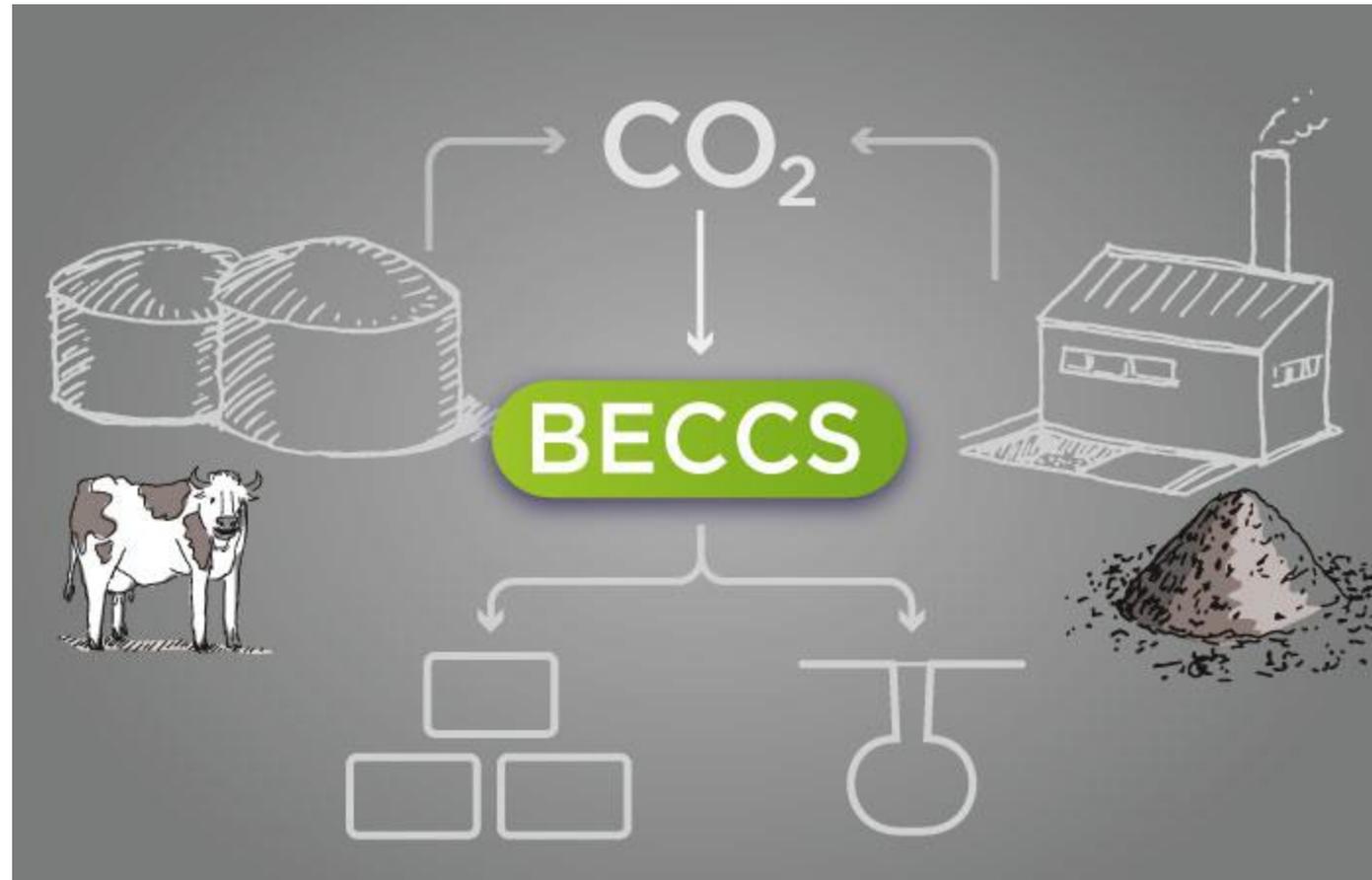


# BECCS

## Bio Energy Carbon Capture and S\*

(\* )see next slides



# BECCS : what industries ?

## Agriculture

- Biogas installations

## Biorefineries

- Ethanol plants
- Methanol plants
- SAF plants

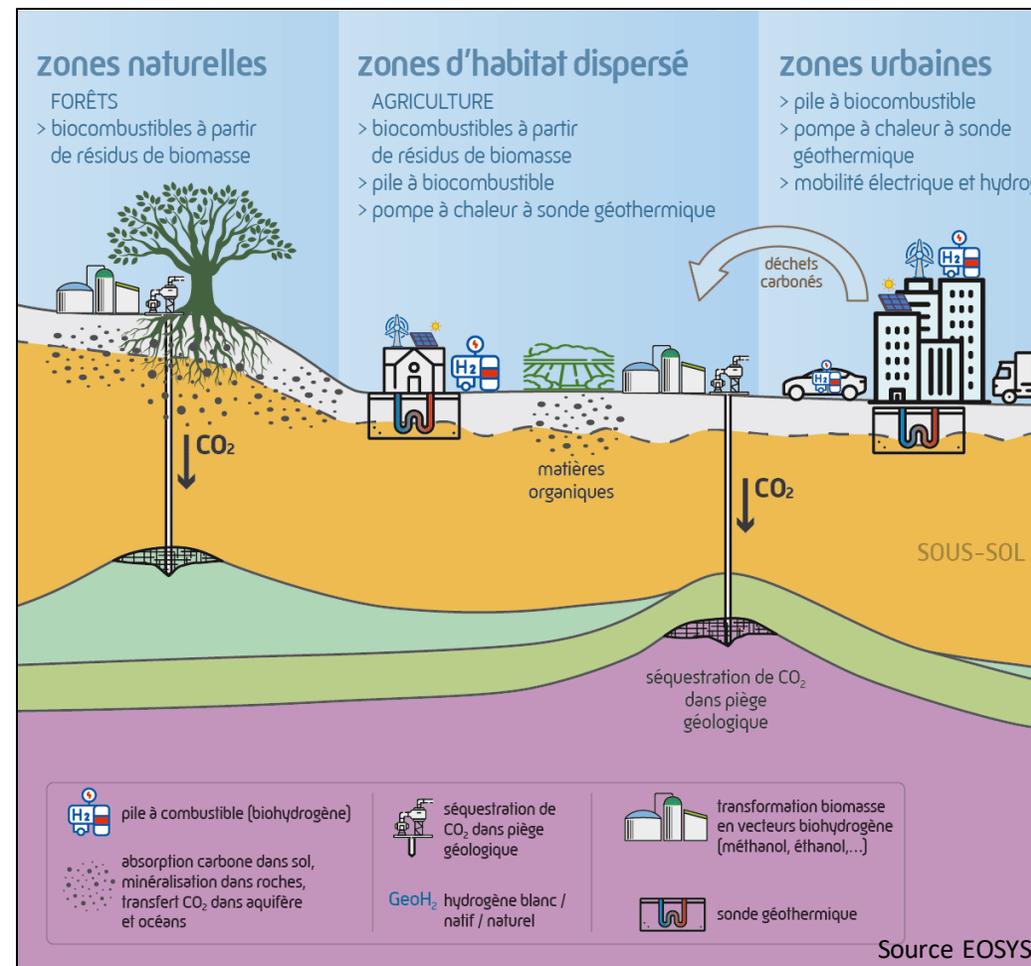
## Biohydrogen plants

## Powerplants

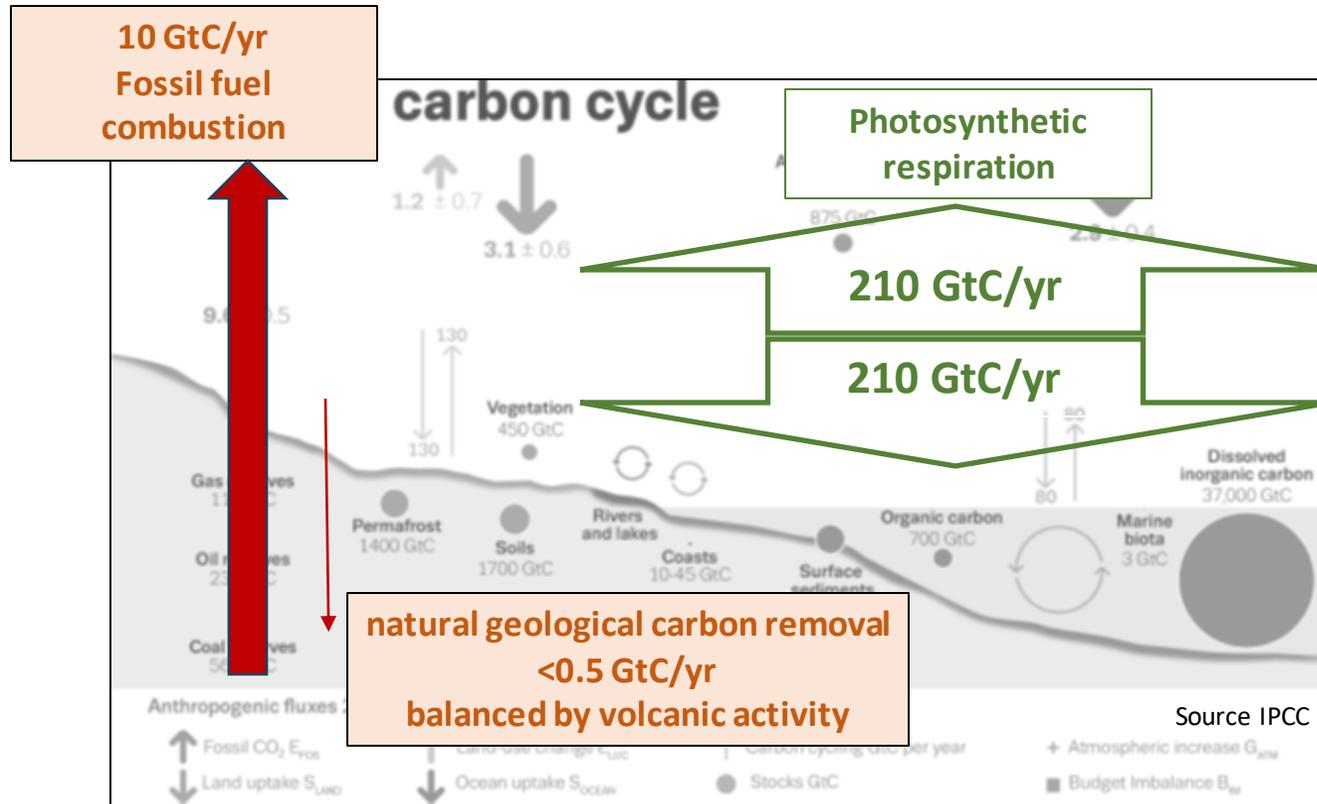
