettra la prise en compte correcte des effets long-terme (e.g., transformation du carbone biogénique en carbone minéral dans un processus de minéralisation).

### **Méthode du bilan massique (*mass balance approach*)**

Nous ne recommandons pas l'usage de la méthode du bilan massique dans l'ACV des solutions CCS/U.

## VI. BIBLIOGRAPHIE

- ADEME, 2021. Les avis de l'ADEME - La neutralité carbone.
- Becattini, V., Gabrielli, P., Antonini, C., Campos, J., Acquilino, A., Sansavini, G., Mazzotti, M., 2022. Carbon dioxide capture, transport and storage supply chains: Optimal economic and environmental performance of infrastructure rollout. *Int. J. Greenh. Gas Control* 117, 103635. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2022.103635>
- Bey, N., McDonald, H., Maya-Drysdale, L., Stewart, R., Pätz, C., Naae Hornsleth, M., Duin, L., Frelil-Larsen, A., Heller, C., Zakkour, P., 2021. Certification of Carbon Removals. Part 1: Synoptic review of carbon removal solutions.
- Brander, M., Wylie, C., 2011. The use of substitution in attributional life cycle assessment. *Greenh. Gas Meas. Manag.* 1, 161–166. <https://doi.org/10.1080/20430779.2011.637670>
- 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., Puxty, G., Reimer, J., Reiner, D.M., Rubin, E.S., Scott, S.A., Shah, N., Smit, B., Trusler, J.P.M., Webley, P., Wilcox, J., Mac Dowell, N., 2018. Carbon capture and storage (CCS): The way forward. *Energy Environ. Sci.* <https://doi.org/10.1039/c7ee02342a>
- Cuéllar-Franca, R.M., Azapagic, A., 2015. Carbon capture, storage and utilisation technologies: A critical analysis and comparison of their life cycle environmental impacts. *J. CO2 Util.* 9, 82–102. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2014.12.001>
- Czakiert, T., Krzywanski, J., Zylka, A., Nowak, W., 2022. Chemical Looping Combustion: A Brief Overview. *Energies.* <https://doi.org/10.3390/en15041563>
- Dumergues, L., Favier, B., Alvaro Claver, R., 2014. Les filières de valorisation du CO2: Etat de l'art et avis d'experts.
- Dziejarski, B., Krzyżyńska, R., Andersson, K., 2023. Current status of carbon capture, utilization, and storage technologies in the global economy: A survey of technical assessment. *Fuel* 342. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.127776>
- European Commission, 2020. Innovation Fund.
- European Commission, 2018. Pathways to Sustainable Industries - Energy efficiency and CO2 utilisation. Publications Office of the European Union, Brussels. <https://doi.org/10.2777/154816>
- European Commission, 2017. Final Report Summary - SCARLET project.
- Faisal Elmobarak, W., Almomani, F., Tawalbeh, M., Al-Othman, A., Martis, R., Rasool, K., 2023. Current status of CO2 capture with ionic liquids: Development and progress. *Fuel* 344, 128102. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.128102>
- Friedmann, S.J., Zapantis, A., Page, B., Consoli, C., Fan, Z., Havercroft, I., Liu, H., Ochu, E.R., Raji, N., Rassool, D., Sheerazi, H., Townsend, A., 2020. Net-Zero and Geospheric Return: Actions Today for 2030 and Beyond.
- Global CCS Institute, 2022. Global Status of CCS 2022.
- Global CCS Institute, 2019. Global Status of CCS 2019.
- IEA, 2022. CO2 Transport and Storage [WWW Document]. URL <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage/co2-transport-and-storage#tracking> (accessed 3.20.23).
- IPCC, 2023. Synthesis Report of the IPCC Sixth Assessment Report (AR6). Summary for Policymakers.
- IPCC, 2022. Mitigation of Climate Change Summary for Policymakers Climate Change 2022 Working Group III contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.
- Kipping, L., Gossner, M.M., Koschorreck, M., Muszynski, S., Maurer, F., Weisser, W.W., Jehmlich, N., Noll, M., 2022. Emission of CO2 and CH4 From 13 Deadwood Tree Species Is Linked to Tree Species Identity and Management Intensity in Forest and Grassland Habitats. *Global Biogeochem. Cycles* 36. <https://doi.org/10.1029/2021GB007143>
- Kuzyakov, Y., Subbotina, I., Chen, H., Bogomolova, I., Xu, X., 2009. Black carbon decomposition and incorporation into soil microbial biomass estimated by 14C labeling. *Soil Biol. Biochem.* 41, 210–219. <https://doi.org/10.1016/j.soilbio.2008.10.016>
- Ministère de la transition écologique, 2022. Chiffres clés du climat.
- Ministère de la transition écologique et solidaire, 2020. Stratégie Nationale Bas Carbone.
- Müller, L., Langhorst, T., Kätelhön, A., Bachmann, M., Sternberg, A., Bardow, A., 2022. Techno-Economic Assessment & Life Cycle Assessment: Guidelines for CO2 Utilization (Version 2). Part C: LCA Guidelines. <https://doi.org/10.7302/4190>
- Ramírez, A., El Khamlichi, A., Markowz, G., Rettenmaier, N., Baitz, M., Jungmeier, G., Bradley, T., 2022.

- LCA4CCU - Guidelines for Life cycle assessment of Carbon Capture and Utilisation. Luxembourg: Publications Office of the European Union. <https://doi.org/10.2833/161308>
- Romeo, L.M., Lisbona, P., Lara, Y., 2019. Combined carbon capture cycles: An opportunity for size and energy penalty reduction. *Int. J. Greenh. Gas Control* 88, 290–298. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.06.023>
- SCORE LCA, 2021. LCA benefits and limitations for the assessment of CCS and CCU, SCORELCA Study No. 2019-04.
- Siagian, U.W.R., Raksajati, A., Himma, N.F., Khoiruddin, K., Wenten, I.G., 2019. Membrane-based carbon capture technologies: Membrane gas separation vs. membrane contactor. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.04.008>
- Sreedhar, I., Nahar, T., Venugopal, A., Srinivas, B., 2017. Carbon capture by absorption – Path covered and ahead. *Renew. Sustain. Energy Rev.* <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.109>
- TfS, 2023. Scope 3 GHG Emissions Programme [WWW Document]. URL <https://www.tfs-initiative.com/how-we-do-it/scope-3-ghg-emissions> (accessed 9.25.23).
- Thonemann, N., Pizzol, M., 2019. Consequential life cycle assessment of carbon capture and utilization technologies within the chemical industry. *Energy Environ. Sci.* 12, 2253–2263. <https://doi.org/10.1039/c9ee00914k>
- UNEP, 2016. Global guidance for LCIA indicators.
- Weidema, B., 2014. Has ISO 14040/44 Failed Its Role as a Standard for Life Cycle Assessment? *J. Ind. Ecol.* 18, 324–326. <https://doi.org/10.1111/jiec.12139>
- Wilberforce, T., Olabi, A.G., Sayed, E.T., Elsaid, K., Abdelkareem, M.A., 2021. Progress in carbon capture technologies. *Sci. Total Environ.* 761. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.143203>
- Zampori, L., Pant, R., 2019. Suggestions for updating the Product Environmental Footprint (PEF) method, JRC Technical Reports. <https://doi.org/10.2760/424613>

## ANNEXES

### Annexe 1 - Installations en construction ou en développement de captage de carbone

Source : (Global CCS Institute, 2022)

