

Le rôle du captage du CO₂ dans la trajectoire française de décarbonation

Rapport de l'Académie



LE RÔLE DU CAPTAGE DU CO₂ DANS LA TRAJECTOIRE FRANÇAISE DE DÉCARBONATION

Rapport

Ce rapport a été rédigé sous la direction de Florence Delprat-Jannaud.

Il est le produit d'un groupe de travail dont la composition complète est précisée en annexe. Il répond à un processus rigoureux au sein de l'Académie des technologies garantissant son indépendance et son objectivité ; il a été approuvé et voté lors de l'Assemblée générale des académiciens.

Avril 2026

SOMMAIRE

PRÉAMBULE	5
RÉSUMÉ EXÉCUTIF	7
EXECUTIVE SUMMARY	17
INTRODUCTION	26
Chapitre 1	
CONTEXTE ET CIBLES POUR LES FILIÈRES CCS ET CCU	30
1.1. Captage du CO ₂	30
1.2. Trajectoire internationale pour le captage du CO ₂	33
1.3. Trajectoire française pour le captage du CO ₂	33
1.4. Sources de CO ₂ pour les filières CCS /CCU	36
1.5. Développement industriel du captage de CO ₂	40
1.6. Enjeux politiques et de gouvernance	44
1.7. Synthèse des principaux messages et recommandations	45
Chapitre 2	
LES Puits NATURELS	47
2.1. Cadre réglementaire	48
2.2. Potentiel forestier	49
2.3. Potentiel dans les sols non forestiers	51
2.4. Biochar	53
2.5. Synthèse des principaux messages et recommandations	56
Chapitre 3	
LES SOLUTIONS TECHNOLOGIQUES DE CAPTAGE DU CO ₂	58
3.1. Captage dans des émissions concentrées industrielles	59
3.2. Captage du CO ₂ biogénique	64
3.3. Captage direct du CO ₂ dans l'atmosphère	69
3.4. Ressources et impacts pour le captage du CO ₂	75
3.5. Synthèse des principaux messages et recommandations	83

Chapitre 4	
PURETÉ ET TRANSPORT DU CO ₂	85
4.1. Qualité du flux de CO ₂ capté	86
4.2. Spécifications sur la qualité du flux de CO ₂ et enjeux	88
4.3. Infrastructures de transport du CO ₂	92
4.4. Synthèse des principaux messages et recommandations	96
Chapitre 5	
LE DEVENIR DU CO ₂ CAPTÉ : STOCKAGE GÉOLOGIQUE POUR L'ISOLER DE FAÇON PÉRENNE DE L'ATMOSPHÈRE	98
5.1. Typologie des différents types de stockage de CO ₂	98
5.2. Évolution à long-terme du CO ₂ injecté dans une formation géologique	101
5.3. Capacités de stockage du CO ₂	104
5.4. État des lieux des projets de stockage du CO ₂ en France et en Europe	108
5.5. Surveillance et sûreté d'un site de stockage du CO ₂	112
5.6. Enjeux politiques du stockage de CO ₂	113
5.7. Synthèse des principaux messages et recommandations	114
Chapitre 6	
LE DEVENIR DU CO ₂ CAPTÉ : UNE RESSOURCE CARBONE POUR LA CHIMIE, LES MATÉRIAUX ET LES CARBURANTS	117
6.1. État des lieux du CCU	117
6.2. Perspectives pour la filière CCU	120
6.3. Production d'électrocarburants	122
6.4. Synthèse des principaux messages et recommandations	128
Chapitre 7	
UNE TRAJECTOIRE DE MAÎTRISE DU CO ₂	130
7.1. Trajectoire de base	130
7.2. Bilan des différentes filières contribuant à la compensation des émissions résiduelles	132
7.3. Consolidation des filières de réduction et de compensation des émissions résiduelles	137
7.4. Besoin d'engagement des puissances publiques	140
ANNEXES	
A. Membres du groupe de travail	143
B. Liste des acronymes	144
C. Les mécanismes de la flexibilité de la loi Climat	146
D. Marché ETS et émissions négatives	148

Préambule

Ce rapport s'inscrit dans la perspective d'une décarbonation effective des économies mondiales pour atteindre l'objectif de neutralité carbone nette en 2050. Cet objectif, largement partagé au niveau international, constitue un cadre de référence essentiel pour l'action climatique.

Toutefois, force est de constater que les trajectoires actuelles de décarbonation de la majorité des pays engagés s'en écartent de manière significative. Même dans l'hypothèse où la neutralité carbone ne serait pas atteinte en 2050, il demeure impératif de mobiliser l'ensemble des leviers disponibles afin de s'en approcher le plus rapidement possible.

Dans ce contexte, les stratégies de captage du CO₂ en vue de son utilisation ou de son stockage (CCU et CCS) apparaissent comme des leviers incontournables pour limiter l'accumulation des émissions de gaz à effet de serre. Leur déploiement est essentiel pour contenir l'effet cumulatif des émissions passées et présentes, et pour réduire la concentration du CO₂ atmosphérique bien au-delà de la gestion des émissions résiduelles.

Face à l'aggravation des perspectives climatiques et à l'écart croissant entre les trajectoires observées et les objectifs de l'Accord de Paris, l'Académie des technologies a jugé nécessaire de réexaminer les évolutions technologiques structurant les stratégies de CCU et de CCS. L'objectif de ce rapport est précisément d'analyser dans quelle mesure ces technologies peuvent contribuer à réduire cet écart, en apportant un éclairage ciblé et prospectif¹.

1 Les lecteurs sont invités, pour approfondir certains sujets, à se référer notamment aux travaux publiés par le GIEC (IPCC), l'Agence internationale de l'énergie (AIE/IEA), l'IEA *Greenhouse Gas Programme*, le Global CCS Institute, ainsi que par les grandes revues scientifiques et plateformes spécialisées dans le CCS et le CCU.

Par ailleurs, ce rapport se focalise sur la phase d'émergence, couvrant la période 2026-2035, et marquée par l'urgence de développer les solutions technologiques et industrielles indispensables au déploiement futur des filières CCU et CCS.

Les coûts associés à cette phase demeurent limités au regard des enjeux à venir. Il s'agit avant tout de créer les conditions permettant à la France de renforcer durablement ses capacités de décarbonation et de soutenir sa réindustrialisation, par la maîtrise des filières industrielles stratégiques correspondantes. Ces investissements portent principalement sur une R&D ciblée — notamment pour le captage direct du CO₂ et le stockage géologique — ainsi que sur le lancement de premiers projets pilotes, indispensables pour faire émerger ces filières sous maîtrise nationale et européenne et pour lever les verrous technologiques, économiques et réglementaires.

Au-delà de cette phase d'émergence, le déploiement des filières CCU et CCS reposera largement sur les effets d'échelle et, plus globalement, sur la dynamique du marché des technologies de décarbonation. Celle-ci dépendra étroitement de la trajectoire de décarbonation effectivement adoptée, non par un pays isolé, mais par une part significative de la communauté internationale. Une telle convergence internationale constitue une condition *sine qua non* à la montée en puissance des filières de décarbonation. L'analyse de ces dynamiques globales au-delà de 2035, bien qu'essentielle, dépasse toutefois le périmètre du présent rapport.

Enfin, les priorisations et recommandations formulées dans ce rapport s'inscrivent en cohérence avec les grandes feuilles de route nationales et européennes. Les incertitudes sur le déploiement mondial à long terme des technologies de décarbonation sont bien sûr importantes, par exemple du fait des évolutions du contexte géopolitique, mais les recommandations de ce rapport portent essentiellement sur des stratégies d'investissement qui apparaissent indispensables pour donner à la France et à l'Europe les outils nécessaires à la maîtrise de son avenir. Ces investissements visent en effet l'émergence de filières permettant à la France de se mettre en mesure de déployer des solutions de décarbonation avec des technologies sous maîtrise française et européenne, et ce dans une cinétique qui sera pilotée par le contexte futur.

Résumé exécutif

Malgré une intensification des politiques de sobriété, d'efficacité énergétique et de décarbonation des systèmes énergétiques, des émissions résiduelles incompressibles² subsisteront à horizon 2050, notamment dans l'industrie et le transport. Le projet de SNBC 3 publié en décembre 2025 acte une révision à la baisse du rôle des puits naturels, en particulier forestiers, dont la contribution apparaît désormais encore plus incertaine et structurellement limitée. Dans ce contexte, la neutralité carbone présentée dans la SNBC 3 repose sur un équilibre explicite entre réduction maximale des émissions, puits naturels contraints et puits technologiques.

Les technologies de captage et d'utilisation du CO₂ (CCU), indispensables aux stratégies de décarbonation de certaines industries et du transport longue distance, et les technologies de captage, stockage du CO₂ (CCS) indispensables à la gestion des émissions résiduelles, sont un levier incontournable du respect du budget carbone national et de l'atteinte de la neutralité climatique. Il est dès lors essentiel de les déployer rapidement à grande échelle. La France étant en retard dans ce domaine, un tel déploiement ne pourra se faire sans une compréhension par tous du rôle de ces technologies, ce qui nécessite de mieux caractériser les émissions résiduelles sectorielles à horizon 2050 et ainsi de dimensionner correctement les besoins en captage et stockage du CO₂ [Recommandations [RP1.1](#) et [RI1.2](#)], tout en évitant de faire reposer la stratégie nationale sur des hypothèses trop incertaines de renforcement des puits naturels [Recommandation [RP2.1](#)].

2 Par *Les émissions résiduelles incompressibles*, on entend les émissions de CO₂ (ou de gaz à effet de serre) qui subsistent après la mise en œuvre des leviers techniquement, économiquement et socialement viables. Dans les trajectoires de neutralité carbone, ces émissions sont appelées à être réduites ou compensées par des puits de carbone naturels ou par des solutions de captage, stockage ou utilisation du CO₂.

Les puits de carbone naturels (forêts, terres, bois), certes revus à la baisse, restent une composante essentielle de la stratégie de décarbonation. La contribution du stockage de carbone dans les sols agricoles ou du biochar est incertaine mais elle mérite des instructions complémentaires pour déterminer le potentiel de stockage du CO₂ à long terme et le besoin en dispositifs de soutien adaptés [Recommandation [RC2.2](#)]. Toutefois, même mobilisées à leur potentiel maximal réaliste, il est clair que ces solutions ne suffiront pas à compenser les émissions résiduelles estimées dans la Stratégie Nationale Bas Carbone, rendant indispensable le déploiement à grande échelle du stockage en formation géologique du CO₂.

Le captage du CO₂, à travers le déploiement des filières CCS et CCU, permet de rendre trois services distincts : la décarbonation des procédés industriels, la défossilisation de certains usages (c'est-à-dire la diminution de l'usage du carbone fossile) *via* l'utilisation du CO₂ comme ressource carbone, et la compensation des émissions diffuses ou le retrait des émissions émises par le passé. Ces services sont complémentaires, avec un déploiement des filières CCS et CCU relativement équilibré en 2050, la filière CCS ciblant principalement les émissions résiduelles de l'industrie et la filière CCU étant principalement tirée par les besoins en carburants durables pour l'aviation et le transport maritime. À horizon 2050, les besoins de captage et stockage sont estimés en France entre 20 et 30 MtCO₂/an, en cohérence avec les hypothèses de la SNBC.

Les technologies de captage sur émissions industrielles concentrées sont aujourd'hui matures mais leur déploiement à grande échelle nécessitera encore des optimisations énergétiques, environnementales et économiques. Dans ce contexte, il importe de lancer dès à présent des premiers projets industriels et des démonstrateurs pour les nouvelles générations de procédés. [Recommandation [RI3.1](#)]. En particulier, le captage du CO₂ biogénique apparaît comme un levier stratégique, pour la filière de production de carburants durables dans un premier temps, en complément des e-biocarburants pour décarboner le transport aérien et maritime, puis dans un second temps pour contribuer significativement aux émissions négatives lorsqu'il est couplé au stockage. Le captage direct dans l'air (DAC) quant à lui, sera indispensable dès 2040 pour produire une part des carburants de synthèse en complément du CO₂ biogénique. Du fait de leur faible maturité à échelle industrielle, les technologies DAC doivent faire l'objet d'investissements soutenus en

recherche et démonstration [Recommandation [RC3.2](#)]. La France possède, sur son territoire, les compétences et les acteurs (académiques et industriels) pour développer et déployer l'ensemble de ces technologies: c'est un atout et une opportunité pour répondre aux enjeux français de souveraineté et d'industrialisation, pour peu que soit rattrapé le retard constaté dans le déploiement des filières CCS et CCU.

Le déploiement des filières CCS et CCU repose sur une vision intégrée de l'ensemble de la chaîne de valeur, depuis le captage jusqu'au stockage ou à l'utilisation du CO₂. Sans coordination entre ces différents maillons, le risque est élevé de voir émerger des projets isolés, économiquement fragiles et incompatibles avec les volumes requis à long terme. Le transport du CO₂ apparaît comme un élément structurant de cette chaîne de valeur. En particulier, la qualité du CO₂ requise pour son transport fait aujourd'hui l'objet de nombreuses discussions car il n'existe aujourd'hui aucune méthodologie unifiée pour déterminer une spécification adaptée à un réseau de transport particulier. La France doit prendre sa part dans ces réflexions [Recommandations [RS4.1](#) et [RC4.2](#)]. Par ailleurs, même si des études de réseaux de transport sont en cours, la France ne dispose d'aucune infrastructure de transport de CO₂ à ce jour. Déployer des premières infrastructures et planifier des réseaux mutualisés à l'échelle nationale et européenne est une priorité [Recommandations [RI4.3](#) et [RS4.4](#)].

Le stockage géologique apparaît comme la clé de voûte de la stratégie CCS. Ce rapport met en évidence la robustesse des mécanismes naturels de confinement du CO₂ à long terme, tout en soulignant l'importance d'une gouvernance adaptée, transparente et scientifiquement fondée. Le recours à l'export sera sans aucun doute nécessaire, mais il ne peut en aucun cas constituer la seule solution. Il est donc urgent de permettre à des premiers projets, démonstrateurs et industriels, de voir le jour rapidement sur notre territoire. Outre le soutien indispensable des politiques publiques, il est recommandé ne pas transposer au stockage du CO₂ des exigences non pertinentes [Recommandation [RS5.2](#)] et de développer des projets territoriaux [Recommandation [RI5.1](#)]. La dimension politique constitue un enjeu déterminant du rythme de déploiement, ce qui requiert une implication précoce des territoires et des parties prenantes [Recommandations [RS1.2](#), [RS5.3](#) et [RS5.4](#)].

L'utilisation du CO₂ (CCU) joue un rôle plus ciblé, mais tout aussi essentiel. Elle répond principalement à des objectifs de décarbonation, des secteurs aérien et maritime au travers de la production de carburants de synthèse. Ces usages, bien que stratégiques, sont fortement dépendants de la disponibilité d'hydrogène et donc d'électricité bas-carbone, ce qui rend indispensable une articulation étroite avec les politiques énergétiques nationales. La France est un des rares pays à disposer d'un mix électrique robuste et décarboné permettant le lancement d'une filière industrielle d'électrocarburants [Recommandation [RS6.1](#)].

La mise en cohérence de ces différentes analyses permet de proposer une trajectoire crédible (tableau ci-dessous), dite de base, vers la neutralité carbone, avec des puits naturels certes indispensables, mais au potentiel limité et incertain, et des technologies de captage, stockage et valorisation du CO₂ comme un levier structurant :

- Face au constat d'un écart croissant entre les objectifs de décarbonation et la réalité constatée, la valeur retenue dans ce rapport pour la réduction et la compensation des émissions résiduelles est de 80 MtCO₂/an à l'horizon 2050. Une telle valeur devra être revue à la hausse si les mesures de décarbonation de l'économie s'avèrent moins performantes que prévu.
- Une première contribution à ce besoin est apportée par le captage naturel à hauteur de 50 MtCO₂/an, dont 40 % devra être obtenu avec des mesures d'accompagnement du fait de la baisse de la séquestration naturelle de carbone ces dernières années.
- Le complément (30 MtCO₂/an) mobilisera le captage technologique. Puisque les besoins du CCU sont évalués à 6 MtCO₂/an, le besoin annuel en stockage géologique est de l'ordre de 24 Mt/an. Cet ordre de grandeur constitue un élément déterminant pour l'élaboration des stratégies des différents secteurs économiques.
- Les besoins en termes de capacité de stockage domestique sont dimensionnés à 12 MtCO₂/an, sous l'hypothèse d'un accès à des sites internationaux de stockage à hauteur de 50 %. En intégrant la cinétique de déploiement des sites de stockage, il sera nécessaire de mettre en œuvre sur le territoire métropolitain une capacité de stockage de l'ordre de

1500 MtCO₂ à l'horizon 2050, soit 37 % du potentiel théorique (4 000 MtCO₂) identifié à ce jour. Ce pourcentage élevé confirme la nécessité de considérer le stockage comme une ressource bornée à gérer sur la base d'une priorisation d'accès rationnelle.

Au-delà de ces chiffres qui restent bien entendu très incertains, la valeur de cet exercice structurant réside dans la mise en cohérence des différents secteurs pour répondre au besoin national de compensation des émissions résiduelles.

Trajectoire de base de maîtrise du CO₂ (Tableau 7.2)

Objectif de réduction et de compensation des émissions résiduelles à partir de 2050		80 MtCO2/an	
Répartition de l'objectif de réduction et de compensation des émissions résiduelles à partir de 2050			
Captage naturel à l'horizon 2050 (forêt, sol, bois mort)		30 MtCO2/an	
Captage additionnel dans les sols avec mesures d'accompagnement		20 MtCO2/an	
Captage technologique à l'horizon 2050		30 MtCO2/an	
Moyens	Finalité	CCU	CCS
	captage en fumée d'usine	0 MtCO2/an	14 MtCO2/an
	captage du CO2 biogénique	2 à 3 MtCO2/an	10 MtCO2/an
	captage atmosphérique	3 à 4 MtCO2/an	0 MtCO2/an
	Total	6 MtCO2/an	24 MtCO2/an

Stockage géologique de CO2 à l'horizon 2050		
Capacité de stockage géologique théorique sur le territoire national : à la condition d'adapter la réglementation aux différentes situations de stockage	5000 Mt	
Illustration d'une trajectoire de mise en œuvre du stockage géologique de CO2		
flux et capacité mise en œuvre à 2050	12MtCO2/an	900 MtCO2
flux et capacité mise en œuvre à 2100	12MtCO2/an	1500 MtCO2
saturation potentielle à 2150		

Enfin, ce rapport rappelle le rôle déterminant de l'action publique pour orienter le marché, planifier les infrastructures, soutenir les démonstrateurs et accompagner les enjeux politiques et territoriaux, conditionnant la crédibilité de la trajectoire à horizon 2050. Le déploiement des filières CCS et CCU ne pourra se faire sans un engagement public fort, précoce et durable. Les investissements nécessaires, la coordination des acteurs, la structuration des infrastructures et la gestion des risques économiques excèdent les capacités des seuls acteurs industriels. Les toutes prochaines années 2026-2030

seront décisives pour lancer des projets pilotes, sécuriser les cadres réglementaires et créer les conditions d'une montée en puissance crédible à horizon 2050. L'objet des recommandations présentées dans la section ci-après est de se mettre en mesure de déployer des solutions de décarbonation avec des technologies sous maîtrise française et européenne.

RECOMMANDATIONS

Ce chapitre rassemble l'ensemble des recommandations formulées à l'issue des différents chapitres du rapport. Elles s'inscrivent dans un objectif stratégique de maîtrise, sur le long terme, du développement des solutions étudiées, répondant à un enjeu de souveraineté nationale et européenne en matière de compétences technologiques et industrielles.

Ces recommandations s'adressent prioritairement à l'État, dans son rôle d'architecte d'un cadre propice au déploiement des filières de captage, de transport, de stockage et d'utilisation du CO₂. Les actions proposées doivent être engagées à court terme afin de soutenir une phase d'émergence conforme à cet objectif stratégique.

Les actions identifiées sous la forme « RXc.n » sont classées selon leur nature (« X »), en lien avec la répartition des responsabilités au sein de l'appareil d'État :

S = Stratégie ; P = Pilotage ; I = Industrialisation ; C = Connaissance.
--

La numérotation « c.n » renvoie à la « n »^{ième} recommandation du chapitre « c ».

Ces recommandations répondent à six enjeux majeurs caractérisant la phase d'émergence :

1. Assurer la légitimité et la cohérence du rôle des filières CCS et CCU dans la stratégie climatique à long terme grâce à une pédagogie politique adaptée.

RP1.1: Évaluer périodiquement la trajectoire des émissions résiduelles à l'horizon 2050 afin d'assurer la cohérence du pilotage des objectifs assignés aux puits naturels, au CCS et au CCU.

RS1.2: Introduire dans le débat public une pédagogie politique sur les trajectoires nécessaires de CCS et de CCU en support aux déploiements des infrastructures nécessaires.

RS5.3: Renforcer les actions de pédagogie politique autour de la connaissance et de la compréhension du sous-sol, notamment via l'enseignement scolaire et supérieur, et examiner l'opportunité d'un débat national sur la place des ressources du sous-sol dans la société.

Par exemple

RS5.4: Porter dès à présent un message explicite sur le fait que le CO₂ une fois dissous, est un constituant naturel du sous-sol qui, une fois injecté dans une formation géologique, réagit avec le milieu. En conséquence, il ne risquera pas d'être relâché et il ne pourra pas non plus être récupéré dans l'avenir.

2. Articuler puits naturels et CCS/CCU

RP2.1: Mettre en place de nouveaux mécanismes de soutien dans l'objectif de développer une capacité additionnelle de stockage de l'ordre de 20 MtCO₂/an, le potentiel global de stockage du secteur forestier étant limité à 30 MtCO₂/an à l'horizon 2050.

RC2.2: Renforcer les études sur la solution « biochar » afin d'en préciser le potentiel quantitatif et les contributions à la décarbonation.

3. Sécuriser la souveraineté française dans le domaine du captage de CO₂

RI3.1: Assurer la maîtrise française et européenne des technologies de captage de CO₂ concentré pour atteindre les performances nécessaires à un déploiement à grande échelle (pénalité énergétique, adaptation aux petits émetteurs, gestion des contaminants, etc.).

RC3.2: Investir dans un écosystème de compétences, de moyens expérimentaux et de premiers projets industriels.

Cela inclut notamment la mise en place d'une plateforme expérimentale dédiée au DAC, apte à renseigner les données de base et à qualifier les procédés qui permettront de dérisquer les décisions industrielles :

- Composante analytique : Tester les nouveaux matériaux ; renseigner les données de base associées.
- Composante procédé : Qualifier et optimiser les procédés pour dérisquer l'industrialisation.

Cette plateforme permettra de développer un ensemble de compétences sur les systèmes DAC et une stratégie de partenariats industriels à l'échelle française et européenne.

4. Développer les infrastructures de transport entre les sites de captage du CO₂ et les sites de stockage et d'utilisation pour permettre le lancement des filières CCS et CCU.

RS4.1 : Œuvrer activement au niveau européen pour une convergence vers des normes stables et efficaces sur la qualité du CO₂ afin de créer les conditions à son captage, son transport et son stockage ou son utilisation, en mobilisant les administrations concernées, les entreprises et les laboratoires français.

Ce qui nécessite en amont de :

RC4.2 : Mandater une recherche amont, mobilisant différents acteurs de recherche français et européens, afin de garantir la base de connaissances sur l'impact des mélanges de flux de CO₂ capté et d'identifier la spécification optimale pour le transport du CO₂

RI4.3 : Concrétiser le déploiement effectif d'infrastructures de transport du CO₂ sur le territoire national.

Ceci concerne à la fois la reconversion d'infrastructures existantes et la construction de nouvelles infrastructures.

RS4.4: Inscrire les investissements sur le transport du CO₂ dans une stratégie équilibrée entre exportation du CO₂ vers des sites de stockage à l'étranger et développement de capacités de stockage ou d'utilisation sur le territoire national.

5. Se doter des moyens pour sécuriser une part de souveraineté française dans le domaine du stockage de CO₂.

RI5.1: Accompagner de manière volontariste le développement de quelques démonstrateurs de CCS, diversifiés en aquifères profonds et adaptés aux enjeux territoriaux nationaux.

À cette fin :

RS5.2: Mettre en place un cadre normatif efficace :

- i. Éviter toute sur-transposition inutile de la directive européenne, notamment concernant l'exigence de pièges structuraux pour le stockage en aquifère.
 - ii. Faire évoluer la directive cadre afin d'intégrer explicitement le stockage sous forme dissoute ou par minéralisation et permettre son éligibilité au système ETS.
6. Considérer la production d'électrocarburants comme un axe stratégique majeur avec un bénéfice important pour la décarbonation et la réindustrialisation de la France.

RS6.1: Stabiliser une gouvernance de l'État apte à porter une stratégie long terme de développement de la filière de production d'électrocarburants et à aligner l'ensemble des acteurs concernés (pouvoirs publics, opérateurs publics et privés).

RP6.2: Définir une trajectoire cible de production d'électrocarburants en cohérence avec une politique d'investissement industriel et la politique énergétique, notamment en matière d'électricité, de production d'hydrogène par électrolyse de l'eau et de gestion de la biomasse nationale, et de capacité manufacturière européenne d'électrolyseurs.

En support à cette trajectoire :

RI6.3 : Soutenir les premiers projets industriels afin de permettre l'émergence d'une filière française et européenne.

Nature des recommandations :

S = Stratégie	RS1.2 ; RS4.1 ; RS4.4 ; RS5.2 ; RS5.3 ; RS5.4 ; RS6.1
P = Pilotage	RP1.1 ; RP2.1 ; RP6.2
I = Industrialisation	RI1.2 ; RI3.1 ; RI4.3 ; RI5.1 ; RI6.3
C = Connaissance	RC2.2 ; RC3.2 ; RC4.2

Executive Summary

Despite intensified policies promoting energy sobriety, efficiency, and decarbonization of energy systems, irreducible residual emissions remain until 2050, particularly in industry and transport sectors. The draft SNBC 3 (National Low-Carbon Strategy 3) published in December 2025 shows a downward revision of the role of natural sinks, especially forests, whose contribution now appears even more uncertain and structurally limited. In this context, the carbon neutrality presented in SNBC 3 relies on an explicit balance between maximal emission reductions, constrained natural sinks, and technological sinks.

Carbon capture and utilization (CCU) technologies, essential for the decarbonization strategies of certain industries and long-distance transport, and carbon capture and storage (CCS) technologies, essential for managing residual emissions, are a crucial lever for respecting the national carbon budget and achieving climate neutrality. It is therefore essential to deploy them rapidly and on a large scale. As France is lagging behind in this area, such deployment will not be possible without a shared understanding of the role of these technologies. This calls for better characterization of sectoral residual emissions by 2050 to properly size CO₂ capture and storage needs. [Recommendations [RP1.1](#) and [RI1.2](#)] while avoiding reliance of the national strategy on overly uncertain assumptions about the strengthening of natural sinks [Recommendation [RP2.1](#)].

Natural carbon sinks (forests, soils, wood), although their importance has been reduced, remain an essential component of the decarbonization strategy. The contribution of carbon storage in agricultural soils or biochar is uncertain but warrants further investigation to assess the long-term CO₂ storage potential and the need for appropriate support mechanisms [Recommendation [RC2.2](#)]. However, even at their realistic maximum potential, these solutions will clearly not be sufficient to offset the residual emissions projected by the

National Low Carbon Strategy, making the large-scale deployment of CO₂ storage in geological formations unavoidable.

Carbon capture and storage (CCS) through the deployment of carbon capture and storage (CCS) technologies provides three distinct services: decarbonizing industrial processes, reducing reliance on fossil carbon (defossilization) by using CO₂ as a carbon resource, and compensating for diffuse emissions or removing past emissions. These services are complementary, with a relatively balanced deployment of CCS and CCS technologies by 2050. CCS primarily targets residual industrial emissions, while CCS is mainly driven by the need for sustainable fuels for aviation and maritime transport. By 2050, carbon capture and storage needs are estimated at between 20 and 30 MtCO₂/year, consistent with the assumptions of the French National Low-Carbon Strategy (SNBC).

Technologies for capturing CO₂ from concentrated industrial emissions are now mature, but their large-scale deployment will still require further optimization in energy, environmental, and economic terms. It is crucial to launch now initial industrial projects and demonstrators for the new generations of processes [Recommendation [RI3.1](#)]. Biogenic CO₂ capture appears as a strategic lever, initially for the sustainable fuels production, as a complement to e-biofuels for decarbonizing air and maritime transport, and later as a major contributor to negative emissions when combined with storage. Direct air capture (DAC) meanwhile will become essential from 2040 onward to produce synthetic fuels alongside biogenic CO₂. Given their low industrial maturity, DAC technologies require sustained investment in research and demonstration [Recommendation [RC3.2](#)]. France has, on its territory, the expertise and stakeholders (academic and industrial) needed to develop and deploy these technologies, representing a key asset for sovereignty and industrial development—provided current delays in CCS and CCU deployment are addressed.

The deployment of CCS and CCU sectors requires an integrated vision of the entire value chain, from CO₂ capture to storage or utilization. Without coordination, there is a high risk of isolated, economically fragile projects incompatible with long-term volume requirements. CO₂ transport appears as a structuring component of this value chain. In particular, CO₂ quality requirements for transport are still under discussion, as no unified

methodology currently exists to define specifications for a given transport network. France must actively contribute to these discussions [Recommendations [RS4.1](#) and [RC4.2](#)]. Furthermore, although transport network studies are underway, France currently has no CO₂ transport infrastructure. Developing initial infrastructure and planning shared networks at national and European levels is a priority [Recommendations [RI4.3](#) and [RS4.4](#)].

Geological storage emerges as the cornerstone of the CCS strategy. The report highlights the robustness of natural CO₂ containment mechanisms over the long term, while emphasizing the importance of appropriate, transparent, and science-based governance. Exporting CO₂ will likely be necessary but cannot be the unique solution. It is therefore urgent to enable the rapid emergence of initial demonstration and industrial projects within France. Beyond essential public policy support, it is recommended to avoid inappropriate regulatory transposition [Recommendation [RS5.2](#)] and to develop territorial projects [Recommendation [RI5.1](#)]. The political dimension is a determining factor for deployment speed, requiring early involvement of local authorities and stakeholders [Recommendations [RS1.2](#), [RS5.3](#) and [RS5.4](#)].

CO₂ utilization (CCU) plays a more targeted, but equally essential, role, mainly supporting decarbonization of aviation and maritime sectors through synthetic fuel production. These applications depend heavily on hydrogen availability and thus on low-carbon electricity, making strong alignment with national energy policies essential. France is one of the few countries with a robust low-carbon electricity mix capable of supporting an electrofuel industry [Recommendations [RS6.1](#)].

Bringing these analyses together makes it possible to propose a credible pathway (table below), the so-called baseline pathway, towards carbon neutrality, combining essential but limited natural sinks with CO₂ capture, storage, and utilization technologies as structural levers :

- Given the growing gap between decarbonization targets and observed reality, the report sets a target of 80 MtCO₂/year for reducing and offsetting residual emissions by 2050. Such a value may need to be revised upward if decarbonization efforts prove less effective than expected.

- Natural solutions for CO₂ capture contributes 50 MtCO₂/year, with 40% requiring supporting measures due to observed declining natural sequestration.
- The remaining 30 MtCO₂/year will rely on technological capture. With CCU needs estimated at 6 MtCO₂/year, geological storage requirements amount to approximately 24 Mt/year—an essential parameter for sectoral strategies.
- National storage capacity needs are estimated at 12 MtCO₂/year, assuming 50% access to international storage facilities. Considering deployment timelines, around 1,500 MtCO₂ storage capacity will be needed in France by 2050—37% of the currently identified theoretical potential (4,000 MtCO₂). This high percentage highlights the need to consider storage as a finite resource that must be managed based on a rational prioritization of access.

Beyond these uncertain figures, the value of this structuring exercise lies in aligning sectors to meet national residual emission compensation needs.

Baseline pathway for CO₂ management (Table 7.2)

Target for reducing and offsetting residual emissions from 2050 onward		80 MtCO ₂ /year	
<i>Breakdown of the target for reducing and offsetting residual emissions from 2050 onward</i>			
Natural carbon capture by 2050 (forests, soils, deadwood)		30 MtCO ₂ /year	
Additional carbon capture in soils with supporting measures		20 MtCO ₂ /year	
Technological carbon capture by 2050		30 MtCO ₂ /year	
Means	<i>purpose</i>	CCU	CCS
	Capture from industrial flue gas	0 MtCO ₂ /year	14 MtCO ₂ /year
	Biogenic CO ₂ capture	2 à 3 MtCO ₂ /year	10 MtCO ₂ /year
	Atmospheric CO ₂ capture	3 à 4 MtCO ₂ /year	0 MtCO ₂ /year
	Total	6 MtCO₂/year	24 MtCO₂/year

<i>Geological CO₂ storage by 2050</i>		
Theoretical geological storage capacity within the national territory: <i>provided that regulations are adapted to the different storage scenarios</i>		5000 Mt
<i>Illustration of a geological CO₂ storage deployment pathway</i>		
Flows and capacity deployed by 2050	12 MtCO ₂ /year	900 MtCO ₂
Flows and capacity deployed by 2100	12 MtCO ₂ /year	1500 MtCO ₂
Potential saturation by 2150		

Finally, the report underscores the critical role of public action in shaping markets, planning infrastructure, supporting demonstrations, and addressing political and territorial challenges. A strong, early, and sustained public commitment is essential for CCS and CCU deployment. The required investments, coordination, infrastructure development, and economic risk management exceed the capabilities of industry alone. The 2026–2030 period will be decisive for launching pilot projects, securing regulatory frameworks, and enabling scale-up toward 2050. The recommendations aim to support the deployment of decarbonization solutions based on French and European technologies.

RECOMMENDATIONS

This chapter brings together all the recommendations formulated at the end of the various chapters of the report. These recommendations aim to ensure long-term control over the development of the studied solutions, addressing national and European sovereignty in technological and industrial capabilities.

These recommendations are primarily addressed to the State, in its role as architect of a favorable framework for deploying CO₂ capture, transport, storage, and utilization sectors. The proposed actions must be implemented in the short term to support an emergence phase aligned with this strategic objective.

Recommendations labeled "RXcn" are classified according to their nature ("X"), in connection with the distribution of responsibilities within the state apparatus:

S= Strategy; P= Piloting; I= Industrialization; C= Knowledge.

The numbering "cn" refers to the "n"th recommendation of chapter "c".

These recommendations address six major challenges characterizing the emergence phase:

1. Ensuring legitimacy and consistency of CCS and CCU role in the long-term climate strategy through appropriate political education.

RP1.1: Periodically assess residual emissions trajectories to 2050 to ensure consistency with the management of targets assigned to natural sinks, CCS and CCU.