- Heat and electricity from biomass

## Waste treatment plants

- Domestic and industrial

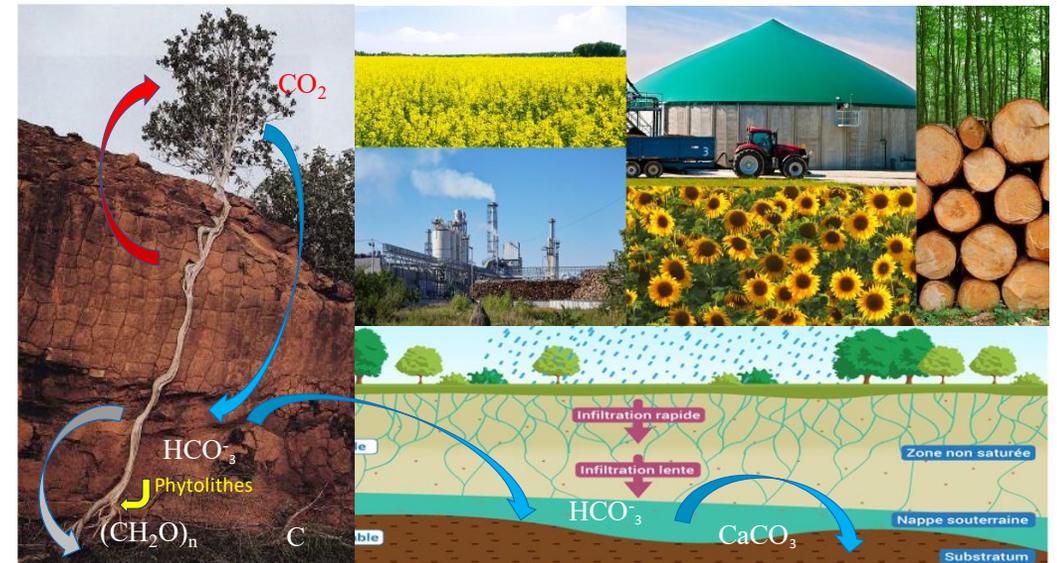


# BECCS : geological carbon removal – Why ?



Geological carbon removal occurs naturally at a very low pace (GIEC reports)

BECCS is a way to accelerate it !