Nom de l'installation ou du projet	Pays	Statut	Date	Type d'industrie	Capacité de captage de CO2 (Mtpa)	Stockage
CNOOC South China Sea Offshore CCS	Chine	En construction	2023	Traitement du gaz naturel	0.3	Récupération assistée de pétrole
Guodian Taizhou Power Station Carbon Capture	Chine	En construction	2023	Production d'électricité	0.3	Récupération assistée de pétrole
Santos Cooper Basin CCS Project	Australie	En construction	2023	Traitement du gaz naturel	1.7	Stockage géologique dédié
Mammoth	Islande	En construction	2024	Capture directe de l'air	0.03	Stockage géologique dédié
Norcem Brevik - Cement Plant	Norvège	En construction	2024	Production de ciment	0.4	N/A
Norcem Brevik - Shipping Route	Norvège	En construction	2024	Production de ciment		N/A
Northern Lights - Storage	Norvège	En construction	2024	Divers		Stockage géologique dédié
Oxy And Carbon Engineering Direct Air Capture And EOR Facility	Etats-Unis	En construction	2024	Capture directe de l'air	0.5	Stockage géologique dédié
Hafslund Oslo Celsio-Klemetsrud Waste to Energy Plant	Norvège	En construction	2025	Incinération des déchets	0.4	N/A
North Field East Project (Nfe) CCS	Qatar	En construction	2025	Traitement du gaz naturel	1	En cours d'évaluation
Louisiana Clean Energy Complex	Etats-Unis	En construction	2026	Divers	5	Stockage géologique dédié
Wabash CO2 Sequestration	Etats-Unis	Développement avancé	2022	Production d'engrais	1.75	Stockage géologique dédié
Bridgeport Energy Moonie Ccus Project	Australie	Développement avancé	2023	Divers	0.2	Récupération assistée de pétrole
Huaneng Longdong Energy Base Carbon Capture and Storage	Chine	Développement avancé	2023	Production d'électricité	1.5	Stockage géologique dédié
Northern Delaware Basin CCS	Etats-Unis	Développement avancé	2023	Traitement du gaz naturel	0.03	Stockage géologique dédié
Aberdeen Biorefinery Carbon Capture and Storage	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Production d'éthanol	0.14	Stockage géologique dédié
Air Liquide Refinery Rotterdam CCS	Pays-Bas	Développement avancé	2024	Production d'hydrogène	0.8	Stockage géologique dédié
Air Products Net-Zero Hydrogen Energy Complex	Canada	Développement avancé	2024	Production d'hydrogène	3	N/A

Air Products Refinery Rotterdam CCS	Pays-Bas	Développement avancé	2024	Production d'hydrogène		Stockage géologique dédié
Atkinson Biorefinery Carbon Capture and Storage	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Production d'éthanol	0.16	Stockage géologique dédié
Casselton Biorefinery Carbon Capture and Storage	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Production d'éthanol	0.5	Stockage géologique dédié
Central City Biorefinery Carbon Capture And Storage	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Production d'éthanol	0.33	Stockage géologique dédié
Exxonmobil Benelux Refinery CCS	Pays-Bas	Développement avancé	2024	Production d'hydrogène		Stockage géologique dédié
Fairmont Biorefinery Carbon Capture And Storage	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Production d'éthanol	0.34	Stockage géologique dédié
Federated Co-Operatives Limited (Ethanol)	Canada	Développement avancé	2024	Production d'éthanol	3	Récupération assistée de pétrole
Galva Biorefinery Carbon Capture and Storage	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Production d'éthanol	0.11	Stockage géologique dédié
Goldfield Biorefinery Carbon Capture and Storage	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Production d'éthanol	0.22	Stockage géologique dédié
Grand Junction Biorefinery Carbon Capture and Storage	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Production d'éthanol	0.34	Stockage géologique dédié
Granite Falls Biorefinery Carbon Capture and Storage	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Production d'éthanol	0.18	Stockage géologique dédié
Heron Lake Biorefinery Carbon Capture and Storage	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Production d'éthanol	0.19	Stockage géologique dédié
Huron Biorefinery Carbon Capture and Storage	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Production d'éthanol	0.09	Stockage géologique dédié
Lamberton Biorefinery Carbon Capture and Storage	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Production d'éthanol	0.16	Stockage géologique dédié
Lawler Biorefinery Carbon Capture and Storage	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Production d'éthanol	0.57	Stockage géologique dédié
Marcus Biorefinery Carbon Capture and Storage	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Production d'éthanol	0.46	Stockage géologique dédié
Mason City Biorefinery Carbon Capture And Storage	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Production d'éthanol	0.34	Stockage géologique dédié
Merrill Biorefinery Carbon Capture and Storage	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Production d'éthanol	0.16	Stockage géologique dédié
Mina Biorefinery Carbon Capture and Storage	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Production d'éthanol	0.4	Stockage géologique dédié
Nevada Biorefinery Carbon Capture and Storage	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Production d'éthanol	0.26	Stockage géologique dédié
Norfolk Biorefinery Carbon Capture and Storage	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Production d'éthanol	0.15	Stockage géologique dédié

Onida Biorefinery Carbon Capture and Storage	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Production d'éthanol	0.23	Stockage géologique dédié
Otter Tail Biorefinery Carbon Capture and Storage	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Production d'éthanol	0.17	Stockage géologique dédié
Plainview Biorefinery Carbon Capture and Storage	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Production d'éthanol	0.32	Stockage géologique dédié
Polaris Carbon Storage	Norvège	Développement avancé	2024	Production d'hydrogène		Stockage géologique dédié
Porthos - Compressor Station	Pays-Bas	Développement avancé	2024	Divers		N/A
Porthos - Offshore Pipeline	Pays-Bas	Développement avancé	2024	Divers		N/A
Porthos - Onshore Pipeline	Pays-Bas	Développement avancé	2024	Divers		N/A
Porthos - Storage	Pays-Bas	Développement avancé	2024	Divers		Stockage géologique dédié
Redfield Biorefinery Carbon Capture and Storage	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Production d'éthanol	0.17	Stockage géologique dédié
San Juan Generating Station Carbon Capture	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Production d'électricité	6	Stockage géologique dédié
Shell Refinery Rotterdam CCS	Pays-Bas	Développement avancé	2024	Production d'hydrogène	1.4	Stockage géologique dédié
Shenandoah Biorefinery Carbon Capture and Storage	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Production d'éthanol	0.24	Stockage géologique dédié
Sioux Center Biorefinery Carbon Capture and Storage	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Production d'éthanol	0.19	Stockage géologique dédié
Steamboat Rock Biorefinery Carbon Capture And Storage	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Production d'éthanol	0.23	Stockage géologique dédié
Summit Pipeline	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Bioénergie		Stockage géologique dédié
Superior Biorefinery Carbon Capture and Storage	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Production d'éthanol	0.17	Stockage géologique dédié
Watertown Biorefinery Carbon Capture and Storage	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Production d'éthanol	0.37	Stockage géologique dédié
Wentworth Biorefinery Carbon Capture and Storage	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Production d'éthanol	0.26	Stockage géologique dédié
Wood River Biorefinery Carbon Capture and Storage	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Production d'éthanol	0.35	Stockage géologique dédié
York Biorefinery Carbon Capture and Storage	Etats-Unis	Développement avancé	2024	Production d'éthanol	0.14	Stockage géologique dédié
Project Greensand	Danemark	Développement avancé	2025	Divers		Stockage géologique dédié
Abu Dhabi CCS Phase 2: Natural Gas Processing Plant	Émirats arabes unis	Développement avancé	2025	Traitement du gaz naturel	2.3	Récupération assistée de pétrole