RS1.2: Introduce into the public debate a political education on the necessary trajectories of CCS and CCU in support of the deployments of the necessary infrastructures.

RS5.3: Strengthen political education initiatives focused on knowledge and understanding of subsoil resources, particularly through primary, secondary, and higher education, and examine the possibility of a national debate on the role of subsoil resources in society.

For example

RS5.4: It is crucial to convey the explicit message that CO₂, once dissolved, is a natural constituent of the subsoil which, once injected into a geological formation, reacts with the environment. Consequently, it will not be released and cannot be recovered in the future.

2. Articulating natural wells and CCS/CCU

RP2.1: Establish new support mechanisms with the aim of developing an additional storage capacity of around 20 MtCO₂/year, the overall storage potential of the forestry sector being limited to 30 MtCO₂/year by 2050.

RC2.2: Strengthen studies on the 'biochar' solution in order to clarify its quantitative potential and contributions to decarbonization.

3. Securing French sovereignty in the field of CO₂ capture

RI3.1: Ensure French and European mastery of concentrated CO₂ capture technologies to achieve the performance required for large-scale deployment (energy penalty, adaptation to small emitters, contaminant management, etc.).

RC3.2: Invest in an ecosystem of skills, experimental resources and initial industrial projects

This notably includes the establishment of an experimental platform dedicated to DAC, capable of providing basic data and qualifying the processes that will make it possible to mitigate the risks of industrial decisions:

- Analytical component: Testing new materials; entering associated baseline data
- Process component: Qualify and optimize processes to mitigate the risks of industrialization

This platform will enable the development of a range of skills on DAC systems and a strategy of industrial partnerships at the French and European level.

4. Develop transport infrastructure between CO₂ capture sites and storage and utilization sites to enable the launch of CCS and CCU sectors

RS4.1: To work actively at the European level towards convergence towards stable and efficient standards on CO₂ quality in order to create the conditions for CO₂ capture, transport and storage or use, by mobilizing the relevant administrations, companies and French laboratories

This requires, upstream of

RC4.2: Commission upstream research, mobilizing various French and European research actors, to guarantee the knowledge base on the impact of mixtures of captured CO₂ fluxes and identify the optimal specification for CO₂ transport.

RI4.3: To make the effective deployment of CO₂ transport infrastructure a reality across the national territory.

This concerns both the repurposing of existing infrastructure and the construction of new infrastructure.

RS4.4: Integrate investments in CO₂ transport into a balanced strategy that combines exporting CO₂ to storage sites abroad with developing storage or utilization capacities within the national territory.

5. Secure a share of French sovereignty in the field of CO₂ storage

RI5.1: Proactively support the development of several CCS demonstrators, diversified in deep aquifers and adapted to national territorial challenges.

To this end

RS5.2: Establishing an effective regulatory framework:

- i. Avoid any unnecessary over-transposition of the European directive, particularly concerning the requirement for structural traps for aquifer storage.
 - ii. The framework directive should be amended to explicitly include storage in dissolved form or by mineralization and to allow its eligibility for the ETS system.
6. Consider the production of electrofuels as a major strategic focus with significant benefits for the decarbonization and reindustrialization of France

RS6.1: Stabilize state governance capable of implementing a long-term strategy for developing the electrofuel production sector and aligning all stakeholders (public authorities, public and private operators).

RP6.2: Define a target trajectory for the production of electrofuels in line with an industrial investment policy and energy policy, particularly in the areas of electricity, hydrogen production by water electrolysis and national biomass management, and European manufacturing capacity for electrolyzers.

In support of this trajectory

RI6.3: Support initial industrial projects to enable the emergence of a French and European sector

NATURE OF THE RECOMMENDATIONS:

S= Strategy	RS1.2; RS4.1; RS4.4; RS5.2; RS5.3; RS5.4; RS6.1
P= Piloting	RP1.1; RP2.1; RP6.2
I= Industrialization	RI1.2; RI3.1; RI4.3; RI5.1; RI6.3
C= Knowledge	RC2.2; RC3.2; RC4.2

Introduction

Aujourd'hui, le budget carbone (Figure 0.1) qui nous reste, au niveau mondial, pour limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C, est de 170 GtCO₂, soit l'équivalent de 4 ans d'émissions au niveau actuel à partir de 2026 ! Et ce ne sont que 1055 GtCO₂ que nous pourrons émettre, soit l'équivalent de 25 ans, si l'on veut limiter le réchauffement climatique à 2 °C !

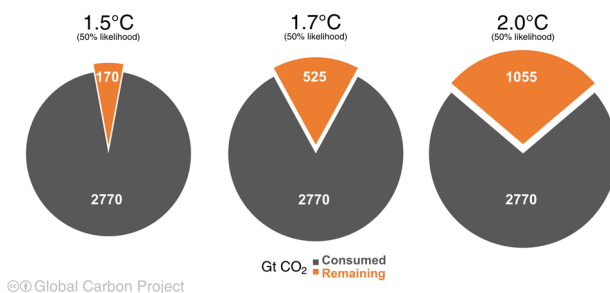


Figure 0.1 – Budget carbone, *i.e.*, quantité maximale d'émissions cumulées compatible avec l'atteinte des objectifs climatiques (source Global Carbon Project³)

En conséquence, la lutte contre le changement climatique impose une réduction rapide et durable des émissions de gaz à effet de serre. À l'échelle nationale, la Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC), dont le projet de troisième version (SNBC 3⁴) a été publié en décembre 2025, précise la trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre jusqu'à l'atteinte de la neutralité carbone en 2050 et fixe des budgets carbone à court-moyen terme.

3 <https://globalcarbonbudget.org/gcb-2025/>

4 <https://www.ecologie.gouv.fr/politiques-publiques/3e-strategie-nationale-bas-carbone-snb-3>

Le projet de SNBC 3 acte une évolution majeure de la feuille de route nationale, marquée notamment par une révision à la baisse du rôle des puits naturels (Figure 0.2) et une « neutralité carbone entendue comme un équilibre entre les émissions de GES (Gaz à Effet de Serre) et les absorptions de GES par les écosystèmes gérés par l'être humain (forêts, sols agricoles) et par les procédés technologiques (captage et stockage ou réutilisation du carbone) » (Figure 0.2). Le captage, le stockage et l'utilisation du CO₂ constituent un des leviers indispensables pour atteindre la neutralité carbone qu'il convient de déployer rapidement.

Emissions annuelles moyennes (en Mt CO ₂ e)	Années de référence (Secten 2025)			3 ^e budget carbone (2024-2028)	4 ^e budget carbone (2029-2033)	5 ^e budget carbone (2034-2038)
	1990	2005	2023	SNBC3	SNBC3	SNBC3
Puits technologiques	0	0	0	- 0,2	- 1,3	- 4,7
Dont puits technologiques dans l'industrie	0	0	0	- 0,2	- 1	- 2,6
Dont puits technologiques dans l'énergie	0	0	0	0	- 0,3	- 2,1
Secteur de l'Utilisation des Terres, Changement d'Affectation des Terres et Foresterie	- 22	- 56	- 37	- 34	- 21	- 24

Figure 0.2 - Répartition des budgets carbone indicatifs de la SNBC 3 pour les puits naturels et les puits technologiques

Ce rapport vise à éclairer le rôle, les conditions de déploiement et les limites des filières CCS (Captage et Stockage du CO₂) et CCU (Captage et Utilisation du CO₂)⁵ au regard des objectifs climatiques nationaux. Il s'appuie sur une analyse structurée de l'ensemble de la chaîne de valeur du CO₂ :

5 Pour un lexique détaillé des termes utilisés dans ce rapport : [CCU-Abécédaire de la chaîne de valeur- Comité Stratégique Filière - NSE, 2026](#)

- Le chapitre 1 pose le cadre général en rappelant les enjeux climatiques, les ordres de grandeur associés au déploiement des filières CCS et CCU à horizon 2050 et le positionnement de ces filières dans les scénarios nationaux et internationaux. En complément, il propose une segmentation des sources de CO₂ et résume l'état de l'art industriel.
- Avant d'aborder les solutions technologiques de captage de CO₂, le chapitre 2 fait un point sur la situation des puits de carbone naturels, dont la contribution, bien qu'incertaine, reste importante dans les scénarios de décarbonation. L'évaluation du potentiel de ces solutions basées sur la nature est une donnée d'entrée dimensionnante pour évaluer le besoin de déploiement des filières CCS.
- Le chapitre 3 analyse les technologies de captage du CO₂, en évaluant leur maturité, leurs performances et leur potentiel de déploiement selon les secteurs émetteurs. Il examine également le captage du CO₂ biogénique et le captage direct du CO₂ dans l'atmosphère avec un accent porté sur le rôle stratégique de ces technologies pour la production de carburants de synthèse et, à plus long terme, pour les stratégies d'émissions négatives. Les enjeux transversaux liés aux ressources, aux impacts environnementaux et aux coûts du captage du CO₂ sont mentionnés, avec pour objectif d'éclairer les choix technologiques.
- Le chapitre 4 adresse les enjeux de qualité et de transport du CO₂, éléments déterminants pour le déploiement des filières de captage, d'utilisation et de stockage du carbone. Il présente un état des lieux et identifie les contraintes techniques, économiques et réglementaires associées au développement d'infrastructures mutualisées.
- Le chapitre 5 est dédié au stockage géologique du CO₂. Il expose les principes physiques, les capacités disponibles, les coûts, les enjeux de sûreté et de gouvernance, ainsi que l'état d'avancement des projets en France et en Europe.
- Le chapitre 6 examine les perspectives d'utilisation du CO₂ (CCU). Après une présentation des usages actuels du CO₂, et des perspectives de développement de la filière CCU, il détaille les enjeux liés à la production de

carburants durables, chaîne de valeur qui tirera le déploiement de la filière CCU.

- En conclusion de ce rapport, le chapitre 7 consolide l'impact global des différentes filières de décarbonation CCS et CCU évoquées dans les chapitres précédents. Il définit une trajectoire nationale cohérente et responsable de maîtrise du CO₂ à l'horizon 2050, qui s'appuie sur une hiérarchisation des contributions respectives des puits naturels, du CCS et du CCU, et intègre les limites des différentes solutions, les cinétiques de déploiement envisageables et les priorités d'usage des différentes filières.

Ainsi, sur la base de tous ces éléments, ce rapport ambitionne de fournir aux décideurs publics et aux acteurs industriels une vision cohérente, réaliste et opérationnelle du rôle que peuvent jouer les filières CCS et CCU dans la mise en œuvre de la stratégie nationale bas-carbone.

Chapitre 1

CONTEXTE ET CIBLES POUR LES FILIÈRES CCS ET CCU

Ce chapitre a pour objectif de clarifier les ordres de grandeur associés au déploiement des filières CCS et CCU. À cette fin, après un rapide rappel des enjeux de ces filières (section 1.1), il décrit les trajectoires et cibles envisagées aux échelles mondiale, européenne et française (sections 1.2 et 1.3). En complément, il précise les sources de CO₂ (section 1.4) et l'état de l'art industriel (section 1.5). Enfin, les enjeux politiques et de gouvernance liés à l'usage du sous-sol sont pris en compte (section 1.6). Ce chapitre se clôt avec une synthèse des principaux messages (section 1.7).

Ces éléments permettront d'examiner dans les chapitres suivants les questions d'ordre technico-économique, industriel et environnemental liées à aux technologies de captage du CO₂ en France.

1.1. CAPTAGE DU CO₂

Le captage du CO₂ est au cœur de deux filières clés pour maîtriser la quantité de CO₂ dans l'atmosphère et atteindre la neutralité carbone : d'une part le captage et stockage du CO₂ (CCS) et d'autre part le captage et l'utilisation du CO₂ (CCU).

Ces filières sont complémentaires et permettent, selon leur mise en œuvre, de rendre trois types de service :

- Décarboner, en réduisant les émissions de CO₂ des secteurs industriels pour lesquels les émissions de CO₂ sont difficiles à abattre (émissions résiduelles) ;
- Défossiliser, en substituant des produits carbonés d'origine fossile par des produits issus de CO₂ capté préalablement, notamment pour produire des carburants durables pour le transport aérien et maritime ;

- Compenser des émissions diffuses ou retirer les émissions émises par le passé, ce qui conduit au concept d'émissions négatives.

La chaîne de valeur des filières CCS et CCU repose aujourd'hui sur un captage du CO₂ réalisé par l'industrie émettrice et des infrastructures mutualisées pour le transport, le stockage et l'utilisation du CO₂ (Figure 1.1).

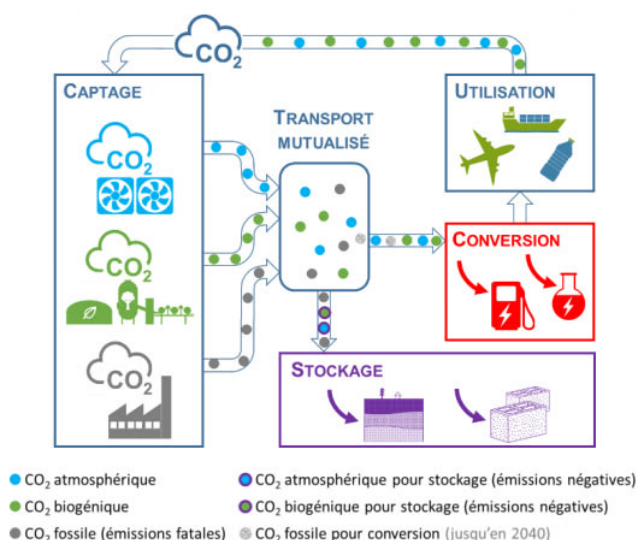


Figure 1.1 - Chaîne de valeur des filières CCS et CCU – source CEA/IFPEN⁶

Se pose donc l'enjeu pour le déploiement de la filière, de la coordination du développement des différents maillons de la chaîne : unités de captage du CO₂, infrastructures raccordement des émetteurs de CO₂ et de transport du CO₂, développement de sites de stockage de CO₂ permettant d'isoler de façon pérenne le CO₂ de l'atmosphère et d'unités industrielles de valorisation de CO₂.

6 <https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/article/focus-ndeg6-ccu-et-ccs-deux-filieres-complementaires>

Le défi sera de monter à l'échelle une chaîne de valeur cohérente et dont le développement synchrone devra assurer la viabilité technique et économique. Cette montée en échelle nécessite aussi un business model, solide et partagé entre tous les acteurs de la chaîne, qui reste encore à définir ainsi qu'une clef de répartition des émissions évitées entre les acteurs industriels.

Enfin le déploiement des filières technologiques de captage de CO₂ est à positionner au regard des solutions de stockage du CO₂ basées sur la nature (Figure 1.2) telles que la reforestation et l'afforestation, le stockage du CO₂ dans les sols, le stockage des écosystèmes côtiers et marins – « Blue Carbon », l'alcalinisation des océans... Ces solutions sont complémentaires et les scénarios de neutralité carbone combinent réduction maximale des émissions, puits naturels et déploiement des technologies de captage, stockage et valorisation du CO₂.

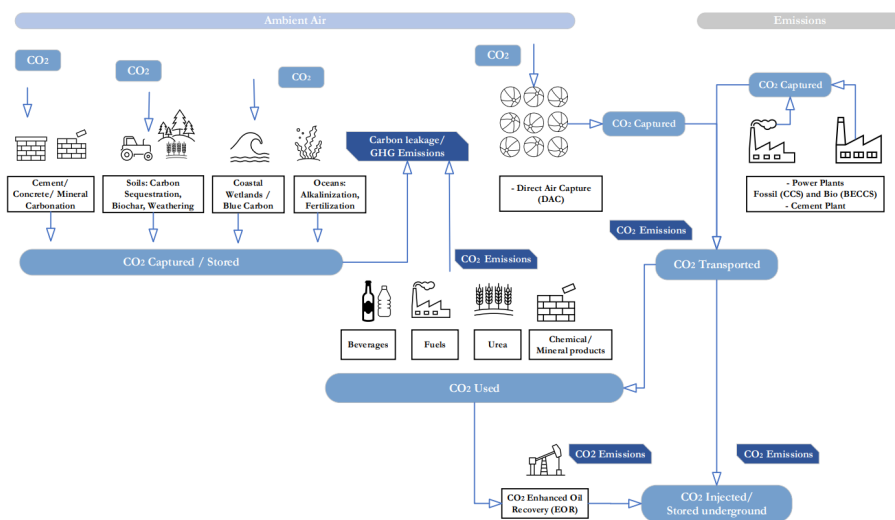


Figure 1.2 - Approches de captage du CO₂ (source GIEC 2024)⁷

⁷ Carbon Dioxide Removal Technologies and Carbon Capture Utilization and Storage - Background paper (IPCC Expert Meeting, 2024) https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/mtdocs/pdfiles/2407_Background_CDR_CCUS.pdf

1.2. TRAJECTOIRE INTERNATIONALE POUR LE CAPTAGE DU CO₂

À l'échelle mondiale, dans le scénario Net Zéro en 2050 de l'Agence Internationale de l'Énergie (IAE)⁸, les technologies de captage, stockage et utilisation du CO₂ jouent un rôle essentiel avec un objectif de réduction des émissions par an de CO₂ à hauteur de 1 Gt₂₀₃₀ et 6 Gt₂₀₅₀, soit environ 8 % de la réduction totale d'émissions requise pour atteindre la neutralité carbone à cet horizon. Dans ce scénario, près de 80 % du CO₂ capté en 2050 serait stocké de manière permanente dans des formations géologiques adaptées (CCS), tandis qu'environ 20 % serait réutilisé (CCU) notamment pour la synthèse de carburants ou de produits chimiques durables.

À l'échelle européenne, selon la Commission européenne⁹, le captage du CO₂ devrait atteindre 50 Mt₂₀₃₀, 280 Mt₂₀₄₀ et 450 Mt₂₀₅₀ par an, dont la moitié à des fins de stockage et la moitié à des fins d'utilisation notamment pour produire des carburants de synthèse.

Les évaluations ci-dessus pour le captage du CO₂ dans les prochaines décennies sont à mettre en regard des 64 MtCO₂¹⁰ par an qui sont aujourd'hui captées dans le monde. Ceci montre l'ampleur des enjeux économiques et industriels associés au déploiement à grande échelle de ces technologies.

1.3. TRAJECTOIRE FRANÇAISE POUR LE CAPTAGE DU CO₂

Pour ce qui concerne la France, il convient en particulier, pour préciser le besoin de captage de CO₂, d'éclairer la situation des puits de carbone naturels, dont la contribution, bien qu'incertaine, est importante dans les scénarios de décarbonation.

8 *Net Zero Roadmap - A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach, Update 2023* https://iea.blob.core.windows.net/assets/8ad619b9-17aa-473d-8a2f-4b90846f5c19/NetZeroRoadmap_AGIobalPathwaytoKeepthe1.5CGoalinReach-2023Update.pdf

9 *Industrial Carbon Management Strategy (COM/2024/62)* <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2024:62:FIN>

10 <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2025/10/Global-Status-of-CCS-2025-report-9-October.pdf>

OBJECTIF QUANTITATIF DE CAPTAGE DE CO₂

Dans la SNBC 2¹¹, le besoin de captage (naturel ou technologique) était estimé à 82 MtCO₂ à absorber en 2050 pour compenser les émissions résiduelles, dont 67 MtCO₂ *via* le secteur des terres et les produits bois, et 15 MtCO₂ *via* le captage et le stockage ou utilisation de CO₂. À noter que la SNBC 2 prenait en compte 5 MtCO₂ par an stockées dans les sols forestiers alors que, du fait des incertitudes, le stockage dans les sols forestiers n'est pas pris en compte dans les statistiques officielles (Figure 1.3).

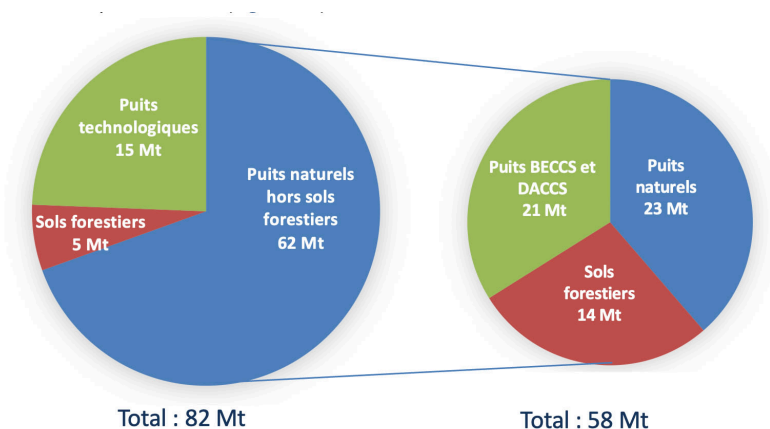


Figure 1.3 - Puits de carbone (CO₂) SNBC 2 (gauche) et SNBC 3 (droite)

Le puits naturel a fortement baissé ces dernières années suite à une crise forestière majeure (perte de 25 MtCO₂ de puits en 10 ans), remettant en cause les hypothèses du scénario de la SNBC 2.

Selon le scénario central des absorptions requises dans le projet de SNBC 3 mis en concertation finale en décembre 2025¹², les émissions résiduelles en 2050 pourraient être réduites à 61 MtCO₂, notamment grâce au captage et stockage du CO₂, à hauteur de 13 Mt/an, émis par l'industrie et le secteur de l'énergie (raffineries et unité de valorisation énergétique de déchets).

¹¹ SNBC 2 - [rapport d'accompagnement, mars 2020](#)

¹² [2025- Projet SNBC 3 - Décembre 2025](#)

Ces 61 Mt seraient à peu près compensées par 58 Mt de stockages, absorptions et éliminations, selon la répartition de la Figure 1.3¹³. Les absorptions technologiques (captage et stockage) s'élèveraient à 21 Mt (BECCS: 15 MtCO₂- DACCS: 6 MtCO₂). Les 21 Mt de BECCS s'ajoutent aux 9 Mt de captage de CO₂ biogénique requis pour la production de carburants de synthèse pour l'aviation, ou ré-utilisées comme intrants non-énergétiques pour l'industrie. Les incertitudes de toutes ces évaluations sont grandes comme le souligne la SNBC 3¹⁴. Par exemple, les absorptions de CO₂ dans les scénarios haut et bas varient dans un rapport 9.

Le tableau 1.1 résume les besoins de captage et de stockage de CO₂ dans le scénario central de la SNBC 3. Ils sont du même ordre de grandeur que ceux de la stratégie nationale CCUS¹⁵.

Tableau 1.1 - Répartition entre la filière CCS et la filière CCU

	Captage (MtCO ₂ /an)	Stockage (MtCO ₂ /an)
Réduction d'émissions	13	13
BECCS	15	15
DACCS	6	6
CCU	9	
Total	43	34

Sur les 30 à 50 MtCO₂ captées en 2050, la stratégie CCUS actuelle considère que la majorité sera destinée à la filière CCS. La filière CCU sera dimensionnée par des besoins sectoriels, notamment la chimie et le transport aérien et maritime. Au-delà de cette évaluation qualitative, les textes officiels n'explicitent pas la répartition entre les filières CCS et CCU. Le chapitre 6 propose un scénario de production domestique de carburants durables pour la France qui met en avant un besoin en captage de CO₂ de la filière CCU

13 Le total du puits 2050 de la SNBC 3 n'est que 58 Mt et non 59 Mt; les données du scénario central des absorptions (Figure 13 de la SNBC 3 – version décembre 2025) sont reprises sans les corriger.

14 [2025- Projet SNBC 3 Partie 2](#). Chapitre II. E - Un exercice de modélisation qui comporte de nombreuses incertitudes, dont il est nécessaire de tenir compte.

15 [État des lieux et perspectives de déploiement du CCUS en France, Juillet 2024](#)

inférieur à 10 MtCO₂/an, soit moins de 20 % à 30 % du besoin de captage total, ce qui est cohérent avec les anticipations de l'AIE. Si les incertitudes à l'horizon de quelques décennies sont importantes, certains messages structurants se dégagent des différents scénarios, parmi lesquels :

- Aussi bien pour la filière CCS que pour la filière CCU, l'objectif est de capter plusieurs MtCO₂ par an d'ici deux à trois décennies. Cela nécessite un déploiement industriel de grande ampleur et se traduit par un enjeu de maîtrise technologique et d'impact économique fondant une stratégie industrielle.
- La vitesse de déploiement et le niveau cible à atteindre pour les différentes briques technologiques dépendent de nombreux éléments contextuels qui se préciseront progressivement. S'il est vain de vouloir les fixer prématurément, il est toutefois nécessaire de développer dès maintenant ces briques dans l'objectif d'assurer une maîtrise industrielle française et européenne.
- Certains sujets doivent bénéficier d'un effort d'investissement par la France, notamment : i) la mise en place d'infrastructures de transport du CO₂ des sites émetteurs vers des sites de stockage ou d'utilisation de ce CO₂, ii) la qualification du potentiel de stockage de CO₂ en regard des besoins exprimés ci-dessus, iii) l'optimisation et la maîtrise des technologies de captage du CO₂ dans l'atmosphère.

1.4. SOURCES DE CO₂ POUR LES FILIÈRES CCS /CCU

Comme illustré sur la figure 1.1, on distingue trois types de sources du CO₂ pour le captage technologique :

- Le CO₂ fossile, capté sur des sources d'origine fossile (fumées de combustion,...),
- Le CO₂ biogénique, capté sur des sources associées à la transformation de la biomasse,
- Le CO₂ atmosphérique, capté directement dans l'air.

Les émissions anthropiques de CO₂ proviennent de sources diffuses (transport, chauffage domestique...) ou de sources plus concentrées (industries)¹⁶. Le captage de CO₂ est *a priori* mis en œuvre plutôt pour les sources fixes et concentrées, c'est-à-dire les émissions des unités industrielles.

Parmi les sites industriels émetteurs, les sources industrielles concentrées présentant des émissions unitaires supérieures à 100 kt, représentent la moitié des émissions françaises (Figures 1.4 et 1.5).

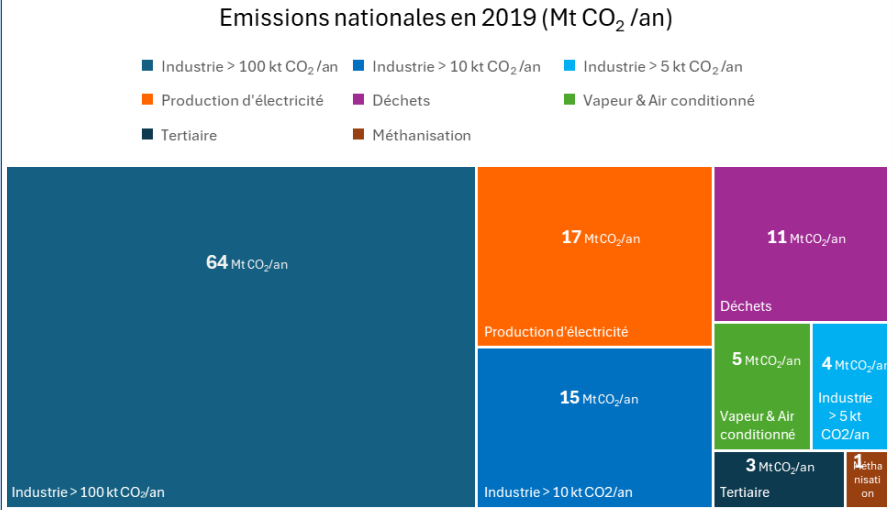


Figure 1.4 - Émissions nationales de CO₂ en 2019 (source Club CO₂¹⁷ d'après le Registre des émissions polluantes). Les émissions considérées incluent les sources anthropogéniques de plus de 5 ktCO₂/an ainsi que les sources biogéniques de plus de 1 ktCO₂/an sur le territoire métropolitain. Elles représentent ~120 MtCO₂/an sur 3100 sites.

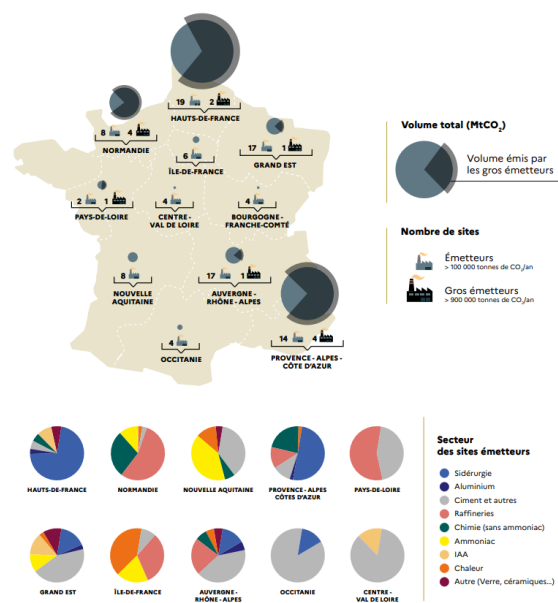
16 Pour plus de détails sur les émissions actuelles de CO₂ en France par secteur établies par le Citepa, voir <https://www.citepa.org/donnees-air-climat/donnees-gaz-a-effet-de-serre/secten/>

17 [https://www.club-co2.fr/files/2023/05/Communication-du-Club-CO₂-12-mai-2023-Étude-des-schemas-infrastructures-de-transport-du-CO₂-en-France-vf.pdf](https://www.club-co2.fr/files/2023/05/Communication-du-Club-CO2-12-mai-2023-Étude-des-schemas-infrastructures-de-transport-du-CO2-en-France-vf.pdf)

Inventaire CITEPA 2024	MtCO ₂ e
Chimie	15,6
Construction	3,7
Biens d'équipements, matériels de transport	2,7
Agro-alimentaire	7,5
Métallurgie des métaux ferreux	11,8
Métallurgie des métaux non-ferreux	1,9
Minéraux non-métalliques, matériaux de construction	15,2
Papier, carton	2,0
Autres industries manufacturières	1,9
Total Industrie manufacturière et construction	62,4
Autres secteurs	306,8
Total national hors UTCATF	369,2
% du total national	16,9%

Note : 96% du CO₂e est du CO₂

Émissions de CO₂e¹⁸ (fossile) du secteur industriel France 2024, Rapport Secten 2025¹⁹



Sources de CO₂, d'après ADEME [2020]²⁰

Figure 1.5 - Sources pour le captage du CO₂

- 18 Le CO₂e est une unité qui exprime l'impact des gaz à effet de serre en quantité équivalente de CO₂ en termes de réchauffement climatique.
- 19 Rapport Secten éd. 2025 Émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques en France. 1990-2024
- 20 <https://bibliothèque.ademe.fr/industrie-et-production-durable/81-captage-et-stockage-geologique-de-co2-csc-en-france.html#>

Par ailleurs, si aujourd'hui la majorité du CO₂ capté est d'origine fossile, à partir de 2041, le captage du CO₂ d'origine fossile ne sera plus éligible, au titre de la réglementation actuelle européenne, pour produire des carburants considérés comme durables. En effet, à l'horizon 2050, l'objectif d'une décarbonation profonde des transports aérien et maritime impose que le CO₂ capté soit d'origine biogénique ou atmosphérique.

La figure 1.6 synthétise les ordres de grandeur associés au captage du CO₂ en Europe, par source et par usage. Ces répartitions par source et par usage se préciseront au fil des années mais se dégagent d'ores et déjà des équilibres généraux qui structurent le sujet probablement de manière robuste :

- La filière CCS sera majoritaire (d'un facteur 3 à 5) sur la filière CCU ; ces deux filières nécessiteront des déploiements industriels massifs qu'il convient d'anticiper ;
- La filière CCU reposera sur la disponibilité de CO₂ biogénique et le DAC ; la production de carburants de synthèse sera largement majoritaire au sein de cette filière.

On notera qu'une telle répartition CCS/CCU n'est pas disponible à l'échelle nationale [Recommandation RP1.1].

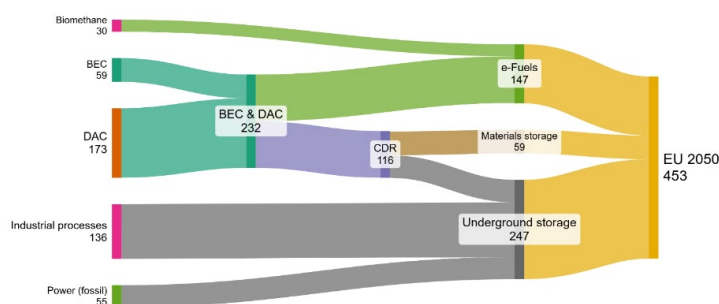


Figure 1.6 - Répartition du captage de CO₂ en Europe en 2050 par source et par destination (MtCO₂ capté/an) [IFPEN, d'après Commission européenne²¹]

21 https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:6c154426-c5a6-11ee-95d9-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF

Les technologies de captage de CO₂ associées nécessitent encore des développements²². Les technologies de captage du carbone biogénique présentent un niveau de maturité plus avancé, correspondant au moins à la phase de démonstration en environnement opérationnel (niveau TRL²³ 7 à 9), voire à une pré-commercialisation. Plusieurs installations industrielles de démonstration en Europe du Nord exploitent déjà des procédés intégrant le captage et le stockage du CO₂ issu de la combustion de biomasse ou de l'incinération de déchets. *A contrario*, les technologies de captage direct du CO₂ dans l'air demeurent à un stade relativement précoce de déploiement : seules quelques installations pilotes à une échelle limitée sont actuellement en opération (niveau TRL 5 à 7) ; des réductions importantes des coûts et des améliorations d'efficacité restent nécessaires avant tout déploiement à grande échelle. Le DAC est une technologie critique pour la filière CCU et sur laquelle il convient d'investir rapidement²⁴.

Le développement de ces technologies est donc un enjeu pour l'atteinte des objectifs de neutralité carbone : sur les 450 millions de tonnes de CO₂ qui sont à capter en Europe en 2050, plus de la moitié proviendront de sources biogéniques ou directement de l'atmosphère, dont une partie significative pour la production de carburants durables pour l'aviation et le transport maritime²⁵.

1.5. DÉVELOPPEMENT INDUSTRIEL DU CAPTAGE DE CO₂

Le captage est aujourd'hui déployé, dans le monde et en Europe, au sein de nombreuses industries, notamment celles pour lesquelles le CO₂ est très concentré dans les fumées (production d'ammoniac, raffinage, traitement des gaz issus de l'exploitation de gaz fossiles). Différentes technologies de

22 Commission européenne, SWD (2024) 64, Securing Our Future – Impact Assessment, https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:6c154426-c5a6-11ee-95d9-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF

23 L'échelle TRL (Technology Readiness Level) est un système de classification du niveau de maturité d'une technologie <https://www.horizon-europe.gouv.fr/l-echelle-trl-38806>

24 Dans le cadre de la production de carburants de synthèse, le captage du CO₂ dans l'atmosphère (DAC) représente moins de 10 % du coût énergétique de production, plus de 80 % de ce coût étant liés à l'électrolyse.