Total of 436 Gt fossil C emitted since 1750

Living biomass 560 GtC

Atmospheric carbon 750 GtC

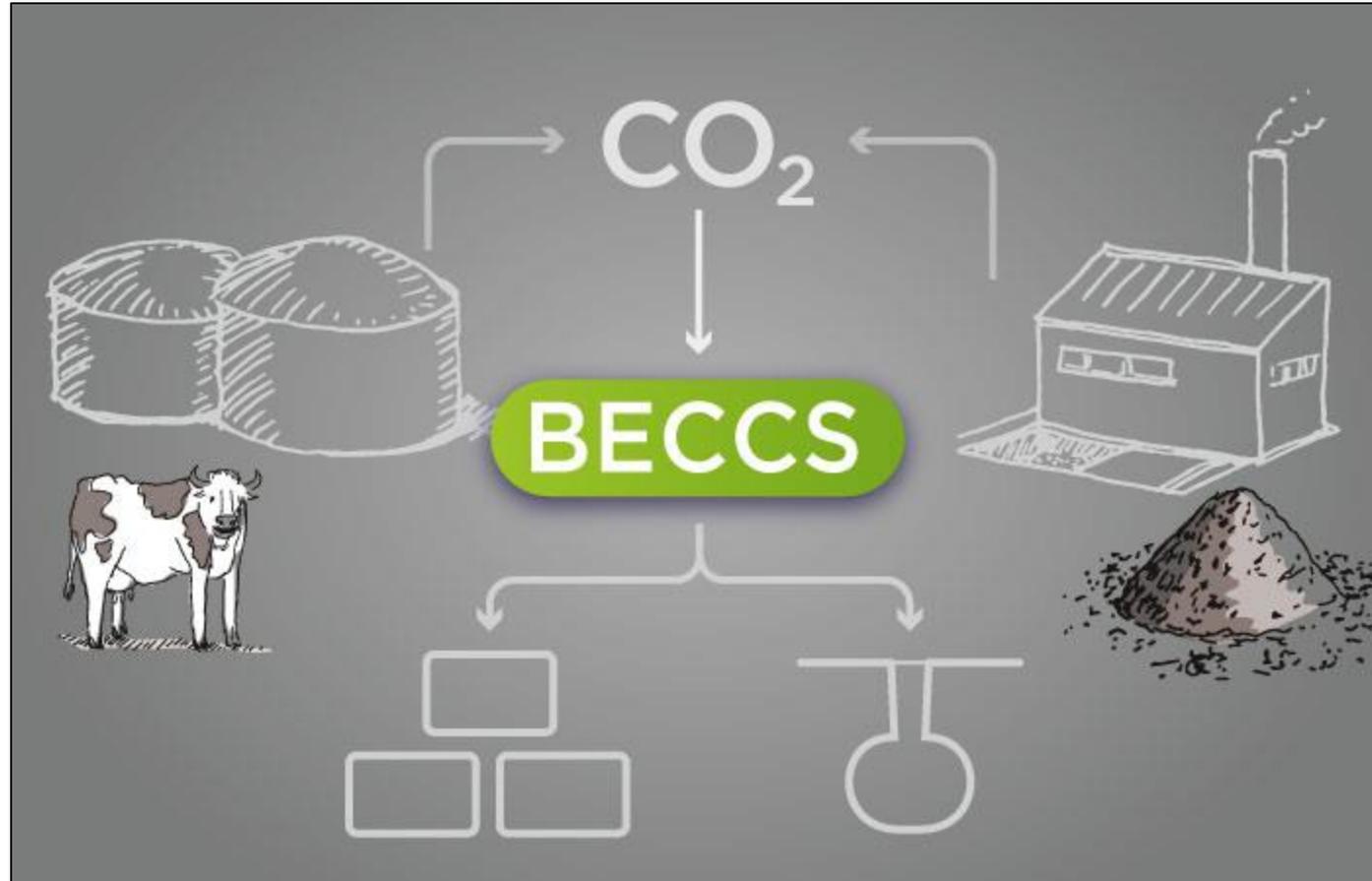
\*GtC/yr gigaton carbon per year

# BECCS – Modes of geological carbon removal

- **Examples of ways to return carbon into a natural geological cycle**
  - **Inject captured CO<sub>2</sub> into subsurface confined reservoirs**
    - Injection into porosity of geologic formations
  - **Make CO<sub>2</sub> react chemically to form non soluble minerals**
    - Mineralisation in voids of volcanic and basement formations
  - **Sink carbon containing products into geologically subsiding water bodies**
  - **Bury carbon in soils, old quarries or old mines in its inorganic form**
    - Biochar, soot from methane pyrolysis