Copenhill (Amager Bakke) Waste to Energy CCS	Danemark	Développement avancé	2025	Incinération des déchets	0.5	Stockage géologique dédié
Coyote Clean Power Project	Etats-Unis	Développement avancé	2025	Production d'électricité	0.86	En cours d'évaluation
East Coast Cluster	Royaume-Uni	Développement avancé	2025	Divers	27	Stockage géologique dédié
Ghasha Concession Fields	Émirats arabes unis	Développement avancé	2025	Traitement du gaz naturel	En cours d'évaluation	Stockage géologique dédié
Hafslund Oslo Celsio- Truck Route	Norvège	Développement avancé	2025	Incinération des déchets		N/A
Lake Charles Methanol	Etats-Unis	Développement avancé	2025	Production chimique	4	En cours d'évaluation
One Earth Energy Facility Carbon Capture	Etats-Unis	Développement avancé	2025	Production d'éthanol	0.5	Stockage géologique dédié
Stockholm Exergi BeCCS	Suède	Développement avancé	2025	Bioénergie	0.8	Stockage géologique dédié
Stockholm Exergi BeCCS - Shipping Route	Suède	Développement avancé	2025	Bioénergie		N/A
Coda Shipping	Islande	Développement avancé	2026	Divers		N/A
Coda Terminal Onshore Infrastructure	Islande	Développement avancé	2026	Divers		N/A
Coda Terminal Pipeline	Islande	Développement avancé	2026	Divers		N/A
Coda Terminal Storage	Islande	Développement avancé	2026	Divers		Stockage géologique dédié
Federated Co-Operatives Limited (Refinery)	Canada	Développement avancé	2026	Raffinage du pétrole	1	Stockage géologique dédié
Pttep Arthit CCS*	Thaïlande	Développement avancé	2026	Traitement du gaz naturel	1	Stockage géologique dédié
Bayu-Undan CCS	Timor-Leste	Développement avancé	2027	Traitement du gaz naturel	10	Stockage géologique dédié
Humber Zero - Vpi Immingham Power Plant CCS	Royaume-Uni	Développement avancé	2027	Production d'électricité	En cours d'évaluation	Stockage géologique dédié
Humber Zero - Phillips 66 Humber Refinery CCS	Royaume-Uni	Développement avancé	2028	Production d'hydrogène	En cours d'évaluation	Stockage géologique dédié
Antwerp@C - Basf Antwerp CCS	Belgique	Développement avancé	2030	Production chimique	1.42	Stockage géologique dédié
James M. Barry Electric Generating Plant CCS Project	Etats-Unis	Développement avancé	2030	Production d'électricité	En cours d'évaluation	En cours d'évaluation
Project Tundra	Etats-Unis	Développement avancé	2025 - 2026	Production d'électricité	3.6	Stockage géologique dédié
Cal Capture	Etats-Unis	Développement avancé	milieu des années 2020s	Production d'électricité	1.4	Récupération assistée de pétrole
Gerald Gentleman Station Carbon Capture	Etats-Unis	Développement avancé	milieu des	Production d'électricité	4.3	En cours d'évaluation

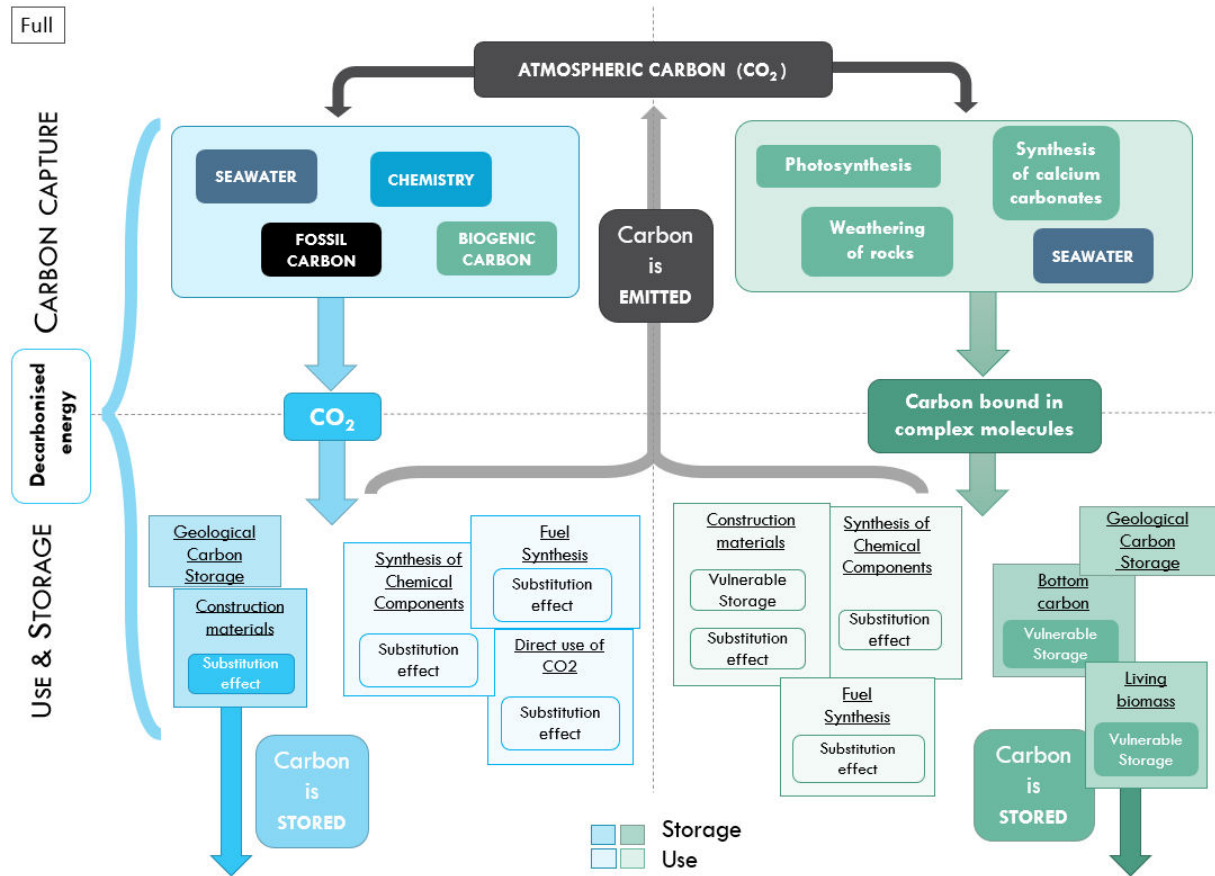
			années 2020s			
Plant Daniel Carbon Capture	Etats-Unis	Développement avancé	milieu des années 2020s	Production d'électricité	1.8	En cours d'évaluation
Prairie State Generating Station Carbon Capture	Etats-Unis	Développement avancé	milieu des années 2020s	Production d'électricité	6	Stockage géologique dédié
Deer Park Energy Centre CCS Project	Etats-Unis	Développement avancé	N/A	Production d'électricité	5	Stockage géologique dédié
Farley Dac Project	Etats-Unis	Développement avancé	En cours d'évaluation	Capture directe de l'air	En cours d'évaluation	En cours d'évaluation
Mustang Station of Golden Spread Electric Cooperative Carbon Capture	Etats-Unis	Développement avancé	En cours d'évaluation	Production d'électricité	1.5	En cours d'évaluation
Southeast Saskatchewan Ccus Hub - Storage	Canada	Développement avancé	En cours d'évaluation	Divers		Stockage géologique dédié
Petronas Kasawari Gas Field Development Project	Malaisie	Développement initial	2023	Traitement du gaz naturel	En cours d'évaluation	En cours d'évaluation
Midwest AGENCY Blue Flint Ethanol CCS	Etats-Unis	Développement initial	2022	Production d'éthanol	0.18	Stockage géologique dédié
Project Interseqt - Hereford Ethanol Plant	Etats-Unis	Développement initial	2023	Production d'éthanol	0.35	Stockage géologique dédié
Project Interseqt - Plainview Ethanol Plant	Etats-Unis	Développement initial	2023	Production d'éthanol	0.35	Stockage géologique dédié
Aemetis	Etats-Unis	Développement initial	2024	Production d'éthanol et production d'engrais	2	Stockage géologique dédié
Caledonia Clean Energy	Royaume-Uni	Développement initial	2024	Production d'électricité	3	Stockage géologique dédié
Hydrogen 2 Magnum (H2m)	Pays-Bas	Développement initial	2024	Production d'électricité	2	Stockage géologique dédié
Northern Lights - Pipeline	Norvège	Développement initial	2024	Divers		N/A
Project Pouakai Hydrogen Production With CCS	Nouvelle-Zélande	Développement initial	2024	Divers	1	En cours d'évaluation
Yara Sluiskil	Pays-Bas	Développement initial	2025	Production d'engrais	0.8	Stockage géologique dédié
Acorn Hydrogen	Royaume-Uni	Développement initial	2025	Production d'hydrogène	En cours d'évaluation	Stockage géologique dédié
Bayou Bend CCS	Etats-Unis	Développement initial	2025	Divers		En cours d'évaluation
Carbon Terravault I Project	Etats-Unis	Développement initial	2025	En cours d'évaluation	1	Stockage géologique dédié
Clean Energy Systems Carbon Negative Energy Plant - Central Valley	Etats-Unis	Développement initial	2025	Production d'électricité et d'hydrogène	0.32	Stockage géologique dédié