25 Vers une gestion industrielle du carbone ambitieuse pour l'UE, COM (2024) 62, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:52024DC0062>

captage existent. Elles sont technologiquement matures, et permettent, en fonction des spécificités des fumées, de répondre à la cible.

La plupart des études et applications industrielles sur le déploiement du CCS et du CCU sont centrées sur des sites à grande échelle ($> 100 \text{ ktCO}_2/\text{an}$). Du fait des économies d'échelles, ces installations présentent les meilleures perspectives économiques, à la fois pour le captage du CO_2 lui-même, mais aussi pour le développement d'infrastructures de transport et de stockage.

On compte aujourd'hui 12 projets de CCS en opération en Europe (Figure 1.7). Ce nombre a plus que doublé depuis mi-2024.

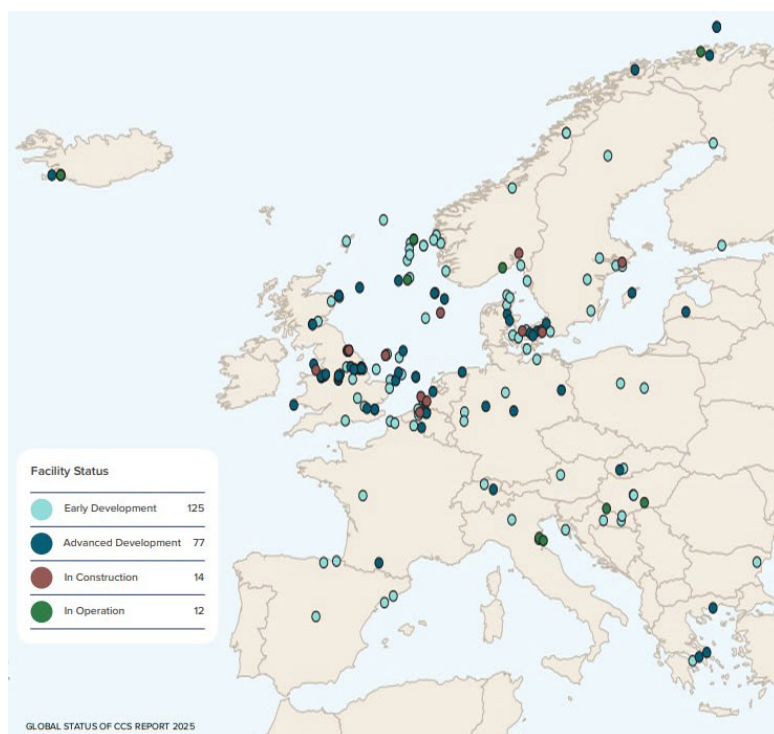


Figure 1.7 - Projets de CCS en Europe (source : GCCSI 2025²⁶)

26 <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2025/10/Global-Status-of-CCS-2025-report-9-October.pdf>

Malgré des acteurs nationaux, industriels et instituts de recherche, positionnés sur chacune des briques des chaînes CCS et CCU, la France ne compte pas de projets de CCS ou CCU²⁷ en opération contrairement à d'autres grands pays européens comme le Royaume-Uni, les Pays-Bas ou la Norvège. Les raisons sont multiples, parmi lesquelles :

- La France a longtemps mis l'accent sur la décarbonation par l'électricité bas carbone (nucléaire, renouvelables) et l'efficacité énergétique plutôt que sur le CCS/CCU ; la stratégie nationale CCUS date d'ailleurs de 2023-2024 ;
- La France n'a encore ni identifié ni mis en exploitation de grands sites de stockage géologique de CO₂ sur son territoire, contrairement aux pays du Nord de l'Europe qui exploitent les bassins de la mer du Nord ;
- Les technologies CCS/CCU nécessitent des investissements initiaux importants (centaines M€ par projet), ce qui freine l'engagement des entreprises, en l'absence de mécanismes d'appui robustes.

Toutefois des projets sont en préparation notamment dans les zones ZIBAC²⁸ :

- Dans la zone industrialo-portuaire de la Loire Estuaire (Saint-Nazaire / Donges / Montoir / Cordemais) : le projet GoCO₂ vise à capter le CO₂ sur des sites industriels (cimenterie, production de chaux...) puis à le transporter vers un terminal maritime à Montoir-de-Bretagne, pour l'exporter vers un stockage géologique en mer ou l'utiliser pour produire des carburants durables. La capacité de transport estimée est 2,6 MtCO₂/an en 2030, 4 MtCO₂/an à l'horizon 2050 pour le Grand Ouest.
- Dans la zone industrialo-portuaire de l'axe Seine (Le Havre / Port-Jérôme / Rouen) : le projet Socrate vise à capter jusqu'à 91% du CO₂ de la zone d'ici 2040 pour le stocker en mer ou le transformer en carburants durables.

27 Carte interactive des projets CCS et CCU en France, toute maturité confondue <https://www.club-co2.fr/fr/article/carte-des-projets-ccs-et-ccu> (Source Club CO₂)

28 « Zones Industrielles Bas Carbone » du dispositif France 2030 pour lesquelles l'État soutient financièrement le déploiement accéléré des technologies, infrastructures et réseaux nécessaires à la décarbonation

- Dans la zone industrialo-portuaire de Dunkerque : le projet K6 vise à transformer la cimenterie du groupe Eciom à Lumbres pour qu'elle devienne l'une des premières cimenteries « neutres en carbone » d'Europe en captant ~800 ktCO₂ /an. Le projet CalCC (« First industrial-scale carbon capture for lime production integrated with transport of CO₂ to coastal hub and shipping to geological storage in the North Sea ») vise à capter ~600 ktCO₂ par an à partir de 2028 sur l'usine de production de chaux de Lhoist à Réty.

Comme cela sera illustré dans le chapitre 5, le stockage du CO₂ en France est en retard en termes de développement de sites. Cependant plusieurs projets de stockage de CO₂ sont en cours d'études préliminaires; un projet (Pycasso) dans le bassin de Lacq a été suspendu en 2024 en raison, entre autres, d'oppositions locales. La France dans le projet SNBC 3 acte de son souhait de développer ses propres capacités de stockage de CO₂ et mentionne le soutien potentiel, au travers d'un appel à projets, de campagnes d'exploration et de tests d'injection, de manière à accélérer la mise en œuvre de stockages géologiques onshore en France. En Europe, plusieurs projets sont en développement (Figure 1.8). Le projet phare est Northern Lights²⁹, projet financé par la Norvège à 80 %. Il s'agit du premier projet commercial de transport et de stockage de CO₂ ouvert à l'industrie. Opérationnel depuis 2024, une capacité de stockage allant jusqu'à 1,5 million de tonnes de CO₂ par an est envisagée dans une première phase. À partir de 2028, la deuxième phase du projet verra une augmentation de la capacité de transport et de stockage à 5 millions de tonnes de CO₂ par an. Ce projet avance cependant à un rythme sensiblement plus lent que celui des prévisions initiales, faute de CO₂ capté disponible.

29 <https://norlights.com/>

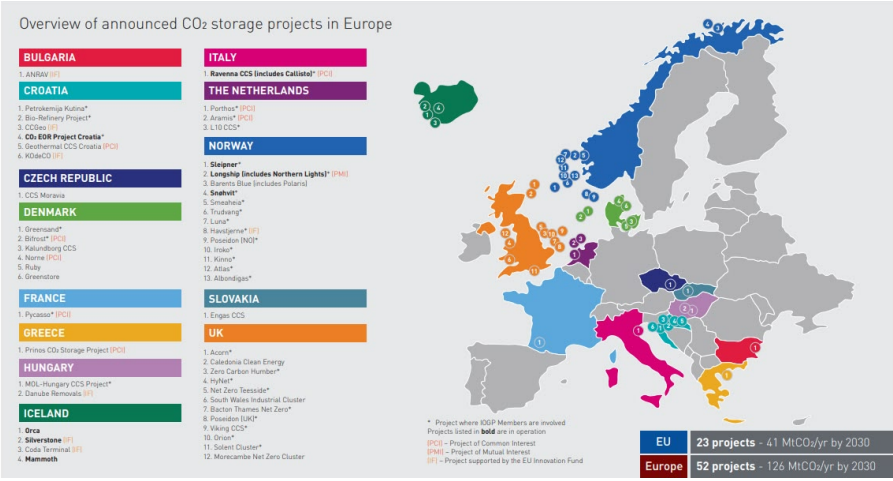


Figure 1.8 - Projets de stockage de CO₂ en Europe -en gras les projets en opération (source: IOGP2025³⁰)

1.6. ENJEUX POLITIQUES ET DE GOUVERNANCE

Le déploiement des filières CCS et CCU, comme plus largement celui des technologies de décarbonation, soulève des enjeux politiques majeurs, à court, moyen et long terme. Ces enjeux portent à la fois sur la légitimité de ces filières et des choix publics opérés, la hiérarchisation des priorités climatiques, la perception des risques, les impacts environnementaux et territoriaux, réels et perçus, ainsi que sur la répartition des coûts et des bénéfices associés.

La compréhension du rôle de ces filières repose en grande partie sur la capacité à inscrire leur développement dans des démarches claires, concertées et territorialisées, associant en amont les parties prenantes concernées. Elle nécessite également une articulation lisible et assumée politiquement avec les autres leviers de la transition énergétique, afin que le CCS et le CCU ne soient pas perçus comme des solutions de contournement des exigences de réduction des émissions à la source, mais bien comme

30 International Association of Oil & Gas Producers, https://iogpeurope.org/wp-content/uploads/2025/05/CO2-Storage-Projects-in-Europe-map_May25.pdf

des outils complémentaires et requis dans une trajectoire globale de décarbonation.

La crédibilité de ces filières dépendra donc de la cohérence entre les objectifs affichés, les cadres réglementaires et économiques mis en place et les effets attendus à long terme, notamment en matière de sécurité, de performance environnementale et de contribution aux objectifs climatiques. À ce titre, CCS et CCU constituent des objets politiques, engageant la responsabilité de l'État dans la planification, la régulation et l'arbitrage entre options technologiques [Recommandation [RS1.2](#)].

Enfin les enjeux politiques se déclinent également différemment selon les maillons de la chaîne de valeur, depuis le captage du CO₂ jusqu'à son transport, son stockage ou sa transformation en carburants de synthèse (e-fuels). Les technologies de captage sont généralement interrogées au regard de leurs performances, de leur efficacité énergétique, de leur empreinte environnementale et de leur intégration dans les sites industriels existants. Les infrastructures de transport, qu'il s'agisse de canalisations ou de solutions maritimes, soulèvent quant à elles des questions spécifiques de planification territoriale, de sécurité, et de gouvernance des réseaux. Le stockage géologique du CO₂ cristallise des enjeux politiques particulièrement sensibles, liés aux choix d'usage du sous-sol (vu comme un milieu indemne de toute perturbation humaine à préserver), à la gestion du long terme et à l'exercice de la responsabilité publique vis-à-vis des générations futures. Enfin, la transformation du CO₂ en e-fuels (ou autres produits carbonés), souvent perçus comme plus tangibles, doit être évaluée à l'aune de sa pertinence climatique globale, notamment en termes de bilan énergétique et de disponibilité d'électricité bas-carbone.

Dans ce contexte, une approche fondée sur la transparence des choix, l'évaluation rigoureuse des risques et bénéfices, et la cohérence de l'ensemble de la chaîne de valeur constitue un levier essentiel pour asseoir la légitimité politique des filières CCS et CCU et sécuriser leur déploiement dans la durée.

1.7. SYNTHÈSE DES PRINCIPAUX MESSAGES ET RECOMMANDATIONS

Le captage du CO₂ est un levier indispensable pour atteindre la neutralité carbone, en complément de la réduction des émissions et des puits

naturels. Il rend trois types de service : décarbonation des sites industriels, défossilisation des usages et compensation des émissions diffuses ou retrait des émissions passées.

Les scénarios internationaux et européens attribuent au CCS et au CCU un rôle majeur à horizon 2050, avec des volumes de captage multipliés par 20 en 2030 et par 120 en 2050 par rapport aux niveaux actuels, soulignant un enjeu industriel et économique de grande ampleur. En France, la révision à la baisse des puits naturels dans la SNBC 3 (environ 25 MtCO₂/an en 2050) fait du captage technologique un pilier à part entière de la neutralité carbone, avec un objectif de 20 à 30 MtCO₂/an captés en 2050.

Si la filière CCS est appelée à être largement majoritaire par rapport à la filière CCU au niveau international, le déploiement en Europe des filières CCS et CCU devrait être relativement équilibré, la filière CCU étant principalement tirée par les besoins en carburants durables pour l'aviation et le transport maritime.

Le déploiement des filières CCS et CCU repose sur une montée en puissance coordonnée de l'ensemble de la chaîne de valeur (captage, transport, stockage, utilisation), qui nécessite des investissements précoces, une stratégie industrielle claire et une anticipation des infrastructures, en particulier pour le transport et le stockage du CO₂. Il requiert également un portage politique explicite des enjeux associés et une mobilisation précoce des territoires et des parties prenantes.

Recommandations

Face aux incertitudes inhérentes à l'horizon 2050, il importe de clarifier le positionnement des filières CCS et CCU.

RP1.1 : Évaluer périodiquement la trajectoire des émissions résiduelles à l'horizon 2050 afin d'assurer la cohérence du pilotage des objectifs assignés aux puits naturels, au CCS et au CCU.

RS1.2 : Introduire dans le débat public une pédagogie politique sur les trajectoires nécessaires de CCS et de CCU en support au déploiement des infrastructures nécessaires.

Chapitre 2

LES PUIITS NATURELS

Avant d'aborder le captage technologique de CO₂, il convient d'éclairer la situation des puits de carbone naturels, dont la contribution est importante, bien qu'incertaine dans les scénarios de décarbonation.

Le GIEC distingue sept grandes filières terrestres et trois filières océaniques ou côtières d'élimination du CO₂ (Figure 1.2) :

- Filières terrestres : 1) Afforestation, reboisement, amélioration de la gestion forestière ; 2) Séquestration du carbone dans les sols ; 3) Biochar ; 4) Bioénergie avec capture et stockage géologique du CO₂ (BECCS) ; 5) Captage direct du CO₂ dans l'air et stockage géologique (DACCS) ; 6) Altération renforcée des roches ; 7) Restauration des tourbières et des zones humides.
- Filières océaniques et côtières : 8) Gestion du carbone bleu (mangrove, herbes sous-marines, etc.) ; 9) Augmentation de l'alcalinité océanique ; 10) Fertilisation des océans.

Par puits naturels, nous entendons par la suite dans ce rapport les solutions associées au stockage du CO₂ dans les forêts, les sols et les biochars.

L'évaluation du potentiel de l'élimination du CO₂ par les puits naturels est une donnée d'entrée dimensionnante pour le besoin en captage et stockage géologique requis pour atteindre la neutralité carbone, puis ultérieurement faire décroître la concentration du CO₂ dans l'atmosphère. Après un bref rappel du cadre réglementaire (section 2.1), ce chapitre propose donc une évaluation succincte du potentiel des familles 1) (section 2.2), 2) (section 2.3) et 3) (section 2.4) d'élimination du CO₂ basées sur la nature. Les familles 4) et 5) qui reposent sur le recours aux technologies de captage et stockage du CO₂, sont présentées dans les chapitres 3, 4 et 5. Les familles 6 et 7,

également basées sur la nature, présentent un potentiel, certes à mobiliser, mais marginal en France ; elles ne sont donc citées ici que pour mémoire. Il en est de même des familles océaniques dont certaines présentent des risques et ne sont pas considérées en France. Ce chapitre se termine (section 2.5) par une mise en perspective des différentes solutions et les ordres de grandeur qui seront retenus pour le potentiel de stockage de CO₂ par les puits naturels sur le territoire français.

2.1. CADRE RÉGLEMENTAIRE

Un point commun à toutes les filières d'élimination de CO₂ est la nécessité de prouver la permanence du retrait de CO₂ et de mesurer les quantités éliminées. L'article 6 de l'Accord de Paris, qui prévoit que des États ou entités privées puissent échanger des « crédits-carbone », a induit le développement d'une normalisation des émissions évitées qui n'est pas complètement stabilisée³¹. Les principes généraux communs à tous les systèmes sont *Measurement, Reporting and Verification* (MRV)³². L'Union européenne s'est dotée d'un cadre de certification des absorptions permanentes de carbone, de l'agrostockage de carbone et du stockage de carbone dans des produits (CRCF)³³. Ce cadre est progressivement complété par des actes délégués. L'acte concernant la certification des éliminations permanentes de carbone *via* le BECCS, le DACCS et le biochar est en cours de finalisation et devrait entrer en vigueur début 2026. Les principaux points d'attention pour sa finalisation concernent³⁴ :

- Pour le DACCS, la nécessité que l'électricité utilisée soit d'origine renouvelable et produite dans l'heure d'utilisation. Une concomitance sur une période annuelle serait admise jusqu'en 2030. En revanche, comme pour la directive RED III et ses dérivés, l'utilisation d'électricité d'origine nucléaire n'est pas envisagée alors même qu'elle est largement décarbonée.

31 [GHG Protocol](#) sous l'égide du *World Resources Institute* (WRI) et du *World Business Council for Sustainable Development* (WBCSD) – Norme ISO 14064, PAS 2050 pour les entreprises.

32 [Measurement, reporting and verification of CDR](#) – IEA 2024.

33 [Carbon removal and carbon capture](#) – CRCF - 2024

34 9th Meeting of the [Carbon Removal Expert Group](#) - 10 November 2025

- Pour le BECCS, l'origine de la biomasse avec pour objectif le fait que le recours au BECCS n'accroisse pas la consommation de biomasse pour le chauffage.
- Pour le biochar, la quantification de la part de biochar pouvant être considérée comme permanente.

Le *European Biochar Certificate* (EBC) est un standard largement reconnu en Europe qui couvre la production et les principaux usages de biochar. Un règlement européen inclut les matières issues de la pyrolyse et de la gazéification en tant que catégorie de matières constitutives des fertilisants UE³⁵.

2.2. POTENTIEL FORESTIER

Selon une importante étude menée conjointement par l'IGN et la FCBA³⁶, les stocks de carbone dans les sols forestiers pour la France sont supérieurs à 1,9 Gt de tonnes (près de 7 Gt de CO₂), mais la variation annuelle du stock est très faible. Du fait notamment de la dégradation des conditions climatiques affectant la croissance et la mortalité des arbres, la séquestration de carbone dans les forêts a diminué de moitié ces dernières années, passant de plus de 70 MtCO₂/an entre 2010-2015 à environ 30 MtCO₂/an entre 2020-2023³⁷. Cependant il faut aussi tenir compte du stock de CO₂ dans l'aval de la filière estimé de façon volontariste à ~15 Mt.

35 [Règlement délégué du 7 juillet 2021 en vue d'ajouter les matières issues de la pyrolyse et de la gazéification en tant que catégorie de matières constitutives des fertilisants](#). Un fertilisant pour cette réglementation n'apporte pas nécessairement des éléments nutritifs ; il suffit que, comme le biochar, il améliore leur efficacité.

36 [Projection des disponibilités en bois et des flux et stocks de carbone du secteur forestier. IGN & FCBA – 2024](#). Voir aussi sur le puits de carbone dans les sols forestiers et le bois mort : [Évaluation du puits de carbone dans les sols forestiers français](#) – Laurent Augusto *et al.* - INRAE – Juillet 2024.

37 Citepa - [Rapport Secten éd. 2024 Émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques en France](#)

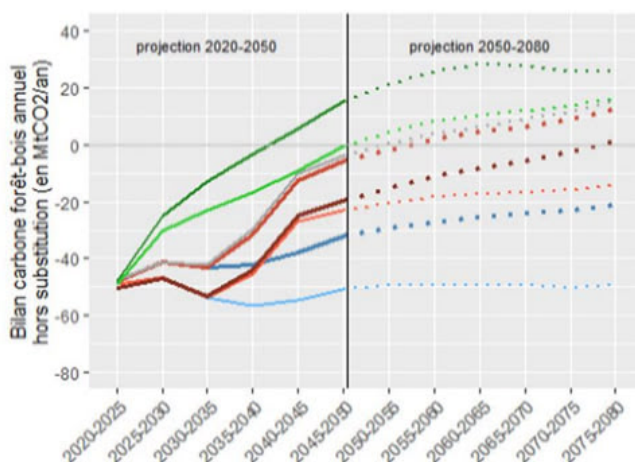


Figure 2.1 - Bilan carbone hors substitution du secteur forestier. Chaque courbe correspond à un des huit principaux scénarios étudiés dans l'étude menée par l'IGN et le FCBA (source IGN et FCBA³⁸).

Dans les huit principaux scénarios étudiés par l'étude IGN/FCBA (Figure 2.1), le bilan carbone (amont et aval) se dégrade. Les auteurs font état cependant de grandes incertitudes. À noter que le bois mort aurait un effet tampon peu durable dans le stockage de carbone en forêt. Les auteurs considèrent en outre que, « si l'on peut raisonnablement estimer un puits de carbone dans les sols forestiers actuels de l'ordre de 200 kgC/ha/an soit environ 12 MtCO₂e/an à l'échelle nationale, cette dynamique de stockage ne peut être considérée comme acquise sur le long terme ».

Au vu de l'ensemble de ces résultats on peut raisonnablement estimer un potentiel global de stockage du secteur forestier d'environ **30 MtCO₂/an à l'horizon 2050**, en négligeant le stockage dans les sols forestiers compte tenu de l'incertitude à cet horizon.

38 [Projection des disponibilités en bois et des flux et stocks de carbone du secteur forestier. IGN & FCBA – 2024](#) - étudiés. Voir aussi sur le puits de carbone dans les sols forestiers et le bois mort : [Évaluation du puits de carbone dans les sols forestiers français](#) - Laurent Augusto *et al.* - INRAE - Juillet 2024.

2.3. POTENTIEL DANS LES SOLS NON FORESTIERS

En France, le stock total de carbone organique dans les 30 premiers cm des sols (hors surfaces artificialisées) est de l'ordre de 3,58 Gt de C, équivalent à 13,4 Gt de CO₂e. La France est porteuse de l'initiative 4 ‰ : une augmentation annuelle de 4 ‰ de la quantité de carbone stockée dans les sols (50 Mt) compenserait plus de la moitié des émissions résiduelles en 2050.

À la demande du Ministère de l'agriculture et de l'alimentation et de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), l'INRAE a conduit une étude du potentiel « 4 pour mille France » avec pour objectifs l'identification des pratiques agricoles et sylvicoles plus « stockantes » que les pratiques actuellement mises en œuvre, et la quantification de leur potentiel et de leur coût³⁹. L'étude a retenu neuf pratiques stockantes et conclu que leur adoption permettrait un stockage additionnel de carbone sur les 30 premiers cm du sol de ~21 MtCO₂/an, ce qui correspond à une augmentation de 1,8‰ par an pour l'ensemble des surfaces agricoles et forestières (dont +3,2‰ pour les surfaces agricoles seules, et +5,1‰ pour les surfaces en grandes cultures seules). En pratique,

- Le potentiel de stockage additionnel par adoption de pratiques stockantes réside très majoritairement dans les systèmes de grandes cultures, qui représentent à eux seuls 85,6 % du potentiel total ;
- L'extension des cultures intermédiaires est le levier contribuant le plus à ce potentiel (7,4 MtCO₂/an, soit 35 % du potentiel total), du fait à la fois d'un stockage additionnel unitaire élevé (+ 460 kgCO₂/ha/an) et d'une assiette importante (16 Mha) ;
- Viennent ensuite l'agroforesterie intraparcellaire (4 MtCO₂/an), et les prairies temporaires (3 MtCO₂/an) ;

39 Stocker du carbone dans les sols français, quel potentiel au regard de l'objectif 4 pour 1000 et à quel coût ? Sylvain Pellerin, Laure Bamière, Camille Launay, Raphaël Martin, Michele Schiavo, Denis Angers, Laurent Augusto, Jérôme Balesdent, Isabelle Basile-Doelsch, Valentin Bellassen, *et al.* 2020. [HAL Id : hal-02284521](https://hal.inrae.fr/hal-02284521)

- L'étude confirme qu'il n'y a pas de pratique forestière plus stockante que les pratiques actuelles.

Toutefois, ces pratiques stockantes présentent des coûts ou engendrent des pertes de rendement par rapport aux pratiques de référence. En fait seules quelques pratiques à très faible coût technique pourraient être rentables et mises en œuvre par les agriculteurs (enherbement des vignobles principalement), sous réserve que les freins existant à leur adoption soient levés. Une politique d'incitation valorisant la tonne additionnelle de carbone stockée à 55 €/tCO₂e (correspondant à la contribution climat-énergie initialement prévue en 2019) permettrait un stockage additionnel significatif (3,7 MtC/an) de l'ordre de 46 % du potentiel maximum pour un coût total de 359 M€/an, à comparer au budget français de la Politique Agricole Commune à cette période (9,1 milliards d'euros)⁴⁰.

Différents dispositifs existent pour promouvoir l'accroissement de carbone dans les sols⁴¹:

- Les labels valorisant des produits ou des exploitations afin d'informer les choix des consommateurs et d'encourager des modes de production plus respectueux de l'environnement. Mais la Commission européenne a suspendu en juin 2025 l'adoption de la Directive « Green Claims » qui devait encadrer strictement les allégations des fabricants de biens de consommation, afin de lutter contre le *greenwashing*.
- Le marché volontaire du carbone. En France, le Label bas-carbone (LBC) est le principal système de certification volontaire disponible, tandis qu'un dispositif européen d'encadrement des certifications volontaires prévu par la directive [Carbon removals and carbon farming](#) devrait être en place à partir de 2028. Il est à noter que le prix du CO₂ échangé dans le cadre du label LBC est de 30 à 40 €/tCO₂ alors que la moyenne mondiale pour des certification similaires (Gold Standard et Verified Carbon Standard (Verra)) est de 4 €/tCO₂. En conséquence, l'essentiel des projets sous LBC sont des

40 Toutes ces références sont en euros de 2020.

41 Ministère de l'agriculture – Agreste - [Dispositifs de décarbonation de l'agriculture: leviers et perspectives](#) - 2023

projets forestiers, les projets de stockage dans les sols ne représentant que 0,1 % des crédits.

- La contractualisation au travers de chartes, par exemple établies entre un agriculteur et une entreprise agroalimentaire. Ces démarches volontaires et peu encadrées ont nécessairement des potentiels limités.

Selon le ministère de l'Agriculture, pour engager une véritable transition du secteur et parvenir à diminuer les émissions dans une proportion correspondant aux ambitions du Pacte vert et de la SNBC, d'autres instruments devraient être mis en place mais ceux-ci risquent de se heurter à différentes objections (concurrence entre séquestration du carbone et production alimentaire, incitation à la compensation plutôt qu'à la réduction d'émissions, etc.). Par prudence, on retiendra une perspective de stabilité du stockage du carbone dans les sols non forestiers compensant peu ou prou la diminution du puits par artificialisation. De nouveaux instruments de soutien, non envisagés à ce jour, permettraient sans doute de stocker 20 MtCO₂/an à un coût inférieur à 100 €/tCO₂ à condition que se nivele le différentiel entre les coûts de stockage hors d'Europe et en Europe résultant de critères de qualification très différents (additionnalité ; absence de double comptage, etc.) [Recommandation [RP2.1](#)].

2.4. BIOCHAR

Le « biochar »⁴² est un matériau carboné poreux produit par pyrolyse de la biomasse dans des conditions telles que le carbone contenu peut rester stocké à long terme (on parle de puits de carbone) ou remplacer le carbone fossile dans la fabrication industrielle⁴³. Le biochar est produit par pyrolyse à des températures comprises entre 350 °C et 1000 °C sous atmosphère pauvre en oxygène. Sa production s'accompagne de coproduits, notamment de syngaz qui peut être valorisé (chaleur, biogaz, hydrogène), mais également de « bio-oils ». Traditionnellement, le biochar a été utilisé pour stabiliser la

42 Ici entre guillemets car il y a différents types de biochar, dépendant essentiellement de leur processus de production (température et vitesse de réaction).

43 [EBC, 2022. European Biochar Certificate](#) - Guidelines for a Sustainable Production of Biochar. (No. v10.3), Standards International (CSI). Frick, Switzerland.

matière organique dans les sols, augmenter la capacité d'échange cationique (capacité de rétention des éléments nutritifs d'un sol donné) et accroître la rétention d'eau en raison de sa structure poreuse et de sa grande surface spécifique. La stabilité de certains biochars (sur plusieurs centaines d'années) conduit à considérer le biochar comme une voie potentielle d'élimination du CO₂ atmosphérique capté par la biomasse.

Dans son sixième rapport d'évaluation⁴⁴, le GIEC considère que « *le biochar possède un potentiel de capture et de stockage du carbone (Carbon Direct Removal - CDR) et de réduction des émissions, et peut également améliorer les propriétés des sols, augmentant ainsi la productivité et la résilience face au changement climatique. Le potentiel technique peut s'élever à 2,6 (0,2-6,6) GtCO₂-éq/an, dont 1,1 (0,3-1,8) GtCO₂-éq/an serait disponible pour un coût inférieur à 100 USD par tCO₂ ».*

De son côté, l'INRAE a consacré au biochar une longue annexe⁴⁵ de son rapport sur les « enjeux de la mobilisation de quantités accrues de biomasse pour la transition énergétique ». Il retient que :

- Le biochar a un effet positif sur la rétention du carbone organique des sols.
- Des ajouts de biochar réduisent les émissions de N₂O, gaz à effet de serre très puissant, provenant des sols. Le biochar peut réduire la volatilisation du NH₃ et augmenter la rétention de l'azote lors du compostage.
- L'utilisation de biochar dans les sols induit un rendement global plus élevé, même si ce n'est pas le cas pour tous les sols et avec tous les biochars.
- L'ajout de biochar stimule la vie microbienne. L'application de biochar peut diminuer le compactage du sol, augmenter sa porosité, réduire sa densité apparente et augmenter sa teneur en eau et la disponibilité de cette dernière ». (...).

44 [Working Group III contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change - 2022c](#) Chapitre 7.4.3

45 [Enjeux agronomiques, techniques et économiques d'une mobilisation accrue des différents gisements de biomasse et de leur transformation en bioénergies - 2024.](#)

Cependant l'INRAE s'interroge aussi, sans conclure, sur les avantages agronomiques du biochar, son soutien et son encadrement, et plus généralement sur l'avenir du crédit carbone biochar.

De façon générale, alors que le GIEC souligne les bénéfices du biochar pour le stockage du CO₂, les institutions françaises restent assez frileuses. L'ADEME par exemple a coordonné en 2024 le projet Qualichar visant à comparer, à partir de travaux de laboratoire, les qualités physicochimiques et les valorisations potentielles⁴⁶; cette étude n'aborde qu'incidemment la rétention de carbone, et le bénéfice de l'impact de l'incorporation du biochar dans les sols.

La capacité du biochar à stocker le carbone à très long terme reste donc encore incertaine [Recommandation [RC2.2](#)].

Le relatif désintérêt des institutions françaises pour le biochar se traduit par une faible production et une faible utilisation sur le territoire. Actuellement, près de la moitié du biochar mondial (~165 kt en 2023) est produit aux États-Unis⁴⁷ (Figure 2.2). La production française, quant à elle, n'est pas à la hauteur du potentiel agricole et forestier du pays: 49 kt en 2023 pour une capacité de production de 75 kt⁴⁸. La raison réside dans le manque de soutien public et l'insuffisante disponibilité de la biomasse, qui est largement orientée vers le chauffage. Le Club Gazéification de l'Association Technique Énergie et Environnement estime qu'en 2050 le biochar pourrait permettre d'éliminer 1 MtCO₂ en 2050⁴⁹ (400-450ktC/an de biochar pour cet usage).

46 [Qualités des biochars et huiles issues de la pyrolyse](#)- ADEME - 2024.

47 [Global-Biochar-Market-Report-2023](#)- International Biochar and US biochar Initiative

48 [ATEE - Position-France-BIOCHAR - 2024](#)

49 ATEE - Supra.

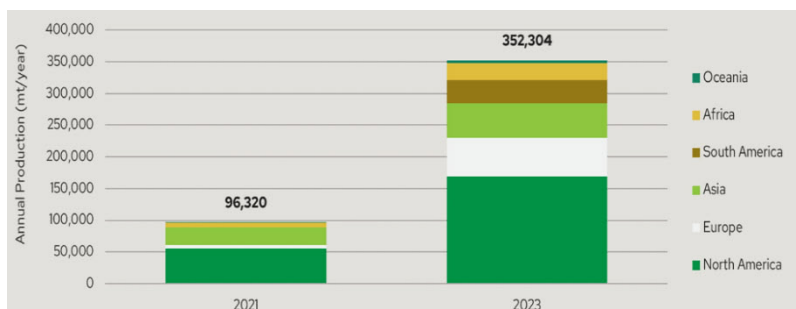


Figure 2.2 - Production mondiale estimée de biochar en tonnes par an sur la base des valeurs rapportées par les producteurs de biochar

On notera enfin que 58 % des producteurs, représentant plus de 50 % de la production mondiale déclarée, ne déclarent aucun revenu provenant des crédits carbone⁵⁰. Si cette situation est un peu surprenante, elle démontre au moins que le biochar peut trouver son marché par la seule vertu de ses co-bénéfices pour les sols.

2.5. SYNTHÈSE DES PRINCIPAUX MESSAGES ET RECOMMANDATIONS

En France, le stockage de CO₂ dans les forêts pourrait atteindre **30 Mt/an en 2050**, hors sols forestiers ; et le stockage additionnel dans les sols agricoles pourrait aller jusqu'à **20 Mt/an** moyennant des mesures additionnelles dont la mise en œuvre est très incertaine.

Les différentes évaluations qualitatives du potentiel des solutions d'élimination du carbone à l'échelle mondiale⁵¹ sont assez convergentes :

- L'afforestation/reforestation sont des solutions bien établies, mais lentes. La quantification du carbone stocké dans les sols est incertaine. L'afforestation et la reforestation impliquent un changement de l'usage des sols, avec en conséquence des impacts sociétaux.

50 [Global-Biochar-Market-Report-2023](#) – page 10

51 [The State of Carbon Dioxide Removal](#) – 2024 – Coordination : Université d'Oxford.
[Manuel des émissions négatives – Carbon Watch](#) – Novembre 2024

- Il est difficile de prouver la persistance du stockage du CO₂ dans les sols qui dépend du maintien de pratiques culturales vertueuses.
- Le BECCS doit privilégier le captage du CO₂ de process en exploitation. Il faut éviter d'accroître la pression sur la bioénergie par de nouvelles applications.
- La capacité du biochar à stocker le carbone à très long terme est encore incertaine. Il peut rentrer en compétition avec d'autres technologies d'élimination du carbone (BECCS).