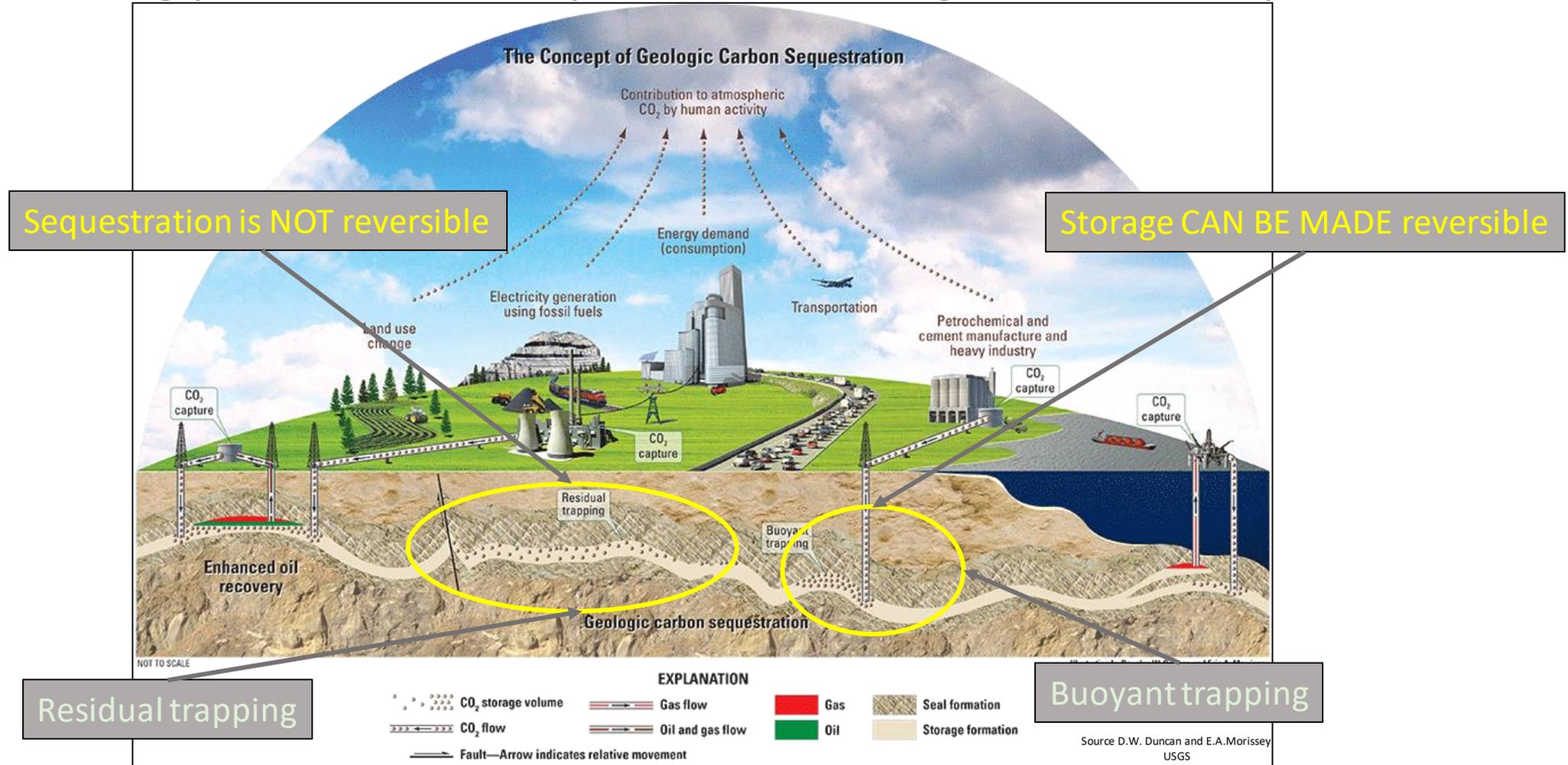
# BECCS

## Bio Energy Carbon Capture and S\*



# BECCSS

## Bio Energy Carbon Capture Storage and Sequestration



Sequestration is NOT reversible

Storage CAN BE MADE reversible

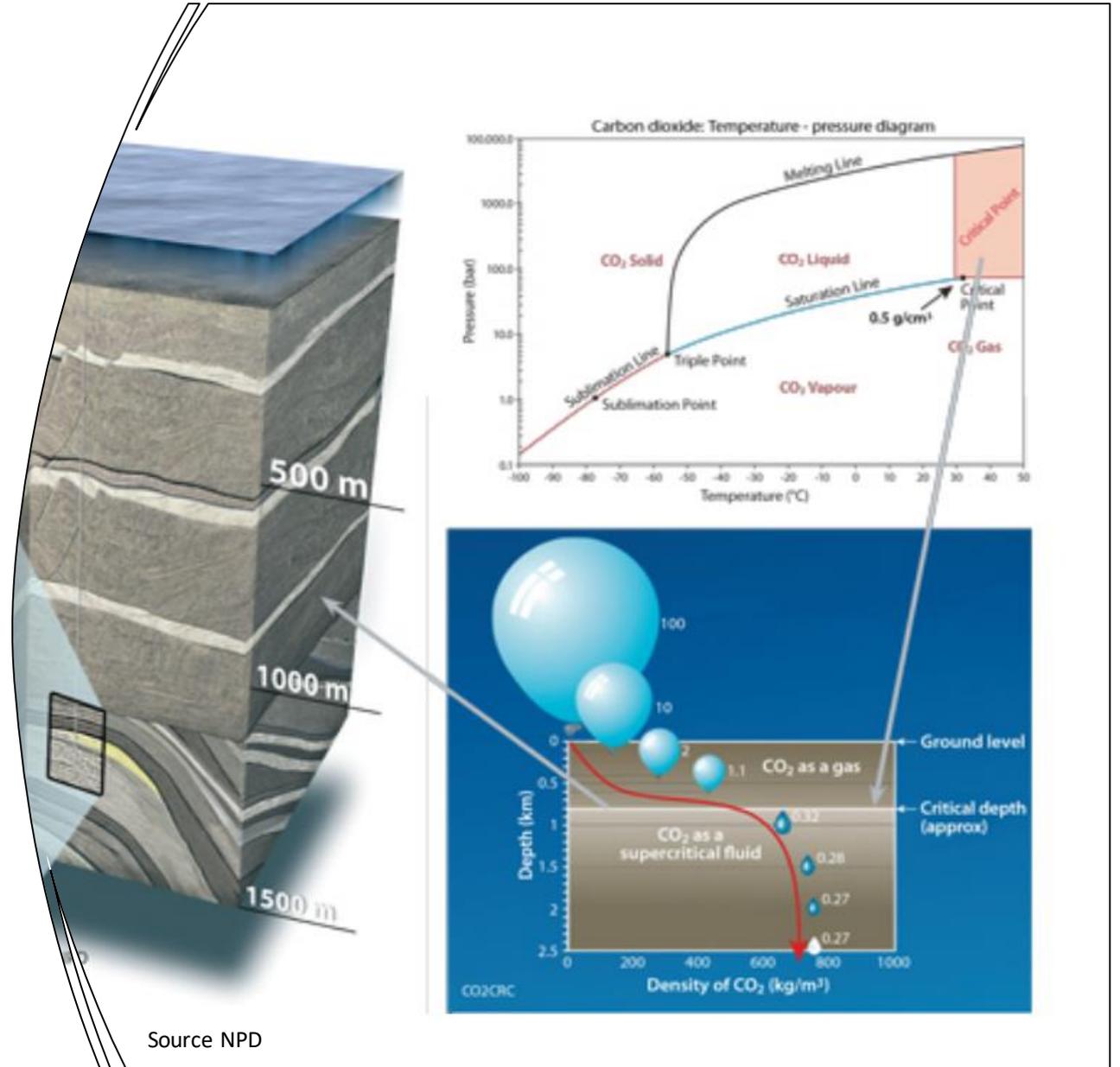
Residual trapping

Buoyant trapping

# BECCSS : geological CO<sub>2</sub> removal (1/4)

## In confined reservoirs

### How ?

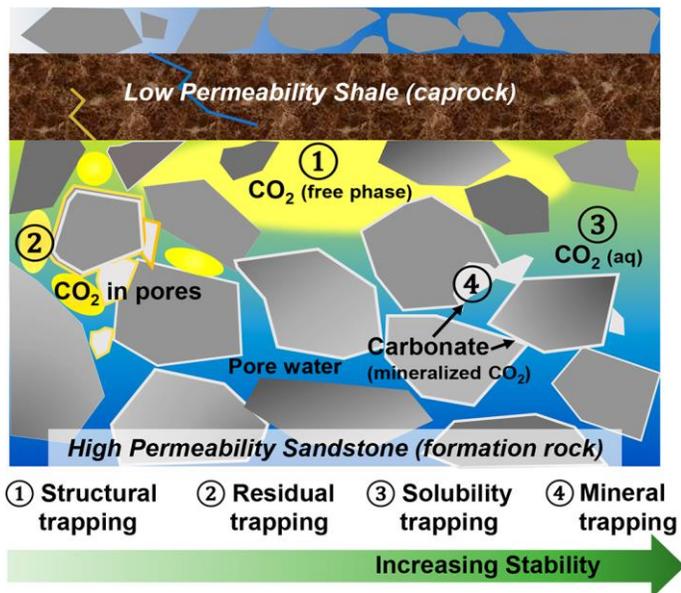


Source NPD

# BECSS : geological CO<sub>2</sub> removal– How (2/4)?

## In confined reservoirs

- Specificities of CO<sub>2</sub> stored in supercritical state at more than 800m depth



Source YS Jun

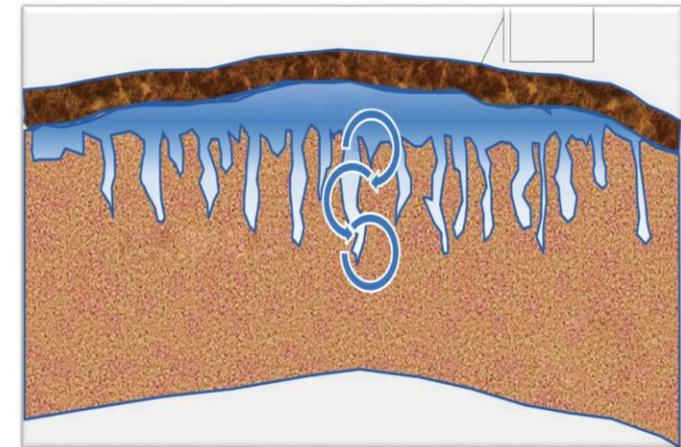