Dry Fork Integrated Commercial Carbon Capture and Storage (CCS)	Etats-Unis	Développement initial	2025	Production d'électricité	3	Stockage géologique dédié
Fortum Oslo Varmer - Shipping Route	Norvège	Développement initial	2025	Incinération des déchets		N/A
Illinois Allam-Fetvedt Cycle Power Plant	Etats-Unis	Développement initial	2025	Production d'électricité	1	N/A
Mendota BeCCS	Etats-Unis	Développement initial	2025	Bioénergie	0.3	Stockage géologique dédié
Net Zero Teesside - Ccgt Facility	Royaume-Uni	Développement initial	2025	Production d'électricité	En cours d'évaluation	Stockage géologique dédié
Nextdecade Rio Grande Lng CCS	Etats-Unis	Développement initial	2025	Traitement du gaz naturel	5.5	En cours d'évaluation
Preem Refinery CCS	Suède	Développement initial	2025	Production d'hydrogène	0.5	Stockage géologique dédié
South East Australia Carbon Capture Hub	Australie	Développement initial	2025	Traitement du gaz naturel	2	Stockage géologique dédié
Stanlow Refinery Low Carbon Hydrogen Plant	Royaume-Uni	Développement initial	2025	Raffinage du pétrole	0.6	N/A
The Illinois Clean Fuels Project	Etats-Unis	Développement initial	2025	Production chimique	8.13	Stockage géologique dédié
Velocys' Bayou Fuels Negative Emission Project	Etats-Unis	Développement initial	2025	Production chimique	0.5	Stockage géologique dédié
Acorn Direct Air Capture Facility	Royaume-Uni	Développement initial	2026	Capture directe de l'air	1	Stockage géologique dédié
Adriatic Blue - Eni Hydrogen CCS	Italie	Développement initial	2026	Production d'hydrogène	En cours d'évaluation	Stockage géologique dédié
Adriatic Blue - Eni Power CCS	Italie	Développement initial	2026	Production d'électricité	En cours d'évaluation	Stockage géologique dédié
Cinfracap - Pipeline	Suède	Développement initial	2026	Divers		N/A
Cinfracap - Shipping Route	Suède	Développement initial	2026	Divers		N/A
Delta Corridor Pipeline Network	Pays-Bas	Développement initial	2026	Divers		N/A
Hynet North West - Hanson Cement CCS	Royaume-Uni	Développement initial	2026	Production de ciment	0.8	Stockage géologique dédié
Northern Gas Network H21 North Of England	Royaume-Uni	Développement initial	2026	Production d'hydrogène		Stockage géologique dédié
Repsol Sakakemang Carbon Capture and Injection	Indonésie	Développement initial	2026	Traitement du gaz naturel	2	Stockage géologique dédié
Inpex CCS Project Darwin	Australie	Développement initial	2026	Traitement du gaz naturel	7	Stockage géologique dédié
Drax BeCCS Project	Royaume-Uni	Développement initial	2027	Production d'électricité	8	Stockage géologique dédié
G2 Net-Zero Lng	Etats-Unis	Développement initial	2027	Traitement du gaz naturel	4	En cours d'évaluation
H2northeast	Royaume-Uni	Développement initial	2027	Production d'hydrogène		

Killingholme Power Station	Royaume-Uni	Développement initial	2027	Production d'hydrogène	En cours d'évaluation	N/A
Net Zero Teesside – Bp H2Teesside	Royaume-Uni	Développement initial	2027	Production d'hydrogène	En cours d'évaluation	Stockage géologique dédié
Net Zero Teesside - Suez Waste To Energy CCS	Royaume-Uni	Développement initial	2027	Incinération des déchets	En cours d'évaluation	Stockage géologique dédié
Zero Carbon Humber - Keady 3 CCS Power Station	Royaume-Uni	Développement initial	2027	Production d'électricité	En cours d'évaluation	Stockage géologique dédié
Diamond Vault CCS	Etats-Unis	Développement initial	2028	Production d'électricité	En cours d'évaluation	Stockage géologique dédié
Ervia Cork CCS	Irlande	Développement initial	2028	Production et raffinage d'électricité		Stockage géologique dédié
K6	France	Développement initial	2028	Production de ciment	0.8	En cours d'évaluation
Sukowati Ccus	Indonésie	Développement initial	2028	Raffinage du pétrole	1.4	Récupération assistée de pétrole
Antwerp@C – Borealis Antwerp CCS	Belgique	Développement initial	2030	Production chimique	En cours d'évaluation	Stockage géologique dédié
Antwerp@C - Exxonmobil Antwerp Refinery CCS	Belgique	Développement initial	2030	Production chimique	En cours d'évaluation	Stockage géologique dédié
Antwerp@C – Ineos Antwerp CCS	Belgique	Développement initial	2030	Production chimique	En cours d'évaluation	Stockage géologique dédié
Dave Johnston Plant Carbon Capture	Etats-Unis	Développement initial	Années 2020	Production d'électricité	En cours d'évaluation	Récupération assistée de pétrole
Sinopec Shengli Power Plant CCS	Chine	Développement initial	Années 2020	Production d'électricité	1	Récupération assistée de pétrole
Korea-CCS 1 & 2	Corée du Sud	Développement initial	Années 2020	Production d'électricité	1	Stockage géologique dédié
Hydrogen To Humber Saltend	Royaume-Uni	Développement initial	2026-2027	Production d'hydrogène	En cours d'évaluation	Stockage géologique dédié
Acorn	Royaume-Uni	Développement initial	milieu des années 2020s	Divers	5	Stockage géologique dédié
Barents Blue	Norvège	Développement initial	milieu des années 2020s	Production d'engrais	2	Stockage géologique dédié
Caroline Carbon Capture Power Complex	Canada	Développement initial	milieu des années 2020s	Production d'électricité	3	Stockage géologique dédié
Hynet North West	Royaume-Uni	Développement initial	milieu des années 2020s	Production d'hydrogène		Stockage géologique dédié
Lafargeholcim Cement Carbon Capture	Etats-Unis	Développement initial	milieu des années 2020s	Production de ciment	2	En cours d'évaluation

