



Marc FONTECAVE

CHAIRE CHIMIE DES PROCESSUS BIOLOGIQUES

La transition énergétique :
aujourd'hui et demain (III)

5 nov. > 17 déc. 2025



CO₂, une source de carbone: 1. Le capter

Marc FONTECAVE

Professeur au Collège de France

SÉMINAIRE :

Christian Serre, Directeur de Recherches CNRS,
École Normale Supérieure, ESPCI Paris, CNRS,
université PSL, France

« De nouveaux adsorbants hybrides durables pour
une capture plus efficace du CO₂ »

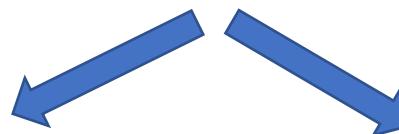
Consommation de fossiles



Emissions de CO₂



Captage de CO₂



Captage du CO₂
des secteurs industriel
et énergétique

Captage du CO₂
Atmosphérique
(DAC)

CO₂ capté



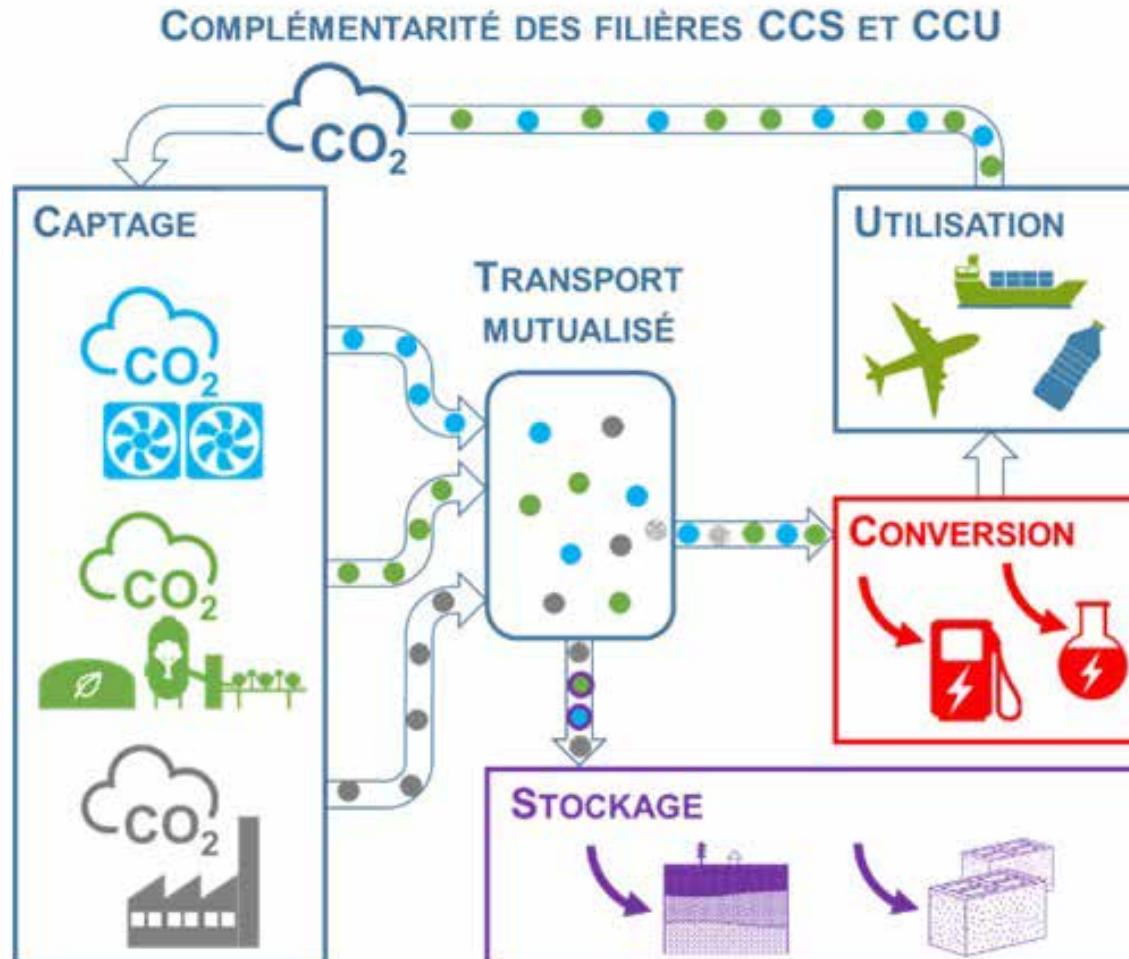
Transport du CO₂



Utilisation du CO₂
(e-fuels, polymères,..)
CCU

Séquestration du CO₂
CCS

Que faire du CO₂ ?: 1. Séquestration; 2. Utilisation



● CO₂ atmosphérique

● CO₂ biogénique

● CO₂ fossile (émissions fatales)

● CO₂ atmosphérique pour stockage (émissions négatives)

● CO₂ biogénique pour stockage (émissions négatives)

● CO₂ fossile pour conversion (jusqu'en 2040)

Séquestration et/ou Utilisation

CCS

Baisse des émissions de CO₂

Stockage permanent

Grandes quantités de CO₂

Coût économique sans retour

CCU

Utilisation du CO₂ comme source de C

Stockage temporaire
Ø Carburants (mois)
Ø Polymères (années)
Ø Ciment (décades, siècles)

petites quantités de CO₂
(limité par le marché des pdts dérivés)

Coût économique avec retour
(valeur des produits dérivés)



CO₂, une source de carbone: 1. Le capter

Marc FONTECAVE

Professeur au Collège de France

SÉMINAIRE :

Christian Serre, Directeur de Recherches CNRS,
École Normale Supérieure, ESPCI Paris, CNRS,
université PSL, France

« De nouveaux adsorbants hybrides durables pour
une capture plus efficace du CO₂ »

Les MOF à l'honneur : Le Prix Nobel de Chimie 2025 consacré à une technologie clé pour la décarbonation et la dépollution

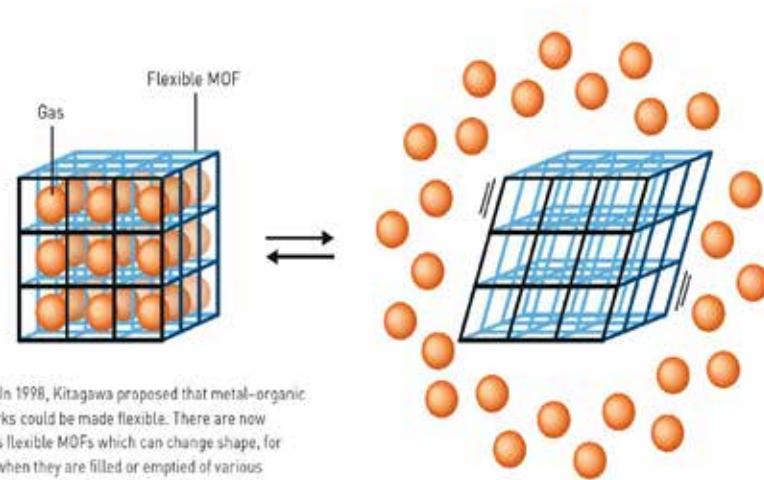
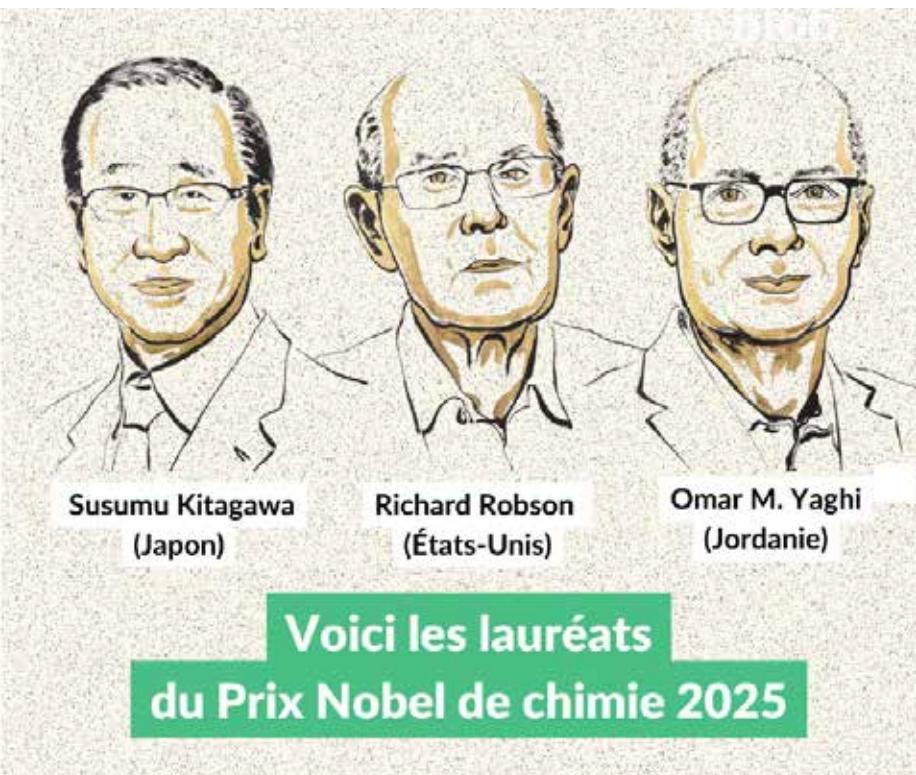
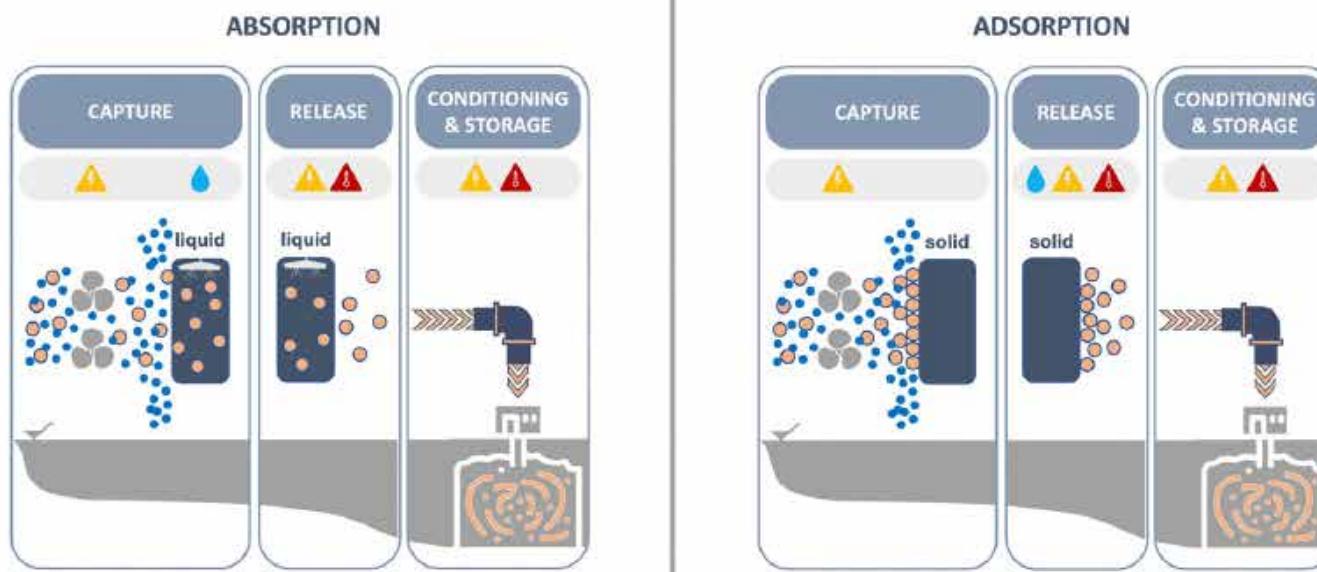


Figure 4. In 1998, Kitagawa proposed that metal-organic frameworks could be made flexible. There are now numerous flexible MOFs which can change shape, for example when they are filled or emptied of various substances.