### Buoyant trapping

Supercritical CO<sub>2</sub> behaves as a dense gas (density 0.5) and segregates upward within pore network by buoyancy through denser water (density 1.2 to 2 for saline water).

### Residual trapping

While moving in rock, CO<sub>2</sub> gas phase leaves behind trapped residual bubbles  
**CO<sub>2</sub> as a gas phase may eventually disappear within storage thanks to :**

- Diffusion in water (dissolved CO<sub>2</sub>)
  - enhanced by convective circulation of water saturated CO<sub>2</sub> within reservoir
- Reaction with minerals (mineral trapping)



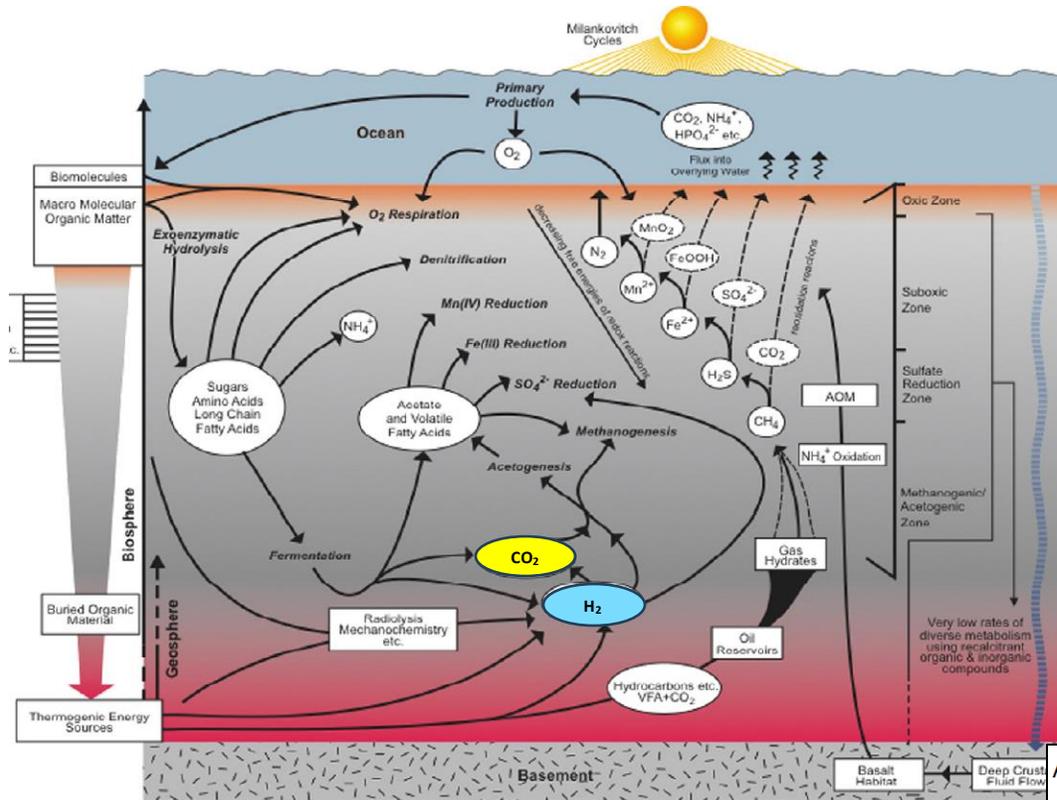
Source Ajayi et al

In reservoir conditions, CO<sub>2</sub> behaves as an oily emulsion in water

[patrick@eosys.fr](mailto:patrick@eosys.fr)