Nauticol Energy Blue Methanol	Canada	Développement initial	milieu des années 2020s	Production de méthanol	1	Récupération assistée de pétrole
Net Zero Teesside - Net Power Plant	Royaume-Uni	Développement initial	milieu des années 2020s	Production d'électricité	En cours d'évaluation	En cours d'évaluation
Pau Central Sulawesi Clean Fuel Ammonia Production With Ccus	Indonésie	Développement initial	milieu des années 2020s	Production d'engrais	2	En cours d'évaluation
Polaris CCS Project	Canada	Développement initial	milieu des années 2020s	Production d'hydrogène	0.75	Stockage géologique dédié
Saskatchewan Net Power Plant	Canada	Développement initial	milieu des années 2020s	Production d'électricité	0.95	En cours d'évaluation
Sharc Project	Finlande	Développement initial	milieu des années 2020s	Production d'hydrogène	0.4	N/A
Borg CO2	Norvège	Développement initial	En cours d'évaluation	Divers	0.63	N/A
Burrup CCS Hub	Australie	Développement initial	En cours d'évaluation	En cours d'évaluation	5	En cours d'évaluation
Cyclus Power Generation	Etats-Unis	Développement initial	En cours d'évaluation	Bioénergie	2	En cours d'évaluation
Medway Hub Pipeline Medway	Royaume-Uni	Développement initial	En cours d'évaluation	Production d'électricité et d'hydrogène		N/A
Medway Power Stations Hynet	Royaume-Uni	Développement initial	En cours d'évaluation	Production d'électricité	7.6	Stockage géologique dédié
Hynet Hydrogen Production Project (Hpp)	Royaume-Uni	Développement initial	En cours d'évaluation	Production d'hydrogène		
Isle Of Grain Lng Terminal	Royaume-Uni	Développement initial	En cours d'évaluation	Production d'électricité		
Medway Hub - Esmond and Forbes Carbon Storage	Royaume-Uni	Développement initial	En cours d'évaluation	Production d'électricité		Stockage géologique dédié
Medway Hub Shipping Sempra	Royaume-Uni	Développement initial	En cours d'évaluation	Production d'électricité		
Sempra Energy Hackberry CCS Project	Etats-Unis	Développement initial	En cours d'évaluation	Traitement du gaz naturel	En cours d'évaluation	En cours d'évaluation améliorée
Whitetail Clean Energy Lost	Royaume-Uni	Développement initial	En cours d'évaluation	Production d'électricité	En cours d'évaluation	
Lost Cabin Gas Plant	Etats-Unis	Suspension de l'opération	2013	Traitement du gaz naturel	0.9	Récupération assistée de pétrole
Petra Nova Carbon Capture	Etats-Unis	Suspension de l'opération	2017	Production d'électricité	1.4	Récupération assistée de pétrole

## Couverture des technologies CCS/CCU



- Est-ce que cette classification est pertinente selon vous ? (schéma CCU/S)
- Est-ce une façon pertinente d'identifier différents types de CCU/S (et donc d'exclure ceux qui ne sont pas) ?
- Quels autres paramètres peuvent être pris en compte pour déterminer les types de CCU/S ?
- D'autres suggestions pour nous aider à améliorer le schéma ?

## Temporalité

- Selon votre opinion d'expert, y a-t-il un intérêt à appliquer différentes temporalités dans la comptabilité du carbone ? Si oui, pourquoi ? Comment ?
- Est-il intéressant de tenir compte des statuts du carbone dans l'évaluation ? (p. ex., évaluer différemment les carbones biogénique et fossile)
- Quelle est votre opinion d'expert si nous proposons trois temporalités : court terme (<10 ans), moyen terme (10-100 ans), long terme (>100 ans) ?
  - Avez-vous des suggestions ? Faut-il ajouter des catégories intermédiaires ?
- L'ACV dynamique est-elle une réponse pertinente pour l'évaluation du CO<sub>2</sub> ?

## Allocation d'impact

Les règles d'allocation d'impact ISO sont les suivantes :

1. Éviter l'allocation
2. Allocation avec des paramètres physiques,
3. Affectation avec d'autres paramètres (p. ex., économiques).

- Suggérez-vous de suivre l'ordre ISO pour l'allocation d'impact CCU/S ? Devrions-nous tenir compte de méthode d'allocation au cas par cas ?
- Comment répartir les impacts entre chaque acteur de la chaîne de valeur ?

## Questions complémentaires

### Facteurs de caractérisation des GES

- Est-il logique de modifier les facteurs de caractérisation des GES en tenant compte de l'origine du carbone et la temporalité du stockage ? (p. ex., pour les produits de construction contenant du carbone biogénique -1 comme apport +1 comme rejet)

### Approche du bilan massique

- Recommandez-vous d'utiliser l'approche du bilan massique pour le CCS ?

### GWP20

- Les résultats devraient-ils être fournis avec les facteurs d'émission du GWP20 du GIEC et le GWP100 ?

### Fuites de GES pendant le stockage

- Comment tenir compte des fuites lors de l'entreposage et de l'utilisation permanents ou temporaires ?

### Émissions liées aux procédés

- Quelle combinaison d'électricité devrait être utilisée pour évaluer les activités actuelles et futures du CCU&CCS ?

### Fin de vie

- Comment considérer la fin de vie, p.ex. enfouissement/incinération de produits biogéniques/fossiles ? Quel type de des justifications sont nécessaires ?