1. Technologies de Captage du CO₂

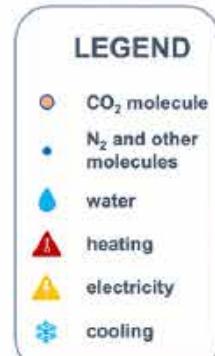
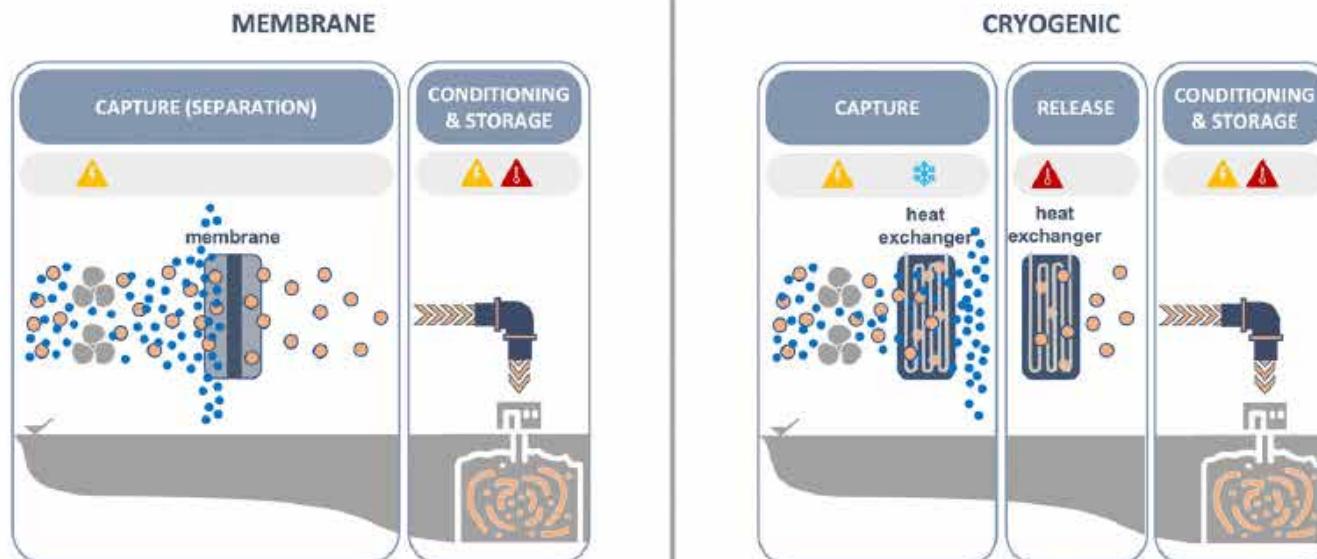
Les procédés de captage

amines



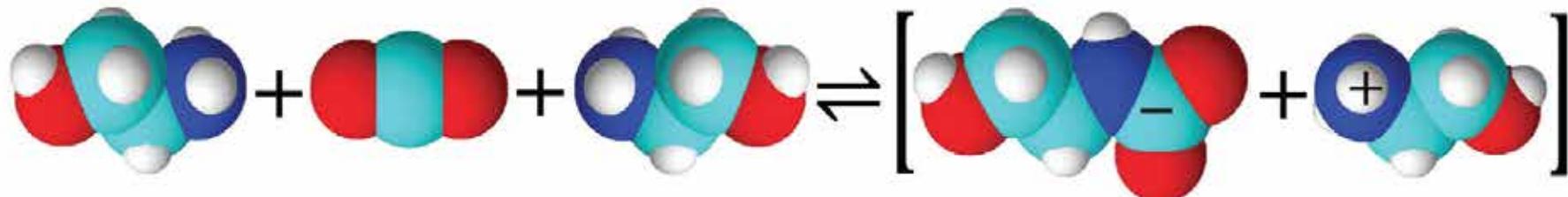
Zéolites
MOFs
Charbon actif

Membranes
Poreuses
Métalliques
céramiques



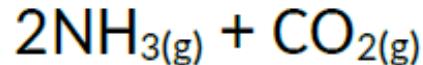
Captage par absorption chimique

Monoéthanolamine (MEA) \longrightarrow Carbamate d'ammonium



Dissociation du carbamate d'ammonium

Energie



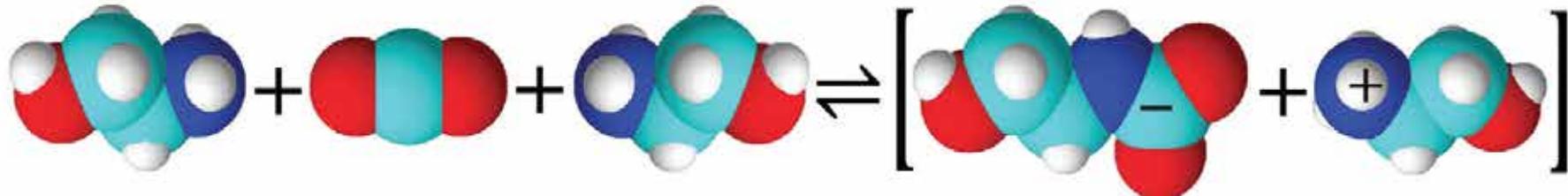
$\Delta_f H^\circ$ [kJ/mol]	$\Delta_f S^\circ$ [J/mol.K]
157,7	459



Enthalpie de la réaction (endothermique):
 $\approx 2,1 \text{ MJ / kg}$ (2,1 GJ/tonne; 0,55 MWh/tonne)
 $\Delta G < 0$ pour $T > 100^\circ\text{C}$ (il faut chauffer)

Captage par absorption chimique

Monoethanolamine (MEA)



Limitations:

Ø Le coût énergétique et économique de la libération du CO_2

- > 600 kWh/tonne

- 100-200 euros/tonne (captage seulement)

Ø La dégradation partielle des amines

- formation de polluants

- Rechargement régulier des solutions en amines

Recherches

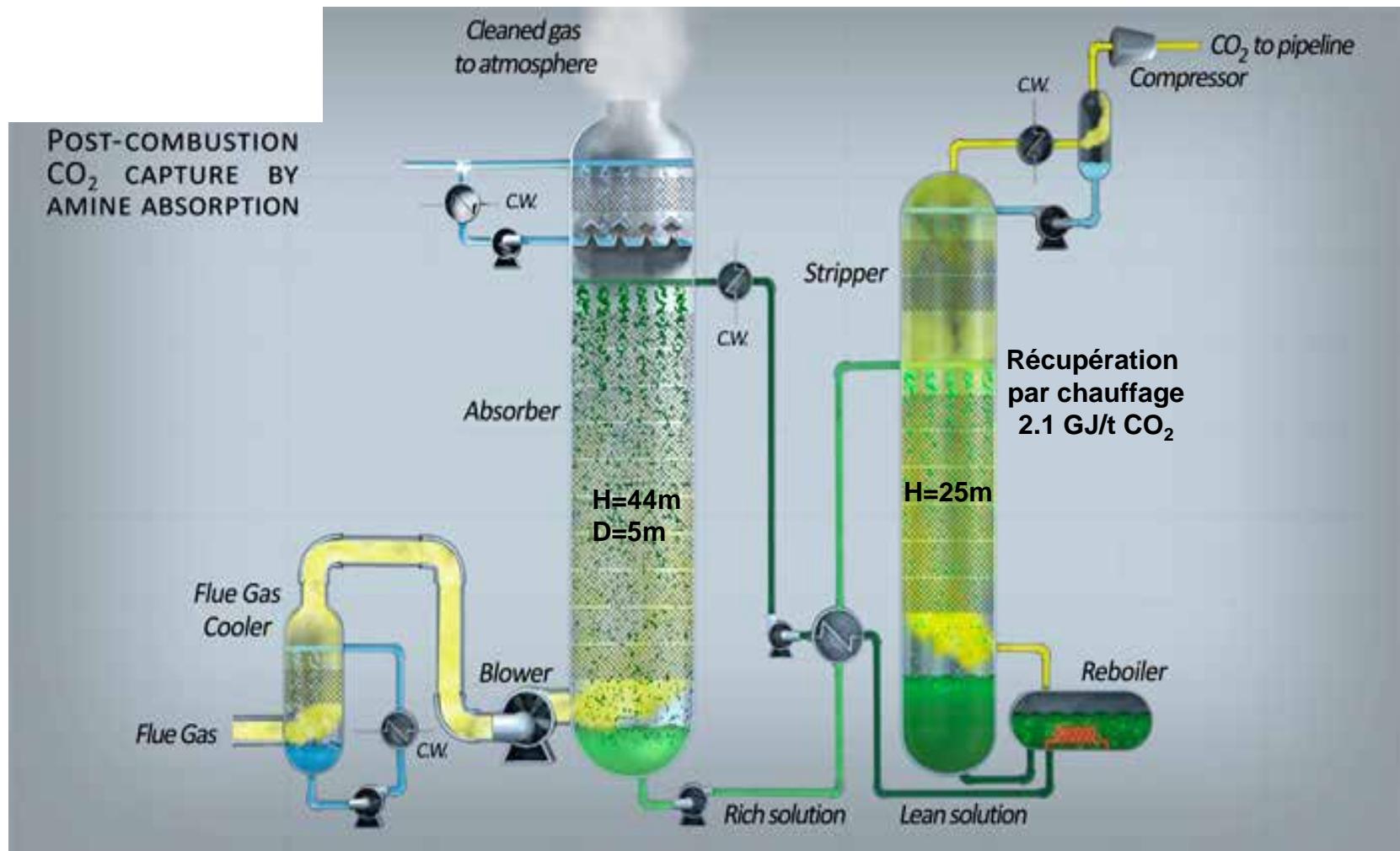
Ø Nouvelles amines

- Cinétiques de captage élevées

- T de désorption abaissée

- Stabilité augmentée

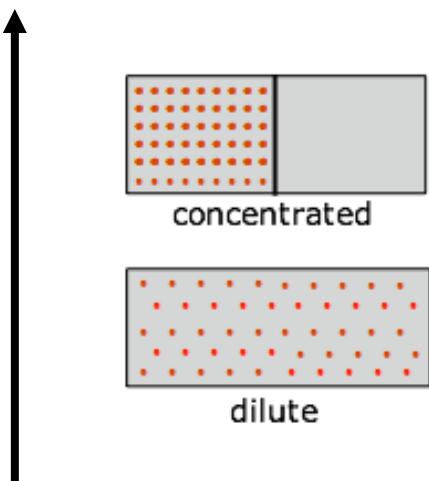
Absorption sur liquide (amine)



Thermodynamique et concentration

Thermodynamique: un problème de concentration !!

Energie



$$\Delta_r G^0(T) = \Delta_r H^0(T) - T * \Delta_r S^0(T)$$

$$\Delta H = 0$$

$$\Delta S = R \ln(C1/C2)$$

$$T = 298 \text{ K}$$

Source concentrée: $C1/C2 \approx 1$ $\Delta S = 0$ et $\Delta G = 0$

DAC: Source diluée (400 ppm) $C1/C2 \approx 4 \cdot 10^{-4}$

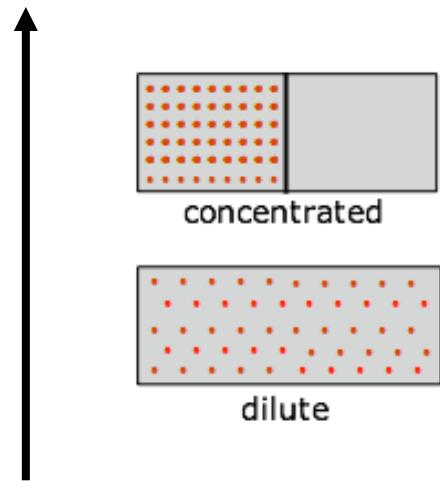
$$\Delta G = RT \ln(4 \cdot 10^{-4}) = 19,4 \text{ kJ/mol}$$

Soit **0,45 GJ (125 kWh)/tonne CO₂**

Thermodynamique et concentration

Thermodynamique: un problème de concentration !!