Ces évaluations confirment l'absence de solution miracle pour réaliser naturellement des émissions négatives, et la nécessité de déployer toutes les solutions en parallèle et au « bon niveau ».

Recommandations

Il convient de rester prudent sur le potentiel des puits naturels.

RP2.1 : Mettre en place de nouveaux mécanismes de soutien dans l'objectif de développer une capacité additionnelle de stockage de l'ordre de 20 MtCO₂/an, le potentiel global de stockage du secteur forestier étant limité à 30 MtCO₂/an à l'horizon 2050.

RC2.2 : Renforcer les études sur la solution « biochar » afin d'en préciser le potentiel quantitatif et les contributions à la décarbonation.

Chapitre 3

LES SOLUTIONS TECHNOLOGIQUES DE CAPTAGE DU CO₂

Ce chapitre dresse un état des lieux des solutions technologiques de captage du CO₂, en analysant leur maturité, leurs conditions de déploiement et leur rôle potentiel dans la trajectoire française de neutralité carbone.

Il traite tout d'abord du captage du CO₂ dans les émissions industrielles concentrées (section 3.1) en présentant les principales technologies disponibles, leur niveau de maturité, leurs performances énergétiques et économiques, ainsi que les conditions nécessaires à leur déploiement à grande échelle dans les secteurs industriels fortement émetteurs. Il examine ensuite le captage du CO₂ biogénique (section 3.2), en identifiant les principales sources nationales de CO₂ biogénique, en évaluant leur potentiel mobilisable pour les filières CCS et CCU, et en mettant en évidence les contraintes techniques, logistiques et économiques qui en limitent l'exploitation effective à l'horizon 2050. Le captage direct du CO₂ dans l'atmosphère (DAC) est ensuite abordé (section 3.3) avec un accent porté sur le rôle stratégique de cette technologie pour la production de carburants de synthèse et, à plus long terme, pour les stratégies d'émissions négatives. Son niveau de maturité est questionné ainsi que ses coûts, ses besoins énergétiques et les trajectoires de montée en échelle envisageables. Enfin les enjeux transversaux liés aux ressources, aux impacts environnementaux et aux coûts du captage du CO₂ sont analysés (section 3.4), avec pour objectif d'éclairer les choix technologiques à opérer en tenant compte des contraintes énergétiques, matérielles, économiques et de flexibilité des systèmes, afin de sécuriser un déploiement soutenable des technologies de captage. Ce chapitre se clôt avec une synthèse des principaux messages et des recommandations pour structurer une filière CCS/CCU nationale cohérente (section 3.5).

3.1. CAPTAGE DANS DES ÉMISSIONS CONCENTRÉES INDUSTRIELLES

Le captage du CO₂ dans les fumées émises par l'industrie manufacturière, telles que les cimenteries, les usines chimiques, les aciéries et le secteur énergétique, s'opère en ajoutant une unité spécifique de séparation à une installation industrielle, et/ou en modifiant des procédés industriels existants.

La concentration en CO₂ de ces fumées varie en général de quelques pourcents à 25 %, mais elle peut dépasser les 90 % pour des applications très spécifiques (Tableau 3.1) :

Tableau 3.1 - Concentration en CO₂ dans les émissions industrielles⁵² ;
pour mémoire, la concentration en CO₂ dans l'atmosphère est de 0,04 %.

Secteur	% CO ₂ dans les fumées
Sidérurgie (Hauts fourneaux)	15-26
Ciment et autres (chaux...)	14-33
Chimie (éthylène-propylène)	7-12
Chimie (production chaleur-CHP)	8-10
Ammoniac	100
Production hydrogène	70-90
Raffinerie (FCC uniquement-craker)	16
Agroalimentaire	3-10
Production bioéthanol	100
Fermentation de la biomasse avant purification de l'évent CO ₂	97
Biomasse - énergie	3-8

52 [Le Captage et Stockage géologique du CO₂ \(CSC\) en France, ADEME, 2020](#)

Le flux de CO₂, une fois séparé des fumées, est sous forme gazeuse ou liquide, avec une teneur élevée, souvent supérieure à 95%. Ce flux doit être déshydraté, et parfois purifié, en fonction de son usage identifié, puis comprimé pour son transport.

On dispose d'une grande variété de technologies pour séparer le CO₂ des fumées (Tableau 3.2). Certaines sont utilisées depuis des années sur des unités de traitement de gaz naturel ou de production d'hydrogène et sont aujourd'hui éprouvées. D'autres sont encore à l'état de développement plus ou moins avancé. Grâce aux développements récents, le coût énergétique a pu être réduit à 2 ou 3 GJ par tonne de CO₂ capté dans les fumées à forte concentration. Des pistes d'amélioration continuent à être explorées et reposent par exemple sur l'utilisation de nouveaux matériaux ou de procédés moins énergivores, comme certaines membranes avancées ou des solvants plus efficaces [Recommandation [RI3.1](#)].

Tableau 3.2 - Maturité des procédés de captage du CO₂ (source GCCSI 2025)

Mécanisme	Technologie	TRL
Absorption chimique	Solvant à base d'amines	9
	Carbonate de potassium chaud	9
	Amine à encombrement stérique	6-9
	Solvant à base d'acide carboxylique	6-7
	Procédé à l'ammoniac réfrigéré	6-7
	Solvants à changement de phase	6-7
	Solvant pauvre en eau	6-7
	Solvant à base d'acides aminés / Solvant précipitant	4-5
	Liquides ioniques	4-5
	Solvant encapsulé	2-3
Absorption physique	Solvant physique	9
Absorption enzymatique	Absorption par catalyse enzymatique	7-8
Adsorption solide	Adsorption modulée en pression / Adsorption modulée sous vide	9
	Adsorption à température modulée	6-7
	Conversion du gaz à l'eau améliorée par sorbant	5
	Adsorption par voie électrochimique	2-3
Membranes	Membranes de séparation de gaz pour le traitement du biogaz	9
	Membrane polymère	7
	Membrane électrochimique intégrée à des piles à combustible à carbonate fondu	8
	Procédé hybride Membrane polymère / Séparation cryogénique	6-8
	Procédé hybride Membrane polymère / Solvant	4
	Membrane à liquide ionique à température ambiante	2-3
Boucle solide	Boucle de calcium	6-8
	Combustion en boucle chimique	5-6
Électrolyse	Électrodialyse de l'eau de mer	6-7
Séparation cryogénique	Distillation cryogénique	9
	Désublimation	7

GROS ÉMETTEURS DE CO₂

Pour les gros émetteurs (sidérurgie, cimenteries...), il existe des procédés mis en œuvre sur des démonstrateurs à grande échelle. Le procédé de captage de CO₂ est sélectionné en fonction de la composition des fumées, du coût de l'énergie décarbonée, de la disponibilité d'utilités telle la vapeur... Même si des améliorations sont encore à venir, comme par exemple en matière de traitement des impuretés pour le captage du CO₂ sur cimenteries, la priorité, pour ce type d'émetteurs, est maintenant de permettre le déploiement de ces technologies à grande échelle [Recommandation RI3.1].

Encart 3.1: Installations existantes pour le captage du CO₂

Le procédé⁵³ DMX™

Le procédé⁵⁴ DMX™, développé par IFPEN et Axens, permet d'optimiser le captage du CO₂ avec une consommation de ~2,5 GJ/t CO₂ et un coût attendu de 30€/tCO₂ pour des installations de grande échelle sur gaz sidérurgique. Le procédé, démontré sur une usine sidérurgique à Dunkerque et financé par le programme européen Horizon 2020 (Figure 3.1), a permis de qualifier la stabilité du solvant, une pureté du CO₂ capté à 99.5 % et un taux de captage supérieur à 90 % sur des gaz des hauts fourneaux d'ArcelorMittal.



Figure 3.1 - Vue du pilote DMX installé à Dunkerque (crédit IFPEN/ Axens)

53 M. Dreillard *et al.* (2017). Application of the DMX™ CO₂ Capture Process in Steel Industry. *Energy Procedia*, 114, 2573–2589. Elsevier.

54 M. Dreillard *et al.* (2017). Application of the DMX™ CO₂ Capture Process in Steel Industry. *Energy Procedia*, 114, 2573–2589. Elsevier.

Le procédé Cryocap™

Depuis 2015, Air Liquide met en œuvre une technologie de captage du CO₂, basée sur un procédé cryogénique, sans solvants chimiques. Le procédé repose sur la liquéfaction du CO₂ à environ -50 °C, permettant sa séparation, sa purification et son stockage à l'état liquide. Ce procédé peut capter plus de 97 % du CO₂ contenu dans des gaz riches en CO₂. Cette solution a été déployée sur le site industriel de Port-Jérôme en Normandie, où elle est intégrée au cœur de l'unité de production d'hydrogène par vaporeformage de gaz naturel. L'installation dispose d'une capacité d'environ 100 ktCO₂/an, ce qui en fait l'une des premières applications industrielles à grande échelle de captage cryogénique au monde.



Figure 3.2 – Unité Cryocap™ (crédit Air Liquide⁵⁵)

PETITS ÉMETTEURS DE CO₂

Pour les nombreuses sources émettrices à plus faibles concentrations de CO₂, il est nécessaire d'adapter les technologies actuellement disponibles. Ces améliorations reposeront vraisemblablement sur des innovations dans les matériaux et les procédés. Les procédés membranaires par exemple pourraient offrir une solution prometteuse du fait de leur capacité à séparer efficacement les gaz, même à faible concentration. Les solutions hybrides combinant plusieurs technologies (adsorption et cryogénie par exemple) sont explorées pour maximiser l'efficacité dans ces conditions spécifiques.

55 https://engineering.airliquide.com/sites/engineering/files/2022-09/brochurecryocapsept2022_1.pdf

SPÉCIFICITÉ DES UNITÉS DE COMBUSTION DE BIOMASSE

Les procédés industriels utilisant la biomasse, comme les centrales biomasse, génèrent des fumées qui présentent des composants spécifiques, tels que des traces de fluor, de chlore et d'autres composés. Ces contaminants peuvent interférer avec les technologies de captage existantes, entraînant des coûts supplémentaires pour le traitement des fumées ou la maintenance des équipements. En raison du faible retour d'expérience dans ce domaine, des études approfondies sont nécessaires pour comprendre l'impact de la présence de ces contaminants sur les procédés de captage de CO₂. Ces études pourraient conduire à la conception de procédés spécifiques adaptés à ce type de fumées, comme des adsorbants résistants à la corrosion ou à des procédés de pré-traitement pour éliminer les impuretés en amont des procédés de captage.

3.2. CAPTAGE DU CO₂ BIOGÉNIQUE

Le CO₂ biogénique, capté conformément à la directive RED III, est une ressource vertueuse dans la mesure où il cumule les bénéfices d'une valorisation en cascade : production d'un produit (éthanol, papier, panneaux de bois) puis ressourcement non seulement la filière CCU pour les secteurs de la chimie (méthanol, urée, engrais), des polymères et des carburants durables pour l'aviation et le maritime, mais aussi la filière CCS pour générer des émissions négatives.

Le captage du CO₂ biogénique est ainsi un enjeu essentiel de la stratégie française telle que rapportée dans la Stratégie CCUS⁵⁶, avec entre 20 Mt et 34 Mt de CO₂ capté en 2050, soit ~60 % du captage nécessaire à cet horizon. Cet objectif est ambitieux. En effet, en considérant pour 2050 une biomasse énergie à hauteur de 70 Mt de biomasse sèche⁵⁷, les émissions de CO₂ maximales, associées à la bioénergie, seront de l'ordre de 130 MtCO₂⁵⁸.

56 [État des lieux et perspectives de déploiement du CCUS en France de juillet 2024](#), repris dans le projet de SNBC 3

57 [Évaluation du potentiel de production d'énergies renouvelables à partir de la biomasse agricole et forestière française à l'horizon 2050, Annexe 10, décembre 2023](#)

58 La formule moyenne de la biomasse est C₆H₉O₄. Dès lors, en supposant tout le carbone de la biomasse transformé en CO₂, 70 Mt de biomasse produiront au maximum 130 Mt de CO₂.

L'objectif repris dans le projet de SNBC 3 correspond donc à une fourchette de 15 % à 25 % du maximum théorique des émissions biogéniques. Au-delà de la question de la disponibilité physique de la biomasse, il importe de considérer les autres facteurs limitant la filière biogénique tels que des contraintes logistiques, notamment pour les sources dispersées, qui peuvent pénaliser l'accès au CO₂ biogénique, ou des contraintes opérationnelles entre un certain type d'installations émettrices et certaines applications valorisant le CO₂ qui peuvent limiter l'utilisation du CO₂ biogénique⁵⁹.

Les émissions de CO₂ biogénique sont importantes en France, notamment en régions Aquitaine et Grand-Est. Par ailleurs, les technologies déployées plus généralement pour capter les fumées d'usine peuvent s'appliquer au captage du CO₂ biogénique, moyennant si besoin quelques adaptations (section 3.1). Le tableau 3.3 identifie les sources de CO₂ biogénique en volume annuel, en spécifiant leur nature, dispersée ou centralisée, ainsi que le caractère continu ou non de ces émissions, deux caractéristiques importantes pour le captage du CO₂.

Tableau 3.3 - Principales sources d'émissions annuelles de CO₂ biogénique en France en 2024

Sources	Volume des émissions ⁶⁰ CO ₂ biogénique, 2024	Caractéristiques des émissions
Biogaz	1.07 Mt/an	Dispersé – continu
Papeteries ⁶¹	5 Mt/an	Centralisé – continu
Ethanoleries	1.2 Mt/an	Centralisé – continu
Chauffage urbain biomasse	3.6 Mt/an	Centralisé – saisonnier
Valorisation énergétique des déchets	8.4 Mt/an	Centralisé – continu

59 Ceci concerne par exemple la continuité de fonctionnement des installations sources ou encore l'ampleur de la logistique nécessaire pour des sources de CO₂ trop dispersées.

60 Les évaluations de ce tableau sont essentiellement déduites du rapport [Secten éd.2024](#), complétées par des communications par GRDF et Bioéthanol France.

61 Les émissions de CO₂ fossile des papeteries sont de l'ordre de 2 Mt (Rapport Secten 2025). La part de CO₂ biogénique vient des papeteries qui produisent de la pâte de cellulose ou qui sont intégrées (pâte + papier), d'autres papeteries achètent la pâte pour produire leur papier et leurs chaudières fonctionnent soit au gaz soit avec de la biomasse.

Le cas des méthaniseurs mérite une attention spécifique :

- Le flux rejeté après épuration pour valoriser le biométhane, encore appelé « évent », contient entre 90 et 99 % de CO₂, et le CO₂ biogénique récupéré à partir des évents des épurateurs, en sortie de méthaniseur, peut être épuré par liquéfaction. Avec un marché actuel du CO₂ en France (pour l'agroalimentaire ou des serres) d'environ 0.8 Mt/an⁶², le CO₂ biogénique issu de la méthanisation pourrait en principe avoir des débouchés significatifs pour les filières CCU et CCS, marchés autres que le marché existant. L'examen de la rentabilité des investissements nécessaires montre qu'à 100 €/t de CO₂, seuls les méthaniseurs de plus de 600 Nm³/h de biogaz ont un retour sur investissement positif. Or, 75 % des méthaniseurs⁶³ ont des débits inférieurs à 400 Nm³/h. À horizon 2050, si cette répartition est conservée, la récupération de CO₂ biogénique s'établirait seulement à environ 1,25 MtCO₂. Ainsi, sauf à réorienter fortement le modèle de méthanisation en France vers une plus grande taille unitaire des unités, le potentiel en BECCS (bioénergie avec CCS) en France réside plutôt en sortie des grandes chaufferies biomasse.
- Il convient par ailleurs de retenir les méthaniseurs associés à l'élevage pour éviter la saisonnalité des cultures agricoles. Compte tenu de leur petite moyenne, la production unitaire de la majorité des méthaniseurs en France sera inférieure à 3 ktCO₂/an. Il faudra donc consolider la production en CO₂ d'une centaine de méthaniseurs, voire plus, pour alimenter un site de 100 kt de carburant de synthèse. Le défi et le coût de la logistique induite étant prohibitifs, le fractionnement des méthaniseurs, spécifique à la situation française, ne permet pas de considérer cette solution comme une source de CO₂ viable pour la production de carburant de synthèse, même si cela pourrait constituer un appoint dans les situations où une infrastructure de transport du CO₂ est accessible.

62 [SIA Partners - \(2019\) Les nouveaux usages du CO₂](#)

63 [Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté, décembre 2024, CRE](#)

Encart 3.2 : Le CO₂ biogénique, premier palier de production des carburants de synthèse

Le CO₂ biogénique permet de franchir un premier palier de production des carburants de synthèse, avant que ne soit mobilisée la technologie DAC plus coûteuse (cf. section 3.4), pour peu que soient prises en compte les contraintes croisées entre le secteur source du CO₂ et le secteur utilisateur du CO₂.

Côté sources de CO₂ :

La production de la grande majorité des chaudières biomasse est hivernale, ce qui n'est pas compatible avec l'alimentation d'un site de production de carburant de synthèse, compte tenu du caractère capitalistique de ce site. En ce sens, les chaudières biomasse pourraient alimenter en CO₂ la filière CCS mais plus difficilement une filière CCU.

La production d'éthanol à partir de betterave, blé et maïs cultivés en France s'élève à 1.6 Mt/an, dont 70 % pour le bioéthanol routier (1.1 Mt) et 30 % pour l'alcool agricole. Sur des émissions de l'ordre de 1.1 MtCO₂/an, seules 25 % sont actuellement valorisées dans l'agroalimentaire. Dans l'avenir, la production d'éthanol pourrait atteindre à 1.9 Mt ; le bioéthanol serait produit à hauteur de 1.4 Mt et pourrait alors contribuer à la décarbonation des transports routier, aérien et maritime⁶⁴. En effet, le secteur de l'éthanol peut être, d'une part une source de CO₂ pour la production de carburant de synthèse aérien et maritime, mais aussi un secteur co-producteur de e-naphta avec ces carburants de synthèse. Ceci permettrait de produire un carburant durable pour le routier (25 % e-naphta, 75 % bioéthanol), assurant un complément à la stratégie prévue d'électrification de la majorité des véhicules. Cette perspective, impliquerait toutefois des évolutions réglementaires en Europe.

La production de CO₂ par les papeteries productrices de pâte de cellulose et les papeteries intégrées (pâte + papier) est à la fois continue et concentrée sur un petit nombre d'unités. Les seules papeteries du

64 Communication [Bioéthanol France](#)

Grand Est produisent collectivement 1 MtCO₂/an. La concentration du CO₂ de ces usines étant d'une vingtaine de pourcents, ce CO₂ peut être capté au moyen de technologies actuellement disponibles. Avec des sites émettant de 400 000 à 1 million de tonnes par an de CO₂, les papeteries offrent ainsi une source continue et à l'échelle de quelques MtCO₂ biogénique.

Côté utilisation du CO₂ :

Pour investir dans un projet de production de carburant de synthèse, un investisseur voudra sécuriser les intrants nécessaires avec une visibilité sur deux décennies et plus. Or, les secteurs fournissant les intrants du projet, les papeteries par exemple, obéissent à leur dynamique propre, ce qui crée pour l'investisseur un risque sur la fourniture de CO₂ difficile à maîtriser. La nécessité d'une convergence d'intérêt, sur un temps long, entre les secteurs économiques fournisseurs et consommateurs de CO₂ limitera donc probablement l'usage de CO₂ biogénique utilisable à un niveau inférieur à son potentiel théorique.

En conclusion :

Sur un potentiel de 5 MtCO₂ biogénique pour les papeteries de grandes tailles et 1.2 Mt pour les éthanoleries (tableau 3), on retiendra que 2 à 3 Mt pourraient être captées au profit de la filière CCU. Ceci constitue une ressource précieuse pour lancer une filière de carburant de synthèse en amont de l'utilisation des technologies DAC.

Cette hypothèse de 2 à 3 Mt est par nature incertaine car elle est conditionnée *in fine* à une convergence d'intérêt entre deux secteurs économiques qu'il est impossible d'anticiper ; par ailleurs, des évolutions réglementaires pour le secteur routier devront être mises en place suffisamment tôt pour permettre cette convergence entre secteurs économiques.

Les opportunités de valoriser le CO₂ biogénique dans la filière CCU, et en particulier pour la production de carburants de synthèse, méritent d'être recherchées, mais l'incertitude associée justifie en soi le développement des technologies DAC.

3.3. CAPTAGE DIRECT DU CO₂ DANS L'ATMOSPHÈRE

Le captage direct du CO₂ dans l'atmosphère (DAC) répond à deux objectifs : à des impératifs de défossilisation d'usages tels que le transport et la chimie, et, en association avec le stockage du CO₂, à des fins d'émissions négatives pour compenser les émissions diffuses difficiles à abattre⁶⁵ ou éliminer du CO₂ émis par le passé. Ainsi,

- L'AIE⁶⁶ considère qu'il sera nécessaire de déployer les technologies DAC pour capter de l'ordre de 85 MtCO₂ en 2030 et 1 GtCO₂ par an à l'horizon 2050. Il s'agit donc de créer les conditions d'une montée à l'échelle d'ampleur de ces technologies quasi-inexistantes aujourd'hui (0,01 MtCO₂).
- En Europe, de nombreuses études et de nombreux scénarios sont disponibles en termes d'objectifs de captage par les technologies DAC, ce qui témoigne d'une incertitude substantielle sur le sujet. La figure 1.6 indique un captage du CO₂ par les technologies DAC à hauteur de 173 MtCO₂/an en Europe en 2050. Selon une étude du JRC⁶⁷, ce sont 30 MtCO₂/an qui seront captées par DAC à l'horizon 2050. Une autre étude de la Commission européenne⁶⁸ montre un besoin de captage du CO₂ allant, selon les scénarios, de 16 MtCO₂/an à 155 MtCO₂/an en 2050 par les technologies DAC et BECC ; un scénario central évoque 33 MtCO₂/an pour le BECCS et 42 MtCO₂/an pour le DAC. De manière plus convergente, ces scénarios mobilisent le CO₂ capté au profit des filières CCS, CCU-carburant et CCU-matériaux respectivement pour 50 %, 40 % et 10 %.
- Peu de références sont disponibles pour quantifier le besoin en captage DAC pour la France.

65 En France, les petits émetteurs diffus de CO₂ représentent près de 70 % des sites avec des émissions supérieures à 50 ktCO₂/an.

66 [Direct Air Capture A key technology for net zero, AIE, 2022](#)

67 [Carbon-Capture-Utilisation-and-Storage-in-the-European-Union](#), Club CO₂/CE, synthèse du scénario central POTEnCIA2 (JRC, 2023)

68 [Europe's 2040 climate target and path to climate neutrality by 2050, impact assessment report, SWD \(2024\) 63](#)

Par ailleurs, du fait du coût unitaire de ces technologies qui restera significativement supérieur aux technologies de captage du CO₂ sur effluents industriels, il est probable que la montée en échelle des technologies DAC sera d'abord tirée par ces applications à forte valeur ajoutée, telles que la production de carburants durables. En conséquence, les technologies DAC devront être déployées, dès la prochaine décennie, pour la production de molécules énergétiques (carburants de synthèse...) nécessaires à la décarbonation de l'aviation, du maritime et de la chimie. À plus long terme, lorsque la maturité industrielle des technologies DAC aura été pleinement atteinte, leur mise en œuvre combinée avec un stockage géologique du CO₂ (DAC-CCS) pourrait devenir un pilier pour des stratégies de compensation d'émissions diffuses ou des stratégies d'élimination du CO₂. Cela nécessitera la mise en place d'un système de comptabilisation de crédits carbone.

BESOIN EN DAC POUR LA FRANCE

En conséquence, pour quantifier le besoin en captage DAC pour la France, un scénario réaliste peut être obtenu en considérant que le besoin en CO₂ extrait de l'atmosphère est tiré pour les prochaines décennies par la filière CCU-carburant; à un horizon post-2050, lorsque le besoin CCU-carburant sera satisfait et que les technologies DAC auront atteint leur pleine maturité, la filière DAC-CCS pourra monter en échelle.

C'est l'objet du chapitre 6 de donner une trajectoire de production des carburants durables qui permet de rationaliser le besoin en captage DAC en France, et dimensionner les efforts d'investissements associés. Cette trajectoire clarifie le besoin en électricité pour la production d'électrocarburants. Il importe de noter que la consommation électrique spécifiquement liée au DAC est inférieure à 10 % dans ce bilan, l'essentiel de la consommation étant imputable à l'électrolyse.

Par ailleurs, la trajectoire de production des carburants durables détermine un besoin en CO₂ capté à hauteur de 0.9 Mt sur la période 2035-40 et 6 Mt sur la période 2040-50, CO₂ qui devra être d'origine biogénique ou atmosphérique (c'est-à-dire obtenu par la technologie DAC). Dans la section 3.2, le potentiel en CO₂ biogénique a été estimé entre 1 et 2 Mt, avec une incertitude importante liée au couplage entre secteurs industriels. Compte tenu de ce potentiel, **il sera donc nécessaire de démarrer dans la décennie 2040 le déploiement industriel des technologies DAC jusqu'à une échelle permettant le captage de 4 à 5 MtCO₂ en 2050 pour la seule filière CCU.**

ÉTAT DES LIEUX DES TECHNOLOGIES DAC

En termes de maturité technologique, si le DAC bénéficie d'un effort croissant de développement, comme illustré sur la figure 3.3, sa maturité industrielle reste faible à ce jour.

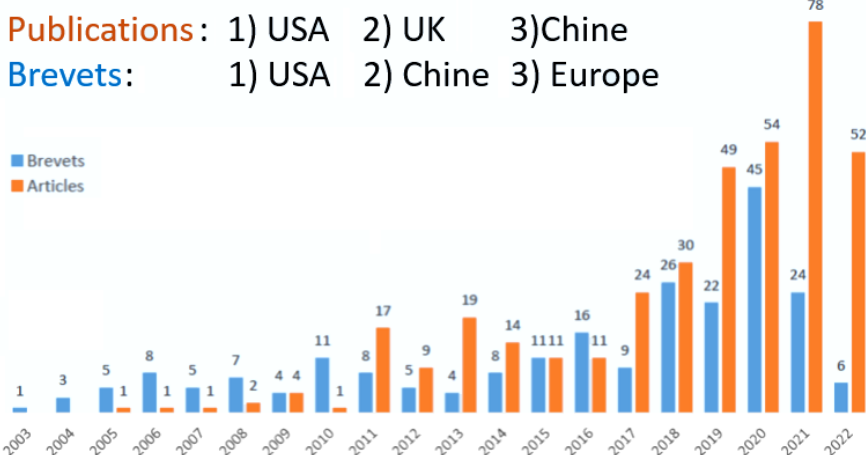


Figure 3.3 - Évolution des nombres de brevets et de publications consacrés aux technologies DAC, avec un classement par grandes zones géographiques (données communiquées par IFPEN).

Dans le monde, la plupart des installations DAC en opération à ce jour (18 en 2022) sont relativement petites et vendent le CO₂ capté aux industries à proximité. Deux principaux acteurs offrent des services d'élimination du carbone, Climeworks (Suisse) et Carbon Engineering (Canada):

- La société Carbon Engineering met en œuvre une technologie utilisant des absorbants liquides (DAC-L)) *via* un cycle potassium/calcium par précipitation en phase aqueuse et régénération centralisée. Ces solvants nécessitent une température élevée (900 °C) et consomment ainsi une énergie importante (8,8 GJ par tonne de CO₂ extrait)⁶⁹.
- La société Climeworks⁷⁰ met en œuvre une technologie utilisant des adsorbants solides (DAC-S) imprégné avec une amine. La majeure partie de l'énergie consommée provient d'une chaleur de faible intensité (70-100 °C), ce qui minimise le coût énergétique effectif (utilisation de chaleur fatale, recyclage des flux de chaleur dans les sites de production de molécules énergétiques...). La consommation serait de l'ordre de 13 GJ par tonne de CO₂ extrait, dont 85 % sous forme de chaleur basse température.

Ces deux technologies (DAC-L et DAC-S) font référence aujourd'hui et bénéficient d'un premier palier d'industrialisation.

En parallèle, plusieurs autres technologies sont en phase d'émergence avec plusieurs dizaines de start-up positionnées sur ce créneau.

69 Keith *et al.*, Joule 2, 1573–1594, 2018, Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.05.006>

70 La société suisse Climeworks a mis en œuvre, en Islande, une unité industrielle de DAC captant 4000 t/an de CO₂ extrait de l'atmosphère (Orca) et stocké dans une mine de basalte à 1 kilomètre de profondeur. Cette unité est en phase de démarrage pour une unité de 36000 t/an (Mammoth) sur le même site.

Tableau 3.4 -Illustration des procédés DAC avec quelques exemples d'entreprise les développant ou les mettant déjà en œuvre

Type de technologie	Agent de captage	TRL
Chimisorption Liquide (sol alcaline) ou amines liquides	DAC-L Solution KOH, Procédé continu haute température, faible coût agent de captage, forte consommation d'eau, 2 km linéaires de contacteurs ⁷¹ pour 1 MtCO ₂ /an Énergie électrique = 2,3 GJe/tCO ₂ Énergie thermique = 6,8 GJ/tCO ₂ (900 °C)	TRL 8 Carbon Engineering ⁷²
Chimisorption Ad- et ab-sorbant solide	DAC-S - Amine sur solide, ou solide amorphe Procédé discontinu, faible température, enjeu de stabilité des sorbants, Énergie électrique : 2,5 GJe/tCO ₂ Énergie thermique : ~11 GJ/tCO ₂ (100 °C)	TRL 8 Climeworks ⁷³ HIF Global ⁷⁴
m-DAC Membrane	Procédé continu, faible pureté du CO ₂ , montée en échelle difficile Énergie électrique : 0,5-0,6 GJe/tCO ₂ Énergie thermique : 0 GJ/tCO ₂	TRL 4-5 CO ₂ circulAir ⁷⁵
Cryogénie	Procédé continu, pas d'agent aminé, production de CO ₂ liquide, bonne pureté CO ₂ Énergie électrique : 4 à 5 GJe/tCO ₂ Énergie thermique : 0 GJ/tCO ₂	TRL 4-5 Cryo Pur
Électrochimie (solvants hydroxyde)	Procédé continu, bonne pureté du CO ₂ (électrodialyse), montée à l'échelle difficile Énergie électrique : 4 GJe/ tCO ₂ Énergie thermique : 0 GJ/tCO ₂	TRL 2-3 RepAir Verdorex Yama

- 71 La taille des contacteurs est déterminée par le volume d'air à traiter et la vitesse du gaz dans le contacteur qui ne pourra pas aller au-delà de quelques mètres par seconde pour éviter trop de perte de charge. Pour l'instant, aucune technologie n'est significativement plus compacte que celle proposée par Carbon Engineering.
- 72 Occidental ADNOC et Carbon Engineering développent le [South Texas DAC Hub \(Texas\)](#), un projet de captage direct du CO₂ visant jusqu'à 30 millions de tonnes par an et une capacité de stockage géologique estimée à 3 milliards de tonnes, en phase d'études détaillées et de tests de puits en 2025.
- 73 Le [processus Climeworks](#) consomme environ 9 GJ de chaleur à environ 100 °C, ainsi que 2 GJe d'électricité, pour capter une tonne de CO₂.
- 74 [Baker Hughes Baker Hughes and HIF Global to Collaborate on Direct Air Capture Technology](#). D'après les brevets, les MOF Mg₂ (dobpdc) aminés, présentent une capacité d'adsorption décrite 3,4 mmol/g dans les conditions DAC.
- 75 Le procédé [CO₂CirculAir](#) consiste en une absorption du CO₂ par « membrane gas absorption (MGA) » puis ii) une régénération par électrodialyse à membranes bipolaires.

Cet état des lieux montre qu'une base technologique existe pour le DAC. Néanmoins la maturité reste insuffisante au regard des besoins. La brique technologique DAC, parce que nécessaire à grande échelle à moyen terme, est clairement une technologie de décarbonation sur laquelle il est nécessaire d'investir. Les enjeux d'amélioration portent essentiellement sur la performance de la séparation du CO₂ tant du point de vue de l'énergie liée au captage du CO₂ que de la robustesse des adsorbants vis-à-vis de la variabilité de l'humidité relative et de la température atmosphérique (section 3.4). Plus précisément, les procédés DAC disponibles aujourd'hui ont une consommation d'une dizaine de GJ/tCO₂. L'extraction du CO₂ dans l'atmosphère (concentration 0,04 %) est donc 4 à 5 fois plus énergétivore que l'extraction du CO₂ en fumée d'usine (concentration 20 %). Alors que le rapport de concentration est de 1/500 entre les fumées industrielles et l'atmosphère, le ratio en énergie pour le captage du CO₂ n'est que 1/5, illustrant le comportement logarithmique de la physique sous-jacente⁷⁶.

FEUILLE DE ROUTE DE MAÎTRISE DES TECHNOLOGIES DAC EN FRANCE

Le paysage technologique du DAC étant encore mouvant, il importe de créer, en France, une capacité pérenne de maîtrise des technologies à l'état de l'art et d'innovation pour les prochaines générations technologiques.

La technologie DAC-L semble disposer d'une certaine maturité⁷⁷. Elle utilise une source de chaleur à 900 °C, aujourd'hui produite par combustion de gaz naturel (avec récupération du CO₂ fossile ainsi généré). La performance énergétique exige de valoriser cette chaleur en tant que sous-produit du procédé.

La technologie DAC-S nécessite une maturation afin que les matériaux adsorbants puissent avoir les performances requises et être produits à l'échelle nécessaire. Cette technologie utilise une chaleur à une centaine de degré qui peut être aisément obtenue à partir de la chaleur fatale d'autres installations du site industriel.

⁷⁶ Voir annexe 1 du rapport 2023 de l'Académie des technologies, « Décarbonation du secteur aérien »

⁷⁷ Le [projet STRATOS de 1PointFive](#) (USA, Texas) est une usine commerciale de captage direct de CO₂ dans l'air (DAC) d'une capacité de 500 ktCO₂/an destiné à son stockage géologique. Elle utilise la technologie *Carbon Engineering*.

Le déploiement à grande échelle de la technologie DAC apparaît dans la décennie 2040. Ceci laisse le temps pour sélectionner et développer une technologie DAC avec une performance dûment qualifiée sous maîtrise française et européenne. Il est important pour ce faire de développer un écosystème de compétences et de moyens expérimentaux.

À cette fin, **l'investissement sur une plateforme expérimentale et sur les compétences associées** est nécessaire pour créer les conditions d'une maîtrise industrielle du captage du CO₂ dans l'atmosphère [Recommandation [RC3.2](#)].

Cette plateforme expérimentale vise à optimiser et s'approprier une technologie DAC-S, la technologie DAC-L étant déjà à un bon niveau opérationnel. Cette activité permettra le choix et la sécurisation de la technologie à industrialiser après 2040.