### Annexe 3 - Synthèse des entretiens avec les experts

Domaine	Nomenclature CCS/CCU	Temporalité	Allocation	Questions complémentaires
<b>Industrie</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Schéma complet.</li> <li>• 3 voies sont explorées par l'industriel : Stockage géologique, Carbonatation forcée, Synthèse de produits chimiques</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Favoriser le stockage permanent, on ne prend pas en compte le de stockage temporaire.</li> <li>• Ne pas tenir compte des différents statut de carbone.</li> <li>• L'ACV dynamique peut être intéressante, attention aux hypothèses sous-jacentes.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Privilégier l'allocation économique (en fonction de l'offre et la demande).</li> <li>• On préfère encourager la carbonatation forcée, en boucle courte (5% du total stocké).</li> <li>• En interne, le choix d'allocation des crédits se fera ciment par ciment entre la production de granulats carbonatés ou le ciment sur base de la réalité du CO2 réellement capté.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pas de statut de carbone, en faveur de l'approche comptabilisation des rejets et des crédits à chaque étape de cycle de vie.</li> <li>• Favorable à l'approche Mass balance.</li> <li>• En faveur de l'affichage du GWP20 en complément du GWP100.</li> <li>• Il faut considérer les fuites pendant le stockage.</li> <li>• Réaliser une analyse de sensibilité de l'impact du mix électrique si on modélise les mix futurs.</li> <li>• L'incinération est à privilégier pour valoriser l'énergie contenue dans les produits.</li> </ul>
<b>Cabinet de conseil</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Schéma complet, bien de séparer captage technologique et naturel.</li> <li>• La nomenclature est intéressante.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Le stockage permanent commence à 100 ans</li> <li>• L'approche ILCD (dynamique avec 1% de crédit par an) est la meilleure car elle est plus simple. Il faut que le résultat reste dans les informations additionnelles.</li> <li>• Au niveau produit, on ne connaît pas la durée de vie, l'ACV dynamique est peu intéressante. Elle est intéressante pour les décideurs et les designers. Elle est plus valable au niveau d'un bâtiment.</li> <li>• On veut encourager le stockage sur le plus long terme possible.</li> <li>• Il faut considérer différents statuts de carbone.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Il faut éviter l'allocation avec extension des frontières.</li> <li>• L'approche actuelle est de suivre le carbone, en évitant également l'allocation économique.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En faveur de l'approche comptabilisation des rejets et des crédits à chaque étape de cycle de vie.</li> <li>• Non favorable à l'approche Mass balance.</li> <li>• L'affichage du GWP20 n'est pas nécessaire.</li> <li>• S'il est possible de certifier le mix exact, alors il peut être utilisé dans les calculs. Sinon, il faut faire une analyse de sensibilité sur le mix électrique.</li> <li>• Il faut considérer l'option la plus appropriée en tenant compte de l'effet de substitution</li> </ul>

Domaine	Nomenclature CCS/CCU	Temporalité	Allocation	Questions complémentaires
Cabinet de conseil	<ul style="list-style-type: none"> <li>• CO2 concentration in the flue gases shall be considered in the main scheme and the classification. The source has to be added to know the concentration.</li> <li>• Hybrid solutions are hard to place on the scheme.</li> <li>• Substitution effects shall be added to the classification.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Temporality must be considered in policy context, e.g. to fulfil the 2030/2050 European goals.</li> <li>• The economy/technosphere is a carbon sink as long as the total carbon amount comprised in the economy is increasing.</li> <li>• The temporary storage should not be included at the product level (misunderstood) but at the industrial scale.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Case-by-case allocation should be avoided because it lets too much margin for LCA's practitioners. Strict regulation shall be implemented to prevent this and allow studies harmonization.</li> <li>• Economic allocation can be counter-productive, giving the advantage to fossil carbon based-products compared to captured carbon.</li> <li>• System expansion with substitution has to be systematically used while considering avoided impacts.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• The guidelines on CCU shall incentivize the use of captured CO2 with a lesser impact at the moment of capture, without considering its status (biogenic or fossil), since any carbon emissions will have the same impacts once emitted in the atmosphere.</li> <li>• Mass balance is a lever to reward the industry's efforts to capture CO2. However, suitable regulation and tracking need to be in place to avoid greenwashing.</li> <li>• GWP20 can be displayed at the expert level, not for consumers.</li> </ul>

Domaine	Nomenclature CCS/CCU	Temporalité	Allocation	Questions complémentaires
Réglementation	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Important de classifier les solutions de CCUS. L'approche est pertinente.</li> <li>• La FdV pourrait être intégrée car la temporalité de stockage en dépend également. L'ETS devrait intégrer le stockage de carbone pour certains produits, en fonction de leur FdV.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La fixation d'une temporalité limite est sujette à débat. La commission étudie l'introduction d'une temporalité, sans durée précise pour le moment (plusieurs siècles).</li> <li>• PdV personnel pour l'ACV dynamique: Il faut regarder l'effet sur le forçage radiatif sur 100 ans. Cela permet d'éviter des mécanismes trop complexes.</li> <li>• La mise en place de l'ACV dynamique est complexe, il y a une forte opposition.</li> <li>• 3 statuts de carbone sont à considérer: biogénique, fossile ou atmosphérique.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Il sera difficile de tracer les différentes sources de CO2 quand le captage sera plus développé et que le CO2 circulant dans le réseau aura de multiples sources.</li> <li>• Les Renewables Fuels From Non-Biological Origin seront considérés neutres en carbone jusqu'en 2040, quelque soit leur statut. Ensuite seuls ceux d'origine biogène seront considérés neutres.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• PdV perso : Il faut seulement utiliser le GWP100 car il a été difficile de trouver un consensus pour cet indicateur. Il faut donc garder un cadre commun.</li> <li>• Il faut comptabiliser les fuites durant le transport et le stockage. Une directive CCS pose des critères importants pour avoir un permis de stockage. Les fuites durant le transport sont quantifiées.</li> <li>• Le mix à considérer dépend du cadre de l'étude. Si c'est dans le cadre d'un projet innovant, il faut utiliser un mix prospectif. Pour un projet à plus court terme, il faut utiliser le mix actuel.</li> <li>• FdV PdV personnel : Je suis pour être le plus rigoureux possible dans l'estimation des émissions. Il ne faut pas réémettre artificiellement le carbone en FdV.. En revanche, si un produit a un effet négatif sur l'environnement, il ne faut pas inciter leur production via un mécanisme de comptabilité carbone favorable. Il faut éviter le transfert d'impact.</li> </ul>

Domaine	Nomenclature CCS/CCU	Temporalité	Allocation	Questions complémentaires
Réglementation	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Approche captage technologique et naturel pertinent.</li> <li>• Important de différencier approche stock et approche flux.</li> <li>• Le terme "substitution effect" est à remplacer.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Le stockage permanent commence à partir de 100 ans.</li> <li>• Stockage temporaire à considérer en fonction des objectifs politique (ex. 2050).</li> <li>• La RE2020 mélange l'approche dynamique des flux et des impacts. Si on voulait utiliser un indicateur d'impact dynamique, il faudrait utiliser l'indicateur GTP100 (endpoint) plutôt que le GWP100.</li> <li>• Les statuts de carbone devrait être carbone minéral et organique.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• L'allocation est à traiter au cas par cas, notamment en fonction du statut du flux CO<sub>2</sub> (coproduit, déchet,...). Si le CO<sub>2</sub> est un co-produit, alors on lui alloue une partie des impacts du procédé qui le génère et il devient une matière première avec un ICV pour le produit qui l'utilise.</li> <li>• Il faut s'assurer qu'il n'y ait pas de double comptage ou d'oubli.</li> <li>• L'allocation est souvent plus une approche socio-économique que scientifique.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pas de statut de carbone, en faveur de l'approche comptabilisation des rejets et des crédits à chaque étape de cycle de vie. Il ne faut pas utiliser de coefficient dynamique.</li> <li>• Non favorable à l'approche Mass Balance "credits"</li> <li>• L'utilisation du GWP20 ou 100 dépend de l'approche politique et du gaz sur lequel on souhaite agir.</li> <li>• Toutes les fuites avant 100 ans doivent être comptabilisées.</li> <li>• Il faut utiliser le mix actuel pour les ACV attributionnelles. Pour le reste, il faut être conscient du risque associé aux hypothèses. De plus, il devient sans doute de plus en plus réaliste d'utiliser le mix européen.</li> <li>• L'utilisation du pétrole pour la production de matières premières type plastiques a plus de valeur sociale/fonctionnelle que celle comme carburant.</li> </ul>
Recherche	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Schéma pertinent.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Le stockage permanent commence à partir de 100 ans.</li> <li>• Il n'y a d'intérêt à considérer le stockage temporaire.</li> <li>• L'approche dynamique doit être utilisée dans les études académiques mais n'est pas assez mature pour une utilisation globale. De plus, il faudrait la généraliser à tout les indicateurs.</li> <li>• Il faut considérer les différents statuts du carbone. C'est intéressant d'ajouter le stock de carbone contenu dans le produit en indicateur complémentaire.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• L'allocation est à traiter au cas par cas en fonction du goal&amp;scope.</li> <li>• Il faut s'assurer qu'il n'y ait pas de double comptage ou d'oubli.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Même facteur de caractérisation pour les flux élémentaires fossile et biogéniques</li> <li>• Favorable à l'approche Mass balance.</li> <li>• L'affichage du GWP est suffisant.</li> <li>• Les fuites doivent être prises en compte. Cependant il est difficile de prendre en compte les fuites après 100 ans.</li> <li>• Il faut utiliser le mix électrique résiduel du pays concerné.</li> <li>• La hiérarchie des modes de traitement des déchets est valide.</li> </ul>