Energie



$$\Delta_r G^0(T) = \Delta_r H^0(T) - T * \Delta_r S^0(T)$$

- $\Delta H = 0$

$$\Delta S = R \ln(C1/C2)$$

$$T = 298 \text{ K}$$

Source concentrée: $C1/C2 \approx 1$ $\Delta S = 0$ et $\Delta G = 0$

DAC: Source diluée (400 ppm) $C1/C2 \approx 4 \cdot 10^{-4}$

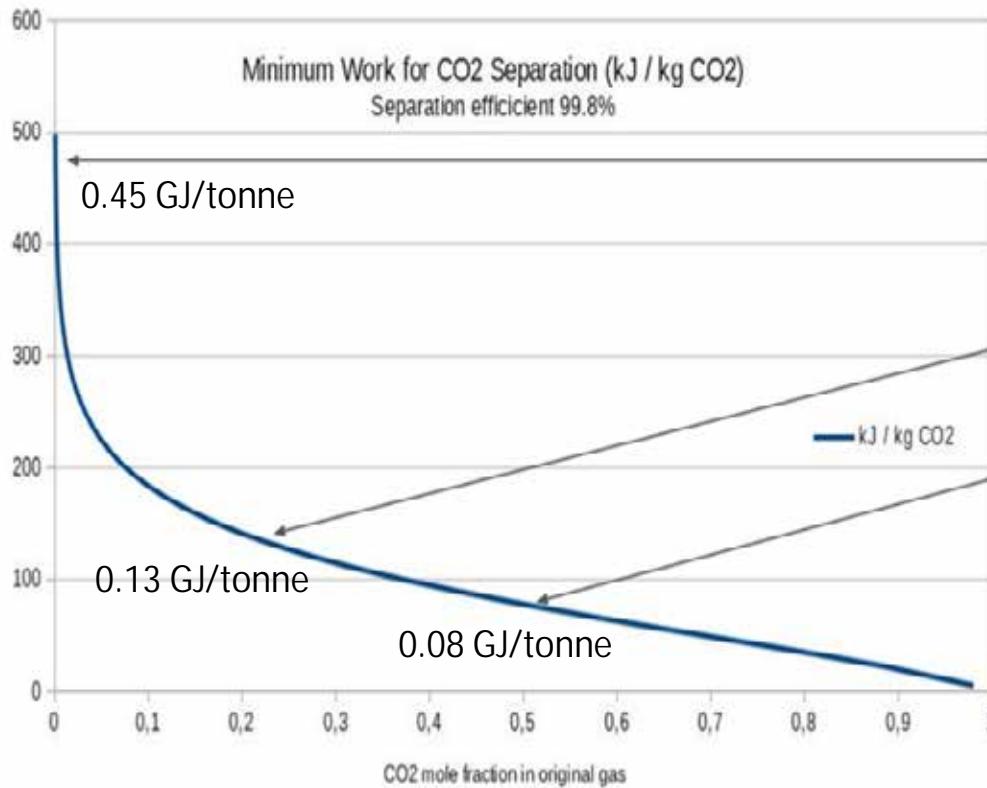
$$\Delta G = RT \ln(4 \cdot 10^{-4}) = 19,4 \text{ kJ/mol}$$

Soit **0,45 GJ (125 kWh)/tonne CO₂**

[*en réalité plutôt > 5 GJ/tonne*
(Académie des Technologies)

- Actionner les pompes
- Actionner les équipements de transfert d'air
- Comprimer le CO₂
- Libérer le CO₂

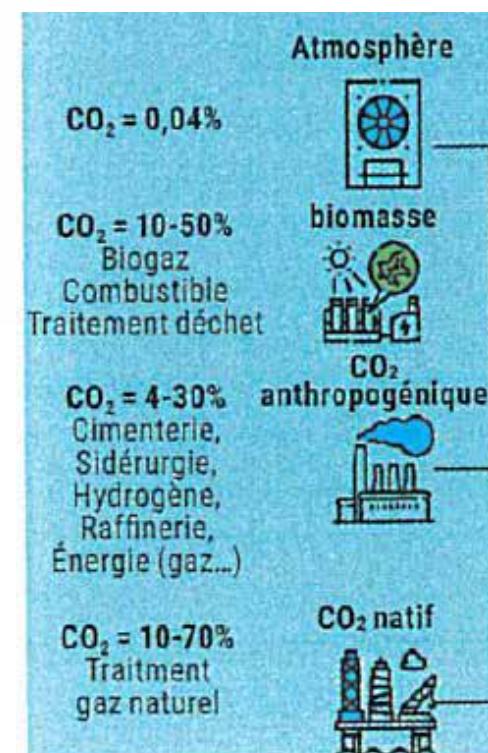
An important parameter is the concentration



Direct Air Capture

Power-, Cement-, Pulp&Paper

O₂ enriched air combustion



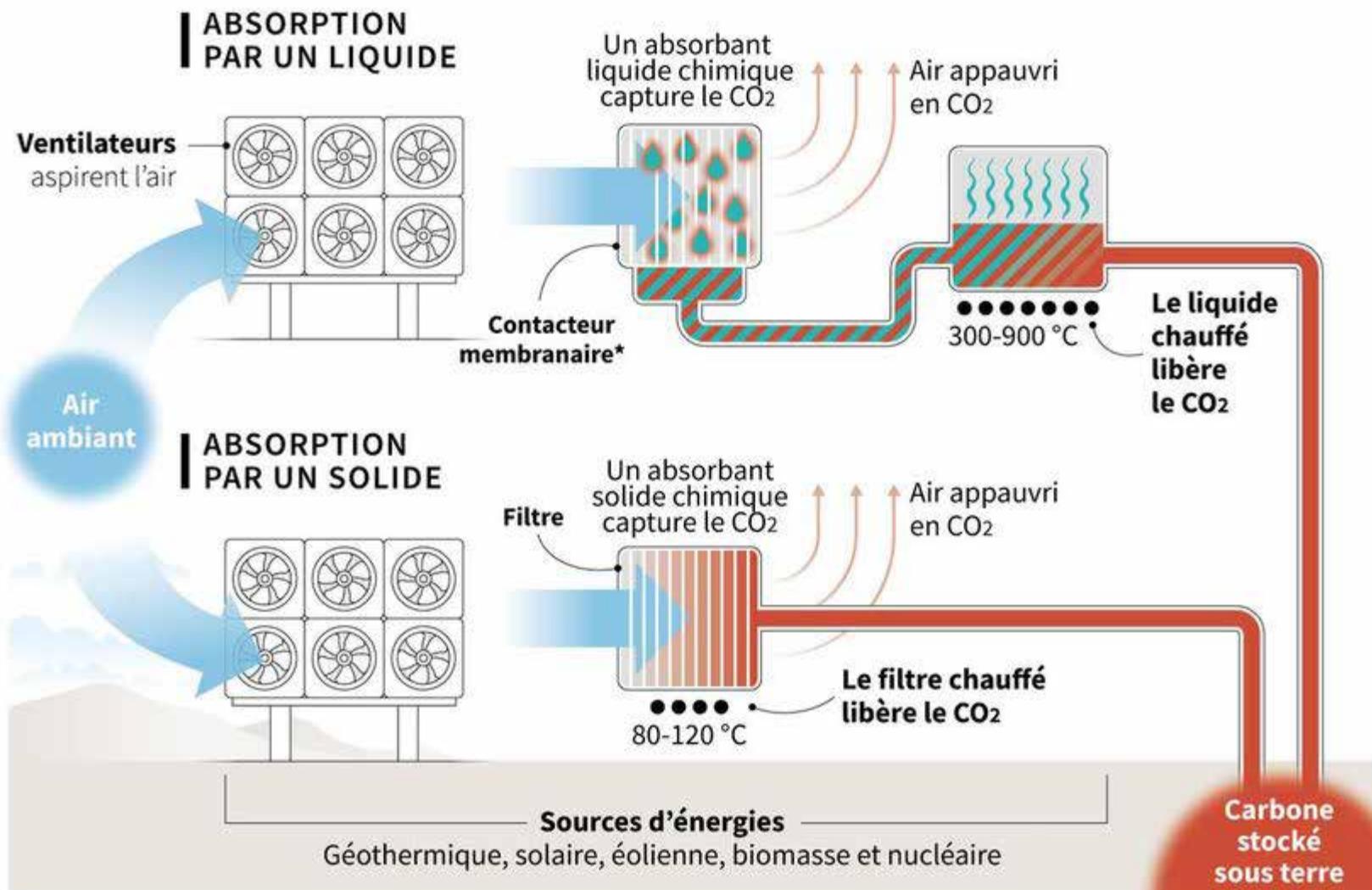
Technologies

Ø Post combustion: séparation du CO₂ et des fumées de combustion

Ø Oxycombustion: CO₂ concentré dans les fumées par combustion sous O₂ pur

La captage direct du CO₂ dans l'air et son stockage

Ce nouveau procédé industriel à petite échelle consiste à extraire le CO₂ directement de l'atmosphère à l'aide d'absorbants solides ou liquides et le stocker ensuite sous terre



Captage direct de l'air (DAC)

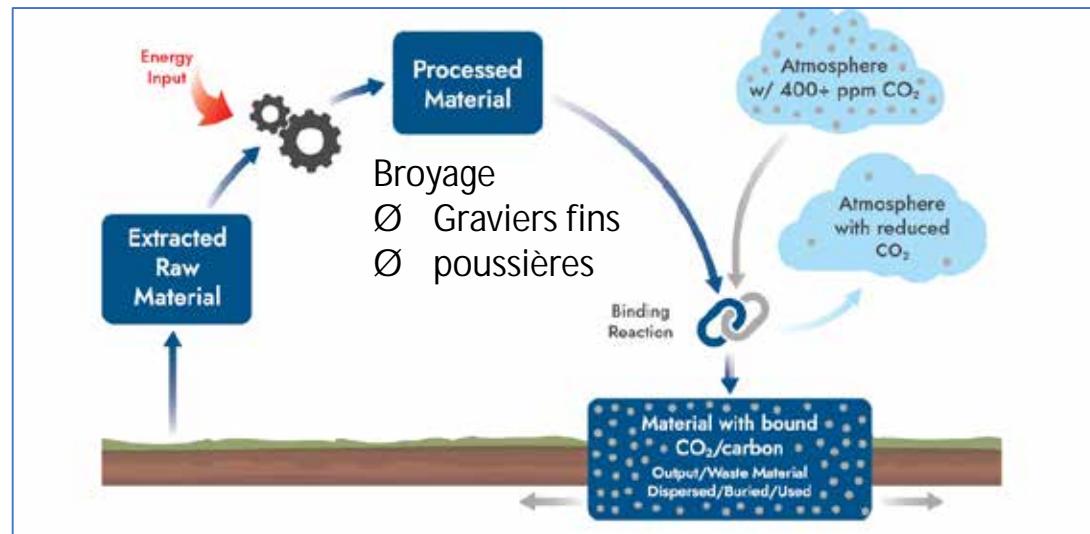
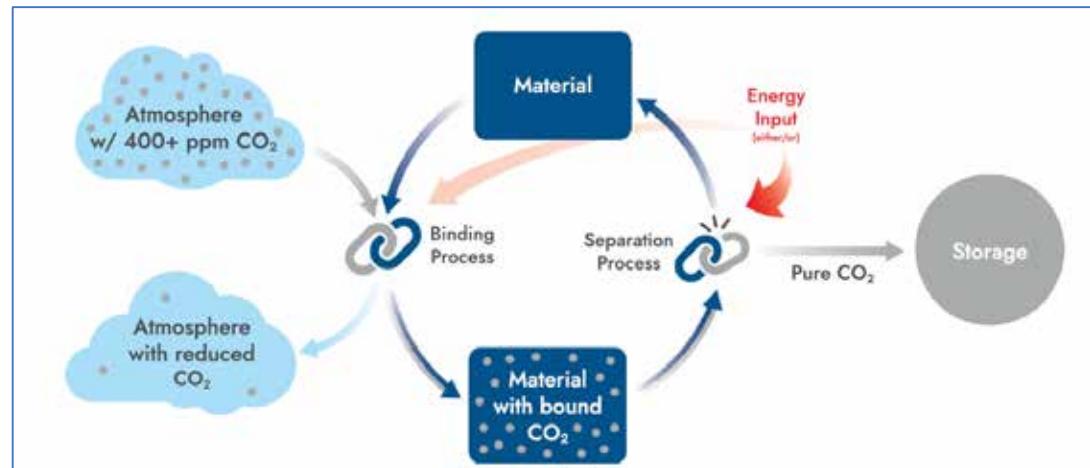
Ø Fixation sur liquide
(KOH, amines)