La plateforme permettra de travailler à deux échelles. La première échelle aura pour objectif de tester et qualifier les matériaux nécessaires au captage du CO₂. La deuxième échelle, mobilisant des moyens plus importants, permettra le développement et la qualification des procédés de captage dans des conditions représentatives. Cette plateforme est un outil indispensable pour limiter les risques dans le passage à l'échelle industrielle. Dans la durée, une telle plateforme pourra accompagner la montée en TRL de générations successives de DAC ; elle contribuera aussi à la continuité d'un écosystème de compétences permettant à la France d'être à l'état de l'art du sujet.

Cette capacité de maîtrise technologique devra permettre de clarifier les paramètres critiques tels que la consommation énergétique (chaleur et électricité), l'impact de la variabilité des conditions atmosphériques (taux d'humidité, T° du flux d'air, compétition entre l'adsorption de l'eau, de l'azote et du CO₂), la consommation des matériaux, la stabilité des sorbants en présence d'oxygène, d'humidité et de polluants.

En parallèle de l'utilisation de la plateforme système, il sera important de développer des partenariats industriels à l'échelle française et européenne, par exemple pour garantir l'approvisionnement en matériaux innovants à une masse significative pour alimenter la plateforme.

3.4. RESSOURCES ET IMPACTS POUR LE CAPTAGE DU CO₂

La montée en échelle du captage technologique du CO₂ pose des questions spécifiques qu'il convient d'examiner dès les premiers choix technologiques, aussi bien pour le captage en milieu concentré que le captage en milieu dilué.

PÉNALITÉ ÉNERGÉTIQUE

La question énergétique est bien sûr centrale. Des innovations, qu'il s'agisse d'amélioration des technologies existantes ou d'exploration de concepts totalement nouveaux, pourront diminuer encore la pénalité énergétique car la limite théorique est bien inférieure aux performances actuelles⁷⁸. Les pistes explorées portent par exemple sur l'utilisation de nouveaux matériaux ou de procédés moins énergivores utilisant des membranes avancées, des solvants plus efficaces ou encore la cryogénie.

IMPACT ENVIRONNEMENTAL DES TECHNOLOGIES

La durabilité et l'impact environnemental sont aussi des préoccupations importantes. Les solvants aux amines, largement utilisés pour le captage du CO₂ par exemple, présentent des risques de dégradation chimique au cours du temps, qui peuvent se traduire par des émissions secondaires et des coûts supplémentaires pour leur gestion. Des travaux de recherche sont en cours pour développer des solvants plus stables, moins corrosifs et ayant une empreinte environnementale réduite.

Si les technologies de captage du CO₂ ne présentent pas de dépendance majeure aux matériaux critiques, cela n'exclut toutefois pas la nécessité d'assurer une chaîne d'approvisionnement durable pour les matériaux courants utilisés (métaux pour les équipements, solvants, sorbants). Le recyclage et la réutilisation de ces matériaux doivent également être intégrés dans la conception des systèmes de captage. Pour chaque

78 Extraire le CO₂ d'un milieu implique une réduction entropique dont le coût thermodynamique dépend de la concentration du CO₂ dans ce milieu. L'énergie minimale théorique requise (au sens de la thermodynamique) pour extraire le CO₂ de l'air à 400 ppm et le délivrer à 1 bar est de l'ordre de 0,45 GJ/t CO₂.

technologie, il conviendra d'examiner l'ensemble des ressources requises après avoir extrapolé la consommation aux échelles requises. À titre d'illustration, le captage d'1 Mt de CO₂, dans une technologie DAC-S avec un matériau dont la capacité massique d'adsorption est de 10 %, va requérir de l'ordre de 400 t de matériaux⁷⁹. Ce point est tout à fait central dans le choix des technologies et doit être anticipé à l'aune des Mt de CO₂ à capter.

Les technologies proposées par les sociétés Climeworks et Carbon Engineering requièrent une surface pour leur déploiement de l'ordre de quelques 0,1 km² par Mt de CO₂ capté. Ces chiffres sont inférieurs à la taille des grandes raffineries actuelles (> 1 km²) et, bien qu'importants, ne sont pas rédhibitoires. Ces performances annoncées devront par contre être étayées et ceci renforce le besoin d'une montée en compétences de la France sur le sujet.

INTERMITTENCE

L'intermittence peut aussi représenter un défi majeur pour le captage du CO₂, que cette intermittence soit liée à la production de fumées (interruption des processus industriels) ou à la disponibilité de l'énergie (particulièrement dans les systèmes fonctionnant à partir d'énergies renouvelables). L'accès à un stockage temporaire des fumées ou un stockage d'énergie (batteries,...) sera probablement trop pénalisant économiquement. La flexibilité du procédé sera donc un paramètre déterminant de l'optimisation technologique.

Cette flexibilité est définie par une échelle de temps caractéristique du procédé. Par exemple, pour un système alimenté par des générateurs PV ou éoliens, les variations de puissance à l'échelle de quelques secondes sont importantes et difficilement compatibles avec des procédés industriels chimiques.

En revanche, en France, il est possible d'alimenter les systèmes industriels à la fois par des excédents de productibles, intermittents par nature, et par le réseau usuel; il est alors possible d'assurer une modulation lente des systèmes industriels avec des variations de puissance maîtrisées, par

79 Le captage de 1 Mt de CO₂/an (soit 125 t/heure) par une technologie DAC-S fonctionnant en 3 cycles de 20 mn par heure, implique pour chaque cycle le captage de 40 tCO₂, soit un besoin de $\frac{40 \text{ tCO}_2}{10 \%} = 400 \text{ t de matériau}$.

exemple inférieures à 10 % par heure. Une telle approche permettrait tout à la fois d'utiliser des ressources énergétiques en excédent et d'apporter une flexibilité de la demande industrielle à une échelle importante.

Coûts

Les coûts du captage sont variables selon les secteurs d'application (figure 3.4). Ils dépendent de la concentration en CO₂ des fumées, de leur volume, de la composition de ces fumées, du procédé de captage de CO₂, du taux de captage de CO₂... Le besoin en énergie et en vapeur, et l'intégration avec l'usine dans laquelle l'installation de captage de CO₂ est implantée sont aussi des éléments importants pour l'économie.

Ainsi, sur les fumées concentrées en CO₂ telles que celles issues du traitement de gaz naturel ou d'usine de production d'éthanol, le coût du captage de CO₂ peut se situer entre 15 et 25 €/tCO₂, tandis que sur des fumées diluées, le coût peut dépasser les 100 €/tCO₂.

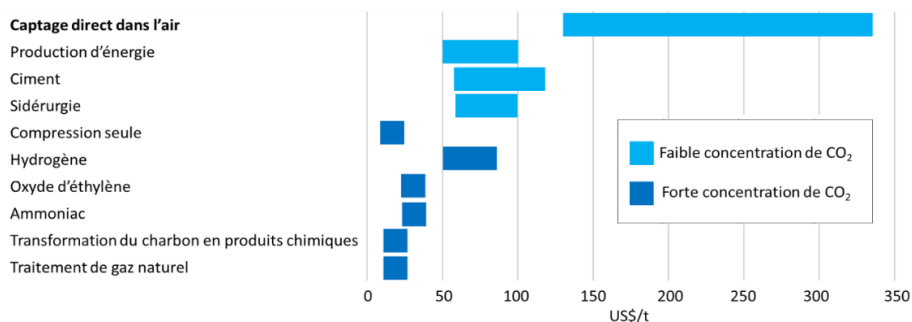


Figure 3.4 - Coût captage de CO₂ en fonction de la concentration du flux⁸⁰

80 Figure construite d'après "Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage", IEA, 2020

Quels que soient les procédés considérés, il est important de qualifier les performances énergétiques dans le détail car elles seront dimensionnantes dans la montée en échelle effective du déploiement et pour l'économie associée. À titre d'exemple, l'encart 3.3 donne une illustration du coût énergétique des différents composants et fonctions associés à un procédé.

Le coût de la mise en œuvre d'une technologie doit être mis en regard de la valeur qu'elle crée :

- Le coût de captage du CO₂ sur fumées concentrées est de l'ordre de 20 à 40 € /tCO₂ (Figure 3.4). Dès lors, en considérant un coût moyen d'une centaine d'euro par tonne de CO₂ pour le CCS, le poids du captage sera de 20 % à 40 % pour la plupart des applications.
- Les valeurs économiques de référence sont différentes pour la filière CCU. Ainsi, la valeur d'une tonne de carburant de synthèse pourra être proche de 4 k€ à maturité industrielle⁸¹. Elle mobilise de l'ordre de 3 tonnes de CO₂ dont le coût unitaire pourra atteindre 200 à 300 €/tCO₂ pour la technologie DAC à maturité. Le poids du captage du CO₂ par DAC dans la production de carburant de synthèse varie alors de 15 % à 22 %. Ainsi, même une technologie de captage à 300 €/tCO₂ pourrait créer suffisamment de valeur dans une filière CCU pour voir son déploiement justifié.

Ces considérations sur le coût relatif du DAC dans la filière CCU amènent à une conclusion sur la feuille de route globale de déploiement de la technologie. En effet, dans une première phase de déploiement, c'est-à-dire jusqu'en 2050, les technologies DAC ne pourront être déployées à grande échelle que par des applications à très forte valeur ajoutée comme la production d'électrocarburants. Cette application allie en effet à la fois la réponse à un besoin essentiel de défossilisation et une cohérence économique. Au-delà de 2050, la maturité technico-économique sera meilleure et devrait permettre le déploiement de projets de DAC-CCS, associant captage du CO₂ dans l'atmosphère et stockage du CO₂.

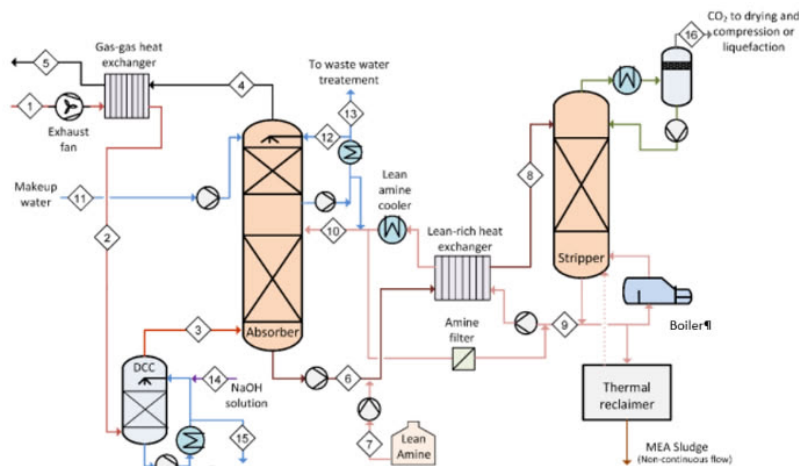
81 Cet ordre de grandeur vient du rapport 2023 de l'Académie <https://www.academie-technologies.fr/publications/la-decarbonation-du-secteur-aerien-par-la-production-de-carburants-durables-rapport-et-avis/> avec une marge ajoutée par prudence.

De manière plus générale, les filières pour lesquelles le CO₂ stocké est biogénique (BECCS) ou est extrait directement de l'atmosphère (DAC-CCS) ne peuvent pas être financées par un émetteur initial ni par un utilisateur final. Dans le cas d'une stratégie de compensation, le modèle économique peut reposer sur le secteur valorisant ainsi l'effacement de ces émissions. Dans le cas d'une stratégie CDR (*Carbone Dioxide Removal*), le modèle économique devra être construit de manière *ad hoc*.

Encart 3.3 : Illustration des bilans pour le captage du CO₂ par adsorption sur solide

Les éléments ci-dessous résultent du rapport européen [CEMCAP H2020-LCE-2014-1, 2019](#).

La figure 3.5 présente un schéma d'un système de captage de CO₂ aux amines, dans le cas particulier des MonoEthanolAmine (MEA). Le besoin électrique pour le ventilateur et les pompes est évalué à 0,52 MJe/kg CO₂. Le besoin en chaleur est de 3.8 MJ/kgCO₂ avec une température de 128 °C. Le besoin de refroidissement des différents échangeurs, égale à 3,6 MJ/kg CO₂, utilise une eau à 15 °C.

Figure 3.5 - Schéma d'un système de captage de CO₂ aux amines

La perte d'amines par dénaturation et par émissions dans les fumées décarbonées et le CO₂ est de 1,4 kg MEA/tonnes de CO₂ selon le rapport de SINTEF. Cette consommation d'amines et les rejets associés sont un des points critiques de la technologie.

Encart 3.4: Captage de CO₂ par les méthodes cryogéniques

Les références actuelles pour le captage du CO₂ concernent principalement des procédés par absorption chimique ou par adsorption sur solide. Cet encart porte sur une alternative à explorer : les méthodes cryogéniques.

Les méthodes cryogéniques font actuellement l'objet d'un effort d'industrialisation pour le captage du CO₂ dans des fumées concentrées. Un avantage des méthodes cryogéniques réside dans leur faible dépendance en la concentration. Elles pourraient donc être prometteuses pour ce qui concerne le captage du CO₂ dans l'air.

Ces méthodes reposent sur des cycles thermodynamiques, dans le diagramme température pression, qui discriminent les gaz selon leurs propriétés. Par exemple, en refroidissant suffisamment un gaz porteur de CO₂, ce dernier givre et se dépose comme un solide. Avec une remontée en température, le CO₂ peut alors être récupéré en phase liquide.

Plusieurs types de cycles thermodynamiques peuvent être considérés dans leur capacité à séparer le CO₂. Les défis relèvent de l'optimisation technologique du procédé qui doit permettre un séchage efficace du gaz porteur et surtout une recirculation extrêmement performante de l'énergie consommée pour refroidir le gaz porteur entrant. La maîtrise des technologies de production de froid et des échangeurs est ici essentielle et requiert une grande compétence industrielle.

Si ces défis sont résolus, ces méthodes présentent l'intérêt majeur de ne pas consommer de matériaux ou d'intrants autres que l'électricité.

Les technologies sont disponibles mais leur intégration passe par un travail de conception d'une grande finesse. La garantie de performance, notamment sur les plans énergétiques et économiques, nécessite l'investissement de démonstrateurs de taille significative permettant d'acquérir la maturité industrielle.

3.5. SYNTHÈSE DES PRINCIPAUX MESSAGES ET RECOMMANDATIONS

Les technologies de captage du CO₂ dans les fumées industrielles à forte concentration sont disponibles avec une consommation électrique de l'ordre de 2 à 3 GJe par tonne captée et un coût dans une fourchette de 20 € à 40 € par tonne. Pour des fumées moins concentrées, les coûts de captage peuvent atteindre 100 € la tonne de CO₂. Pour ces rejets plus dilués comme pour les sources biomasse, des évolutions technologiques restent nécessaires, notamment *via* des procédés hybrides et des matériaux résistants aux impuretés.

Le captage du CO₂ biogénique en France représente un levier stratégique pour les filières CCS et CCU. Avec plus de 20 Mt/an de CO₂ biogénique capté à l'horizon 2050, la SNBC 3 fixe un objectif ambitieux. La grande majorité de ce CO₂ biogénique sera stocké, une partie plus limitée, de l'ordre de 1 à 2 Mt, étant dévolue à la production de carburant de synthèse. Cette évaluation de 1 à 2 Mt est incertaine, car dépendant de la prise en compte de contraintes logistiques et d'une nécessaire convergence d'intérêt entre les secteurs émetteur et consommateur du CO₂. Parmi les sources émettrices de CO₂ biogénique, les papeteries et les éthanoleries apparaissent comme les secteurs les plus pertinents pour la production de carburant de synthèse.

Le captage direct du CO₂ atmosphérique (DAC) est disponible aujourd'hui à une faible maturité industrielle. Parce que cette technologie est appelée à jouer un rôle central dans la neutralité carbone, il est indispensable d'investir dans le développement technologique de générations successives de solutions. Notamment, il apparaît nécessaire pour la France d'investir dans un écosystème de compétences et de moyens expérimentaux permettant d'être acteur de ces développements. La technologie DAC restera plus coûteuse sur les plans énergétiques et économiques que le captage du CO₂ en fumées concentrées. Il est néanmoins important de noter que le coût des technologies DAC doit être apprécié de manière relative à la valeur créée par l'application. Ainsi, l'emploi d'une technologie DAC, par exemple à 10 GJe et 200 € par tonne de CO₂ extrait de l'atmosphère, apparaît parfaitement justifié pour la production de carburant de synthèse. En cohérence, le développement des technologies DAC pourrait être tiré par la filière CCU en priorité sur la filière CCS.

La montée en échelle du captage du CO₂ soulève des enjeux énergétiques, environnementaux et économiques majeurs. Les technologies concernées disposent encore d'un large potentiel d'amélioration, avec notamment pour objectif, la réduction de la consommation d'énergie, l'efficacité des matériaux utilisés et la limitation des impacts associés à la mobilisation à grande échelle de ces matériaux. Afin de renforcer des positions industrielles choisies, la France doit lancer des premiers projets industriels, notamment pour les technologies de captage présentant un intérêt stratégique avéré, tant du point de vue de la décarbonation que de leur viabilité économique, et ce, en cohérence avec une approche européenne visant à développer certaines compétences clés tout en s'appuyant, lorsque cela est pertinent, sur des solutions développées ailleurs en Europe.

Recommandations

Les technologies de captage du CO₂, essentielles aux objectifs de décarbonation, disposent d'une grande marge d'amélioration.

RI3.1: Assurer la maîtrise française et européenne des technologies de captage de CO₂ concentré pour atteindre les performances nécessaires à un déploiement à grande échelle (pénalité énergétique, adaptation aux petits émetteurs, gestion des contaminants, etc.).

RC3.2: Investir dans un écosystème de compétences, de moyens expérimentaux et de premiers projets industriels.

Cela inclut notamment la mise en place d'une plateforme expérimentale dédiée au DAC, apte à renseigner les données de base et à qualifier les procédés qui permettront de dérisquer les décisions industrielles :

- Composante analytique: Tester les nouveaux matériaux; renseigner les données de base associées,
- Composante procédé: Qualifier et optimiser les procédés pour dérisquer l'industrialisation.

Cette plateforme permettra de développer un ensemble de compétences sur les systèmes DAC et une stratégie de partenariats industriels à l'échelle française et européenne.

Chapitre 4

PURETÉ ET TRANSPORT DU CO₂

Le CO₂ capté n'est jamais pur; il contient des impuretés en traces qui restent dans le flux de CO₂ qui sera transporté pour être stocké ou transformé en produits. Les infrastructures de transport et de stockage étant mutualisées, celles-ci accepteront des émetteurs un CO₂ contenant diverses concentrations d'une gamme d'impuretés.

La composition de ce flux est importante car elle peut affecter l'intégrité du mode de transport (pipelines, navires, barges, camions, trains). La combinaison des flux provenant de plusieurs émetteurs crée des mélanges au sein desquels les impuretés peuvent réagir et compliquer considérablement la purification ou avoir des effets différents sur les infrastructures de transport et de stockage (phénomènes de corrosion par exemple). Par ailleurs, la composition de ce flux doit être compatible avec le devenir du CO₂, stockage ou utilisation pour diverses applications qui ont aussi leurs contraintes spécifiques. Or, s'il existe des spécifications sur la qualité du CO₂ spécifiques à certains projets, il n'y a aujourd'hui aucune méthodologie pour déterminer une spécification adaptée à un réseau de transport particulier.

Ce chapitre analyse les enjeux de qualité, de purification et de transport du CO₂, éléments déterminants pour le déploiement des filières de captage, d'utilisation et de stockage du carbone. Il revient tout d'abord sur la variabilité de la composition du CO₂ capté selon les secteurs industriels et les technologies de captage, et rappelle les enjeux de la purification (section 4.1). Il présente ensuite quelques spécifications de qualité du CO₂ selon les usages (alimentaire, e-fuels, transport et stockage) et détaille les verrous qui restent à lever (section 4.2). Il expose enfin un panorama des besoins en infrastructures à horizon 2030 et 2050 pour structurer une filière nationale et européenne cohérente et un état des lieux des projets en cours (section 4.3). Ce chapitre se clôt avec une synthèse des principaux messages

et des recommandations pour structurer une filière CCS/CCU nationale cohérente (section 4.4).

4.1. QUALITÉ DU FLUX DE CO₂ CAPTÉ

La composition des fumées industrielles est très variable selon le type d'industrie. Pour les combustions, des seuils réglementaires maximums sont définis pour la protection de la santé humaine (Tableau 4.1) et ces valeurs maximales sont généralement retrouvées telles quelles dans les mesures des émissions des fumées industrielles.

Tableau 4.1 - Valeurs limites d'émissions en 2024

Substance	Valeur limite d'émissions (France)
NOx (dont NO ₂)	120 mg/Nm ³ (dont NO ₂ : 20)
Sox	125 mg/Nm ³
Particules PM ₁₀	20 mg/Nm ³
Particules PM _{2,5}	10 mg/Nm ³

On notera que ces seuils ne sont toutefois pas nécessairement adaptés aux conditions de transport du CO₂.

Les technologies de captage s'avèrent plus ou moins performantes selon la composition du flux à traiter et la nature du procédé de captage utilisé. Les impuretés présentes dans le flux de CO₂ capté dépendent ainsi de plusieurs facteurs, tels que :

- La composition chimique des gaz de combustion ou des gaz combustibles, sur lesquels le CO₂ sera capté ainsi que les conditions opératoires,
- La technologie de captage du CO₂ mise en œuvre.

Ainsi dans le flux de CO₂ capté, on trouvera des traces de

- H₂O, O₂, H₂S, SOx, NOx, HCN... sur une unité industrielle,
- CO, H₂, H₂S sur une usine sidérurgique,

- Alcools, CH₄, H₂S sur une unité de production de bioéthanol,
- Amines, Glycol, MeOH quand des procédés de lavage aux amines sont utilisés.

Il en résulte une forte variabilité des coûts de captage et des opérations de mise en qualité de pureté du CO₂ en aval du captage, qui peuvent fortement impacter l'économie d'un projet de CCS ou CCU.

PURIFICATION DU CO₂

Une purification du flux de CO₂ est donc nécessaire pour atteindre la qualité du CO₂ requise pour le transport du CO₂ ou les spécificités liées à sa future utilisation. Les points délicats de cette purification portent non seulement sur des substances polluantes mais aussi sur des substances non polluantes, telles que la vapeur d'eau et l'oxygène qui sont des molécules chimiquement actives susceptibles de générer des problèmes de corrosion des infrastructures de transport de CO₂ et d'induire des évolutions physico-chimiques indésirables au sein des stockages. La présence de poussières et de métaux lourds peut aussi affecter l'injectivité du CO₂. Ces substances peuvent être éliminées par filtration, lavage, adsorption sur charbons actifs associés à des composants réactionnels pour neutraliser des substances comme H₂S.

Les polluants NO_x, SO_x, Cl, F forment des acides qui doivent être condensés et neutralisés. Les technologies mises en œuvre dépendent fortement de la taille et de la gestion des produits issus des neutralisations. Les scrubbers permettent d'atteindre des teneurs en SO_x inférieurs à 1 ppm ; il en est de même pour le Chlore et le Fluor ; pour les NO_x pour lesquels la teneur en NO est de l'ordre de 90 %, les options techniques sont plus complexes. Pour toutes les technologies de captage, la dépollution est essentielle pour garantir la qualité du CO₂. Dans le cas d'un captage du CO₂ par des amines, la dépollution a aussi pour objectif de limiter leur dénaturation.

4.2. SPÉCIFICATIONS SUR LA QUALITÉ DU FLUX DE CO₂ ET ENJEUX

SPÉCIFICATION POUR LE CO₂ ALIMENTAIRE

Le transport du CO₂ pour l'agro-alimentaire s'effectue en phase liquide et par camions, il existe aussi plusieurs bateaux carbonniers transportant aussi le CO₂ en phase liquide.

Deux normes industrielles très proches l'une de l'autre, EIGA et ISBT⁸², définissent les seuils limites de polluants pour le CO₂ de qualité alimentaire (Tableau 4.2). Les spécifications de qualité sont vérifiées pour chaque emport par camion afin d'éviter toute contamination de la chaîne logistique par du CO₂ de moindre qualité. Ce sont environ 800 000 tCO₂/an qui sont ainsi transportées en France. Quant au CO₂ qui ne respecte pas la qualité alimentaire, il doit être transporté par une chaîne logistique spécifique.

82 EIGA : *European Industrial Gases Association*
ISBT : *International Society of Beverage Technologists*

Tableau 4.2 - Spécifications de qualité pour le CO₂ alimentaire (Spécifications EIGA)

Component	Concentration
Assay	99.9% v/v min.
Moisture	50 ppm v/v max. (20 ppm w/w max.)
Ammonia	2.5 ppm v/v max.
Oxygen	30 ppm v/v max.
Oxides of Nitrogen (NO/NO ₂)	2.5 ppm v/v max. each
Non-volatile residue (particulates)	10 ppm w/w max.
Non-volatile organic residue (oil and grease)	5 ppm w/w max.
Phosphine***	0.3 ppm v/v max.
Total volatile hydrocarbons (calculated as methane)	50 ppm v/v max. of which 20 ppm v/v max non-methane hydrocarbons.
Acetaldehyde	0.2 ppm v/v max.
Benzene	0.02 ppm v/v max.
Carbon Monoxide	10 ppm v/v max.
Methanol	10 ppm v/v max.
Hydrogen Cyanide*	0.5 ppm v/v max
Total Sulphur (as S)**	0.1 ppm v/v max.
Taste and Odour in Water	No foreign taste or odour

SPÉCIFICATIONS DU CO₂ POUR LES E-FUELS

Pour la production d'e-fuels, il n'y a pas de spécifications normalisées de qualité du CO₂. La voie principale de réduction du CO₂ est le *Reverse Water Gaz Shift* (RWGS) qui utilise des catalyseurs. La contrainte est donc d'éviter l'empoisonnement des catalyseurs, ce qui suppose de réduire sous un seuil inférieur à 0,1 mg/Nm³ les SO_x, les NO_x, NH₃, H₂S, Cl₂, H₂S, CS₂, qui sont tous des poisons de catalyseurs.

SPÉCIFICATION POUR LE TRANSPORT DE CO₂ PAR BATEAUX ET CARBODUCS

Le projet européen Northern Lights a établi des spécifications très strictes, pour éviter les corrosions, d'où les valeurs très faibles (Tableau 4.3) pour la vapeur d'eau, l'oxygène, les SO_x, les NO_x, l'H₂S, les principaux COV (Composés Organiques Volatils). Ces spécifications ont interpellé et inquiété les acteurs du captage du CO₂, car le coût de purification du CO₂ s'avère très élevé et il est difficile aujourd'hui de démontrer qu'une moindre qualité serait sans risque.

Tableau 4.3 - Spécifications de qualité pour le CO₂ liquide – Northern Lights

Component	Unit	Limit for CO ₂ Cargo within Reference Conditions
Carbon dioxide (CO ₂)	mol-%	Balance (Minimum 99.81%)
Water (H ₂ O)	ppm-mol	≤ 30
Oxygen (O ₂)	ppm-mol	≤ 10
Sulphur oxides (SO _x)	ppm-mol	≤ 10
Nitrogen oxides (NO _x)	ppm-mol	≤ 1.5
Hydrogen Sulfide (H ₂ S)	ppm-mol	≤ 1
Amine	ppm-mol	≤ 10
Ammonia (NH ₃)	ppm-mol	≤ 10
Formaldehyde (CH ₂ O)	ppm-mol	≤ 20
Acetaldehyde (CH ₃ CHO)	ppm-mol	≤ 20
Mercury (Hg)	ppm-mol	≤ 0.0003
Carbon Monoxide (CO)	ppm-mol	≤ 100
Hydrogen (H ₂)	ppm-mol	≤ 50
Methane (CH ₄)	ppm-mol	≤ 100
Nitrogen (N ₂)	ppm-mol	≤ 50
Argon (Ar)	ppm-mol	≤ 100
Methanol (CH ₃ OH)	ppm-mol	≤ 30
Ethanol (C ₂ H ₅ OH)	ppm-mol	≤ 1
Total Volatile Organic Compounds	ppm-mol	≤ 10
Mono-Ethylene Glycol (MEG)	ppm-mol	≤ 0.2
Tri-Ethylene Glycol (TEG)	ppm-mol	≤ 0.2
BTEX	ppm-mol	≤ 0.5
Ethylene (C ₂ H ₄)	ppm-mol	≤ 50
Hydrogen Cyanide (HCN)	ppm-mol	≤ 100
Aliphatic Hydrocarbons (C ₃ +)	ppm-mol	≤ 1,100
Ethane (C ₂ H ₆)	ppm-mol	≤ 75
Solids, particles and/or dust	μ-mol	≤ 1.0

ENJEUX

L'enjeu est aujourd'hui de trouver la spécification optimale pour le transport du CO₂, sachant que cette spécification devra prendre en compte les émetteurs et les procédés de captage de CO₂ mis en œuvre, ainsi que des modes et des conditions de transport. L'objectif est de limiter les risques de

- Corrosion des infrastructures,
- Perte d'efficacité du transport,
- Impacts sur la santé et l'environnement (H₂S et CO notamment),
- Comportement de phase instable dans les pipelines,

tout en garantissant un coût de purification acceptable [Recommandation [RS4.1](#)].

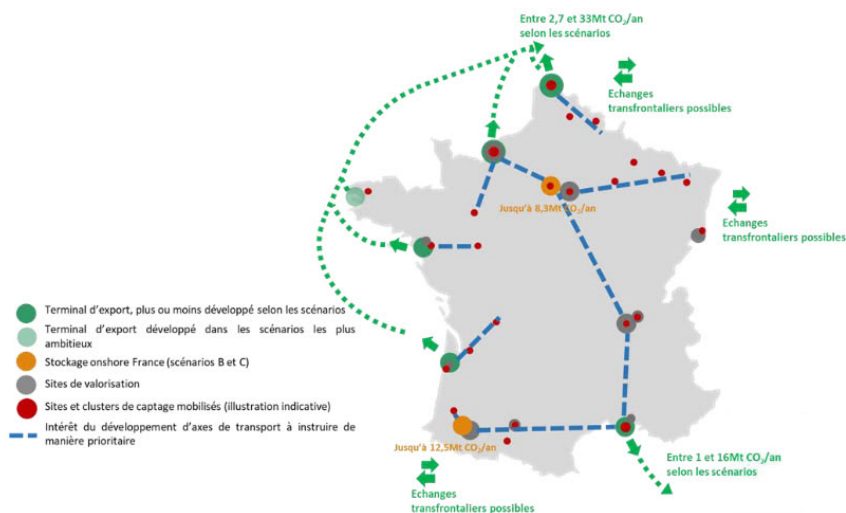
Une difficulté réside dans le manque de connaissances sur les comportements des mélanges : les gammes d'impuretés sont très larges, les conditions opératoires variées, les mécanismes réactionnels et les cinétiques de réaction pas encore suffisamment bien connus. La question se posera aussi de déterminer à quel endroit il est optimal de purifier le flux de CO₂ : en amont du transport, en aval, ou/et en cours [Recommandation [RC4.2](#)].

Ayant mesuré l'enjeu de cette problématique, la Commission européenne a identifié le besoin de mener des recherches prénormatives sur le comportement physico-chimique d'un flux de CO₂ impur qui permettront d'alimenter les travaux de normalisation. Un appel à projet a été ouvert : il s'agit de l'appel à projets HORIZON-CL5-2025-D3-25 « Effets des impuretés du CO₂ sur le transport et le stockage du CO₂ ».

4.3. INFRASTRUCTURES DE TRANSPORT DU CO₂

En 2022, l'étude du Club CO₂ réalisée par DNV et Ecube⁸³ a identifié les zones géographiques nécessitant des infrastructures mettant en regard les sites d'émissions de CO₂ et les sites de stockage sur le territoire national et à l'export ainsi que les sites potentiels d'utilisation du CO₂.

- Trois scénarios sont pris en compte aux horizons 2030 et 2050, en phase avec les scénarios « Transitions 2050 » de l'ADEME. Le volume capté en 2050 est évalué entre 20 et 100 MtCO₂/an dont 10 à 70 MtCO₂/an nécessitent la mise en place d'une infrastructure de transport.
- Les scénarios visent massivement l'export et essentiellement vers la Norvège (Figure 4.1). Les sites d'export du Havre, de Dunkerque et de Fos sont aussi des sites majeurs d'émissions de CO₂. Dans ce scénario, deux sites d'injection sont pris en compte : le sud-ouest et le Bassin parisien et des sites de transformation en particulier de e-fuels : Grandpuits, la région lyonnaise et Lacq.



83 Communiqué du club CO₂ 2023 *Un éclairage inédit sur les besoins d'infrastructures de CO₂ en France dans le contexte du développement des chaînes CSCV (CCUS) à horizon 2030 et 2050*

- Selon les scénarios, le besoin est évalué à 1 200 km de carbooducs pour transporter 10 MtCO₂/an, 5 000 km pour 35 MtCO₂/an et 10 000 km pour 70 MtCO₂/an. Ces chiffres correspondent à l'augmentation des sites d'émissions reliés aux sites d'exportation ou d'injection.

Le développement d'infrastructures pour le transport du CO₂ est aujourd'hui à l'étude dans le cadre des Zones Industrielles Bas Carbone (ZIBaC), notamment :

- Zone industrialo-portuaire de Dunkerque : le projet DKarbonation comprend la construction et l'intégration d'infrastructures CO₂ et le projet D'Artagnan porte sur la mise en place d'un réseau de ~80 km de canalisations avec un terminal CO₂ à Dunkerque pour transporter, stocker et expédier du CO₂ vers la mer du Nord,
- Zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer : le projet SYRIUS inclut le développement d'infrastructures CO₂ et hydrogène,
- Zone industrialo-portuaire de l'Axe Seine (Le Havre-Rouen / Port-Jérôme) : le projet SOCRATE intègre des études d'infrastructures énergétiques et CO₂,
- Zone industrialo-portuaire Loire Estuaire (Donges/Montoir/Saint-Nazaire) : le projet GOCO₂ porte l'étude d'infrastructures de transport de CO₂ dans le Grand Ouest, *via* un réseau complet de capture/transport/stockage pour les sites industriels de l'estuaire de la Loire.

Encart 4.1 : Le projet GOCO₂
« Décarbonation de l'industrie dans le Grand Ouest »⁸⁴

Le projet GOCO₂ vise la décarbonation des usines de production de ciment et de chaux dans le Grand Ouest avec une diminution des émissions de 2,2 MtCO₂ à partir de 2031.