Domaine	Nomenclature CCS/CCU	Temporalité	Allocation	Questions complémentaires
Recherche	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Scheme terminology has to be clarified.</li> <li>• The scheme is not exhaustive (e.g. olivine integrated into cement).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Applying different temporalities is interesting for industries and also from a societal perspective, because peak shaving temperature's rise could prevent triggering climate tipping points.</li> <li>• However, LCA generally assumes a steady state, i.e. in a life cycle assessment all life cycle stages take place at the same time. Therefore, the effect of delaying emissions or temporary CO2 uptake should not be taken into consideration. In fact, this effect is negligible if the carbon content of a product does not drastically change. If CO2 uptake is considered as a negative emissions at the beginning of the life cycle the effect is also already considered.</li> <li>• The ILCD approach to consider different elementary flows, depending on their temporality, make sense, even if the effect is not considered during impact assessment.</li> <li>• Dynamic LCA can be used as a lever to encourage storage. The linear approach (ILCD) is valid and has to be used as additional information.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ISO hierarchy is valid.</li> <li>• Case-by-case allocation should be avoided because it lets too much margin for LCA's practitioners. Strict regulation shall be implemented to prevent this and allow studies harmonization. Otherwise, the selection of supplier based on PCFs is impossible.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Carbon status should not be accounted for.</li> <li>• Favorable to consider the emissions and the credits at each life cycle stage.</li> <li>• It is interesting to integrate GWP20. However, the industry is focussed on GWP100.</li> <li>• DAC shall be avoided because the other capture solutions consume less energy. However, fossil point sources need to be shut down eventually and thus, caution must be taken to avoid a fossil lock in.</li> <li>• Mass balance approach is needed in the short term but should be avoided in the long term.</li> </ul>
			<ul style="list-style-type: none"> <li>• For CCU, economic allocation can be counter-productive, giving the advantage to fossil carbon based-products, i.e. the reduction due to capture are allocated to the system producing the CO2 and not towards the system that uses it and thus, avoids its emission.</li> </ul>	

Domaine	Nomenclature CCS/CCU	Temporalité	Allocation	Questions complémentaires
Recherche	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Technology-based solutions vs Nature-based solutions shall be avoided. From a social perspective, the word "Nature" is often favoured. In the UK, we choose technological vs land-based.</li> <li>• The most important is to show the storage temporality, regardless of the carbon source.</li> <li>• The classification is relevant because the main life cycle stages are represented.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Permanent storage is in the range centuries to millennia.</li> <li>• There is no consensus on how to consider temporary storage. It should be considered, but I have no opinion on how to calculate it.</li> <li>• Carbon status shall not be taken into account.</li> </ul> <p>There is no difference in climate change impact between the different carbon types.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Allocation with system expansion shall be avoided.</li> <li>• The current approach is to follow the carbon, also avoiding the economic allocation.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mass balance can be allowed if it is correctly accounted for. However, this approach is confusing.</li> </ul>

Domaine	Nomenclature CCS/CCU	Temporalité	Allocation	Questions complémentaires
Recherche	<ul style="list-style-type: none"> <li>Étonnant que le stockage permanent dans les matériaux de construction est vulnérable quand le carbone est issu du captage naturel et pas pour celui issu du captage technologique.</li> <li>La nomenclature semble pertinente et utile pour se positionner en fonction des différentes méthodologies.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Le stockage temporaire va décaler le réchauffement mais le résultat à long terme sera le même.</li> <li>Il faut regarder différentes temporalités car il y a des objectifs à court terme (par ex. la neutralité carbone d'ici 2050) et le futur des générations à venir à préserver.</li> <li>Il ne faut pas considérer les statuts du carbone (même impact). Il faut aussi considérer le captage de CO2 atmosphérique pour le carbone biogénique.</li> <li>L'intérêt de l'ACV dynamique dépend du système étudié. Si l'entièreté des émissions et captures dues au système se déroule sur un temps très court (par ex 1 an), il n'y a pas d'intérêt à réaliser une ACV dynamique. Si l'inventaire est distribué sur plusieurs dizaines d'années, l'ACV dynamique peut être pertinente. Elle s'applique au CO2 mais aussi à tous les autres GES. Elle peut aussi permettre d'obtenir les résultats sous forme de courbe : impact sur le changement climatique en ordonné et horizon temporel en abscisse, ce qui permet de ne pas se limiter à choisir 3 horizons temporels fixes (20, 100, 500 ans par exemple). Plus on a d'éléments plus on pourra interpréter.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Éviter l'allocation si possible, si ce n'est pas possible, faire une allocation avec extension des frontières</li> <li>L'approche par substitution est dangereuse car il faut pouvoir faire la distinction entre émissions évitées et émissions négatives nettes.</li> <li>Concernant les crédits, l'approche est plutôt politique. Une piste de réflexion pour définir comment répartir les impacts entre chaque acteur serait de s'inspirer des démarches développées pour le recyclage des matières premières, ex : PEF qui cherche à favoriser les acteurs qu'on veut développer (approche offre/demande, ou facteur A dans la CFF).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pas de statut de carbone, en faveur de l'approche comptabilisation des rejets et des crédits à chaque étape de cycle de vie. Il ne faut pas utiliser de coefficient dynamique.</li> <li>Pas d'avis sur l'approche Mass Balance</li> <li>Intéressant d'utiliser GWP et GTP en parallèle. GTP intéressant pour la communication. Les résultats peuvent être contre-intuitifs entre l'un et l'autre pour le stockage temporaire.</li> <li>Intéressant d'avoir les deux horizons temporels (20 et 100) pour voir l'effet des différents GES.</li> </ul>