Ø Fixation sur solide (alcalin)
 $\text{CaO} + \text{CO}_2 \leftrightarrow \text{CaCO}_3$
Oxydes de Ca et de Mg
Silicates, olivine, basalte

Ø Séparation sur membranes

Ø Séparation cryogénique

Extraction
(mine)
Raffinage
Transport



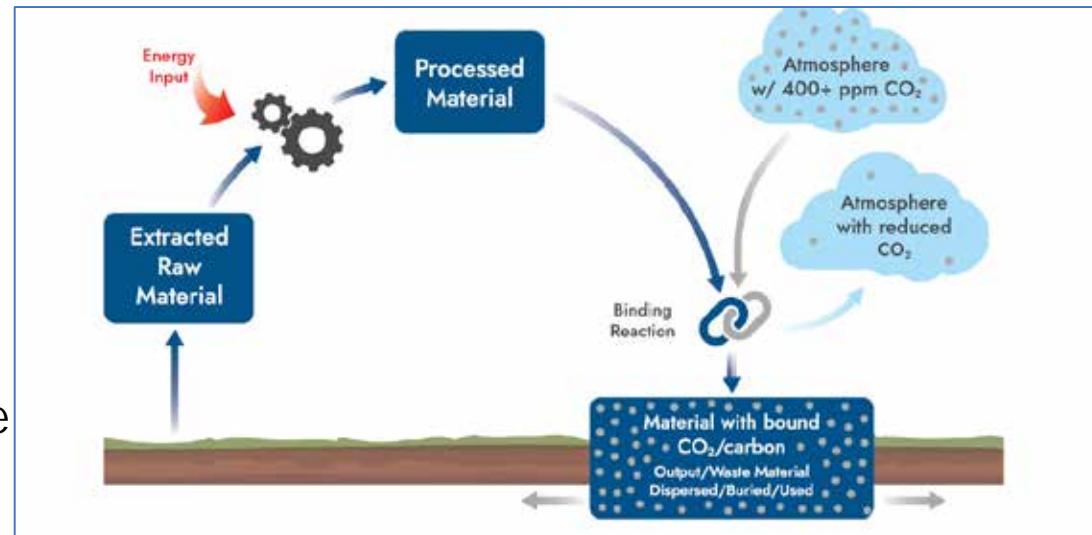
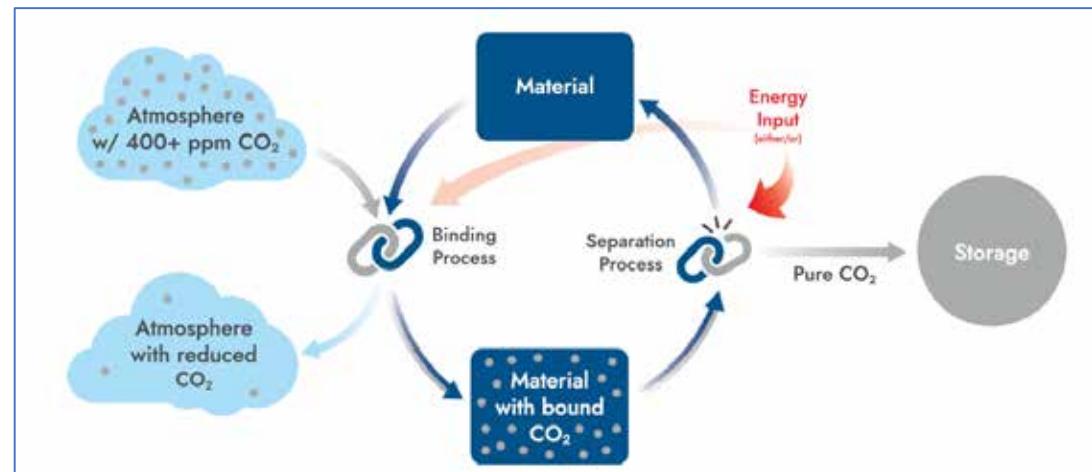
Captage direct de l'air (DAC)

Procédé:

- Ø Aspiration de l'air
- Ø Absorption (puis libération dans la technologie amine)
- Ø Absorption sur sorbents solides

Ø Consommation d'énergie

- Limite thermodynamique (125 kWh ou 0,45 GJ /tonne)
- Libération CO₂ (techno amine)
- Purification CO₂
- Action des équipements (pompes, transfert d'air,...)
- Extraction/raffinage des sorbants solides
- Compression pour état supercritique



Total: 1500-2000 kWh par tonne ou 5-8 GJ/tonne

PRX Energy 2025 4 017001

Technologies DAC

Obstacles:

- Ø Matériaux (stabilité, recyclabilité, validation performances)
 - Ø Optimisation et validation des procédés
 - Ø Optimisation et validation des équipements
 - Ø Besoins importants d'énergie (DAC) **1.5-2.0 MWh/tonne**
 - Ø Impacts environnementaux
(déchets, forte consommation d'eau, mines, forte empreinte spatiale,..)
- Ø Et **COÛTS très importants**: (600-1000 €/tonne)
Cible < 200 €/tonne

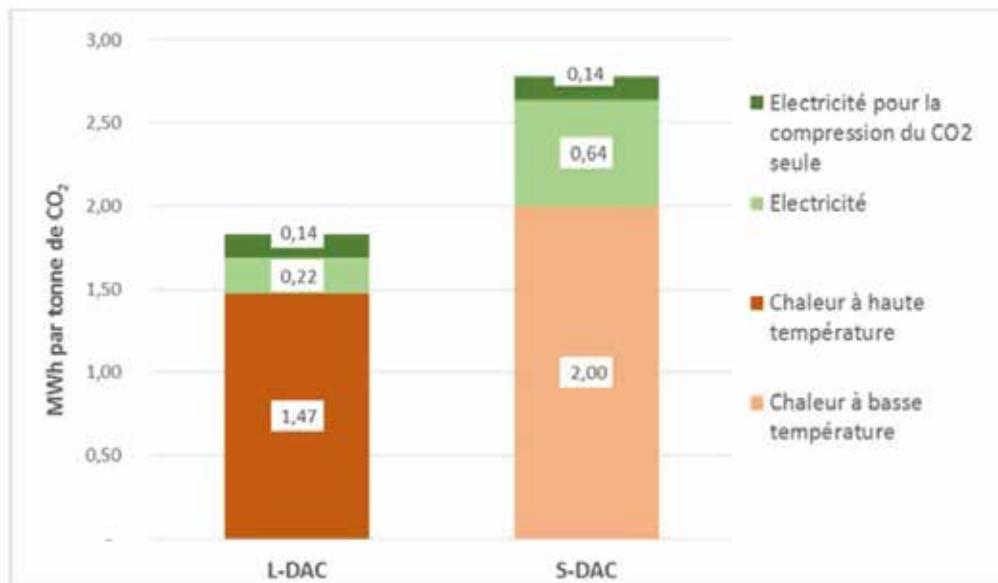


Figure 21 : Besoins en énergie des procédés L DAC et S DAC – Source : Données AIE (2022).

Captage direct de l'air (DAC)



CLIMEWORKS (Hellisheiði, Islande)

Start up zurichoise (ETH) créée en 2017

- Ø Annonce le captage de 400 Mt en 2025 (1% des émissions mondiales)
- Ø 2021: Premières installations en Islande (géothermie)
- Ø Capacités **Mammoth** (36000 tonnes/an); **Orca** (4000 tonnes/an)
- Ø Objectif: 100 \$/tonne



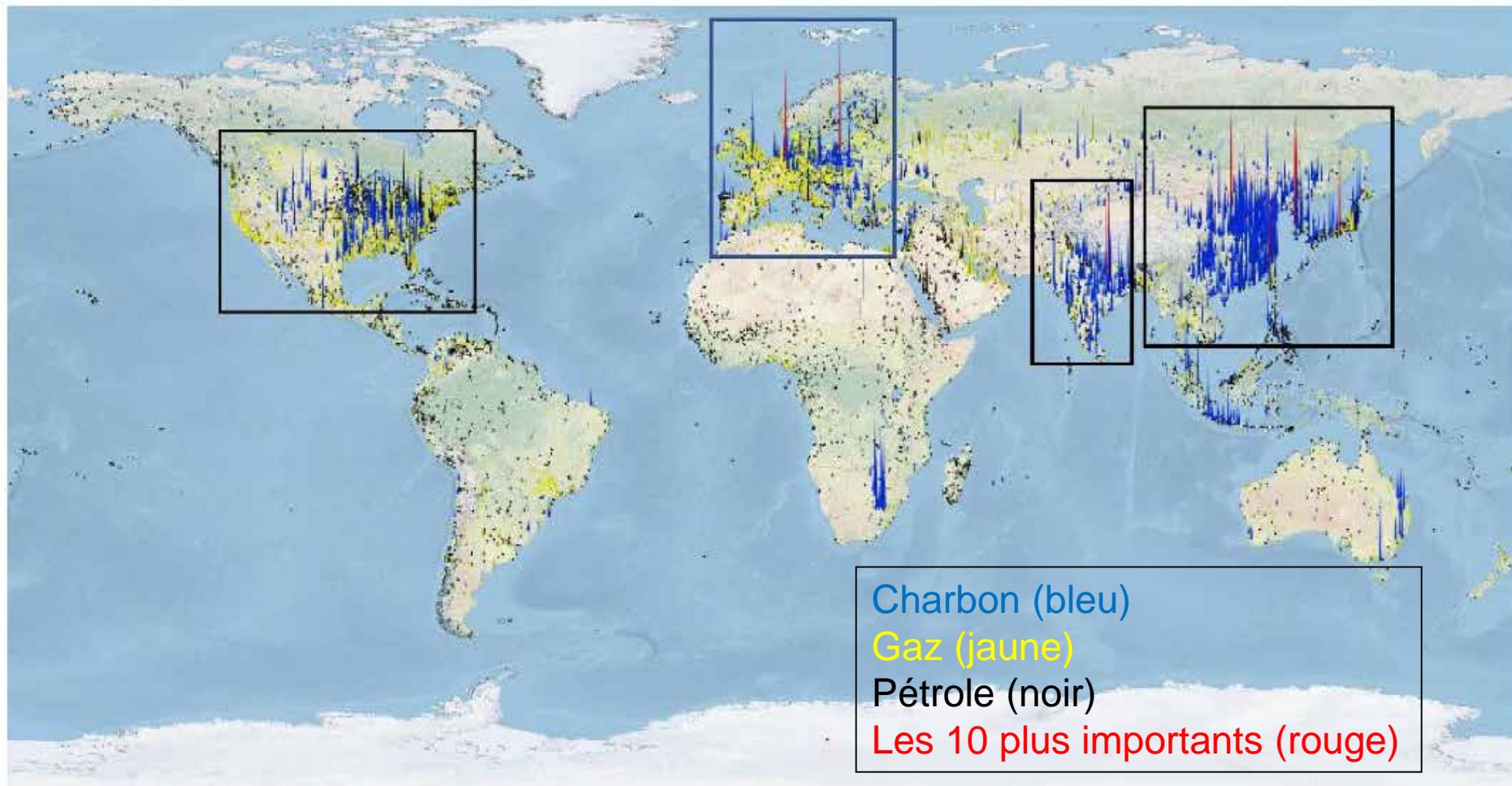
- Ø 2024: capture < 2000 t/an (Mammoth: 800; Orca: 1000)
- Ø Mai 2025: licenciement de 20% des employés (500)
- Ø Prix: 1000 \$/tonne

2. Le CO₂ (non atmosphérique) à capter ?

- ∅ Quelles sources ?
- ∅ Quelles quantités ?