**EOSYS**

# BECCSS : geological CO<sub>2</sub> removal– How (3/4)? Biological assimilation



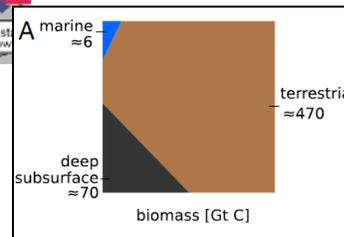
Source : R.J. Parkes et al, 2014

## Biological fate of CO<sub>2</sub> trapped as a gas phase

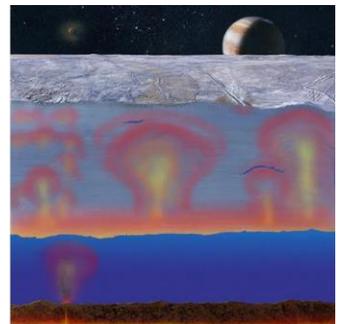
When proper conditions are met\*, intraterrestrial microbes will thrive on this **newly available carbon source** and transform part or whole of remaining CO<sub>2</sub> into bio-generated products .

(\* ) for example

- radiolytic hydrogen fluxes generated by natural radioactivity,
- hydrogen fluxes produced by reduced metal oxidation ,
- presence of telluric currents



Source Bar-On et al., 2018



Source : Nasa/JPL/Carroll

# BECSS : geological CO<sub>2</sub> removal– How ? In volcanic and basement formations

## CO<sub>2</sub> mineralization

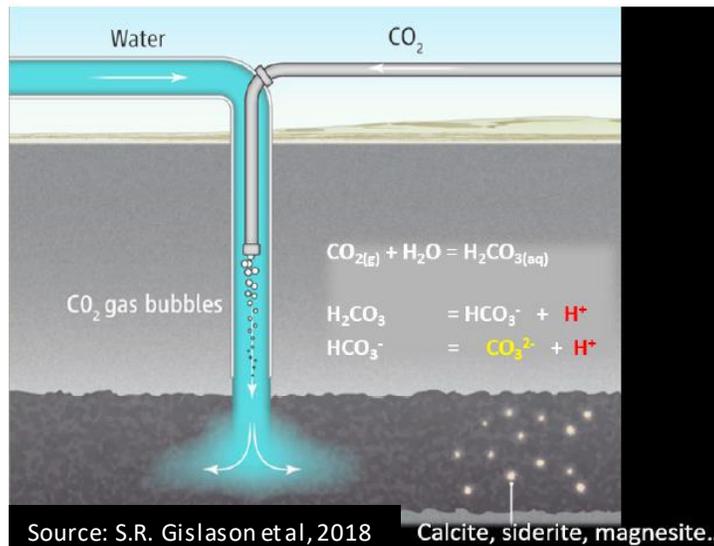
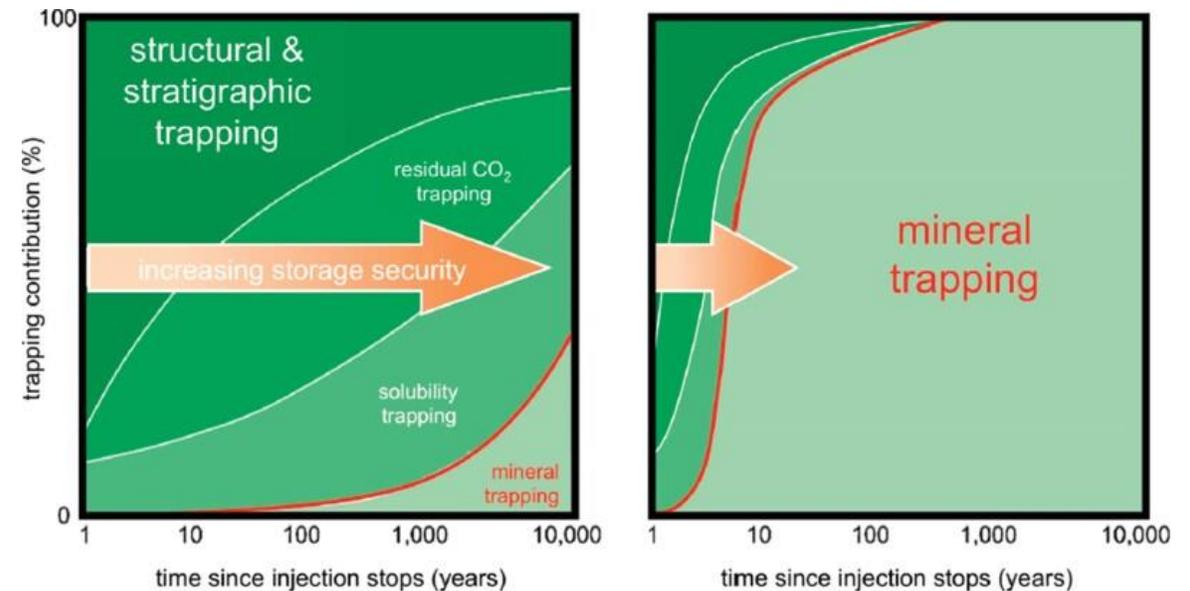
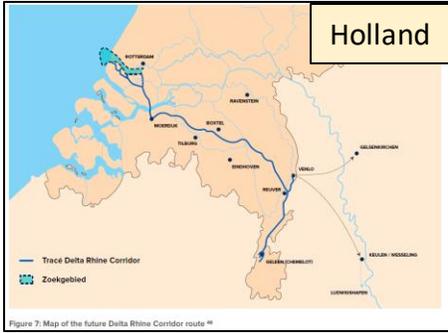
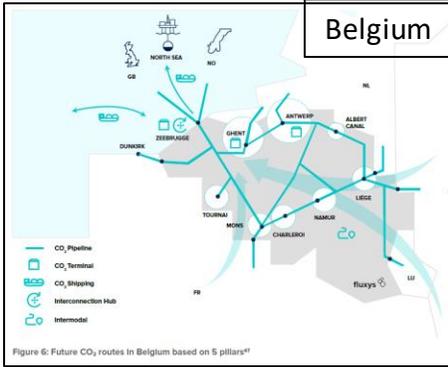
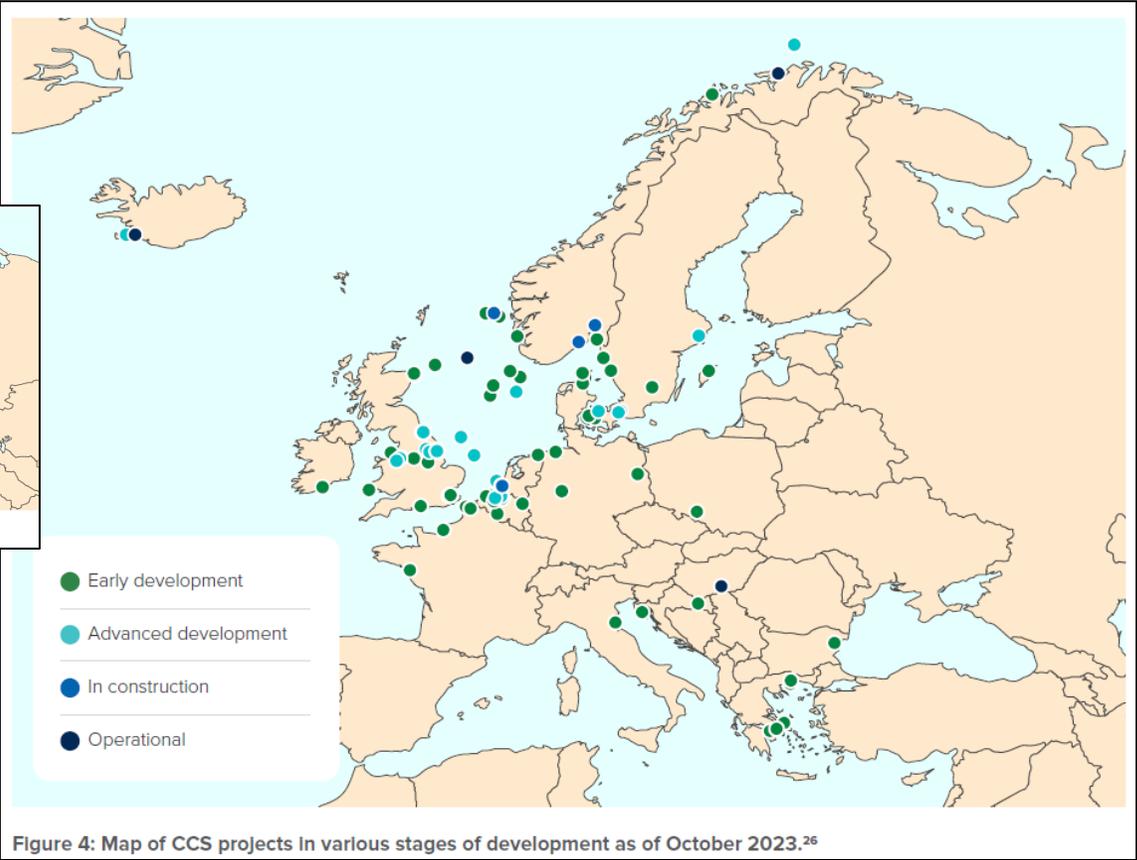
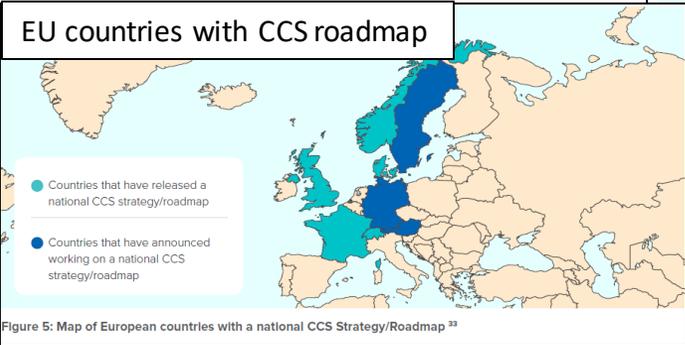