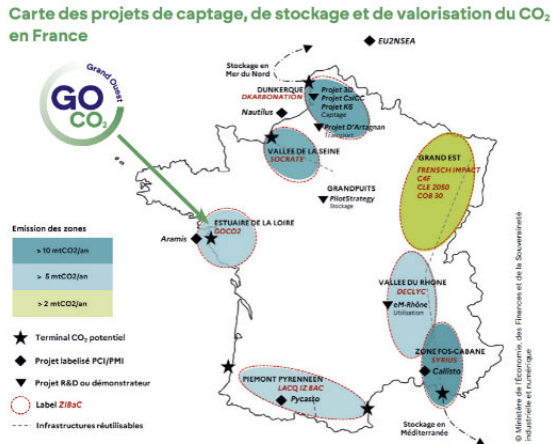


Figure 4.2 - Carte des projets de CCS & CCU en France (source : Ministère de l'Économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique⁸⁵)

L'investissement, à hauteur de 2,5 G€, et une FID en 2028, sont à un stade de préféabilité et débat public, la décision d'investissement finale étant prévue en 2028.

Le projet GOCO₂ sera déployé dans le Val-de-Loire selon le périmètre suivant :

84 [Dossier CNDP « Décarbonation de l'industrie dans le Grand Ouest \(GOCO₂\) » 2025](#)
85 https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/documents/%C3%89tat%20des%20lieux%20et%20perspectives%20CCUS_0.pdf

- Captage du CO₂ à la source chez les cimentiers Heidelberg Materials et Lafarge Ciments et chez le producteur de chaux Lhoist⁸⁶
 - 1,25 G€ ± 40% (dont les raccordements électriques avec RTE)
- Liquéfaction et le chargement du CO₂ avec Elengy
 - 400 M€ ± 30%
- Transport terrestre par canalisation avec NaTran (ex-GRTgaz)
 - 900 M€ ± 30%.

Le projet GOCO₂ n'intègre pas le stockage et la valorisation du CO₂ qui sera capté et transporté dans l'estuaire de la Loire.

Il est à noter que les trois industriels émetteurs sont en passe d'augmenter le taux de substitution des combustibles fossiles par des combustibles alternatifs à hauteur de 90% à 100%, ce qui implique que le tiers des émissions sera biogénique.

Le transport du CO₂ se fait par canalisation terrestre jusqu'au terminal de Montoir-de-Bretagne (estuaire de la Loire) où il est liquéfié pour son transport maritime jusqu'à un site de stockage à l'étranger.

Les infrastructures de transport seront des canalisations dédiées, en acier, de diamètre variant entre 200 et 800 mm (similaires aux réseaux de gaz existants) et enfouies à une profondeur minimale d'1 mètre.

Le réseau de canalisations, d'une longueur totale évaluée à 375 kilomètres à ce stade des études, raccordera les sites d'Airvault, de Saint-Pierre-la-Cour et de Neau au terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne. Le coût prévisionnel de l'opération de construction du réseau de canalisations est estimé à 900 millions d'euros, soit ~2 400 €/m.

Pour des sites industriels comme la cimenterie d'Airvault et celle de Saint-Pierre-la-Cour (et plus tard pour les fours à chaux de Neau), les quotas d'émission alloués vont disparaître d'ici 2034. La hausse concomitante des coûts d'émissions remettrait en question la viabilité économique de ces sites, justifiant ainsi l'investissement sur le projet GOCO₂.

86 On rappelle que 1 tonne de ciment ou de chaux génère respectivement 0,6 ou 1 tonne de CO₂. Pour référence, la production nationale de ciment est de 15,4 Mt/an à partir d'une vingtaine de sites.

Le coût complet de la chaîne du CO₂, y compris le coût du transport maritime et du stockage géologique permanent, serait de 200 à 250 €/tonne de CO₂. En conséquent, ce projet, qui permet de lancer la filière CCS sans attendre l'augmentation à terme du prix du carbone, nécessite un soutien public.

4.4. SYNTHÈSE DES PRINCIPAUX MESSAGES ET RECOMMANDATIONS

La qualité du CO₂ est un enjeu structurant des filières CCS et CCU : le flux de CO₂ issu d'un captage contient des impuretés variables selon son origine, qui conditionnent directement sa transportabilité, son stockage et ses usages. La purification du CO₂ est une étape, certes indispensable mais coûteuse, dont le niveau d'exigence doit être adapté au transport et aux usages finaux afin d'éviter des surcoûts disproportionnés.

Les exigences de pureté diffèrent aujourd'hui fortement selon les usages (alimentaire, e-fuels, transport, stockage). Il n'existe pas encore de normes harmonisées pour les réseaux de transport mutualisés. L'absence de cadres normatifs stabilisés constitue un frein majeur au déploiement à grande échelle des filières CCS et CCU. Ceci souligne le besoin d'actions publiques en matière de normalisation, de R&D et de coordination européenne [Recommandation [RS4.1](#)] sur la base d'une recherche en amont objectivant les normes. [Recommandation [RC4.2](#)].

Aucune infrastructure n'est aujourd'hui disponible sur le territoire national pour transporter du CO₂ à grande échelle. Les infrastructures de transport du CO₂ devront être développées massivement d'ici 2050, avec des volumes captés estimés entre 20 et 100 MtCO₂/an, impliquant des milliers de kilomètres de caroducs et un recours important à l'export. On notera que les premiers déploiements pourraient s'appuyer sur la reconversion de certaines infrastructures déjà existantes, ce qui devrait permettre non seulement d'accélérer la mise en œuvre mais aussi d'en limiter les coûts. [Recommandations [RI4.3](#) et [RS4.4](#)].

Recommandations

Pureté du CO₂

Il manque une spécification harmonisée et adaptée à un réseau de transport collectant du CO₂ capté sur différents émetteurs.

RS4.1 : Œuvrer activement au niveau européen pour une convergence vers des normes stables et efficaces sur la qualité du CO₂ afin de créer les conditions à son captage, transport et son stockage ou son utilisation, en mobilisant les administrations concernées, les entreprises et les laboratoires français.

Ce qui nécessite en amont de :

RC4.2 : Mandater une recherche amont, mobilisant différents acteurs de recherche français et européens, afin de garantir la base de connaissances sur l'impact des mélanges de flux de CO₂ capté et identifier la spécification optimale pour le transport du CO₂.

Infrastructures de transport du CO₂

L'absence d'infrastructures de transport du CO₂ sur le territoire national est un obstacle majeur au déploiement des filières CCS et CCU.

RI4.3 : Concrétiser le déploiement effectif d'infrastructures de transport du CO₂ sur le territoire national.

Ceci concerne à la fois la reconversion d'infrastructures existantes et la construction de nouvelles infrastructures.

RS4.4 : Inscrire les investissements sur le transport du CO₂ dans une stratégie équilibrée entre exportation du CO₂ vers des sites de stockage à l'étranger et développement de capacités de stockage ou d'utilisation sur le territoire national.

Chapitre 5

LE DEVENIR DU CO₂ CAPTÉ : STOCKAGE GÉOLOGIQUE POUR L'ISOLER DE FAÇON PÉRENNE DE L'ATMOSPHÈRE

Une fois capté, le CO₂ peut être, ou bien utilisé dans une démarche d'économie circulaire (chapitre 6), ou bien stocké dans des formations géologiques adaptées pour l'isoler de façon pérenne de l'atmosphère. Ce chapitre est dédié au stockage géologique du CO₂. Il présente d'abord les différents types de formations géologiques adaptées au stockage du CO₂ et les principes physiques de ce stockage (section 5.1). Il décrit ensuite le devenir du CO₂ dans le sous-sol à court, moyen et long terme, à travers les mécanismes naturels de piégeage qui garantissent la sûreté du stockage (section 5.2). Puis il examine les capacités de stockage disponibles, aux échelles mondiale et nationale, en insistant sur les incertitudes associées à leur estimation (section 5.3). Il dresse ensuite un état des lieux des projets de stockage en France et en Europe (section 5.4), avant de faire un point rapide sur les enjeux de surveillance et de sûreté des sites de stockage (section 5.5). Enfin, les enjeux politiques et de gouvernance liés à l'usage du sous-sol sont abordés (section 5.6). Ce chapitre se clôt avec une synthèse des principaux messages et des recommandations pour structurer une filière CCS/CCU nationale cohérente (section 5.7).

5.1. TYPOLOGIE DES DIFFÉRENTS TYPES DE STOCKAGE DE CO₂

Le stockage géologique de CO₂ consiste dans la majeure partie des cas à injecter du CO₂ dans un état supercritique (*i.e.*, en phase dense comme un liquide et visqueux comme un gaz) dans une couche géologique profonde (dite réservoir) composée d'une roche perméable, comme du grès ou du calcaire, et surmontée d'une couche imperméable (couverture), comme des argiles, afin de prévenir toute remontée du CO₂ vers la surface. L'injection du CO₂ peut aussi se faire sous forme dissoute dans de l'eau, voire sous forme minéralisée.

On distingue deux grands types de stockage :

- Le stockage dans un **ancien gisement d'hydrocarbures épuisé** où le CO₂ vient prendre la place qu'occupait précédemment le pétrole ou le gaz extrait depuis. Cette solution a été fortement portée par les industriels du pétrole et du gaz car elle permet avant tout d'envisager une valorisation de l'investissement déjà réalisé sur des sites pétroliers ou gaziers, et a un coût *a priori* plus faible en comparaison d'un projet *ex nihilo*. Elle a été utilisée dans certains pays, notamment aux États-Unis (où elle l'est encore), avant épuisement du gisement pour permettre d'améliorer la récupération des hydrocarbures (récupération assistée des hydrocarbures) ; ce n'est pas le cas en Europe. Dans ce type de stockage, le réservoir a déjà fait la preuve de son étanchéité et de son efficacité sur le très long terme en piégeant les hydrocarbures durant des dizaines, voire des centaines, de millions d'années. Même si ces sites sont déjà bien caractérisés, des études complémentaires doivent néanmoins être menées pour garantir l'intégrité géomécanique de l'ensemble du complexe de stockage (c'est-à-dire, non seulement la roche réservoir, mais aussi la couverture, les aquifères sus-jacents connectés hydrauliquement, et ceux qui seraient affectés par une surpression) selon les différents régimes de pression. Les impacts de l'exploitation des hydrocarbures sur le réservoir, comme les conséquences du soutirage des hydrocarbures sur l'intégrité du stockage et l'intégrité des nombreux puits, sont également pris en compte.
- Le stockage en **aquifère salin profond**⁸⁷, formation géologique poreuse et perméable saturée en saumure, impropre aux usages domestiques ou agricoles. Contrairement aux réservoirs déplétés, les aquifères salins ne bénéficient pas d'un historique d'exploitation permettant de démontrer leur comportement dans un contexte d'injection de CO₂. Leur développement repose donc sur une caractérisation approfondie afin d'évaluer la capacité de stockage, la qualité de la roche couverture et l'absence de voies préférentielles de fuite. Des études spécifiques sont nécessaires pour

87 Un aquifère est une formation géologique poreuse (à l'image d'une éponge), dont les pores sont remplis d'eau chargée en sels minéraux (provenant de l'équilibre géochimique qui s'instaure avec les minéraux de la roche encaissante), et dont la perméabilité est suffisante pour permettre à l'eau de circuler lentement. Les aquifères considérés sont suffisamment profonds et salins pour être impropres à la consommation humaine.

analyser les effets de la mise en pression liée à l'injection de CO_2 , en particulier les interactions hydrauliques avec les aquifères sus-jacents, les risques de migration des saumures et les impacts potentiels sur les structures géologiques voisines.

Dans les deux cas, la profondeur joue un rôle important dans la mesure où l'augmentation de la pression qui en résulte permet au CO_2 d'être en phase supercritique vers ~ 800 m de profondeur, et ainsi d'augmenter considérablement sa masse volumique (Figure 5.1), et sa solubilité. La profondeur est donc un paramètre clé du stockage.

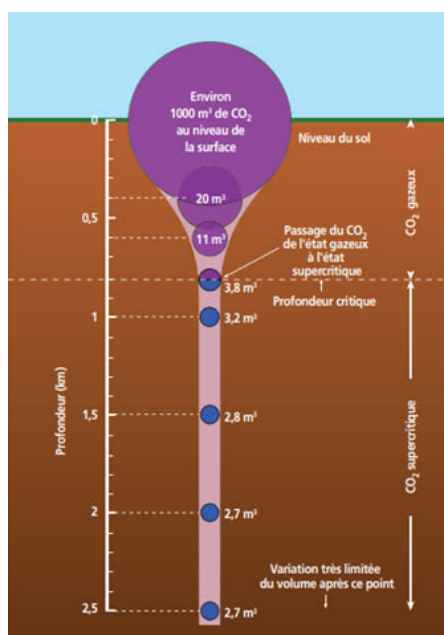


Figure 5.1 - Variation de la densité du CO_2 en fonction de la profondeur, en supposant une pression hydrostatique et un gradient géothermique de 25°C km^{-1} à partir de 15°C en surface (source CO_2GEONET). Injecté sous terre à ~ 800 m de profondeur, le CO_2 devient un fluide supercritique dense. Son volume diminue drastiquement passant de 1000 m^3 à la surface à $2,7 \text{ m}^3$ à 2 km de profondeur.

5.2. ÉVOLUTION À LONG-TERME DU CO₂ INJECTÉ DANS UNE FORMATION GÉOLOGIQUE

Une fois injecté dans le réservoir, plusieurs mécanismes naturels interviennent successivement pour piéger le CO₂ :

- **Piégeage structural** : le CO₂ est immobilisé par la structure géologique qui l'empêche de migrer (Figure 5.2) ;
- **Piégeage résiduel** : le CO₂ immobile est piégé par les forces capillaires à l'échelle du pore ;
- **Piégeage de dissolution (ou de solubilité)** : le CO₂ se dissout dans l'eau interstitielle (souvent une saumure) qui s'acidifie et induit une dissolution des phases minérales les plus solubles constitutives de la roche (cinétique de dissolution lente) ;
- **Piégeage minéral** : une phase minérale secondaire (carbonate) se forme résultant de l'acidification de la saumure par dissolution du gaz carbonique qui libère des cations Ca²⁺, Fe²⁺, Mg²⁺ qui, combinés au carbonate HCO₃⁻ issu de la solubilisation du CO₂, conduisent à la précipitation de minéraux carbonatés (calcite CaCO₃, sidérite CaFe (CO₃)₂ ou magnésite CaMg (CO₃)₂) contenant le carbone initial.

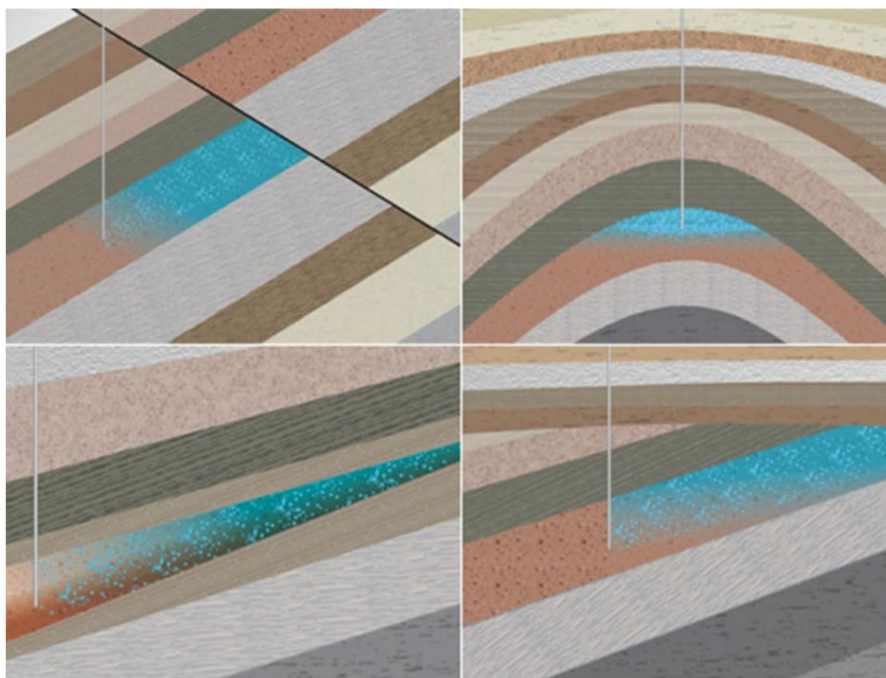


Figure 5.2 - Mécanismes de piégeage structural du CO_2 : failles (en haut à droite), roche couverture imperméable (en haut à gauche), biseau (en bas à droite), ou changement de faciès (en bas à gauche). En bleu : le CO_2 piégé. (source : CO_2CRC , 2011)

Le CO_2 ne reste donc pas inerte dans le sous-sol mais il réagit progressivement par le biais de processus naturels avec d'autres composants présents dans l'eau interstitielle conduisant *in fine* à la précipitation sous forme de phases solides. Ces transformations, rapides à l'échelle des temps géologiques, peuvent prendre des milliers ou dizaines de milliers d'années selon les conditions locales (pression, température, autres composés présents) comme illustré sur la figure 5.3.

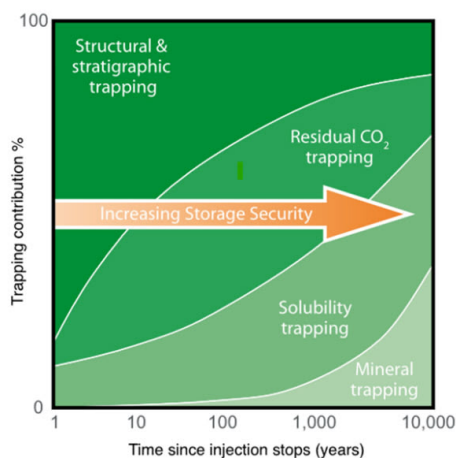


Figure 5.3 - Cinétique de piégeage du CO₂ dans les réservoirs géologiques, source GIEC, 2005

On notera que d'autres technologies visent à injecter le CO₂ directement sous forme dissoute dans les aquifères profonds, enjambant les premières étapes de transformation, et réduisant ainsi le temps nécessaire à sa transformation minéralogique. En outre, certaines technologies visent directement un piégeage minéral (*carbon-to-stone* en anglais) en séquestrant le CO₂ par réaction avec des roches basaltiques. Dans ce type d'environnement géologique approprié, les réactions de minéralisation peuvent être rapides (quelques dizaines d'années) et conduire directement à la formation d'un minéral stable. C'est ce qui est mis en œuvre dans le démonstrateur Carbofix en Islande, qui tire parti de la serpentinisation des roches basaltiques permises aux températures élevées du site.

Il est clair que la transformation progressive du CO₂ en minéral joue un rôle majeur dans la sûreté à long-terme d'un stockage car cette transformation en un solide stable annihile tout risque de remontée et de relâchement dans l'atmosphère. Concrètement, on peut retenir que :

- Le risque résiduel de fuite et de relâchement du CO₂ dans l'atmosphère diminue au fil de temps, au fur et à mesure que le CO₂ se solubilise dans les eaux profondes puis se minéralise ;

- Tant que le CO₂ n'est pas minéralisé, voire dissous, une couche supérieure étanche et un piège (structural par exemple) sont nécessaires pour empêcher toute remontée du CO₂ vers la surface. C'est pourquoi la directive européenne 2009/31 impose la présence d'un tel piège structural pour ce type de stockage.
- L'injection de CO₂ sous forme dissoute dans des aquifères profonds supprime le risque de voir le CO₂ gazeux s'échapper du réservoir et raccourcit le temps nécessaire à la transformation du CO₂ en une forme minérale stable à l'échelle des temps géologiques. À l'inverse des réservoirs déplétés, la présence d'une couche supérieure étanche n'est pas systématiquement indispensable à la sûreté d'un tel stockage qui ne dépend que de la dynamique des aquifères. En revanche, il est nécessaire d'évaluer au préalable, grâce à une modélisation hydrogéochimique, les éventuelles modifications que peut engendrer la réinjection d'eau saturée en CO₂. À l'inverse des stockages sous forme supercritique, il n'existe pas de réelles contraintes réglementaires pour ce type de stockage, même si on constate une tendance à élargir le champ d'application de la directive 2009/31 à ce type de stockage.

5.3. CAPACITÉS DE STOCKAGE DU CO₂

En 2005, le GIEC⁸⁸ reconnaît le CCS comme une technologie émergente parmi les leviers susceptibles de contribuer à l'atténuation du changement climatique, et estime, sur la base des données disponibles, un potentiel mondial de stockage dans les formations géologiques d'au moins 2000 Gt de CO₂, dont 675-900 Gt dans des réservoirs déplétés, et de plus de 1000 Gt dans des aquifères profonds, potentiel pouvant atteindre 10 000 Gt avec des hypothèses optimistes.

L'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), dans un rapport dédié au captage, utilisation et stockage de CO₂ (AIE, 2020)⁸⁹ estime la capacité de stockage de CO₂ mondiale entre 8 000 Gt et 55 000 Gt, la plus grande partie sur les continents (de 6 000 Gt à 42 000 Gt) et le reste offshore (de 2 000 Gt

88 https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srccs_wholereport-1.pdf

89 <https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions>

à 13 000 Gt). L'AIE souligne que même l'estimation la plus basse (8 000 Gt) dépasse de loin les 220 Gt de CO₂ qui devraient être stockées sur la période 2020-2070 selon le scénario de développement durable de l'AIE.

On notera que ces estimations correspondent à des capacités théoriques et potentielles et que, par conséquent, d'importants efforts sont nécessaires pour explorer et caractériser le sous-sol pour parvenir à des estimations plus précises. Le processus d'estimation des capacités de stockage est en fait un processus complexe (encart 5.1), ce qui explique ces grandes incertitudes et rend par ailleurs la comparaison des données publiées délicate, et ce d'autant plus qu'il n'y a pas de méthodologie unifiée pour calculer ces estimations de capacité. À noter que la connaissance relativement bonne des réservoirs d'hydrocarbures déplétés rend l'estimation de leur capacité de stockage aujourd'hui plus aisée que celles des aquifères profonds qui restent encore méconnus.

Encart 5.1 : Le processus d'estimation des capacités de stockage de CO₂

L'estimation des capacités de stockage⁹⁰ est un processus complexe qui se fait en plusieurs étapes correspondant à différents potentiels :

- **La capacité de stockage théorique**, estimée généralement à l'échelle d'un pays, d'un bassin sédimentaire, ou d'une formation géologique, repose sur l'identification de couches géologiques réservoirs dans lesquelles le CO₂ pourrait être injecté (>800 m de profondeur) et la confirmation de la présence de « roches couvertures » imperméables au-dessus de la roche réservoir. L'estimation de la capacité théorique est faite en calculant le volume des pores et en supposant que le CO₂ n'aura accès qu'à 1 à 5 % de la porosité totale. Cette première estimation permet d'obtenir une enveloppe maximale de la quantité réellement stockable.
- **La capacité de stockage potentielle**, estimée en général sur une zone plus ciblée intègre des données sismiques, de forages, de mesures sur échantillons de roches, etc. Les calculs volumétriques

90 CSLF, 297 ; Bachu *et al.*, 2007 ; Bradshaw *et al.*, 2007 ; Goodman *et al.*, 2011 ; SPE-SRMS, 2017 ; etc

sont alors réalisés de façon plus précise que pour la capacité théorique en intégrant l'incertitude inhérente aux paramètres géologiques et des approches probabilistes.

- **La capacité de stockage possible**, estimée sur un site de stockage ciblé, est réalisée en intégrant une caractérisation détaillée du site, notamment un modèle géologique détaillé, et des modélisations dynamiques permettant de simuler l'injection de CO₂ et son devenir dans le stockage.
- **La capacité de stockage réaliste**, estimée également sur un site de stockage ciblé, est un raffinement de la capacité possible, qui prend en compte les contraintes énergétiques, industrielles, économiques et réglementaires propres au projet évalué, notamment la localisation des puits d'injection et les éventuels procédés mis en œuvre pour faciliter l'injection (soutirage d'eau par exemple). En particulier, des tests d'injectivité longue durée peuvent être nécessaires à cette étape et conduire à réévaluer la capacité de stockage possible.

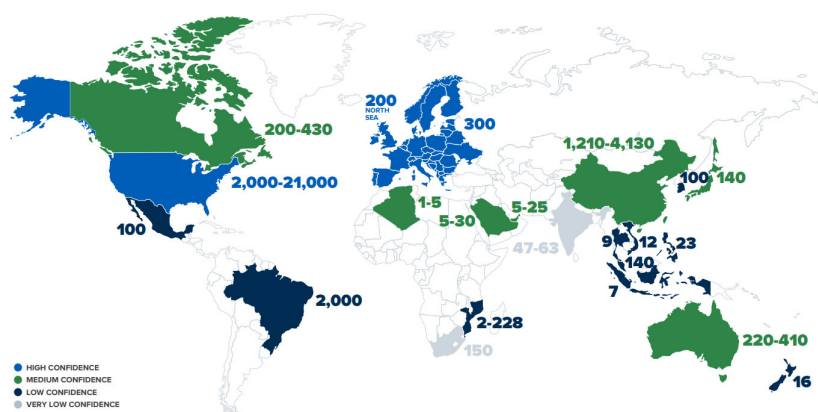


Figure 5.4 – Panorama mondial des ressources de stockage géologique de CO₂ (GCCSI, 2019⁹¹). Les chiffres donnés correspondent à des capacités théoriques ou potentielles exprimées en GtCO₂.

91 https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2025/10/GCC_GLOBAL_STATUS_REPORT_2019.pdf

Dans son rapport Net Zéro présentant un scénario pour parvenir à la neutralité carbone en 2050 pour le secteur de l'énergie (AIE, 2021⁹²), l'AIE indique qu'il faudra capter le CO₂ dans les cheminées d'usines et même dans l'air à hauteur de 1 Gt CO₂ par an en 2030 pour monter à 6 Gt CO₂ par an en 2050. Si les estimations de la capacité de stockage mondiale sont considérablement supérieures à ce qui est nécessaire pour stocker les quantités cumulées de CO₂ capté et stocké dans le scénario net zéro, il n'en reste pas moins un véritable enjeu dans la réduction des délais de réalisation des projets, en particulier ceux liés au développement du stockage du CO₂, pour être en mesure d'atteindre les niveaux de CCS de ces scénarios.

Malgré l'absence de projets industriels concrets, la France dispose d'un **potentiel conséquent de stockage dans ses bassins sédimentaires**, en particulier le bassin de Paris, le bassin Aquitain et le bassin du Sud-Est, sans parler du potentiel offshore. En 2024, l'étude EVASTOCO₂⁹³, en différenciant spécifiquement les potentiels en pièges structuraux⁹⁴ et les potentiels en piège hors structure⁹⁵ conformément à la réglementation actuelle, a conduit aux estimations suivantes des capacités de stockage théoriques pour la France :

- 780 Mt dans des réservoirs déplétés, dont 98 % dans le bassin aquitain (Lacq) ;

92 https://iea.blob.core.windows.net/assets/8ad619b9-17aa-473d-8a2f-4b90846f5c19/NetZeroRoadmap_AGGlobalPathwaytoKeepthe1.5CGoalinReach-2023Update.pdf

93 Étude EVASTOCO₂, coordonnée par le BRGM, rassemblant les experts du BRGM, de TotalEnergies, du pôle AVENIA, de GEOSTOCK, d'IFPEN, de l'Université de Lorraine et de l'Université de Rennes, d'Akkodis, de CVA et de TERECA et cofinancée par la DGEC et l'ADEME : https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/documents/EVASTOCO2_Rapport_synth%C3%A8se_0.pdf

94 Un piège structural est une disposition des formations géologiques formée par leurs déformations (plissées ou faillées) à la suite de mouvements tectoniques. Les roches réservoirs peuvent alors créer un volume dit fermé, c'est-à-dire qui n'implique pas de migration de CO₂ une fois celui-ci injecté dans le sous-sol (il est donc immobile). L'exemple le plus courant de ce type de piège est celui de l'anticlinal.

95 Un piège hors structure est une disposition de couches favorables, présentant un réservoir surmonté d'une couverture, ne créant pas un volume fermé (du moins localement) et impliquant une migration plus ou moins rapide du CO₂ par rapport à son point d'injection. D'autres mécanismes de piégeage peuvent intervenir alors, comme le piégeage capillaire, le piégeage assisté par la migration, la dissolution dans l'eau et même la minéralisation à des échelles de temps très différentes selon la nature des roches.

- 4 100 Mt dans des aquifères profonds, dont 56 % onshore, principalement dans le bassin parisien, mais seulement 10 % dans des pièges structuraux.

Ces estimations mettent en avant l'enjeu associé à une meilleure définition des contraintes associées au stockage dans des aquifères profonds. En effet, si la directive cadre européenne impose à l'opérateur de démontrer que le stockage est « *sûr et permanent* », aucun critère portant sur la présence d'un piège structural n'est spécifié, comme le rappelle le rapport inter-organisme « *Lignes de conduite pour la sécurité d'un site de stockage géologique de CO₂* »⁹⁶. Imposer un critère de piège structural réduit considérablement le potentiel en matière de capacité de stockage et mériterait d'être revisité pour le stockage en aquifère.

5.4. ÉTAT DES LIEUX DES PROJETS DE STOCKAGE DU CO₂ EN FRANCE ET EN EUROPE

De façon générale, malgré le potentiel du territoire national, la France dispose d'une expérience limitée sur le CCS avec un seul pilote développé par TotalEnergies sur le site de Lacq qui a permis d'injecter 51 ktCO₂ dans un gisement de gaz épuisé entre 2010 et 2013. L'existence de démonstrateurs ou de projets pilotes est pourtant indispensable non seulement pour confirmer les potentiels d'un site, mais également pour définir les conditions opérationnelles de mise en œuvre, notamment quant à la maîtrise de l'injectivité⁹⁷. Du fait de l'absence de projets de démonstrateurs, la France se situe actuellement en décalage croissant par rapport aux autres pays européens (Figure 1.8), et ce d'autant plus qu'en l'absence de projets concrets, les conditions politiques et territoriales d'un déploiement maîtrisé ne sont pas réunies. La prise en compte du CCS comme levier indispensable pour atteindre la neutralité carbone impose une prise de conscience de ce retard et une prise en charge politique permettant de financer différents démonstrateurs sur le territoire national.

96 Rapport BRGM/RP-60369-FR

97 Le retour d'expérience de la géothermie profonde montre en effet que les conditions d'injection doivent être parfaitement évaluées puis maîtrisées pour éviter des perturbations du milieu géologique, à l'image de la sismicité induite en Alsace.

À ce jour, une grande part des efforts industriels et politiques français portent sur la constitution d'un hub CO₂ à Dunkerque permettant d'exporter une partie du CO₂ capté sur le territoire français vers la Norvège, voire vers d'autres pays européens proposant des capacités de stockage. En effet, pionner avec le site de Sleipner qui stocke ~1 MtCO₂/an depuis 1996, la Norvège abrite le projet Northern Lights opéré par TotalEnergies, Equinor et Shell, premier projet commercial de transport et de stockage de CO₂ ouvert à l'industrie. Ce projet est opérationnel depuis 2024 avec une capacité de stockage de 1,5 Mt de CO₂/an qui devrait atteindre 5 Mt de CO₂/an à partir de 2028. Outre la dépendance géopolitique et stratégique qu'elle induit vis-à-vis de la Norvège, cette solution ne peut être pertinente que pour les gros émetteurs capables de supporter les frais de connexion à ce hub, puis d'expédition et de stockage en Mer du Nord (encart 5.2).

Pour répondre aux nombreux enjeux des émetteurs de taille intermédiaire comme pour augmenter sa résilience et son indépendance nationale, la France a besoin de développer, non seulement un réseau de carbodycs, mais aussi des solutions territoriales, et d'en démontrer la faisabilité, la sûreté et la viabilité, ce qui ne peut passer que par des démonstrateurs soutenus par les pouvoirs publics. Ceci est d'autant plus important que l'essentiel du potentiel français réside dans des aquifères qui restent insuffisamment connus et bénéficieraient utilement du retour d'expérience de tels démonstrateurs. Ces démonstrateurs permettraient également aux industriels de s'acculturer aux enjeux spécifiques au CCS (comme par exemple ceux associés à l'injectivité et à la corrosion exacerbée des équipements) et aux différentes parties prenantes de réfléchir aux conditions réglementaires et économiques de succès de ces projets [Recommandations [RI5.1](#) et [RS5.2](#)].

Il convient de noter également qu'il peut être envisagé une hybridation des différents usages du sous-sol. Un aquifère profond utilisé pour faire de la géothermie pourrait également permettre de stocker du CO₂ en injectant du CO₂ dissous dans sa branche froide descendante. De tels concepts existent déjà et mériteraient d'être testés dans le cadre des démonstrateurs industriels, tels la solution « CO₂-dissolved » portée aujourd'hui par le BRGM et SLB.

Encart 5.2 : Les coûts de la chaîne CCS

Les coûts du CCS sont dominés par les coûts du captage qui eux-mêmes varient assez fortement en fonction de la concentration de CO₂ dans les fumées ou les événements (chapitre 2). Le niveau de pureté à atteindre dépend aussi des technologies de captage (chapitre 3). Les tableaux 5.1, 5.2 et 5.3 permettent d'estimer les coûts pour un projet caractérisé par une source d'émission, un lieu de stockage et la distance entre les deux.

Coûts du captage

Les coûts de captage dépendent de la technologie surtout si on prend en compte non seulement les tonnes de CO₂ capté mais aussi les émissions indirectes associées aux énergies thermiques et électriques utilisées. Le niveau de pureté pour les polluants NO_x, SO_x, H₂S et pour l'oxygène est considéré égal ou inférieur à 10 ppmv pour chaque substance⁹⁸.

Dans le tableau 5.1, seuls sont pris en compte les coûts pour les tonnes de CO₂ capté.

Tableau 5.1 : Coûts de captage du CO₂ (d'après IEA⁹⁹ et ADEME¹⁰⁰)

Source	Concentration en CO ₂ (%v)	Coût (€/tonne CO ₂ capté)
DACC	0,04	400-600
Ciment	11-25	50-110
Sidérurgie	15-30	50-100
Reformage du méthane	70-90	50-70
Production d'ammoniac	97	30
Production d'éthanol	98	30

98 CATF (2025) *Building Future-Proof CO₂ transport Infrastructure Europe*

99 IEA (2021) *Is carbon capture too expensive?*

100 ADEME (2020) *Captage Stockage du CO₂ en France*

Coûts du transport

selon Smith E. & alii¹⁰¹, qui s'appuie sur les coûts connus des réseaux gaziers européens et sur ceux des carbodyucs aux USA.

La référence est un transport en phase gaz à 15 °C et 50 bar par carbodyuc enterré. Les coûts par km et par tonne de CO₂ transporté pour des débits supérieurs à 1 Mt par an varient de 0,01 à 0,03 €/tCO₂ et par km pour des débits variant de 1 à 50 Mt/an. D'autre part, il faut intégrer les effets dus au relief et au transbordement par bateau, le transport par bateau se faisant en phase liquide (Tableau 5.2).