Emissions de CO₂ (secteur de l'énergie): Production électrique (Monde)

D. Grant, Env Res Lett 2021



5% des centrales électriques dans le monde sont responsables de près de 75 % des émissions de CO₂ (10 Gt sur total de 14 Gt)

Monde: Les secteurs industriels émetteurs de CO₂

industrial sector	MtCO ₂ /y produced
ethene oxide	10–15
LNG sweetening	25–30
ammonia	160
ethene (and other petrochemical processes)	155–300
fermentation	>200
iron and steel	ca. 900
oil refineries	850–900
cement	>1000

Total: **3 Gt/an** (8 % des émissions totales)

2024: on capte **40 Mt/an** soit 0,1% de 40 Gt/an!!

Union Européenne: objectifs de capture du CO₂

Émissions totales: **3 Gt** (6,1% des émissions mondiales)

Émissions du secteur industriel: **600 Mt** (20%)

Objectifs:

stratégie européenne

50 Mt/an de CO₂ à l'horizon **2030**,

280 Mt/an à l'horizon **2040** (dont 60 Mt/an par Direct Air Carbon Capture [DCC])

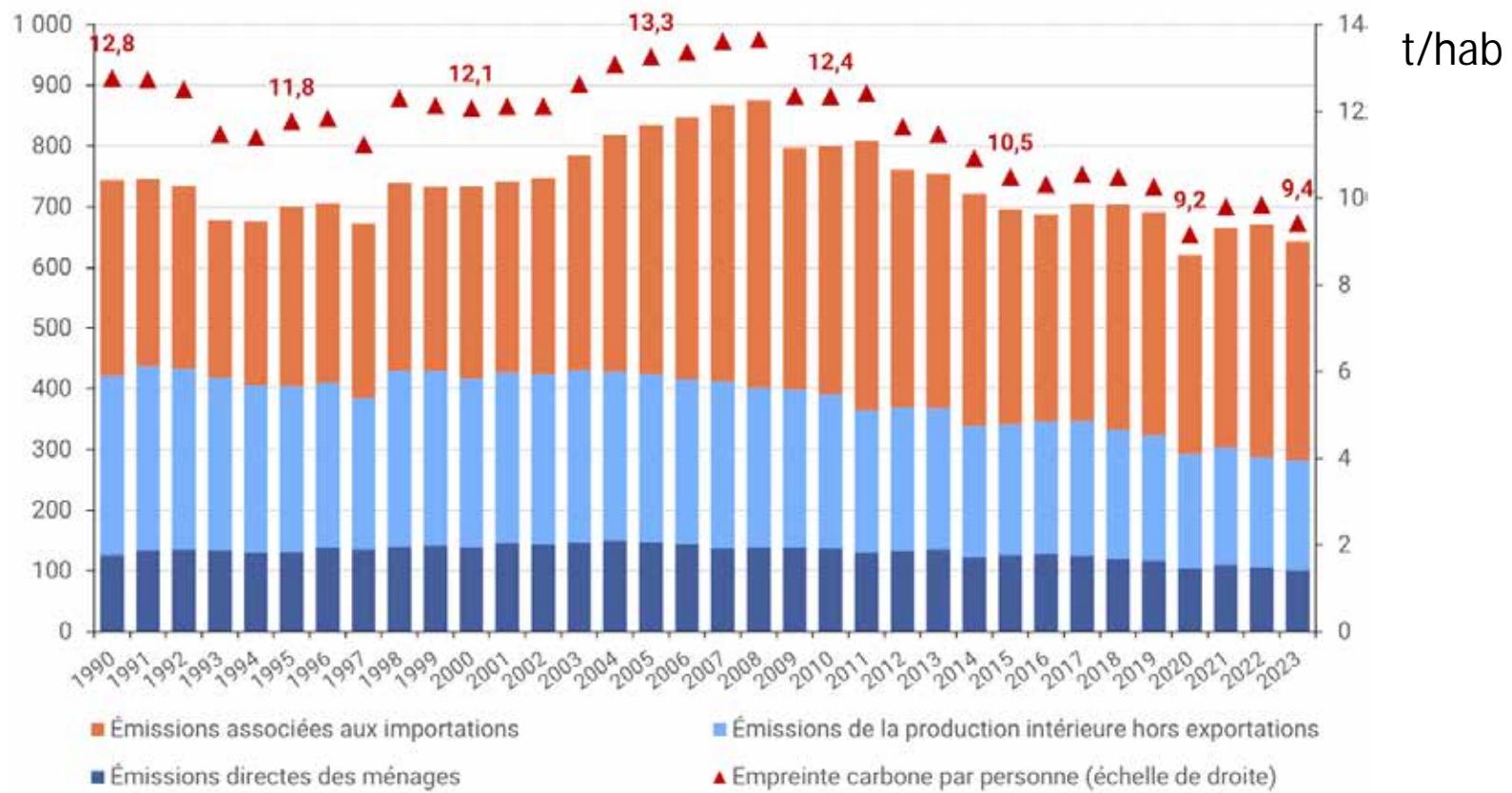
450 Mt/an (dont 180 par DAC) à l'horizon **2050**

Réaliste ?

- Ø Maturité des technologies ?
- Ø Coûts prohibitifs ?
- Ø Déploiement limité ?

Emissions de CO₂ (France)

360 Mt CO₂eq
≈ 1% des émissions globales
(+ 1 % importé)



Emissions de CO₂ (France)

LES SECTEURS LES PLUS ÉMETTEURS EN FRANCE



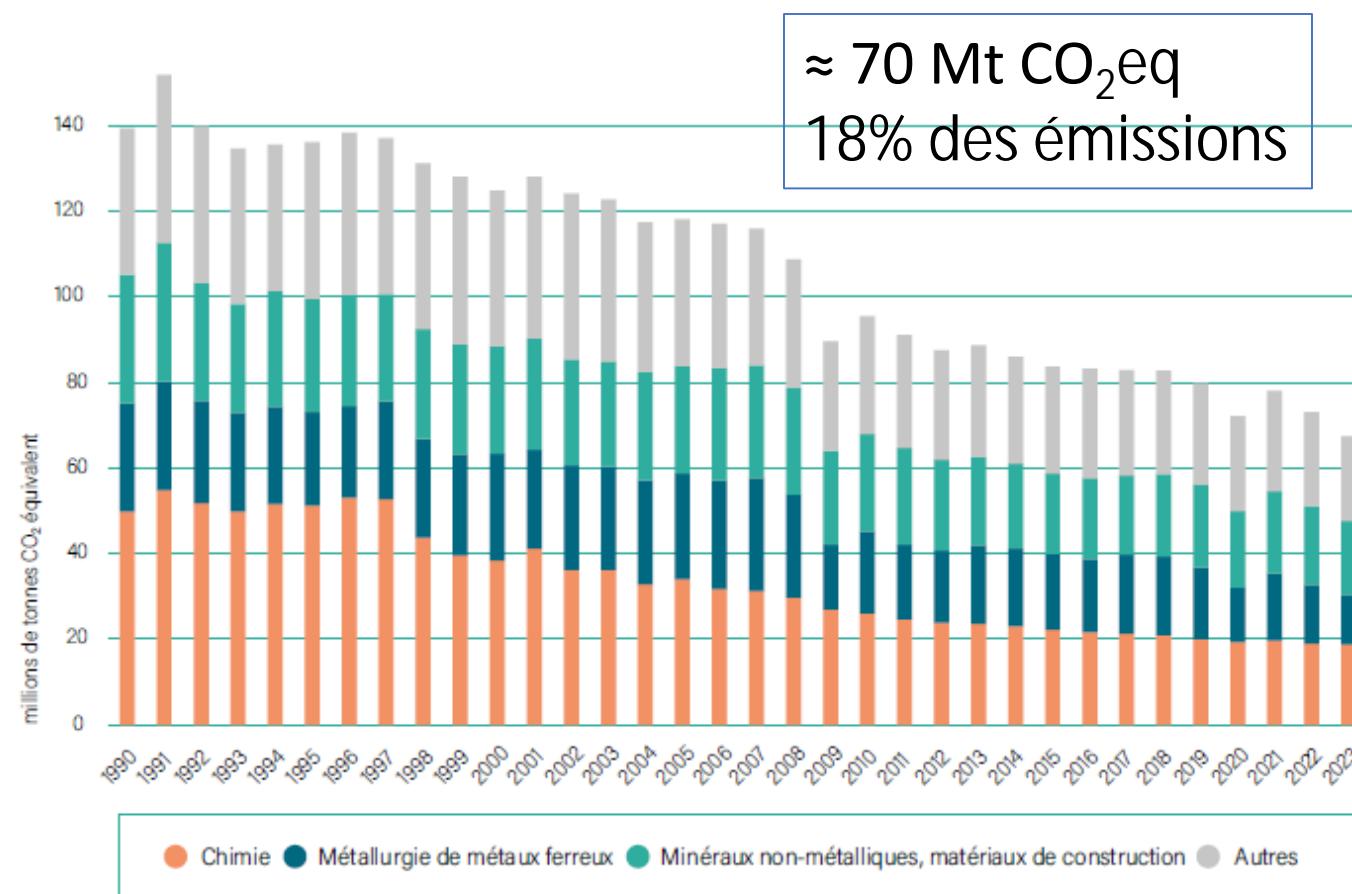
≈ 70 Mt CO₂eq*

* Le gisement captable en France est de 53 Mt (15 Mt Hauts de France-11 Mt PACA) (2% CO₂ biogénique et 98 % CO₂ industriel) -Observatoire français des e-fuels 2023

France: Les secteurs industriels émetteurs de CO₂

RÉPARTITION DES ÉMISSIONS DE CO₂E DU SECTEUR DE L'INDUSTRIE MANUFACTURIÈRE ET CONSTRUCTION EN FRANCE

Données Citepa (2024)



50 SITES INDUSTRIELS LES PLUS ÉMETTEURS DE CO₂

Emissions de CO₂ (France)

360 Mt

Industrie: 18 %- 70 Mt

- *Acier* (10 Mt) (1t acier > 2 t CO₂)
- *Chimie* (20 Mt)
- *Construction* (ciment/chaux) (20 Mt) (1 t ciment > 1 t CO₂)
- *Autres* (20 Mt)

Les 50 sites les plus émetteurs:

12 %- **44 Mt**- 66% de l'industrie

Quelle partie des **70 Mt**
pourra-t-on capter ??

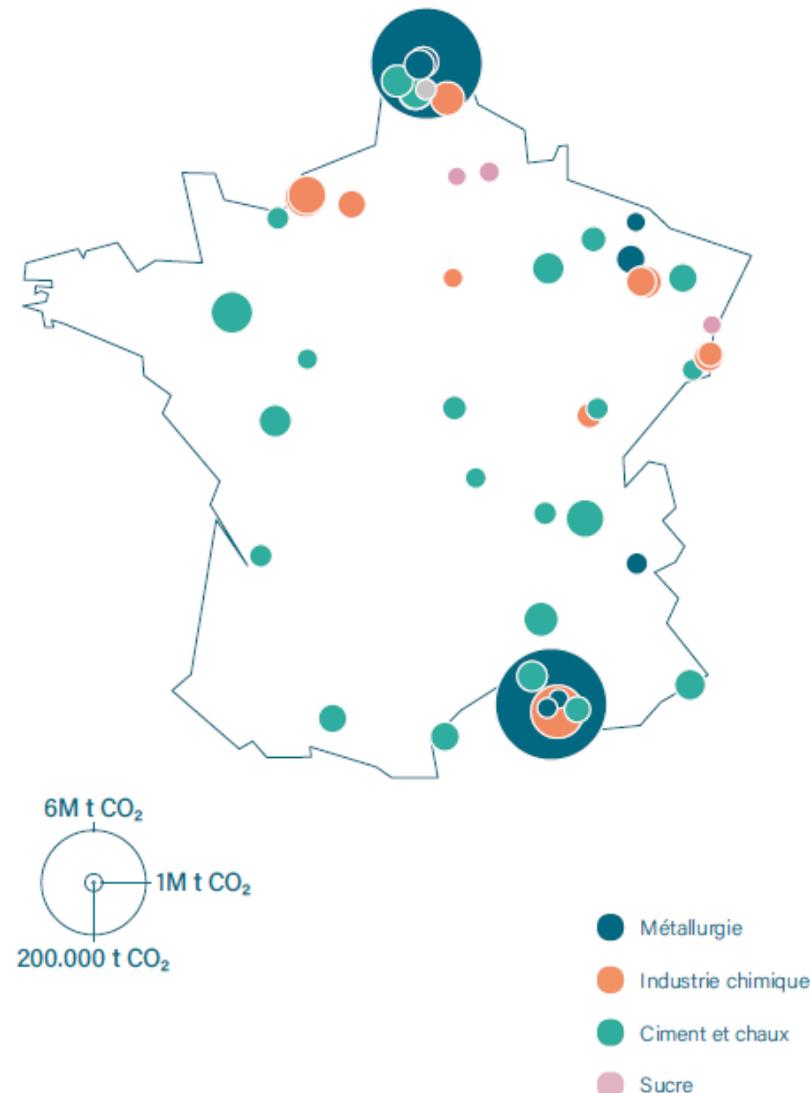
6 Mt (2030)