Photo by A. K. Mortensen



Source: National Academies of Sciences, 2019

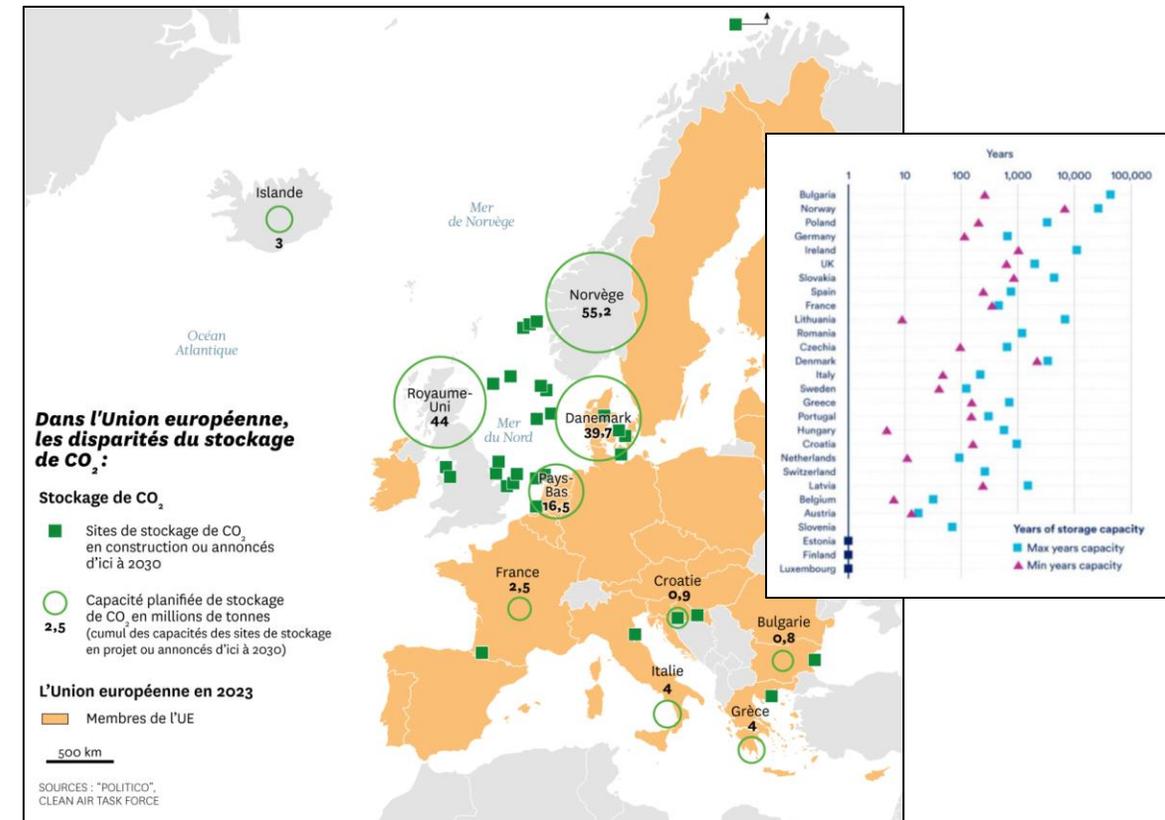
# BECCSS : CCS operations in Europe



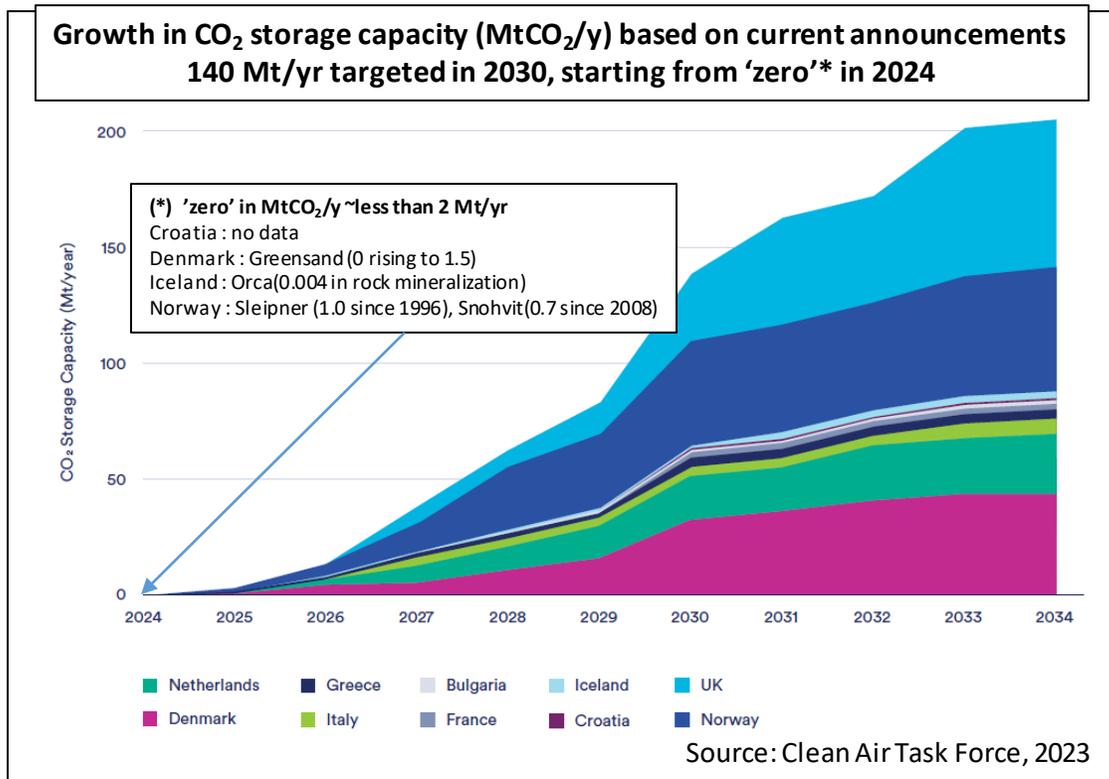
Source CCS Institute

# BECCSS : CCS operations in Europe

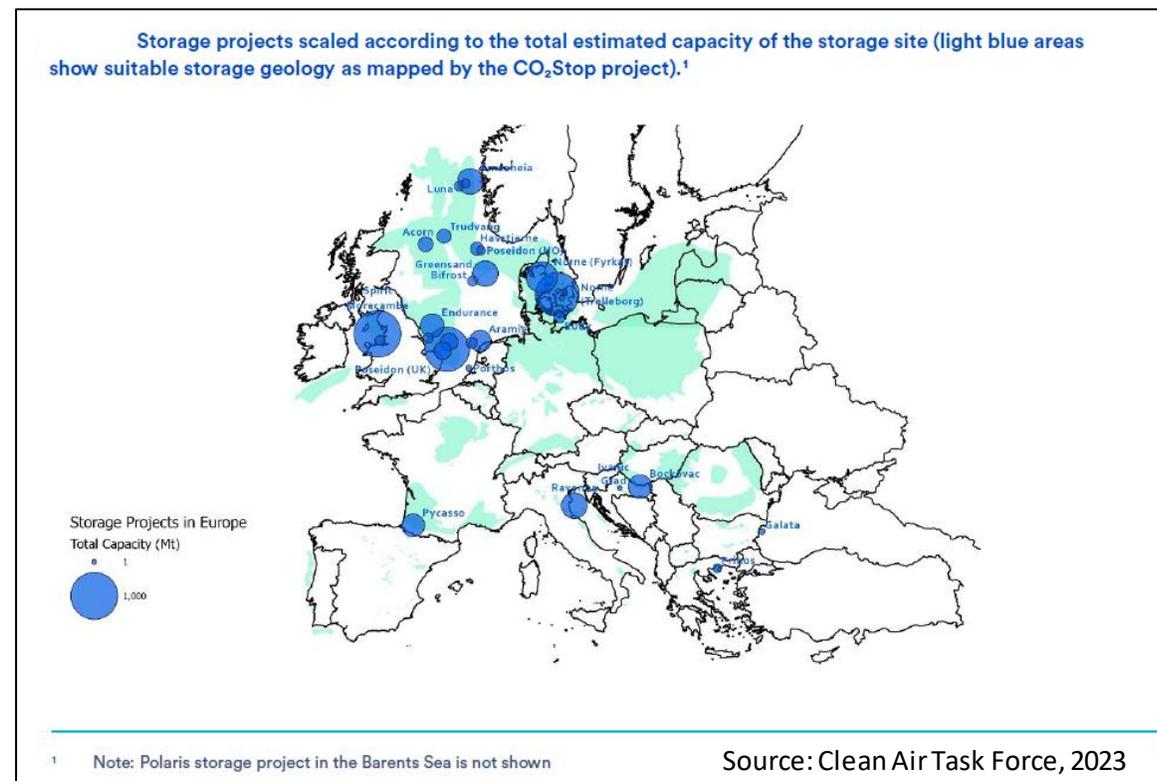
- Interest in CCS as key climate change mitigation tool is surging :
  - Commercial scale CCS projects rising 61% in 2023 to 119 (at various stage of development)
- European commission supporting acceleration of CCS deployment
  - Fit for 55 package
  - Green Deal Industrial Plan
  - Sustainable Carbon Cycles
- NorthSea is and continue to dominate available CO<sub>2</sub> storage sites
  - Storage opportunities emerging in Bulgaria,Croatia,SW France, Greece, Italy, Romania



# BECCSS : CCS operations in Europe



A strong growth now planned



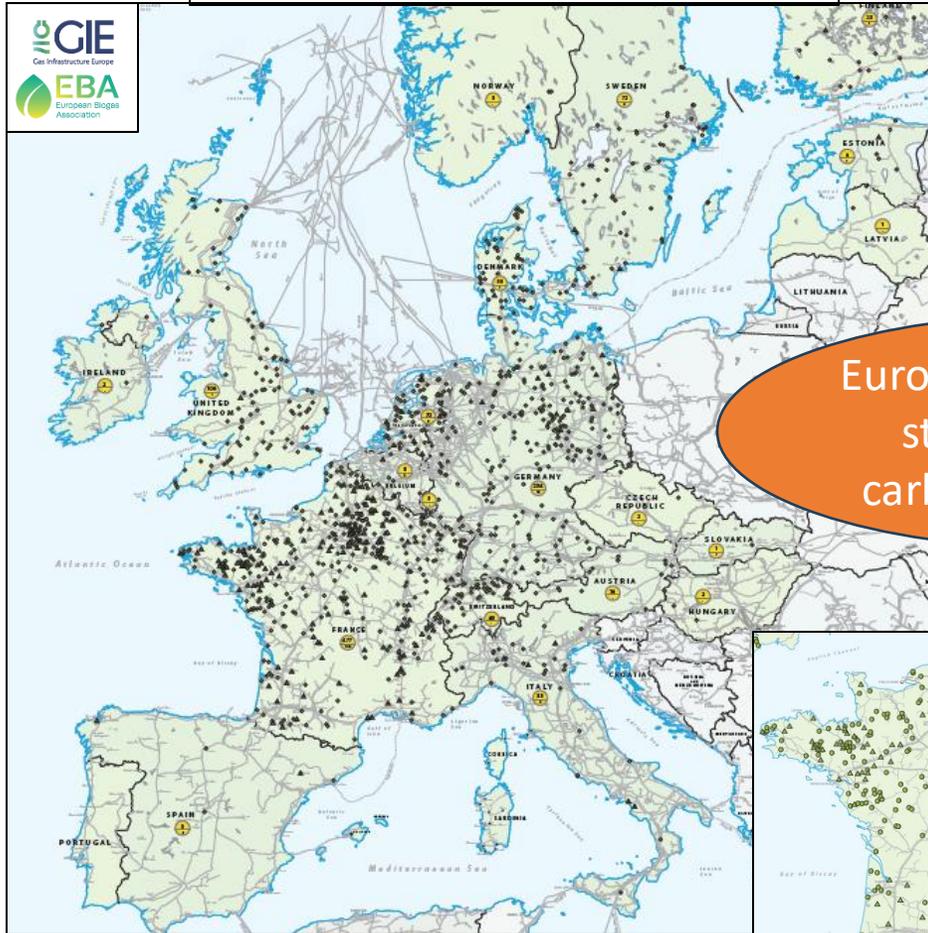
For the moment, most planned storage space is in the North Sea.  
Yet, geological pore space is available throughout Europe !