Tableau 5.2 – Surcoûts dus à l'altitude et au transbordement pat bateaux (JRC 2024¹⁰²)

Area	Altitude	Cost factor
Onshore	< 1 000 m	1
Onshore	≥ 1 000 m - 2 000 m	1.25
Onshore	≥ 2 000 m - 3 000 m	1.5
Onshore	≥ 3 000 m	3
Offshore	n.a.	2

Coûts du stockage

Selon le rapport de Maas¹⁰³, les coûts de stockage dans des réservoirs déplétés de pétrole ou de gaz et dans des aquifères salins varient respectivement de 1 à 7 €/tCO₂ et de 6 à 20 €/tCO₂ pour le stockage offshore.

101 Smith E. & Alii (2021) "The cost of CO₂ transport and storage in global integrated assessment modeling"- International Journal of Greenhouse Gas control- 109 – 103367.

102 JRC (2024) "Shaping the future CO₂ transport network for Europe."

103 Maas W.,(2020) "The post-2020 cost-competitiveness of CCS Costs storage" - ZEP

Exemple

Le tableau 3.1 compare, à titre d'exemple, le stockage en Norvège et le stockage local d'une émission de 1 Mt/an d'une cimenterie située en région Grand Est, les deux stockages se faisant en aquifères salins. La distance est soit de 50 km localement soit de 2 500 km pour l'injection en Norvège.

Le coût de captage est de 70 €/t. Le coût du stockage varie de 1 à 3 selon qu'il est onshore ou offshore. Le coût du transport par tonne et par km est le double pour le transport offshore. Les résultats sont présentés dans le tableau 5.3.

Tableau 5.3 : Comparaison coût total du CCS localement en France ou exporté en Norvège

	Transport local	Transport Norvège
km	50	2 500
Coût (€/t.km)	0,01	0,02
Coût transport (€/t)	0,50	50,00
Captage	70	70
Stockage	4	12
Coût total (€/t)	74,50	132,00

On conclut de ce cas d'école qu'il importe d'estimer les coûts projet par projet et que la construction de réseaux locaux pour un stockage local peut faire sens, particulièrement pour les premiers développements de chaînes CCS complètes.

5.5. SURVEILLANCE ET SÛRETÉ D'UN SITE DE STOCKAGE DU CO₂

L'existence de pilotes industriels de CCS en dehors du territoire national, a permis de développer et tester des moyens de surveillance des sites de stockage. Ces moyens ont également pu être testés sur le pilote de Rousse (TotalEnergies), ainsi que sur les sites naturels où des relâchements de CO₂ naturels existent, comme par exemple à Martres-de-Veyre dans l'Allier, ainsi que sur le pilote de Rousse (TotalEnergies).

Les objectifs de la surveillance sont doubles : il s'agit en effet de vérifier

- La conformance, *i.e.*, que l'évolution du stockage est conforme aux prévisions des modèles ;
- Le confinement, *i.e.*, qu'il n'y a pas de fuites ou de relâchements de CO₂, ce qui suppose de disposer d'un état zéro de référence et d'être en mesure de détecter les déviations significatives par rapport à la « respiration naturelle » du sous-sol.

L'enjeu de la surveillance d'un site de stockage du CO₂ réside donc tout autant dans la capacité à mesurer des flux de CO₂ émis par le sol que dans l'interprétation statistique de ces mesures. Le défi de la surveillance est donc avant tout une question de formalisation et de robustesse des approches analytiques, de modélisation et d'interprétation, mais aussi de coût, car il s'agit de conduire un programme de surveillance sur le long-terme. Cette surveillance ne se substitue pas au contrôle qui serait de plus opéré par les services de l'État sur une telle installation pour vérifier qu'elle fonctionne en accord avec les autorisations données (notamment sur la composition du gaz injecté).

5.6. ENJEUX POLITIQUES DU STOCKAGE DE CO₂

Le stockage du CO₂, comme tout usage du sous-sol, est un sujet fortement controversé dont il ne faut pas sous-estimer le potentiel de conflictualité et de rejet par une partie de la population lorsque des projets concrets émergeront, à l'image de ce qu'on a connu sur le stockage des déchets nucléaires. À l'instar de ce que l'on voit aujourd'hui autour du renouveau minier, il est probable qu'une partie des controverses se focalise bien au-delà du projet concerné, en particulier sur la question de la sobriété et des trajectoires de décarbonation souhaitables à l'échelle nationale (ou régionale). L'intérêt même d'avoir recours au CCS dans le « mix » de solutions permettant d'espérer atteindre la neutralité carbone risque fort d'être questionné, et ce malgré les avis convergents de tous les comités d'experts sur le besoin et l'utilité du CCS, notamment le Haut Conseil pour le Climat qui a jugé dans son avis de novembre 2023 que le CCS avait un rôle à jouer dans la trajectoire nationale. Plus généralement, il convient de réaliser que le sous-sol est largement mobilisé pour faire face aux enjeux de la transition écologique

afin de fournir des métaux stratégiques indispensables aux technologies décarbonées (renouveau minier), de fournir de la chaleur ou du froid pour réduire les besoins en combustibles fossiles (géothermies), ou encore pour stocker du CO₂ ou des déchets nucléaires... Dans ce contexte, nul ne peut garantir que ces controverses ne se nourriront pas les unes et les autres avec le risque d'un blocage.

Face à ces difficultés à venir, l'expérience passée des projets liés au sous-sol, tout comme les études récentes sur ce sujet (projet GEFISS¹⁰⁴ par exemple) montre la nécessité d'impliquer les parties prenantes bien en amont des projets et d'évoluer vers une gouvernance élargie des projets du sous-sol. Ces études préconisent aussi de distinguer le débat sur la légitimité des technologies et la mise en place concrète des projets, ce qui questionne sur l'opportunité d'un débat national sur le sujet [Recommandation RS5.3].

Enfin le CO₂, une fois injecté dans une formation géologique, subit des transformations progressives de solubilisation, puis de précipitation qui rendent vaine toute tentative de vouloir le récupérer, du moins dans son intégralité. Il conviendra donc d'être transparent sur ces transformations qui sont de nature à renforcer la sûreté mais rendent impossible une réversibilité du stockage [Recommandation RS5.4].

5.7. SYNTHÈSE DES PRINCIPAUX MESSAGES ET RECOMMANDATIONS

Le stockage géologique du CO₂ est une technologie mature, qui consiste à injecter du CO₂ dans des réservoirs géologiques profonds (gisements déplétés ou aquifères salins) afin de l'isoler de l'atmosphère. Le CO₂ injecté est progressivement piégé par des mécanismes naturels (structural, résiduel, dissolution, minéralisation) qui renforce la sûreté du stockage dans le temps.

À l'échelle mondiale, les capacités mondiales de stockage sont très largement suffisantes pour répondre aux besoins des scénarios de neutralité carbone. Toutefois, l'estimation de ces capacités est complexe et celles-ci restent très préliminaires. Les affiner requiert des efforts importants de caractérisation.

104 <https://www.gefiss.eu/>

La France dispose d'un potentiel de stockage significatif, notamment en aquifères profonds, mais accuse un retard important en matière de projets opérationnels et de démonstrateurs, au regard de ses voisins européens. Elle pourra stocker une partie de CO₂ à l'export, mais elle a aussi besoin de développer des solutions locales, que ce soit des solutions de stockage ou des solutions hybrides combinant différents usages du sous-sol. Des démonstrateurs sont indispensables pour préciser le réel potentiel des formations géologiques identifiées notamment en termes d'injectivité, et en démontrer la faisabilité, la sûreté et la viabilité sur le territoire.

De façon plus générale, le déploiement du stockage du CO₂ ne pourra se faire sans un engagement fort des pouvoirs publics, tant pour financer des démonstrateurs, structurer les infrastructures, que pour traiter les enjeux de coûts, de surveillance à long terme et de gouvernance.

Recommandations

La France a besoin de développer des solutions territoriales de CCS, et d'en démontrer la faisabilité, la sûreté et la viabilité, ce qui ne peut passer que par des démonstrateurs soutenus par les pouvoirs publics.

RI5.1 : Accompagner de manière volontariste le développement de quelques démonstrateurs de CCS, diversifiés en aquifères profonds et adaptés aux enjeux territoriaux nationaux.

À cette fin :

RS5.2 : Mettre en place un cadre normatif efficace :

- i) Éviter toute sur-transposition inutile de la directive européenne, notamment concernant l'exigence de pièges structuraux pour le stockage en aquifère.
- ii) Faire évoluer la directive cadre fin d'intégrer explicitement le stockage sous forme dissoute ou par minéralisation et permettre son éligibilité au système ETS.

Le stockage du CO₂, comme tout usage du sous-sol, est un sujet mal compris et fortement controversé.

RS5.3 : Renforcer les actions de pédagogie politique autour de la connaissance et de la compréhension du sous-sol, notamment via l'enseignement scolaire et supérieur, et examiner l'opportunité d'un débat national sur la place des ressources du sous-sol dans la société.

En particulier, l'objectif du stockage géologique est d'isoler le CO₂ de l'atmosphère de façon pérenne.

RS5.4 : Porter dès à présent un message explicite sur le fait que le CO₂ une fois dissous, est un constituant naturel du sous-sol qui, une fois injecté dans une formation géologique, réagit avec le milieu. En conséquence, il ne risquera pas d'être relâché et il ne pourra pas non plus être récupéré dans l'avenir.

Chapitre 6

LE DEVENIR DU CO₂ CAPTÉ : UNE RESSOURCE CARBONE POUR LA CHIMIE, LES MATÉRIAUX ET LES CARBURANTS

L'utilisation du CO₂ préalablement capté répond à un objectif de diversification et d'utilisation vertueuse des ressources carbone en permettant à des applications de moins dépendre du carbone fossile et en favorisant la circularité du carbone (utilisation du CO₂ émis).

Ce chapitre examine le potentiel d'utilisation du CO₂ pour la chimie, les matériaux et les carburants. Il présente tout d'abord un état des lieux des usages actuels du CO₂, en France et dans le monde, et le positionnement du CCU dans les stratégies de décarbonation industrielles (section 6.1). Il explore ensuite les perspectives de développement de la filière CCU, en particulier pour la production de molécules énergétiques et de plateformes chimiques telles que l'ammoniac et le méthanol (section 6.2). Enfin une attention particulière est portée sur la production de carburants durables, en examinant les voies technologiques, les besoins énergétiques et les contraintes de soutenabilité associées (section 6.3). Ce chapitre se clôt avec une synthèse des principaux messages et des recommandations pour structurer une filière CCS/CCU nationale cohérente (section 6.4).

6.1. ÉTAT DES LIEUX DU CCU

Plusieurs applications valorisant le CO₂ sont actuellement industrialisées. Le CO₂ est capté en sortie d'unités industrielles (CO₂ fossile), par exemple dans des installations de production d'ammoniac ou encore en sortie des méthaniseurs (CO₂ biogénique).

À l'échelle mondiale :

- 80 % de l'usage actuel du CO₂ s'inscrit dans un processus de transformation chimique (valorisation chimique¹⁰⁵), par exemple pour la production d'urée pour les engrais¹⁰⁶, pour la production de produits chimiques (plastiques, polymères, intermédiaires...) tels que l'acide salicylique, les polycarbonates, pour la production de matériaux de construction (béton, ciment). La minéralisation est par exemple utilisée pour le durcissement du béton *via* la carbonatation ;
- 20 % du CO₂ est utilisé directement pour ses propriétés physiques sans transformation (valorisation directe), par exemple pour la récupération assistée d'hydrocarbures (50 MtCO₂/an), la gazéification des boissons, les réfrigérants... (20 MtCO₂/an pour ces applications) ; en France, 0,8 Mt/an de CO₂ est utilisé dont 70 % pour l'agroalimentaire.

La quantité de CO₂ utilisée aujourd'hui est encore très faible : ~0,5% des émissions mondiales de CO₂ sont valorisées, soit 230 Mt/an en 2019¹⁰⁷. Pourtant le potentiel d'applications est très important¹⁰⁸.

Toutefois, la feuille de route de décarbonation de la chimie en France (Figure 6.1) ne cible pas le CCU comme une priorité.

Dans le contexte de diminution des émissions de CO₂, l'usage du CO₂ comme ressource en substitut des hydrocarbures d'origine fossile reste marginal. Les grands intermédiaires pétrochimiques les plus émetteurs sont au nombre de sept : oléfines (éthylène, propylène), aromatiques (benzène, toluène, xylène), ammoniac et méthanol. Ces grands intermédiaires (environ 400 Mt/an) permettent la fabrication de l'ensemble des produits de la chimie.

105 [CCU-Abécédaire de la chaîne de valeur- Comité Stratégique Filière - NSE](#)

106 L'urée est actuellement fabriquée industriellement à partir d'ammoniac et de dioxyde de carbone sur des sites intégrés, la synthèse de l'ammoniac nécessite de l'hydrogène dont la production par reformage du méthane puis purification s'accompagne de la formation de dioxyde de carbone qui est utilisé pour la fabrication de l'urée.

107 [ADEME-2022-valorisation-du-co2-quels-benefices-sous-quelles-conditions](#)

108 IEA, "Putting CO₂ to Use - Creating value from emissions" 2019

Les stratégies qui permettront de réduire les émissions pour les produire reposent essentiellement sur la sobriété, l'efficacité et l'électrification, le CCS.

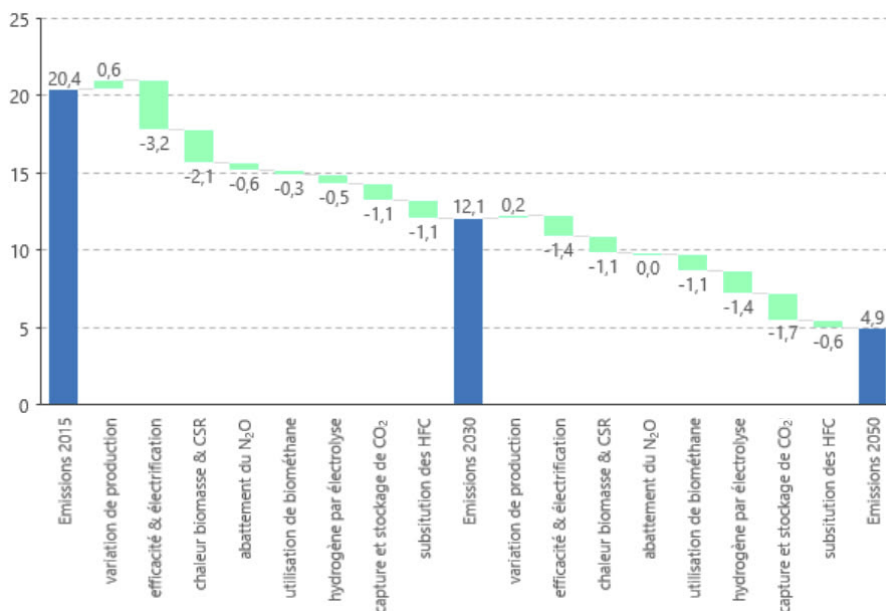


Figure 6.1 - Trajectoire de décarbonation de la chimie (MtCO₂e) proposée par la feuille de route 2023¹⁰⁹

De fait, la stratégie CCU est complexe à mettre en œuvre car elle requiert des capacités industrielles aptes à capter un CO₂ et à synthétiser des molécules d'intérêt. Ceci peut mobiliser de grandes quantités d'énergie bas-carbone s'il s'agit par exemple de produire des carburants durables. Par ailleurs, une stratégie CCU impose une convergence d'intérêt entre différents secteurs de l'économie, ce qui complique la mise en œuvre. La maturité de la filière CCU reste ainsi faible à ce jour¹¹⁰.

¹⁰⁹ [Feuille de route de décarbonation de la Chimie en France](#) - Juin 2023 ; la trajectoire de décarbonation anticipe un besoin en énergie bas carbone de 2 Mt/an de biomasse sèche et de 19 à 27 TWh/an d'électricité bas carbone à l'horizon 2050.

¹¹⁰ [État des lieux et perspectives de déploiement du CCUS en France](#) - DGE - 2025

Par ailleurs, on notera que le CO₂ biogénique provient souvent de la combustion de biomasse pour des besoins de chaleur propres aux procédés mobilisés. C'est le cas par exemple dans les papeteries avec la « liqueur noire » constituée des parties de la biomasse non transformables en papier et des sels inorganiques ayant permis de séparer ces parties de la partie valorisable (cellulose). Une alternative intéressante à étudier consiste à remplacer une partie de la chaleur produite par la combustion de biomasse par des pompes à chaleur, libérant ainsi un potentiel de biomasse à haute valeur ajoutée pour la production de carburants durables. Ceci présenterait une bien meilleure utilisation énergétique de la biomasse et permettrait un couplage entre secteurs (par exemple entre les papeteries et la production de carburant durable) présentant une intégration et une économie optimisées. De manière générale, il convient de minimiser la combustion du carbone biogénique à des fins de production de chaleur pour privilégier son utilisation dans une filière CCU.

6.2. PERSPECTIVES POUR LA FILIÈRE CCU

L'utilisation du CO₂ pour produire des carburants de synthèse apparaît comme la voie principale du CCU :

- d'une part pour répondre à la demande de décarbonation du transport lourd (peu d'alternatives existent pour les carburants liquides en complément des biocarburants),
- d'autre part, pour répondre à une demande importante et en croissance de carburants de synthèse pour l'aviation soutenue par la réglementation européenne (consommation estimée en e-kérosène à 60 Mt/an en 2040 en EU, et 300 Mt/an monde).

Les principales perspectives identifiées pour la filière CCU concernent la production de molécules énergétiques dont certaines sont également des molécules plateforme pour la chimie. C'est le cas de l'ammoniac¹¹¹ et du méthanol. La transformation du CO₂ en éthylène est une autre piste étudiée mais elle est encore à une faible maturité.

111 <https://www.pepr-spleen.fr/2025/03/20/peut-on-decarboner-la-production-industrielle-dammoniac/>

La production d'ammoniac (production mondiale 180 Mt/an, 700 kt/an en France)¹¹² repose actuellement sur des ressources fossiles pour produire l'hydrogène nécessaire. L'ammoniac est utilisé principalement comme engrais mais il est surtout l'élément de base pour tous les engrais azotés, l'urée ($\text{CO}(\text{NH}_2)_2$) (production mondiale 130 Mt/an) et les ammonitrates. L'ammoniac liquide peut également être utilisé pour la production de carburants durables pour le secteur des transports (haute densité énergétique, capacité à stocker l'hydrogène), il peut en outre être utilisé dans les moteurs à combustion interne ou les piles à combustible. La production d'ammoniac est aujourd'hui responsable de 3 % des émissions de GES de l'industrie française. Ainsi, la production d'e-ammoniac constitue un enjeu important à la fois pour la décarbonation des engrais, pour le transport d'hydrogène et potentiellement comme carburant maritime. La production d'urée peut être décarbonée à la fois par utilisation d'e-ammoniac et par fixation de CO_2 biogénique. Ainsi, la capacité à produire de l'e-ammoniac et de l'urée bas-carbone fait partie des stratégies de reconquête industrielle *via* la décarbonation.

Le méthanol¹¹³ (production mondiale 116 Mt/an) est une molécule de base de la chimie utilisée notamment pour la fabrication de plastiques ou de solvants. C'est également un carburant pour le transport maritime et une base pour la fabrication d'autres carburants. La production d'une tonne de méthanol à partir de sources fossiles, comme le gaz naturel, est responsable de l'émission d'environ 1,7 tonnes de CO_2 . La production de e-méthanol à partir d'hydrogène bas-carbone, en particulier électrolytique, et de CO_2 capté (biogénique ou dans l'atmosphère) incarne une perspective intéressante pour la décarbonation de l'industrie et du transport. Les premières usines ont démarré leur production¹¹⁴. La barrière est bien sûr le coût de l'hydrogène bas-carbone. Pour le transport maritime le besoin de e-méthanol est évalué par DNV¹¹⁵ entre 14 et 42 Mt/an.

112 A modern, optimised and highly efficient methane-fed Haber-Bosch process emits about $2\text{tCO}_2/\text{tNH}_3$. Switching the hydrogen production method from methane to electrolysis of water reduces CO_2 emissions by about 75 %, but the manufacturing process competes with many other uses for low-carbon hydrogen.

113 e-methanol

114 [Le Point: 1^{re} unité au monde d'e-méthanol](#)

115 DNV (2025) "Methanol fuel in shipping - Barriers and pathways to low-GHG methanol as marine fuel."

Bien d'autres molécules à plus haute valeur ajoutée que ces molécules énergétiques peuvent être envisagées à partir de CO₂. Nous ne les aborderons pas ici, la demande représentant des productions plus faibles avec un impact sur les émissions de CO₂ également plus marginal.

À grande échelle, le CCU concernera en premier lieu les transports aérien et maritime. En effet, ces secteurs ne disposent d'aucune alternative pour les gros porteurs longue distance¹¹⁶, notamment les transports internationaux de personnes et de biens au départ des ports et aéroports français et européens.

6.3. PRODUCTION D'ÉLECTROCARBURANTS

Même avec les efforts de sobriété et d'amélioration de l'efficacité énergétique, la décarbonation des secteurs aériens et maritimes (7% des émissions de CO₂ nationales) nécessitera une disponibilité en carburants durables. Les règlements ReFuelEU et FuelEU maritime permettent de cadrer une trajectoire de production des carburants durables. La consommation électrique nécessaire à cette production est importante. En s'appuyant sur le rapport de l'Académie des technologies¹¹⁷ dédié, il est possible de préciser ce besoin au plus juste.

En Europe, les carburants de première génération, produits à partir de biomasse qui peut avoir un usage alimentaire, ne sont pas considérés comme éligibles pour le secteur aérien et maritime. La non-concurrence entre la production de carburant durable et les usages alimentaires est un principe de base pertinent et important. Néanmoins, cette position méritera d'être périodiquement réévaluée avec pragmatisme sous la pression de nouvelles données :

116 La puissance requise pour un Airbus A350 est de 65 MW ; celle du porte-conteneur « Christophe Colomb » de la CMA CGM est 80 MW. Une telle puissance soutenue sur des durées longues nécessite un mode de propulsion à forte densité de puissance et d'énergie, ce que seuls les hydrocarbures permettent.

117 <https://www.academie-technologies.fr/publications/la-decarbonation-du-secteur-aerien-par-la-production-de-carburants-durables-rapport-et-avis/>

- Il convient notamment de noter que ce principe n'est pas partagé à l'échelle internationale, ce qui induira une distorsion de concurrence mettant en danger les futures filières industrielles européennes¹¹⁸.
- Par ailleurs, dans la perspective d'une électrification progressive et profonde du transport routier, il sera nécessaire de s'interroger sur le devenir des productions d'éthanol et des sols affectés à cette production.
- De manière plus générale, l'évolution des sols agricoles soumis au réchauffement climatique nécessitera des réflexions quant à leur meilleure utilisation, ouvrant dans certains cas des opportunités de production d'éthanol sans concurrence alimentaire.

Dans ce document, la dénomination de « carburant durable » couvre dès lors

- D'une part, la voie des **biocarburants**, à l'exclusion des carburants issus de biomasse alimentaire : un exemple est la filière HEFA¹¹⁹ déjà industrialisée qui repose sur le traitement d'huiles usagées et de graisses animales, collectées en France ou importées. Une autre voie repose sur la transformation thermochimique de biomasse de seconde génération « 2G »¹²⁰ (voie BTL « *Biomass-to-Liquid* »). Enfin, la voie éthanol est également développée (voie ATJ « *Alcohol-To-Jet* »)
- D'autre part, la voie des **électrocarburants** car elle mobilise des quantités importantes d'électricité : les électrocarburants sont des e-carburants ou des « e-biocarburants », c'est-à-dire des biocarburants (voie thermochimique) avec ajout d'hydrogène, et, en complément, des « e-carburants » (ou carburants de synthèse). Dès la prochaine décennie, les électrocarburants prendront le relais de croissance des biocarburants et constitueront la grande majorité des carburants durables.

118 Aux États-Unis, l'ensemble de la biomasse, dont les cultures alimentaires, sont considérées comme suffisantes pour la décarbonation de l'aviation, avec un potentiel annoncé de [1 Gt de biomasse](#).

119 *Hydroprocessed Esters and Fatty Acids*

120 La biomasse 2G désigne la biomasse lignocellulosique, les déchets et résidus sylvicoles et agricoles, etc. Sa nature précise est spécifiée par les directives européennes.

La Figure 6.2 illustre ces différentes voies et les rendements associés. Les quantités en rouge précisent le rendement de production, c'est-à-dire les quantités d'intrants (en Mt de biomasse sèche ou en TWh électrique) pour produire 1 Mt de carburant durable. Le rendement d'électrolyse est actuellement de 60 % et devrait augmenter à 80 % dans les dix ans.

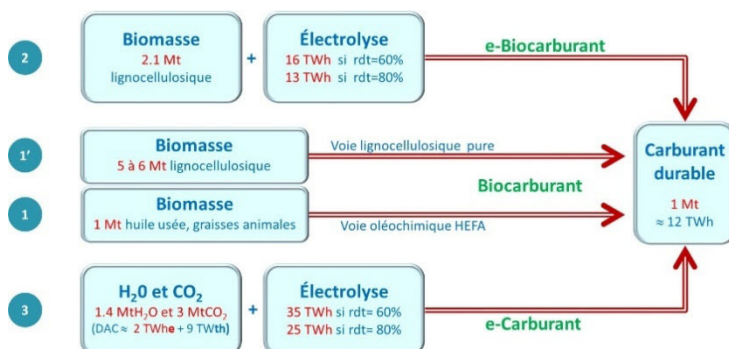


Figure 6.2 – Différentes voies de production de carburants durables et rendements associés

La production de carburant à partir d'huiles usagées et de graisses animales (ligne 1 de la Figure 6.2) offre un bon rendement mais les ressources sont très limitées. Avec une importation significative des intrants, elle pourrait atteindre 10 % du besoin.

La production de carburant à partir de biomasse lignocellulosique (ligne 2 de la Figure 6.2) présente l'inconvénient d'un rendement carbone de l'ordre de 50 %¹²¹. Cela signifie que 50 % du carbone de la biomasse est renvoyé dans l'atmosphère sous forme de CO₂. Compte tenu de la pression sur la biomasse liée à une forte compétition d'usage, il paraît difficile de prélever des parts importantes de la biomasse pour *in fine* n'en valoriser que la moitié. Deux solutions sont alors possibles pour effacer cette limitation. Dans la première solution, on ajoute de l'hydrogène à la biomasse, ce qui permet de

121 La formule moyenne de la biomasse est C₆H₈O₄. Le ratio hydrogène sur carbone dans la biomasse est donc de 3/2 alors qu'il doit être de 2 dans un carburant. Le manque d'hydrogène, en comparaison avec les formules des (bio)carburants, conduit à une perte de 50 % du carbone dans la transformation de la biomasse en biocarburant.

valoriser tout le carbone de la biomasse ; on produit alors de e-biocarburants (ligne 2 de la Figure 6.2). Dans la deuxième solution, le CO₂ biogénique émis lors de la production de biocarburant (ligne 1' de la Figure 6.2) est capté et renvoyé dans les filières CCS ou CCU. Il faut souligner ici l'importance d'une bonne gestion du critère carbone. Celui-ci a été extrait de l'atmosphère par photosynthèse et il convient de bien le valoriser, ce qui est réalisable par l'une des deux solutions décrites.

La disponibilité de la biomasse étant limitée, il sera nécessaire de développer, en parallèle de la production de biocarburants à partir de biomasse ligno-cellulosique, la voie des e-carburants. Cette voie requiert le captage de CO₂ dans les rejets d'usines ou directement dans l'atmosphère. La quasi-neutralité carbone des e-carburants requiert à terme de ne pas utiliser de CO₂ d'origine fossile. À grande échelle, l'approvisionnement en CO₂ pour les e-carburants repose dès lors sur la disponibilité de CO₂ biogénique (*i.e.*, émis lors de la transformation de la biomasse) et de CO₂ extrait directement de l'atmosphère (procédé DAC).

La production de carburants de synthèse peut s'effectuer *via* la voie Fischer-Tropsch directe (syngas CO/H₂ → hydrocarbures) ou la voie méthanol intermédiaire (CO₂ + H₂ → CH₃OH → hydrocarbures).

Pour dimensionner le besoin en CO₂ nécessaire à la production de e-carburant, il est nécessaire de se donner une trajectoire de production de ces carburants durables. L'ordre de grandeur de la cible est déterminé par les objectifs de décarbonation des secteurs aérien et maritime adoptés par les pays européens en 2023. Quatre hypothèses clés structurent à terme (2050) la trajectoire proposée pour la production nécessaire pour la France :

- Une relative stabilité du trafic. Il est à noter que la sobriété, volontaire ou induite par l'augmentation du prix des carburants, peut avoir un impact à la baisse important sur l'évolution du trafic ; l'hypothèse de stabilité du trafic est donc une situation enveloppe pour l'Europe ;
- Une amélioration de l'efficacité énergétique moyenne d'une quinzaine de pourcents dans les prochaines décennies (en prenant en compte la pénétration progressive de technologies offrant une trentaine de pourcent de gain d'efficacité d'ici 2050) ;

- Un prélèvement à hauteur d'une dizaine de pourcent de la biomasse solide disponible pour l'énergie; et enfin
- Un ratio d'importation égal à 50 %.

Ces hypothèses sont dimensionnantes et seront réajustées périodiquement en tant que de besoin. Elles conduisent à la trajectoire présentée dans le tableau 6.1 pour les ports et aéroports français.

Tableau 6.1 - Trajectoire de production de carburants durables pour les ports et aéroports français¹²²

Carburants durables	2035/40	2050/60
Besoin total	2.0 Mt	8.0 Mt
Production domestique d'électrocarburants	1.5 Mt	4.0 Mt
e-biocarburant	1.2 Mt	2.0 Mt
e-carburant	0.3 Mt	2.0 Mt
Intrants à mobiliser		
biomasse	2.5 Mtbs	4.2 Mtbs
électricité	30 TWh	76 TWh
CO ₂ biogénique ou DAC	0.9 MtCO ₂	6.0 MtCO ₂
Capacité d'électrolyse		
puissance installée	4 GW	10 GW
flexibilité	3 GW	7 GW
Carburants oléochimiques et carburants importés	0.5 Mt	4.0 Mt

La consommation d'eau requise pour la production d'e-carburants est souvent questionnée. La consommation nette d'eau associée à la production de e-carburant requiert pour le procédé de synthèse (partie électrolyse et partie chimie) ~2,5 tonnes d'eau par tonne de carburant produit. La fonction raffinage ajoute une consommation de ~0,5 tonne d'eau. La quantité nette d'eau nécessaire au refroidissement des installations pourrait être de l'ordre de 5 tonnes, cette estimation pouvant être optimisée à la fois par l'optimisation des techniques de refroidissement, par l'optimisation de

122 Évaluations internes à l'Académie des technologies

l'installation (recirculation de la chaleur entre les procédés exothermiques et endothermiques) ou encore par une optimisation entre les différentes installations du site industriel. Au bilan, la consommation nette totale sera ainsi de l'ordre de 8 tonnes d'eau par tonne de e-carburant produit. En retenant cette évaluation à la fois pour les e-carburants et, de manière enveloppe, pour les e-biocarburants, la production cible de 4 Mt/an d'électrocarburants induira une consommation d'eau de l'ordre de 32 Mt d'eau par an, soit moins de 1% de la consommation nette annuelle d'eau douce en France métropolitaine, évaluée à 4 Gt/an (SDES, 2023)¹²³. À l'échelle nationale, la consommation d'eau nécessaire à la production d'électrocarburants est donc marginale. Elle nécessite cependant une attention détaillée pour chaque projet d'implantation afin de garantir la compatibilité avec les réalités hydriques locales.

Du fait des enjeux de décarbonation des secteurs aérien et maritime, l'Académie des technologies estime que la production d'électrocarburants pour ces secteurs sera la principale composante de la voie CCU. La seule production de carburants durables nécessite un approvisionnement en CO₂, biogénique ou atmosphérique, dont l'ordre de grandeur est 1 MtCO₂ pour 2035/40 et 6 MtCO₂ pour 2050/60. Compte tenu de la disponibilité de la biomasse, d'un mix électrique robuste et décarboné et des enjeux de réindustrialisation, la France dispose d'atouts précieux pour le développement d'une filière industrielle des électrocarburants, dont l'émergence mérite d'être soutenue [Recommandation [RS6.1](#)].

Les évaluations ci-dessus évolueront dans le futur en fonction d'une appréciation progressivement plus précise des besoins et des faisabilités. Notamment une moindre disponibilité de la biomasse énergie conduira à augmenter la production de carburants de synthèse et le besoin en CO₂. Les ordres de grandeur ci-dessus sont néanmoins robustes et permettent de considérer le lancement d'une filière industrielle d'électrocarburants comme objectifs structurant dans une politique de décarbonation et de

123 À titre comparatif, les usages industriels et le refroidissement des centrales électrique représentent aujourd'hui environ 16 % de cette consommation (soit 640 Mt/an). Le développement d'une filière de 4 Mt/an d'électrocarburants se traduirait donc par une augmentation d'environ 5 % de la consommation d'eau pour l'industrie et les centrales électriques.

réindustrialisation. Ceci nécessite une convergence des acteurs privés et publics sur une même trajectoire [Recommandation [RP6.2](#)] et le soutien aux premiers projets [Recommandation [RI6.3](#)].

6.4. SYNTHÈSE DES PRINCIPAUX MESSAGES ET RECOMMANDATIONS

L'utilisation du CO₂ répond à un objectif de « défossilisation » dans une logique d'économie circulaire qui permet de valoriser le carbone du CO₂ capté en le substituant au carbone issu de l'extraction de ressources fossiles. La filière CCU est aujourd'hui peu mature et sa montée en échelle nécessite à la fois une maturation industrielle et l'établissement d'un marché pour des produits de substitution nécessairement plus coûteux que leurs équivalents fossiles.

Le CCU est appelé à jouer un rôle clé pour la décarbonation des transports aérien et maritime, qui ne disposent pas d'alternatives crédibles pour les longues distances. Les perspectives les plus structurantes pour le CCU concernent donc la production de molécules énergétiques (ammoniac, méthanol) qui constituent à la fois des carburants durables mais aussi des briques de base de la chimie.

La production d'électrocarburants nécessitera des besoins importants en électricité bas-carbone et en hydrogène, faisant du CCU un levier à articuler étroitement avec les politiques énergétiques et industrielles.

Recommandations

Au cœur de la stratégie CCU, il convient de considérer la production d'électrocarburants comme un axe stratégique majeur avec un bénéfice important pour la décarbonation (secteur de l'aviation et du maritime) et pour la réindustrialisation de la France (valeur ajoutée importante).

RS6.1 : Stabiliser une gouvernance de l'État apte à porter une stratégie long terme de développement de la filière de production d'électrocarburants et à aligner l'ensemble des acteurs concernés (pouvoirs publics, opérateurs publics et privés).