32 Mt (2040)

52 Mt (2050)

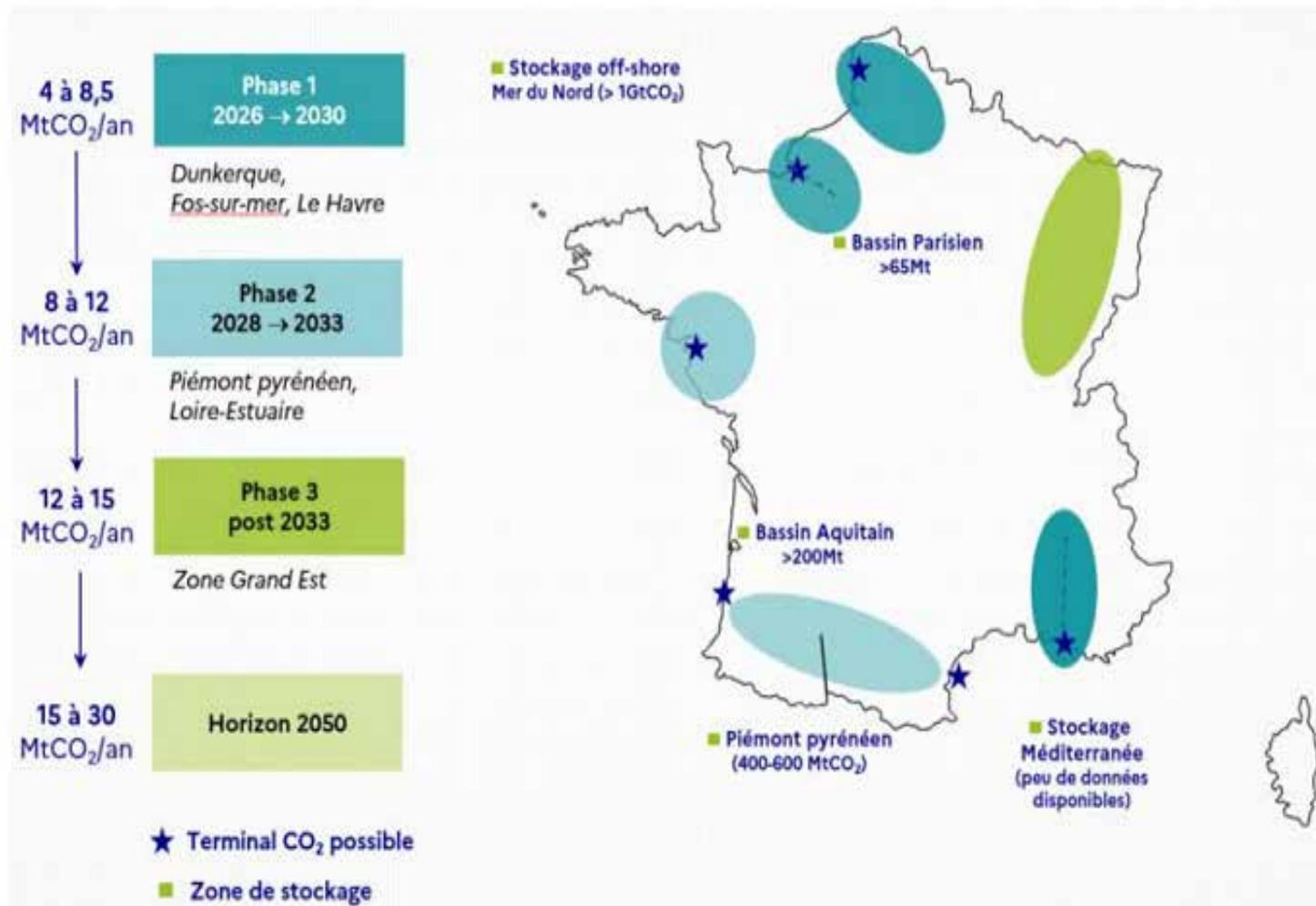
Objectifs Union européenne

LA PLUPART DE CES SITES SE CONCENTRENT DANS LES BASSINS
INDUSTRIELS DE DUNKERQUE, FOS-SUR-MER, LE HAVRE ET DU
GRAND EST.



Où en est-on - France ?

SNBC



Potentiel de stockage: 600-1000 Mt
+ « exportation » du CO₂ capté (Mer du Nord)

HAUT CONSEIL pour le CLIMAT

NOVEMBRE 2023

AVIS SUR LA
STRATÉGIE DE
CAPTURE DU
CARBONE, SON
UTILISATION ET SON
STOCKAGE (CCUS)

Développer le CCS en France en tant que levier de décarbonation des industries concentrées n'ayant pas d'alternatives, en anticipant dans la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) un potentiel limité de l'ordre de 2-4 MtCO₂ par an à horizon 2030, et de 15-20 MtCO₂ par an à horizon 2050.

associées. Le Haut conseil pour le climat estime qu'un niveau de réduction des émissions de l'industrie à l'aide du CCS de l'ordre de 2 à 4 MtCO₂/an à horizon 2030 apparaît réaliste comme contribution à la trajectoire SNBC en raison des risques de non réalisation. Le potentiel de 4 à 8 MtCO₂/an à horizon 2030 visé par la stratégie CCUS du gouvernement apparaît élevé au regard du niveau de maturité des projets, et donc trop ambitieux pour servir de jalon au sein de la SNBC dès 2030.

Les besoins de décarbonation de l'industrie permettront de dimensionner les émissions évitées à l'aide du CCS dans la trajectoire SNBC à horizon 2050. Les échelles de temps nécessaires au déploiement du CCS, ainsi que les limites en efficacité, les pénalités énergétiques et les coûts, excluent cette technologie pour le parc de production électrique français. L'usage du CCS peut venir en appui à la décarbonation des industries sans alternatives dont les émissions résiduelles sont volumineuses et concentrées. Pour l'industrie, le potentiel de 15 à 20 MtCO₂/an à l'horizon 2050 visé par la stratégie CCUS du gouvernement apparaît réaliste.

HAUT CONSEIL pour le CLIMAT

NOVEMBRE 2023

AVIS SUR LA
STRATÉGIE DE
CAPTURE DU
CARBONE, SON
UTILISATION ET SON
STOCKAGE (CCUS)

Développer le CCS en France en tant que levier de décarbonation des industries concentrées n'ayant pas d'alternatives, en anticipant dans la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) un potentiel limité de l'ordre de 2-4 MtCO₂ par an à horizon 2030, et de 15-20 MtCO₂ par an à horizon 2050.



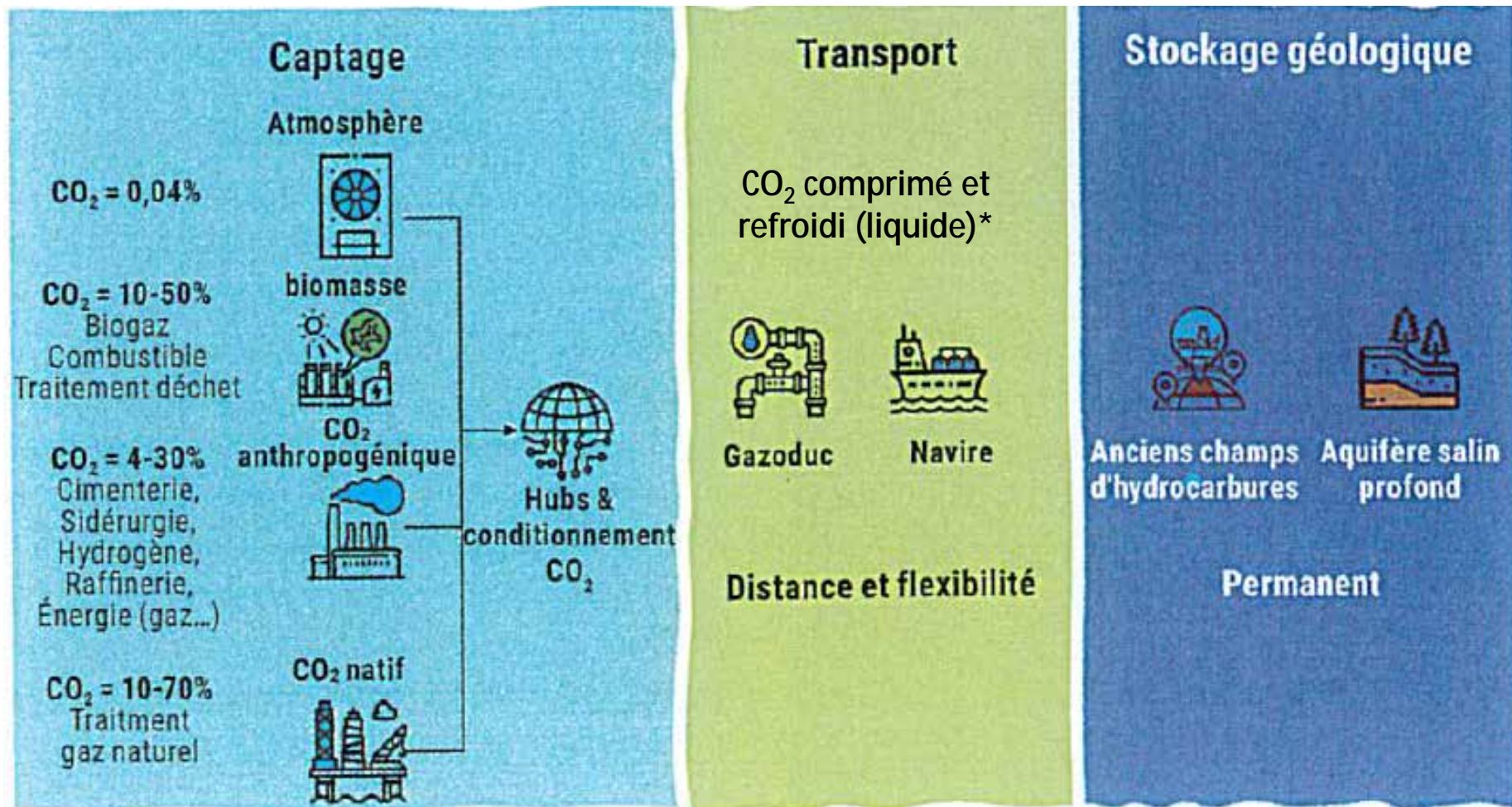
France 2030:
Ø 4-8 Mt (SNBC)
Ø 2-4 Mt (HCC)

France 2050:
Ø 15-30 Mt (SNBC)
Ø 15-20 Mt (HCC)

1. Le secteur de la cimenterie réunit le plus grand nombre de critères de pertinence pour un recours au CCS, à la condition que ce recours cible les seules émissions résiduelles de procédé pour lesquelles peu d'alternatives d'atténuation existent.
2. La production actuelle d'hydrogène est réalisée par transformation d'intrants fossiles (vaporeformage), et réunit l'essentiel des critères qui pourraient justifier le recours au CCS en l'absence d'alternative de production décarbonée. L'existence pour ce secteur d'un procédé alternatif par électrolyse à partir d'une électricité décarbonée écarte cependant le recours au CCS, qui générerait un effet de verrouillage et un risque d'actif échoué des investissements liés.
3. Les spécificités du secteur de la sidérurgie pourraient justifier un recours au CCS, mais qui est écarté dans l'analyse par l'existence d'alternatives via la réduction chimique des oxydes ferreux par du dihydrogène (décarboné), et par l'électrification des usages en recourant à des hauts fourneaux électriques.