**Annexe 4 – Résumé du traitement des problématiques par les méthodologies ACV**

Methodological step in LCA	CCS/CCU	ISO 14040/44	PEF	ILCD Handbook	EN15804 A2
Defining the functional unit	CCS/CCU	The following items shall be unambiguously stated : - the intended application; - the reasons for carrying out the study; - the intended audience, i.e. to whom the results of the study are intended to be communicated; - whether the results are intended to be used in comparative assertions intended to be disclosed in the public.	The function(s) / service(s) provided: “what”; The magnitude of the function or service: “how much”; The duration of the service provided or service life time: “how long”; The expected level of quality: “how well”. An appropriate reference flow shall be determined in relation to the unit of analysis.	Idem as PEF	Idem as ISO14040/44
	CCS		Based on the product where capture technology is deployed. Comparison of different CCS technologies.	Idem as PEF	The biogenic carbon content of the functional or declared unit at factory gate shall be provided.
	CCU		Based on the product where the use is deployed. Comparison of different CCU technologies.	Idem as PEF	
Defining the system boundaries	CCS/CCU	The system boundary determines which unit processes shall be included within the LCA/ The selection of the system boundary shall be consistent with the goal of the study. The criteria used in the establishing the system boundary shall be identified and explained.	Only cradle to grave LCA. In case of cradle to gate, the biogenic carbon content at factory gate (physical content and allocated content) shall be provided.	Idem as PEF	NOTE 1 : This means any product containing biogenic carbon cannot omit the declaration of modules C1–C4 and module D.
Time frame (time boundaries)				3 elementary flows: less than 100 years with a correction factor, over 100 years considered as long term, long-term/quasi-permanent storage considered as waste	The time period over which inputs to and outputs from the system shall be accounted for is 100 years from the year for which the data set is deemed representative, except for biogenic carbon which is always reemitted even if it is stored.

Solving multi-functionality	CCS	CO2 is a waste, and therefore takes no impact.	CO2 is a waste (emission) to be eliminated	CO2 is a waste (emission) to be eliminated	The effect of permanent biogenic carbon storage shall also not be included in the calculation of the GWP. No specific note about fossil carbon.
	CCU	<p>a) Step 1 : Avoid allocation by</p> <p>1) dividing the unit process to be allocated into two or more sub-processes and collecting the input and output data related to these sub-processes, or</p> <p>2) expanding the product system to include the additional functions related to the co-products</p> <p>b) Step 2 : Reflect the underlying physical relationships between the products or the functions</p> <p>c) Step 3 : When not possible, choose allocation that reflect other relationship between products, for ex. economical allocation</p>	PEF decision hierarchy (multi-functionality)		<p>In the case of joint co-production, where the processes cannot be sub-divided, allocation shall respect the main purpose of the processes studied, allocating all relevant products and functions appropriately.</p> <p>The purpose of a plant and therefore of the related processes is generally declared in its permit and should be taken into account. Processes generating a very low contribution to the overall revenue may be neglected. Joint co-product allocation shall be allocated as follows:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Allocation shall be based on physical properties (e.g. mass, volume) when the difference in revenue from the co-products is low;</li> <li>— In all other cases allocation shall be based on economic values;</li> <li>— Material flows carrying specific inherent properties, e.g. energy content, elementary composition (e.g. biogenic carbon content), shall always be allocated reflecting the physical flows, irrespective of the allocation chosen for the process.</li> </ul> <p>NOTE 1 Contributions to the overall revenue of the order of 1% or less is regarded as very low. A difference in revenue of more than 25 % is regarded as high.</p>

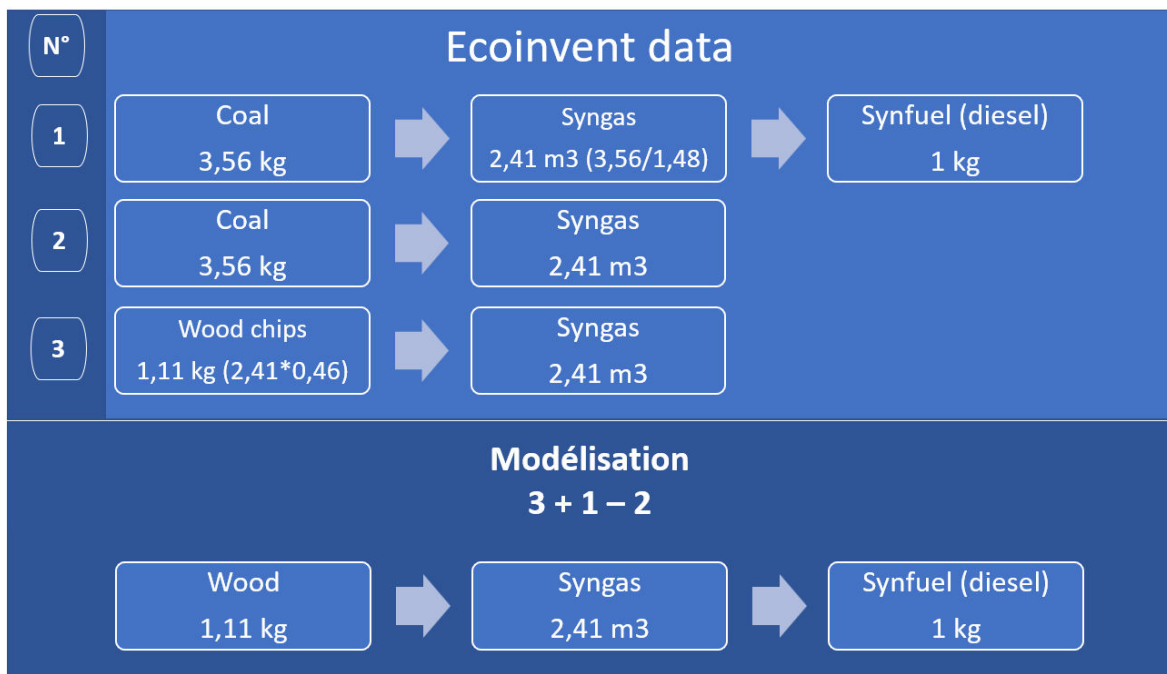
### Annexe 5 – Détail de la modélisation du biodiesel dans l'étude de cas

Le **biodiesel** de 2<sup>e</sup> génération, produit à partir de bois et de paille, est encore à un stade pilote. Il est produit en 5 étapes :

- Prétraitement du bois,
- Gazéification,
- Purification,
- Conditionnement du gaz,
- Synthèse du carburant via un procédé de Fischer-Tropsch.

La donnée *Synthetic gas production, from wood, at fluidized bed gasifier RoW* a été utilisée pour modéliser les trois premières étapes. La quatrième étape a été modélisée en ajoutant la production d'une usine de traitement de gaz (*Natural gas processing plant {GLO} market for natural gas processing plant*) au gaz produit précédemment

La Figure 35 détaille la modélisation de la dernière étape. La donnée n°1 correspond à, la production de diesel à partir de charbon : *Diesel, low-sulfur {ZA} synthetic fuel production, from coal, high temperature Fisher-Tropsch operations*. La donnée n°2 est la production de gaz à partir de charbon : *Natural gas, high pressure {ZA} synthetic fuel production, from coal, high temperature Fisher-Tropsch operations*. Enfin, la donnée n°3 est le bois entrant dans le procédé : *Wood chips, dry, measured as dry mass {RER} market for*. Le charbon en entrée de la première donnée a été retiré, et remplacé par le gaz synthétique en quantité proportionnelle au charbon nécessaire à la production d'un mètre cube de gaz synthétique à partir de charbon. Enfin, les impacts nécessaires à la production de gaz de la deuxième donnée ont été soustraits de la première donnée, car les impacts de la production de gaz à partir de bois ont déjà été calculés lors de quatre premières étapes. Nous avons donc formulé l'hypothèse que la production de diesel à partir de gaz synthétique produit avec du charbon ou à partir de bois suivait le même procédé.



**Figure 35 : Détail de la modélisation du biodiesel**