RP6.2 : Définir une trajectoire cible de production d'électrocarburants en cohérence avec une politique d'investissement industriel et la politique énergétique, notamment en matière d'électricité, de production d'hydrogène par électrolyse de l'eau et de gestion de la biomasse nationale, et de capacité manufacturière européenne d'électrolyseurs.

En support à cette trajectoire

RI6.3 : Soutenir les premiers projets industriels afin de permettre l'émergence d'une filière française et européenne.

Chapitre 7

UNE TRAJECTOIRE DE MAÎTRISE DU CO₂

En synthèse de ce rapport, ce chapitre consolide l'impact global des différentes filières de décarbonation CCS et CCU présentées dans les chapitres précédents. Il définit une trajectoire nationale cohérente et responsable de maîtrise du CO₂ à l'horizon 2050, dite *trajectoire de base*, articulant sobriété, réduction des émissions et compensation des émissions résiduelles (section 7.1). Cette trajectoire s'appuie sur une hiérarchisation des contributions respectives des puits naturels, du CCS et du CCU, tout en intégrant les limites des différents puits naturels, la cinétique de déploiement progressif envisageable et les priorités d'usage des différentes filières (section 7.2). Ces éléments structurants permettent de fournir des ordres de grandeur chiffrés pour le captage, l'utilisation et le stockage du CO₂, compatibles avec les contraintes technologiques, industrielles et économiques, et ainsi de consolider une trajectoire quantitative de déploiement des différentes filières de réduction et de compensation des émissions résiduelles sur le territoire national, complétée par un recours stratégique à l'export (section 7.3). Le rôle des pouvoirs publics pour rendre la trajectoire réalisable est central, notamment en termes de convergence réglementaire (section 7.4).

7.1. TRAJECTOIRE DE BASE

Ce rapport distingue les moyens, rassemblant les différentes voies de captage du CO₂, des finalités données au CO₂, finalités désignées d'une part « filière CCU » où le CO₂ capté est utilisé dans une économie circulaire neutralisant les émissions, et d'autre part « filière CCS » où le CO₂ capté est stocké en formation géologique.

Ces filières ont été analysées en regard d'objectifs tels qu'ils sont connus dans leurs domaines propres. Sans prétendre fournir une planification détaillée, il est utile de consolider une trajectoire par quelques ordres de grandeur,

- Mettant en cohérence les objectifs et les contraintes identifiées pour les différentes filières considérées,
- Précisant les chronologies de mises en œuvre des moyens de décarbonation cohérentes entre les différentes filières.

L'une des difficultés récurrentes dans la définition d'objectifs quantitatifs tient à l'ambiguïté entre ce qu'il serait souhaitable d'atteindre, ici au regard de la SNBC ou de la stratégie nationale CCUS, et ce qui peut effectivement être réalisé compte tenu des contraintes physiques, économiques, voire sociétales existantes. Les ordres de grandeur caractérisant la trajectoire proposée dans cette synthèse visent la neutralité carbone à l'horizon 2050, tout en intégrant les limites qui permettent d'assurer leur réalisation effective.

En ce sens, la trajectoire proposée dans cette synthèse est désignée «trajectoire de base» dans la mesure où elle assure une cohérence des objectifs avec les contraintes identifiées dans les différents chapitres. Considérer une trajectoire plus ambitieuse reste toujours possible, mais cela nécessitera des choix de société plus difficiles pour lever les contraintes identifiées. Considérer une trajectoire moins ambitieuse entraverait notre capacité à atteindre les objectifs affichés de neutralité carbone.

La dimension sociétale est particulièrement critique pour l'ensemble des filières à mobiliser pour la décarbonation. En effet, la capacité à gérer les forêts, la collecte de la biomasse, la construction de nouveaux sites industriels pour le CCU et la mise en œuvre de stockages géologiques pour le CO₂ font l'objet de controverses. L'accès au sous-sol, que ce soit dans l'extraction ou l'enfouissement de matériaux, est en particulier un sujet potentiellement très controversé. Dans cet exemple, comme pour d'autres filières de décarbonation, il apparaît nécessaire de bien découpler i) les débats généraux portant sur les stratégies d'ensemble et ii) les débats locaux sur des projets précis de mise en œuvre de ces stratégies. Pour que des débats locaux puissent permettre la concrétisation de tel ou tel projet, le préalable est clairement que les débats généraux aient pu se conclure par une convergence sociétale suffisamment robuste.

Enfin, et ce sans préjuger de l'issue de ces débats, une politique de décarbonation véritablement responsable impose que la France déploie sur

son territoire une part significative des activités requises, qu'il s'agisse de la mobilisation de la biomasse, ou de la production de carburants durables ou du stockage du CO₂. En cohérence, la trajectoire proposée dans ce chapitre fixe comme objectifs stratégiques: i) d'assurer une production nationale de carburants durables couvrant 50 % des besoins, et ii) de déployer sur le territoire métropolitain les capacités nécessaires pour stocker la moitié du CO₂ capté à des fins de stockage.

7.2. BILAN DES DIFFÉRENTES FILIÈRES CONTRIBUANT À LA COMPENSATION DES ÉMISSIONS RÉSIDUELLES

Le déploiement des filières de gestion du CO₂ est à positionner au regard de celui des solutions de stockage du CO₂ basées sur la nature (*Nature-based Solutions*) telles que la reforestation et l'afforestation, le stockage du CO₂ dans les sols. Avec un puits naturel en forte baisse ces dernières années suite à une crise forestière majeure (perte de 25 MtCO₂ de puits en 10 ans), la contribution des puits de carbone naturels, bien qu'importante, est très incertaine dans les scénarios de décarbonation.

Dans la trajectoire actuelle, le captage (et stockage) du CO₂ dans les puits naturels (forêts, sols) devrait être inférieur à 30 MtCO₂/an à l'horizon 2050. Avec des mesures d'accompagnement incitatives, dont la mise en œuvre reste incertaine, un captage additionnel dans les sols non forestiers serait envisageable à hauteur de 20 MtCO₂/an. Ceci reste significativement inférieur aux estimations portées par la SNBC 2¹²⁴ (67 MtCO₂ via le secteur des terres et les produits bois) et encore inférieur à celles de la SNBC 3¹²⁵ (24 MtCO₂).

Le développement de la filière CCS reposera dans un premier temps sur le captage de CO₂ fossile à partir des unités industrielles, en particulier pour décarboner les gros émetteurs (sidérurgie, cimenterie, production de chaux, chimie...). Le facteur limitant réside dans la disponibilité des infrastructures de transport et de stockage du CO₂. En effet,

124 [SNBC, rapport d'accompagnement, mars 2020](#)

125 https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/documents/2025-%20Projet%20SNBC%203%20compress-Partie%201_Vfin_vdef_clean_clean%20COMPRESS.pdf

- Il n'existe à ce jour sur le territoire français ni réseau de transport ni site de stockage du CO₂. Le développement d'infrastructures pour le transport du CO₂ est à l'étude dans le cadre des Zones Industrielles Bas Carbone (ZIBaC) notamment, dans les zones industrialo-portuaires (Dunkerque, Le Havre-Rouen/Port-Jérôme, Donges/Montoir/Saint-Nazaire, Fos-sur-Mer) et les premiers projets de CCS se développeront dans les Hauts-de-France et en Normandie, voire dans la région Pays de la Loire, avec des stockages du CO₂ en Mer du Nord (Norvège, Pays-Bas, Royaume-Uni).
- La France dispose d'un potentiel de stockage dans ses bassins sédimentaires, en particulier le bassin de Paris, le bassin aquitain et le bassin du Sud-Est, sans parler du potentiel offshore, mais à ce jour seules des estimations grossières sont disponibles. Or il faut entre 5 et 12 ans, voire plus¹²⁶, pour développer un site de stockage. D'ici 2040, le stockage du CO₂ ne pourra donc se faire qu'hors de France, dans un premier temps en mer du Nord (Norvège, Pays-Bas, Royaume-Uni) où des projets commerciaux de stockage existent ou sont en train d'être finalisés. Un projet est aussi en cours de développement au large de l'Italie qui permettrait de stocker le CO₂ capté dans la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer ou dans la vallée du Rhône pour peu que les infrastructures de transport du CO₂ aient été mises en place.
- Si les 4 à 8 MtCO₂/an annoncées dans la stratégie CCUS¹²⁷ comme captées dans les émissions industrielles d'ici 2030 semblent difficilement envisageables au vu du déploiement des projets de captage et transport du CO₂ (1,5 MtCO₂/an semble plus réaliste), la fourchette basse de 12 Mt pour 2040 est envisageable pour peu que les études des réseaux de transport en cours aujourd'hui aient débouché sur la mise en place d'infrastructures opérationnelles.
- S'il est possible d'envisager qu'un ou deux projets de stockage de CO₂ voient le jour sur le territoire national d'ici 2040, le déploiement risque d'être lent du

126 https://iea.blob.core.windows.net/assets/181b48b4-323f-454d-96fb-0bb1889d96a9/CCUS_in_clean_energy_transitions.pdf

127 [État des lieux et perspectives de déploiement du CCUS en France](#) - Direction générale des entreprises - juin 2024.

fait de résistances locales et de débats autour de ces projets. Il est donc difficile d'envisager plus de quatre sites de stockage de CO₂ en France d'ici 2050, soit un potentiel de stockage du CO₂ de **6 à 15 MtCO₂ stocké par an**. La stratégie CCUS fixe une cible de 30 à 50 MtCO₂ capté par an sur le territoire national, en majorité stocké hors de France. En 2050, une partie de ce CO₂ pourrait être capté dans l'atmosphère, mais cette part restera relativement faible.

La filière CCU dispose d'un potentiel économique apte à développer des solutions de captage du CO₂ biogénique et atmosphérique, notamment pour la production de carburants de synthèse. En effet, le CO₂ d'origine fossile ne permet pas un taux de décarbonation suffisant pour la filière CCU, si bien que, au-delà de quelques projets pionniers permettant la maturation des technologies produisant des molécules énergétiques, la filière CCU reposera essentiellement sur le captage du CO₂ biogénique et atmosphérique. Ces solutions de captage de CO₂ avancées pourront dans un second temps alimenter la filière CCS pour compenser des émissions diffuses ou réaliser des émissions négatives.

La production de carburants de synthèse sera le terme dominant dans la filière CCU et permet d'illustrer les logiques et ordres de grandeur de cette filière. Étant pilotée par des impositions réglementaires, cette production s'appuiera sur une capacité économique puissante du fait de la valeur créée par ces carburants. Elle devrait permettre à la filière CCU d'accéder au CO₂ biogénique et de tirer le développement des technologies DAC. En effet :

- Les producteurs de CO₂ biogénique étant par nature neutres, ou quasi-neutres, en émissions de CO₂, la seule incitation pour ces émetteurs à investir dans le stockage ou l'utilisation de leurs émissions sera d'ordre économique. Compte tenu de la valeur créée et du prix d'une technologie de substitution (*i.e.*, le DAC), il est probable qu'un producteur de carburant de synthèse sera prêt à payer plus cher l'accès au CO₂ biogénique qu'un acteur ciblant un stockage du CO₂ au titre d'une stratégie de compensation. Cela induira, dans les prochaines décennies, une priorité de la filière CCU, par rapport à la filière CCS, pour l'accès au CO₂ biogénique et une cinétique de montée en échelle de la filière CCS reposant principalement sur le CO₂ fossile.

- La technologie DAC nécessite encore une maturation technologique et industrielle afin de pouvoir envisager un déploiement à grande ampleur. La décarbonation des secteurs aérien et maritime reposera donc dans un premier temps d'abord sur des solutions mobilisant la biomasse. Toutefois, il est nécessaire dès la prochaine décennie de démarrer la production de carburant de synthèse à partir de CO₂ biogénique et atmosphérique pour assurer le relais de croissance requis par les objectifs réglementaires. Dès lors, la technologie DAC sera, avant 2050, essentiellement mobilisée par la filière CCU, et pourra, au-delà de 2050, être éventuellement associée à un stockage (filiale DAC-CCS) pour assurer des émissions négatives.

Sur le plan quantitatif, les éléments suivants ressortent du chapitre 3 :

- Les émissions de CO₂ biogénique par l'industrie sont de l'ordre de 20 MtCO₂/an.
- Seules les sources de CO₂ biogénique raisonnablement continues et suffisamment concentrées géographiquement pourront alimenter la filière CCU. Ceci réduit le potentiel de CO₂ biogénique absorbable par la filière CCU à une fourchette de 2 à 3 Mt/an. Cette estimation reste hypothétique car elle nécessite une convergence d'intérêt entre des secteurs économiques distincts, par exemple entre papeteries et éthanoleries d'un côté et producteurs de carburants de synthèse de l'autre.
- Ces limites et ces incertitudes justifient la montée en échelle, en parallèle, des technologies DAC pour la production de carburant de synthèse.
- Un potentiel de 10 Mt/an de CO₂ biogénique, correspondant à 50 % des émetteurs centralisés de CO₂ biogénique (chauffage biomasse, papeterie, éthanoleries, déchets), pourrait alimenter la filière CCS. Ceci nécessitera une dynamique économique, probablement par des certificats échangés, au sein du marché ETS ou d'un marché parallèle, entre émetteurs de CO₂ biogénique et industriels aptes à financer le captage et le stockage de CO₂ biogénique pour compenser leurs émissions de CO₂ fossiles diffuses.

Sur la base du chapitre 5, la production de carburants durables est le principal déterminant au sein de la filière CCU avec un besoin de captage de l'ordre de **6 MtCO₂ par an**. Cette évaluation repose sur des hypothèses qu'il importe de

rappeler pour permettre des réévaluations en tant que nécessaire (cf tableau 6.1) :

- Le besoin de production domestique est de 4 Mt₂₀₅₀ d'électrocarburants minimum avec la mise en place de filières d'importation à un volume équivalent.
- Un objectif de collecte de 4 Mt/an de biomasse sèche est posé. Le potentiel physique est plus grand mais les premiers retours d'expérience montrent une limite à la capacité effective de collecte du fait des compétitions d'usage et des contraintes locales.
- Des investissements de maturation technologique permettent d'établir une filière industrielle capable de déployer progressivement des productions de carburants durables à forte efficacité énergétique. Il s'agit par exemple dans le cas des carburants de synthèse d'obtenir un rendement proche de 50 %, c'est-à-dire un coût énergétique de production inférieur au double de l'énergie contenue dans le carburant.
- Le potentiel de CO₂ biogénique pour la filière CCU étant de l'ordre de 2 à 3 Mt/an, il est prioritaire de favoriser son utilisation pour la production de carburant de synthèse. Dans ce cas, le besoin en captage de CO₂ atmosphérique se situe à un niveau hauteur de 3 à 4 Mt/an.

Les technologies DAC font certes débat du fait de leur faible maturité industrielle, mais elles seront indispensables au développement d'une industrie de e-fuels. La chronologie de leur mise en œuvre doit donc être clarifiée :

- La priorité sur la période 2025-2035 sera d'investir sur leur développement technologique pour permettre la mise en œuvre de projets industriels de grande taille dès 2035. Cette montée en échelle devra permettre de répondre aux besoins de la filière CCU pour produire le volume de carburants de synthèse requis pour répondre aux enjeux de décarbonation des secteurs aériens et maritimes. Certes, le coût de mise en œuvre des technologies DAC restera supérieur aux coûts de captage de CO₂ sur effluents industriels, qu'il s'agisse de CO₂ d'origine fossile ou de CO₂ biogénique, mais ce coût restera supportable en relatif pour la production de carburants de synthèse

compte tenu de la valeur créée finale (moins de 10 % du coût énergétique et de l'ordre de 20 % du coût économique).

- Après l'atteinte de la maturité technologique et la réduction des coûts qui en résultera, la stratégie DAC+CSS pourra répondre aux besoins d'acteurs cherchant à compenser leurs émissions diffuses, par exemple par échanges de permis.

7.3. CONSOLIDATION DES FILIÈRES DE RÉDUCTION ET DE COMPENSATION DES ÉMISSIONS RÉSIDUELLES

Le captage technologique alimente la filière CCU à hauteur de 6 MtCO₂/an. En conséquence, **l'objectif de stockage du CO₂ en formation géologique pour la France est un flux annuel de l'ordre de 25 MtCO₂/an à l'horizon 2050.**

Cette évaluation du flux annuel est à mettre en regard de la capacité théorique de stockage de CO₂ évaluée (chapitre 5) pour la France à 4 000 MtCO₂.

La filière CCS, en tant que modalité de gestion du CO₂ capté, doit être pilotée avec **deux paramètres clés dimensionnant le respect des objectifs**: i) **la cinétique de déploiement** et ii) **la dynamique de saturation des sites**.

- La France pourrait disposer d'un ou deux projets de stockage de CO₂ nécessaires sur le territoire national d'ici 2040 et d'un maximum de quatre sites de stockage d'ici 2050. Ceci permet d'envisager un flux de stockage du CO₂ à hauteur de 6 à 15 MtCO₂ stockées à l'horizon 2050. Il est donc **essentiel de lancer dès maintenant des premiers projets industriels de stockage de CO₂**.
- La dynamique de saturation d'un site de stockage est déterminée par le rapport entre sa capacité de stockage et le flux de remplissage. Ces données dépendront de la réalité de chaque par site. Une dynamique de saturation moyenne nationale, hypothétique à ce stade, de 50 ans est considérée ici.

Avec ces deux paramètres dimensionnants, il est possible d'illustrer une dynamique de la filière CCS¹²⁸ en France par le tableau 7.1.

Tableau 7.1 - Illustration de la dynamique de stockage en France

	nombre de nouveaux sites	nombres de sites fermés	nombres de sites exploités ou ayant été exploités	flux annuel de stockage effectif	dynamique moyenne de saturation	capacité de stockage totale mise en œuvre
2025	0	0	0	0 MtCO ₂ /an	50 ans	0 MtCO ₂
2040	2	0	2	6 MtCO ₂ /an	50 ans	300 MtCO ₂
2050	2	0	4	12 MtCO ₂ /an	50 ans	900 MtCO ₂
2100	4	4	8	12 MtCO ₂ /an	50 ans	1 500 MtCO ₂
2150	0	4	8	0 MtCO ₂ /an	50 ans	1 500 MtCO ₂
2150	0	0	8	0 MtCO ₂ /an	50 ans	1 500 MtCO ₂

Le tableau 7.1 est une illustration, et non une évaluation, de la dynamique de stockage en France permettant de mettre en regard le besoin en capacité de stockage avec le besoin en flux annuel. Ce tableau permet de dimensionner les efforts de déploiement de sites géologique en France :

- Si un quart (1000 MtCO₂) des capacités théoriques de stockage était effectivement mis en service, la contribution du stockage géologique à la compensation des émissions résiduelles serait possible jusqu'à l'horizon 2100.
- Avec 37 % (1 500 MtCO₂) de ces capacités, cet horizon recule à 2150.

De nombreux défis, techniques et socio-économiques, séparent l'évaluation de capacités théoriques (4 000 MtCO₂) et une concrétisation effective qui doit être *a minima* de l'ordre de 1000 GtCO₂ sur le territoire national et d'ici 2100. En cohérence, il sera nécessaire d'accéder à une capacité minimale de 1 500 MtCO₂ sur le marché international du stockage du CO₂.

128 On retrouve ici la nécessité de définir clairement les priorités de stockage de CO₂ exposées dans <https://www.nature.com/articles/s41586-025-09423-y>

Le stockage apparaît ainsi comme une ressource consommable, ce qui confirme bien la nécessité de la priorisation de son utilisation.

Sur la base des éléments ci-dessus, le tableau 7.2 consolide une trajectoire de compensation des émissions résiduelles, pour 2050 et au-delà, à partir d'objectifs sectoriels pour le captage naturel et technologique. Les incertitudes attachées à chacun de ces objectifs sont nécessairement importantes. Mais la valeur de cet exercice structurant réside dans la mise en cohérence des différents secteurs pour répondre au besoin national de compensation des émissions résiduelles. Notamment, ceci permet d'objectiver le besoin en capacité de stockage :

- Le besoin national de compensation des émissions résiduelles était de 82 MtCO₂/an selon la SNBC 2 et est en forte diminution dans le projet de SNBC 3. Face au constat d'un écart croissant entre les objectifs de décarbonation et la réalité constatée, il ne paraît pas justifié de réduire l'évaluation de ce besoin dont la valeur retenue dans ce rapport est de 80 MtCO₂/an à l'horizon 2050. Une telle valeur devra être revue à la hausse si les mesures de décarbonation de l'économie sont moins performantes que prévu.
- Une première contribution à ce besoin est apportée par le captage naturel à hauteur de 50 MtCO₂/an, dont 40 % devra être obtenu avec des mesures d'accompagnement du fait de la baisse de la séquestration naturelle de carbone ces dernières années.
- Le complément (30 MtCO₂/an) mobilisera le captage technologique. Puisque les besoins du CCU sont évalués à 6 MtCO₂/an, le besoin annuel en stockage géologique est de l'ordre de 24 Mt/an. Cet ordre de grandeur constitue un élément déterminant pour l'élaboration des stratégies des différents secteurs économiques. À titre d'illustration, envisager le recours au CCS plutôt qu'au CCU pour les secteurs de l'aviation et du maritime conduirait à un besoin de stockage d'environ 30 MtCO₂/an pour ces deux seuls secteurs, confirmant ainsi la nécessité de développer une stratégie CCU pour ces usages.
- Les besoins en termes de capacité de stockage domestique sont dimensionnés à 12 MtCO₂/an, sur l'hypothèse d'un accès à des sites internationaux

de stockage à hauteur de 50 %. Sur la base d'une cinétique de déploiement illustrée dans la section 7.3, il sera nécessaire de mettre en œuvre sur le territoire métropolitain une capacité de stockage de l'ordre de 1500 MtCO₂ à l'horizon 2050, soit 37 % du potentiel théorique (4 000 MtCO₂) identifié à ce jour. Ce pourcentage élevé confirme bien la nécessité de considérer le stockage comme une ressource bornée à gérer sur la base d'une priorisation d'accès rationnelle.

Tableau 7.2 - Trajectoire de base de maîtrise du CO₂

Objectif de réduction et de compensation des émissions résiduelles à partir de 2050		80 MtCO2/an	
Répartition de l'objectif de réduction et de compensation des émissions résiduelles à partir de 2050			
Captage naturel à l'horizon 2050 (forêt, sol, bois mort)		30 MtCO2/an	
Captage additionnel dans les sols avec mesures d'accompagnement		20 MtCO2/an	
Captage technologique à l'horizon 2050		30 MtCO2/an	
Moyens	Finalité	CCU	CCS
	captage en fumée d'usine	0 MtCO2/an	14 MtCO2/an
	captage du CO2 biogénique	2 à 3 MtCO2/an	10 MtCO2/an
	captage atmosphérique	3 à 4 MtCO2/an	0 MtCO2/an
	Total	6 MtCO2/an	24 MtCO2/an

Stockage géologique de CO2 à l'horizon 2050		
Capacité de stockage géologique théorique sur le territoire national :	5000 Mt	
à la condition d'adapter la réglementation aux différentes situations de stockage		
Illustration d'une trajectoire de mise en œuvre du stockage géologique de CO2		
flux et capacité mise en œuvre à 2050	12MtCO2/an	900 MtCO2
flux et capacité mise en œuvre à 2100	12MtCO2/an	1500 MtCO2
saturation potentielle à 2150		

7.4. BESOIN D'ENGAGEMENT DES PUISSANCES PUBLIQUES

La trajectoire ci-dessus est raisonnablement cohérente avec les contraintes technico-économiques. Mais elle ne peut pas se mettre en place par les seules forces du marché car l'objectif visé de la décarbonation ne répond pas à un optimum du marché mais relève bien d'un objectif sociétal que doivent porter les puissances publiques.

Notamment, en Europe, les États doivent avoir une action proactive dans les domaines suivants :

- La compréhension sociétale des enjeux et la légitimité des filières de décarbonation ; une pédagogie politique sur la nécessité et la cohérence globale des différentes filières à déployer est un préalable à la mise en œuvre des projets particuliers.
- L'investissement dans les technologies de la décarbonation jusqu'aux premiers projets industriels, avec l'objectif de développer des filières industrielles en Europe compétitives à l'échelle mondiale. Il est urgent que la France investisse sur l'écosystème de compétences et sur des moyens expérimentaux concernant le captage du CO₂, notamment atmosphérique. Les bases existantes sont solides mais doivent être renforcées au niveau de la recherche appliquée (nouveaux matériaux) et de développement de procédés en lien avec l'industrie. L'enjeu est de maintenir dans la durée une capacité industrielle à l'état de l'art dans un domaine qui sera central pour la décarbonation dans les prochaines décennies.
- La mise en place des infrastructures nécessaires pour soutenir la trajectoire de décarbonation. Ceci inclut la mise en place i) d'un mix électrique décarboné robuste et suffisant, et ii) les infrastructures nationales de transport et de stockage du CO₂.
- Une production réglementaire efficiente qui garantit à la fois l'objectif sociétal de décarbonation et les objectifs de puissance économique permettant à l'Europe de tenir son rang dans un monde fragmenté. La convergence internationale vers des normes partagées est essentielle et une condition première d'une compétition équitable.
- Enfin, il est nécessaire de traduire ces éléments physiques en une économie apte à aligner les nombreux agents concernés et interactions réciproques. La mise en place d'instruments de marché comme l'ETS et ses dérivés seront essentiels pour concrétiser la trajectoire ci-dessus.

Annexes

A. Membres du groupe de travail

- Florence DELPRAT-JANNAUD (coordinatrice), Académie des technologies
- Félix BOILÈVE
- Denis CLODIC, directeur Recherche & innovation de Cryo Pur, SAS intégrée dans la Française de l'Énergie
- Daniel IRACANE, Académie des technologies
- Patrick LEDERMANN, Académie des technologies
- Hélène OLIVIER-BOURBIGOU, Académie des technologies
- Christophe POINSSOT, Académie des technologies
- Dominique VIGNON, Académie des technologies
- François STORRER, Académie des technologies

Les auteurs tiennent à remercier les relecteurs pour leurs remarques : Pascal LE MASSON, Paul-Joël DERIAN, Patrick LE GALÈS, Manoelle LEPOUTRE, Régis RÉAU, Jean SENTENAC et Pierre TOULHOAT.

B. Liste des acronymes

ADEME : Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie

ATJ : Alcohol-To-Jet

BECCS : Bioenergy with Carbon Capture and Storage

BRGM : Bureau de Recherche Géologique et Minière

BTL : Biomass-to-Liquid

CATF : Clean Air Task Force

CCS : Captage et stockage du CO₂

CCU : Captage et utilisation (ou valorisation) du CO₂

CDR : Carbon Direct Removal

CRCF : Carbon Removals and Carbon Farming Regulation

DAC : Direct Air Capture

DACCS : Direct Air Capture and subsequent CO₂ Storage

DMX : Digital Multiplex (procédé)

EBC : European Biochar Certificate

EIGA : European Industrial Gases Association,

ETS : Emissions Trading System (marché européen du carbone)

FCBA : Institut technologique Forêt Cellulose Bois-construction Ameublement

GES : Gaz à Effet de Serre

Gt : Gigatonne (10⁹ tonnes)

GIEC : Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat

HEFA: Hydroprocessed Esters and Fatty Acids (carburant diesel renouvelable produit à partir d'huiles végétales et de graisses)

IAE: International Energy Agency (AIE en français)

IFPEN: Institut Français du Pétrole et des Énergies Nouvelles

INRAE: Institut national de recherche pour l'agriculture, l'alimentation et l'environnement

FID: Final Investment Decision

IGN: Institut Géographique National

JRC: Joint Research Centre

kt: Kilotonne (10^3 tonnes)

LBC: Label bas-carbone

PV: Photovoltaïque

MRV: Measurement, Reporting and Verification

Mt: Mégatonne (10^6 tonnes)

RED: Renewable Energy Directive

RWGS: Reverse Water Gaz Shift

SEQE: Système d'Échange de Quotas d'Émissions

SLB: anciennement Schlumberger

SNBC: Stratégie Nationale Bas-Carbone

TRL: Technology-Readiness Level

TWhe: Tera (10^{12}) wattheure électrique

UE: Union Européenne

ZIBaC: Zone Industrielle Bas Carbone

C. Les mécanismes de la flexibilité de la loi Climat

La loi Climat européenne sera révisée en 2026 à l'issue de la procédure de Trilogue. Elle fixe à l'horizon 2040, l'objectif de réduction des émissions européennes de 90% par rapport à l'année 1990 et autorise plusieurs flexibilités. En outre, elle ouvre la porte à une révision périodique de la loi à l'initiative de la Commission européenne en fonction du coût de la décarbonation ou de l'éventuelle poursuite de la détérioration du puits de carbone à l'échelle de l'Union.

Les flexibilités sont de deux ordres :

Chaque pays membre peut limiter son objectif de réduction à 85 % (au lieu de 90 %) par rapport à 1990 à la condition de réaliser des compensations (captage de CO₂) hors d'Europe à hauteur maximale de 5 % de ses émissions de 1990. Pour la France, cela concernerait un peu plus de 27 Mt/an.

En outre, si un pays membre subit une réduction de son puits de carbone en conséquence du changement climatique, il pourra dépasser son objectif à due concurrence. Il est difficile de prévoir le bénéfice de cette flexibilité : peut-être 5 à 10 Mt en 2040.

Ainsi l'objectif d'émissions domestiques de la France (~55 MtCO₂ en 1990) serait rehaussé à ~90 MtCO₂ soit ~60 % ou plus.

Mais il faut souligner les grandes incertitudes de ces évaluations, à commencer par l'appréciation des émissions résiduelles à compenser en 2050. La révision de la loi Climat européenne va définir l'objectif et les flexibilités 2040 ; elle ne modifie pas l'objectif ZEN de 2050 et ne prévoit pas de flexibilités pour l'atteindre même si cela paraît très peu logique.

En tout état de cause, limiter les émissions résiduelles à 80 MtCO₂ en 2050 impliquerait de réussir tous les objectifs de décarbonation y compris dans des secteurs difficiles (agriculture...) ou très en retard (transports lourds, résidentiel et tertiaire) : c'est très peu plausible.

Des compensations non européennes de qualité suffisante ne seront pas disponibles en grande qualité à un prix raisonnable : il serait logique d'exiger qu'elles proviennent de pays respectant des objectifs de décarbonation aussi élevés que l'objectif européen ; or il n'y en a pas. En outre les compensations sont souvent largement surestimées¹²⁹.

129 Overstated carbon emission reductions from voluntary REDD+ projects in the Brazilian Amazon. Stanford University - 2020 - <https://doi.org/10.1073/pnas.2004334117>.

Action needed to make carbon offsets from tropical forest conservation work for climate change mitigation - Cornell University - 2023 - <https://doi.org/10.48550/arXiv.2301.03354>

A global evaluation of the effectiveness of voluntary REDD+ projects at reducing deforestation and degradation in the moist tropics- 2022 - Université de Cambridge -2022.

Résumé de ces études par Carbone 4 - [Est-il vrai que 90% des crédits carbone ne valent rien ?](#) -

D. Marché ETS et émissions négatives¹³⁰

Le marché ETS actuel ne couvre pas les émissions négatives, mais des discussions émergent sur leur intégration future dans les politiques climatiques européennes.

RAPPEL SUR LE FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ ETS CLASSIQUE

Le **Système d'Échange de Quotas d'Émissions (SEQE ou ETS)** est un mécanisme de type *cap-and-trade* mis en place par l'Union européenne depuis 2005. Il impose un plafond d'émissions de CO₂ aux secteurs industriels et énergétiques, et distribue des quotas échangeables.

Le système **ETS 1** couvre l'industrie lourde, la production d'électricité, et bientôt le transport maritime. Le système **ETS 2** (à partir de 2028) concernera les bâtiments, le transport routier, et certains usages industriels non couverts par ETS 1.

STATUT DES ÉMISSIONS NÉGATIVES ?

Les **émissions négatives** désignent l'extraction nette de CO₂ de l'atmosphère via des technologies ou pratiques comme le **BECCS** (bioénergie avec captage et stockage du carbone), le **DACCS** (captage direct de l'air puis stockage) ou encore le **reboisement** et la **restauration des sols**.

À ce jour, ces **activités ne sont pas intégrées dans le marché ETS européen** ; les quotas ETS ne peuvent pas être générés par des émissions négatives. Les crédits **carbone volontaires** (hors ETS) peuvent inclure des projets d'émissions négatives, mais leur reconnaissance réglementaire reste limitée.

VERS UNE INTÉGRATION FUTURE ?

La Commission européenne et plusieurs think tanks explorent la possibilité d'**intégrer les émissions négatives dans les politiques climatiques**,

130 Voir : [Un nouveau cadre européen pour la certification de l'élimination du carbone](#)

notamment pour atteindre la neutralité carbone en 2050. Les enjeux sont multiples; ils concernent la **crédibilité environnementale** (éviter les doubles comptabilisations ou les crédits non vérifiables), le **cadre réglementaire** (définir des standards robustes pour certifier les émissions négatives), l'**interaction avec ETS** (envisager un marché parallèle ou une extension du système existant).

ENJEUX POUR LA FRANCE ET L'EUROPE

La France soutient le développement de filières de captage et stockage du carbone, mais reste prudente sur leur intégration dans l'ETS. L'UE pourrait créer un cadre de **certification des émissions négatives** d'ici 2026, en parallèle du marché ETS.

La maîtrise des émissions de CO₂ constitue aujourd'hui un enjeu stratégique majeur pour atteindre la neutralité carbone et répondre aux exigences climatiques nationales et européennes. Dans un contexte de dégradation des puits naturels, et compte-tenu du fait que les émissions résiduelles demeureront inévitables à l'horizon 2050, **les technologies de captage, de stockage et d'utilisation du CO₂ apparaissent désormais comme des leviers indispensables.**

Ce rapport de l'Académie des technologies propose une analyse complète des filières industrielles impliquées en examinant l'ensemble de la chaîne : des sources d'émissions jusqu'aux usages possibles du carbone capté.

Il met en lumière le rôle structurant de ces solutions technologiques pour réduire les émissions résiduelles, soutenir la réindustrialisation et sécuriser la souveraineté énergétique nationale. Tout en rappelant les limites des puits naturels, l'Académie définit une **trajectoire cohérente** pour le déploiement des infrastructures, la maîtrise industrielle et l'essor des innovations, notamment le captage direct dans l'air.

Un document essentiel pour **comprendre les leviers, les contraintes et les choix stratégiques qui conditionneront la capacité de la France à se décarboner dans les décennies à venir.**

Académie des technologies
Le Ponant – Bâtiment A
19, rue Leblanc
75015 PARIS
+33(0)1 53 85 44 44
secretariat@academie-technologies.fr
www.academie-technologies.fr

ISBN : 979-10-97579-73-9