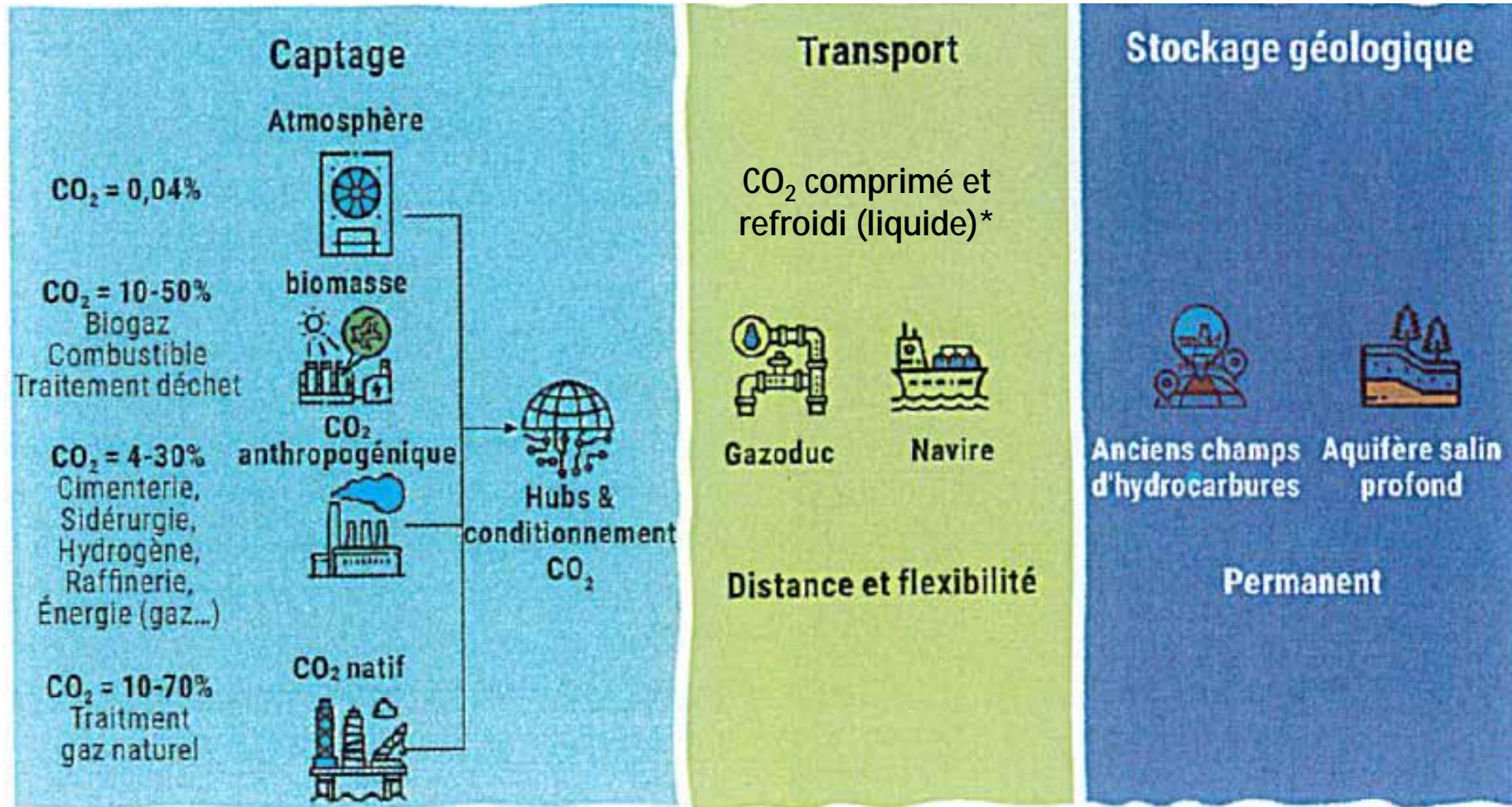
3. Transporter et séquestrer le CO₂ Capté

Que faire du CO₂ ?: Séquestration



*gazoduc/pipeline: mature et opérationnel (3000 km-USA- récupération assistée du pétrole)
CO₂ phase supercritique (P > 74 bar, T > 31°)- se comporte comme un gaz
1 à 10 €/tonne/100 km. Possibilité d'utilisation des infrastructures existantes (GN + modifications)
ou CO₂ liquide (10 bar, - 40°)-isolation des canalisations- réseaux inexistantes

Que faire du CO₂ ?: Séquestration



* Bateau: « méthaniers (GNL) » (capacités 120000 m³), CO₂ liquide (7 bar, -50°) (densité CO₂ liq 1032 kg/m³ vs gaz 423 kg/m³ > 10000-30000 m³) - plus économique

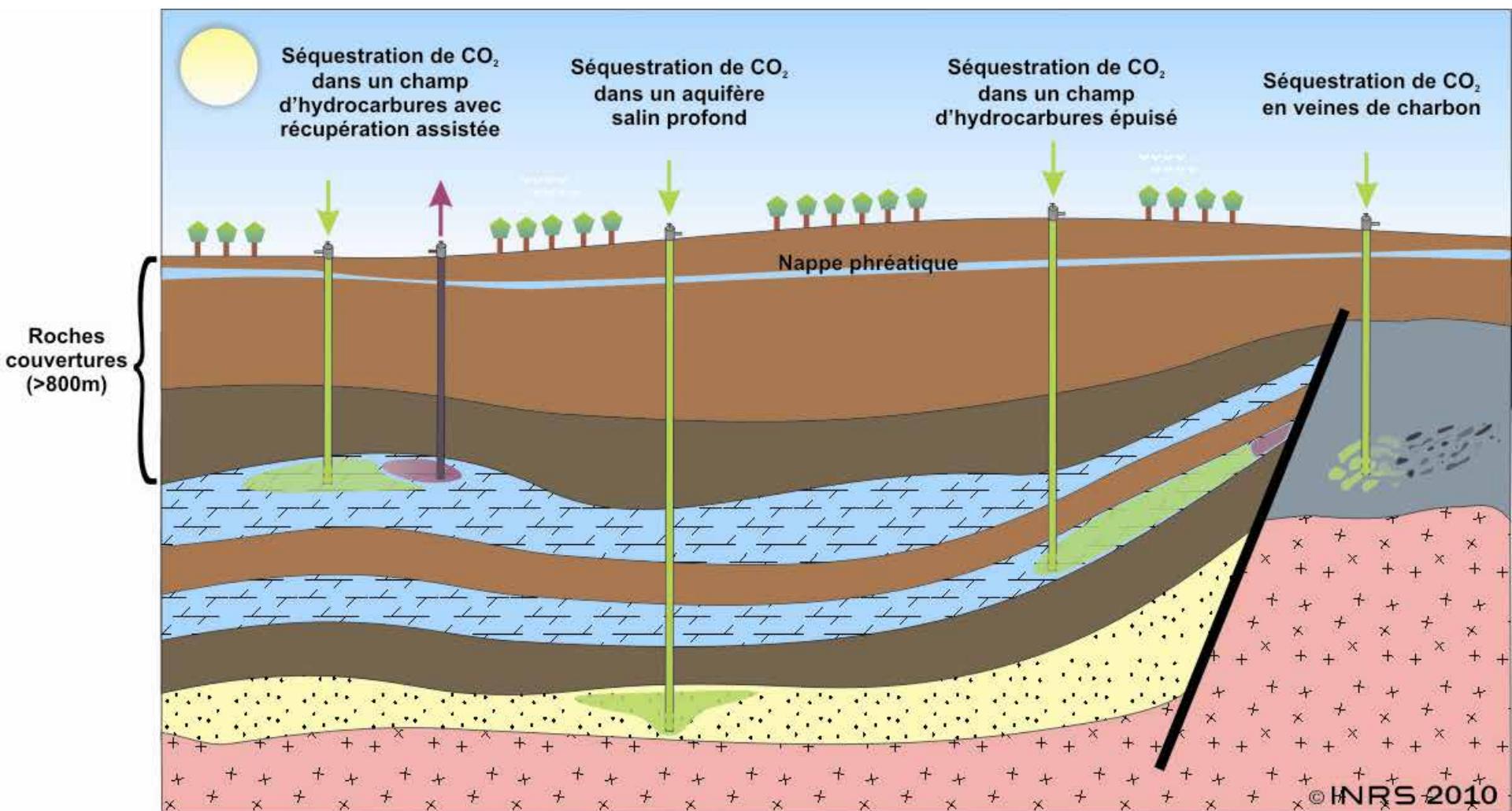
Transport du CO₂

Règlementations et normes de pureté

La réutilisation des conduites de gaz naturel pour le transport de dioxyde de carbone nécessite une évaluation minutieuse et des **modifications** potentielles pour garantir la compatibilité avec les différentes propriétés de ce composé, notamment **sa nature corrosive et les exigences de la haute pression**.

Assurer le transport sûr et efficace du dioxyde de carbone nécessite le respect des réglementations et normes de pureté. Même si les codes spécifiques varient selon la région, **le dioxyde de carbone est classé comme matière dangereuse à des concentrations élevées**. Son transport est soumis à des règles similaires à celles du gaz naturel, quelle que soit la région. Ces réglementations de sécurité portent sur l'intégrité des conduites, la prévention des fuites et les protocoles d'urgence.

De plus, **la pureté du CO₂ est essentielle**, tant pour les applications finales que pour la sécurité du transport. Les impuretés comme l'eau, le sulfure d'hydrogène et les oxydes d'azote peuvent provoquer des réactions chimiques, la corrosion et des défauts de produit.



Socle cristallin



Roches réservoirs



Veines de charbon



Aquifère salin



Formations imperméables



Injection de CO₂



Production d'hydrocarbures

Capacités de stockage? (incertitudes)

	Capacité (en Gt de CO ₂)	Avantages	Inconvénients
Gisements d'hydrocarbures	930 Gt	Structures piégeantes étanches aux gaz non réactifs. Objets bien connus. Intérêt économique via <i>EOR</i> .	Généralement loin des sites d'émissions de CO ₂ . Capacités de stockage souvent limitées.
Aquifères salins profonds	400-10 000 Gt	Très large répartition géographique et grand potentiel de stockage. Facilitent la recherche de sites de stockage à proximité des sources d'émissions de CO ₂ . Eau non potable.	Peu caractérisés jusqu'à présent.
Veines de charbon non exploitées	40 Gt	Près des sites d'émissions de CO ₂ . Intérêt économique via la récupération de méthane.	Difficultés d'injection dues à la faible perméabilité du charbon. Capacité de stockage limitées.

Monde > 10000 Gt

A prudent planetary limit for geologic carbon storage

<https://doi.org/10.1038/s41586-025-09423-y>

Received: 14 August 2024

Accepted: 17 July 2025

Published online: 3 September 2025

Open access

 Check for updates

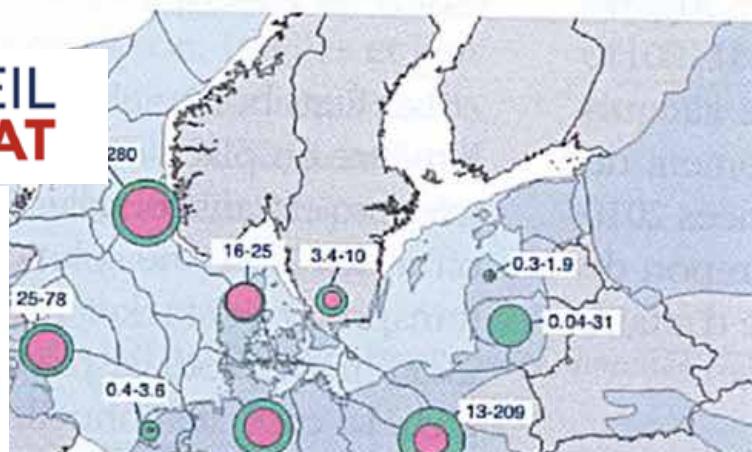
Matthew J. Gidden^{1,2}, Siddharth Joshi¹, John J. Armitage³, Alina-Berenice Christ³,
Miranda Boettcher^{4,5}, Elina Brutschin¹, Alexandre C. Köberle^{6,7,8}, Keywan Riahi¹,
Hans Joachim Schellnhuber¹, Carl-Friedrich Schleussner^{1,9} & Joeri Rogelj^{1,10}

Geologically storing carbon is a key strategy for abating emissions from fossil fuels and durably removing carbon dioxide (CO₂) from the atmosphere^{1,2}. However, the storage potential is not unlimited^{3,4}. Here we establish a prudent planetary limit of around 1,460 (1,290–2,710) Gt of CO₂ storage through a risk-based, spatially explicit analysis of carbon storage in sedimentary basins. We show that only stringent near-term gross emissions reductions can lower the risk of breaching this limit before the year 2200. Fully using geologic storage for carbon removal caps the possible global temperature reduction to 0.7 °C (0.35–1.2 °C, including storage estimate and climate response uncertainty). The countries most robust to our risk assessment are current large-scale extractors of fossil resources. Treating carbon storage as a limited intergenerational resource has deep implications for national mitigation strategies and policy and requires making explicit decisions on priorities for storage use.

Capacités de stockage

HAUT CONSEIL
pour le **CLIMAT**

AVIS SUR LA
STRATÉGIE DE
CAPTURE DU
CARBONE, SON
UTILISATION ET SON
STOCKAGE (CCUS)



Europe: 300-500 Gt
(200 Gt en mer du Nord)

Rappel:
450 Mt (objectifs UE 2050)

Le potentiel effectif des capacités de stockage du CO₂ en France est cependant difficile à caractériser en l'état actuel des données et des informations disponibles. Des investigations complémentaires restent à mener, en particulier s'agissant de l'état des lieux des potentiels de stockage, prévu d'ici fin 2023 début 2024 dans la stratégie CCUS, ainsi que de campagnes sismiques et de tests d'injection.



350 à 500 millions de tonnes
(poches de gaz du bassin de Lacq)
80 à 110 millions de tonnes
dans le bassin parisien.
Alsace a également du potentiel

Figure 3. Estimation des capacités de stockage en Europe par la Clean Air Task Force pour l'Europe

Où en est-on - Monde ?



2. Grandes installations de captage et stockage du CO₂ dans le monde en 2021.

"Global Status of CCS 2021", <https://cutt.ly/globalccsinstitute-pdf>

Energy Environ. Sci., 2018, 11, 1062–1176

2024 (hausse de + 60% vs 2023)

≈ 49 installations opérationnelles pour 50 Mt CO₂ /an (0.1 % de 40 Gt)

≈ 628 projets (32 en construction, 144 en développement, 135 en étude)

Capacité totale ≈ 416 Mt (1 % de 40 Gt)

(Global CCS Institute)

Où en est-on - Monde ?

Agence Internationale de l'énergie

Quantités de CO₂ capturées dans le scénario de développement soutenable de l'Agence internationale de l'énergie

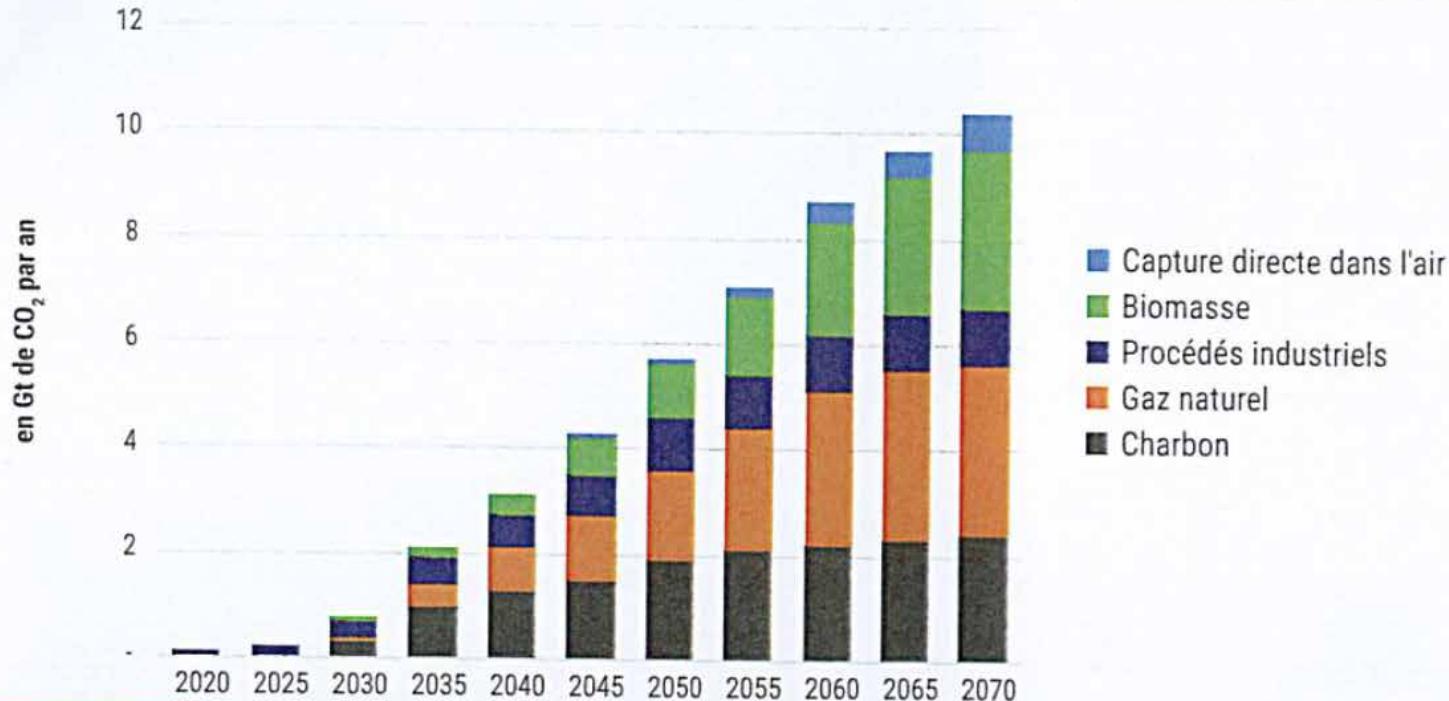


Fig. 1 : Le développement des capacités de CCUS dans le cadre du scénario de développement soutenable de l'AIE (en GtCO₂ par an) - Source : AIE.

50 Mt > 10 Gt : un facteur 200

Où en est-on - Europe ?

52 projets annoncés dans 14 pays (capacité totale 70 Mt/an en 2030);

9 projets opérationnels (3,3 Mt CO₂/an); 13 en construction (20 Mt/an)

Rappel: Union Européenne- Net Zero Industry Act: 50 Mt 2030; 250 Mt 2040; 450 Mt 2050

CO₂ storage projects in Europe (IOGP Europe)

September 2025

Overview of announced CO₂ storage projects in Europe

BULGARIA

1. ANRAV (FID)

CROATIA

1. Petrokemija Kutina*
2. Bio-Refinery Project*
3. CCGeo (FID)
4. CO₂ EOR Project Croatia*
5. Geothermal CCS Croatia (PCI)
6. KODECO (FID)

CZECH REPUBLIC

1. CCS Moravia

DENMARK

1. Greenland* (FID)
2. Bifrost* (PCI)
3. Kalundborg CCS
4. Norne (PCI)
5. Ruby
6. Greenstore

FRANCE

1. Picasso* (PCI)

GREECE

1. Prinos CO₂ Storage Project (PCI)

HUNGARY

1. MOL-Hungary CCS Project*
2. Danube Removals (FID)

ICELAND

1. Orca
2. Silverstone (FID)
3. Coda Terminal (FID)
4. Mammoth

ITALY

1. Ravenna CCS (includes Callisto)* (PCI)

THE NETHERLANDS

1. Parthos* (PCI) (FID)
2. Aramus* (PCI)
3. L10 CCS*

NORWAY

1. Sleipner*
2. Longship (Includes Northern Lights)* (PMI)
3. Barents Blue (Includes Polaris)
4. Snehit*
5. Smeaheia*
6. Trudvang*
7. Luna*
8. Havstjerne* (FID)
9. Poseidon (NO)*
10. Irok*
11. Kinno*
12. Atlas*
13. Albondigas*

SLOVAKIA

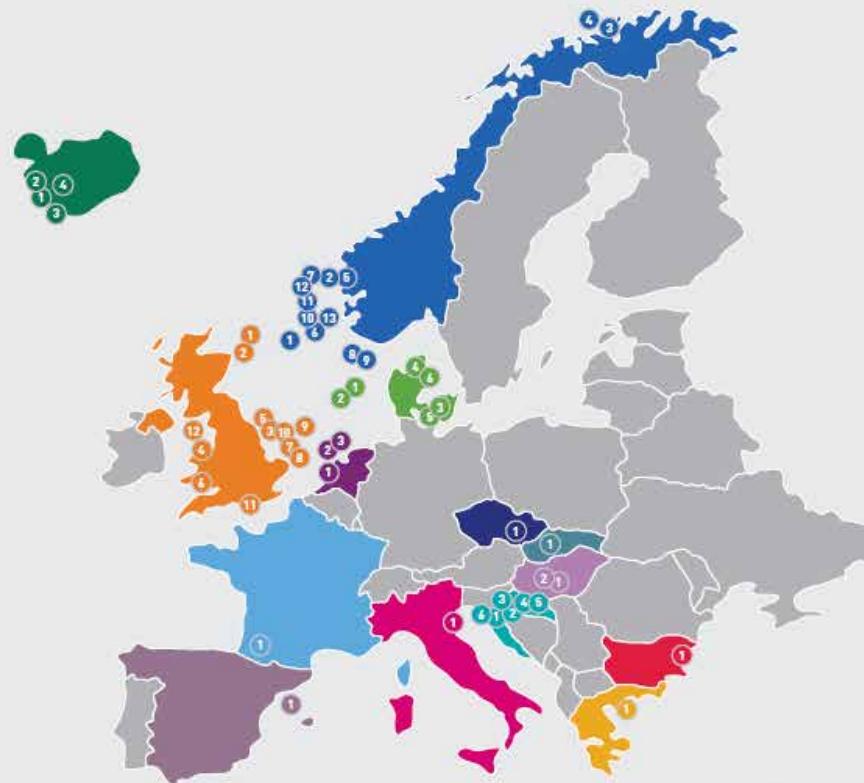
1. Engas CCS

SPAIN

1. TarraCO2* (FID)

UK

1. Acorn*
2. Caledonia Clean Energy
3. Zero Carbon Hub*
4. HyNet* (FID)
5. Net Zero Teesside* (FID)
6. South Wales Industrial Cluster
7. Bacton Thames Net Zero*
8. Poseidon (UK)*
9. Viking CCS*
10. Orion*
11. Solent Cluster*
12. Morecambe Net Zero Cluster



• Project where IOGP Members are involved

Projects listed in bold are in operation or in FID

(FID) - Final Investment Decision

(PCI) - Project of Common Interest

(PMI) - Project of Mutual Interest

(IFI) - Project supported by the EU Innovation Fund

EU

Total projects - 53
Countries - 14
FID - 2,9 GtCO₂/year
Operational - 0,67 GtCO₂/year

Europe

Total projects - 53
Countries - 14
FID - 14,9 GtCO₂/year
Operational - 3,9 GtCO₂/year



COLLÈGE
DE FRANCE
1530

CO₂, une source de carbone: 1. Le capter

Marc FONTECAVE

Professeur au Collège de France

SÉMINAIRE :

Christian Serre, Directeur de Recherches CNRS,
École Normale Supérieure, ESPCI Paris, CNRS,
université PSL, France

« De nouveaux adsorbants hybrides durables pour
une capture plus efficace du CO₂ »