NB : 35 Bcm biomethane/yr  
~ 30 Bcm CO<sub>2</sub> ~ 55 MtCO<sub>2</sub>/yr



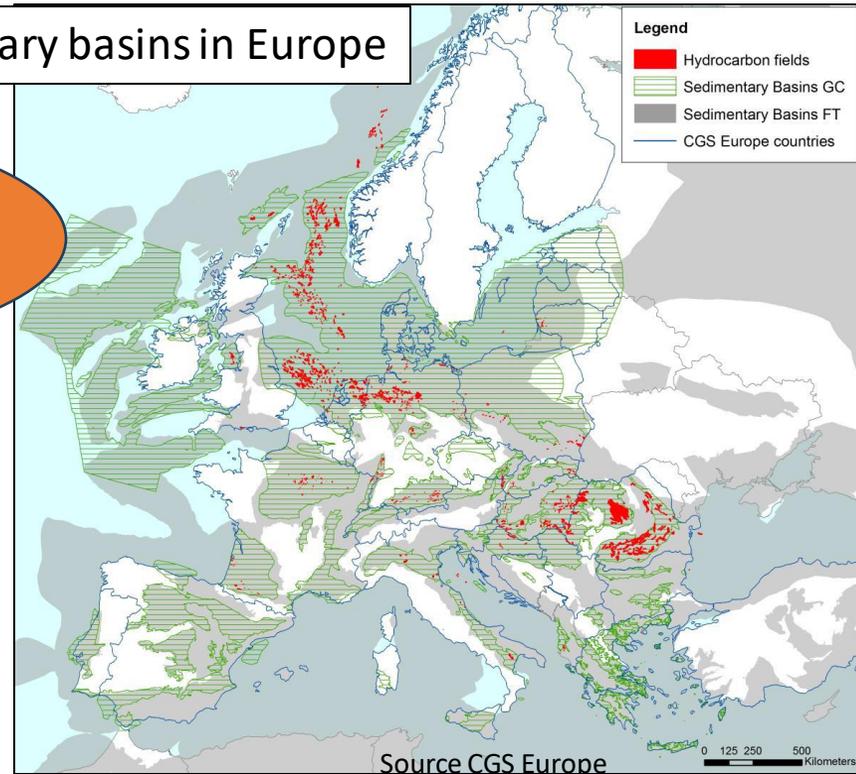
# BECCSS : Bioenergy in Europe – Biogas example

Biogas plants in Europe in 2022

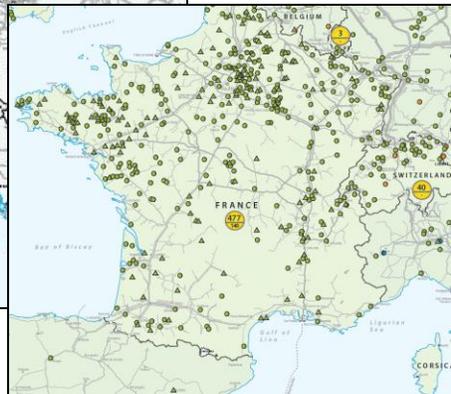


In 2022, 4.2 Bcm\* produced from 1323 plants =>5-8 Mt CO<sub>2</sub> coproduced, that is roughly ~ 2000-3000t CO<sub>2</sub> /yr/plant  
**Small local pilot CCS could be experimented in key places with budget range 1-10 M€.**  
**In case of success, payout period could be less than 10 years.**

Sedimentary basins in Europe



Europe can and should start exploring its carbon underground



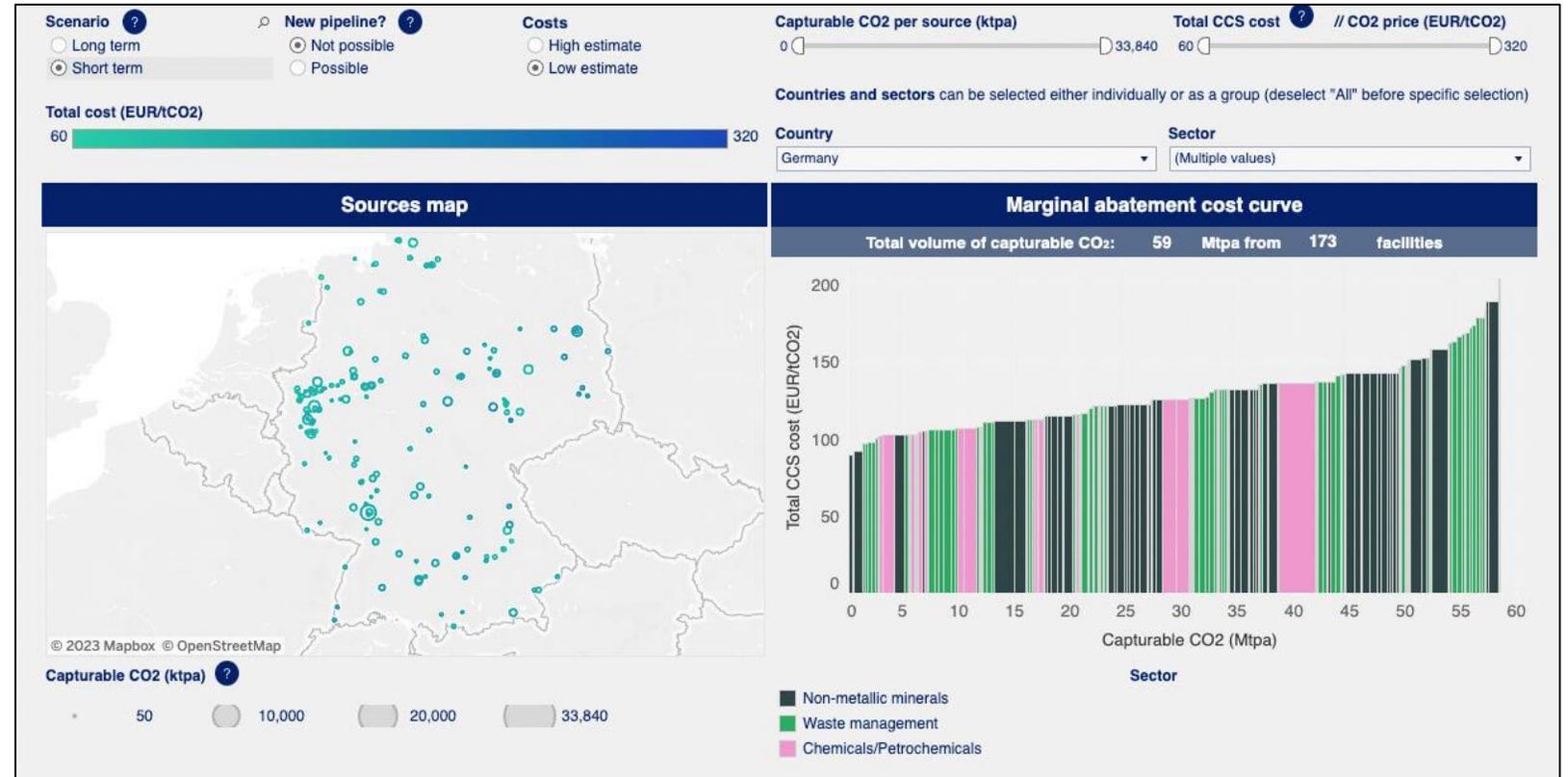
# BECCSS : economic aspects

Cost vary strongly as a function of

- CO<sub>2</sub> source (industry)
- reservoir type
- distance to storage
- type of transport

Example 1

European fossil carbon emission



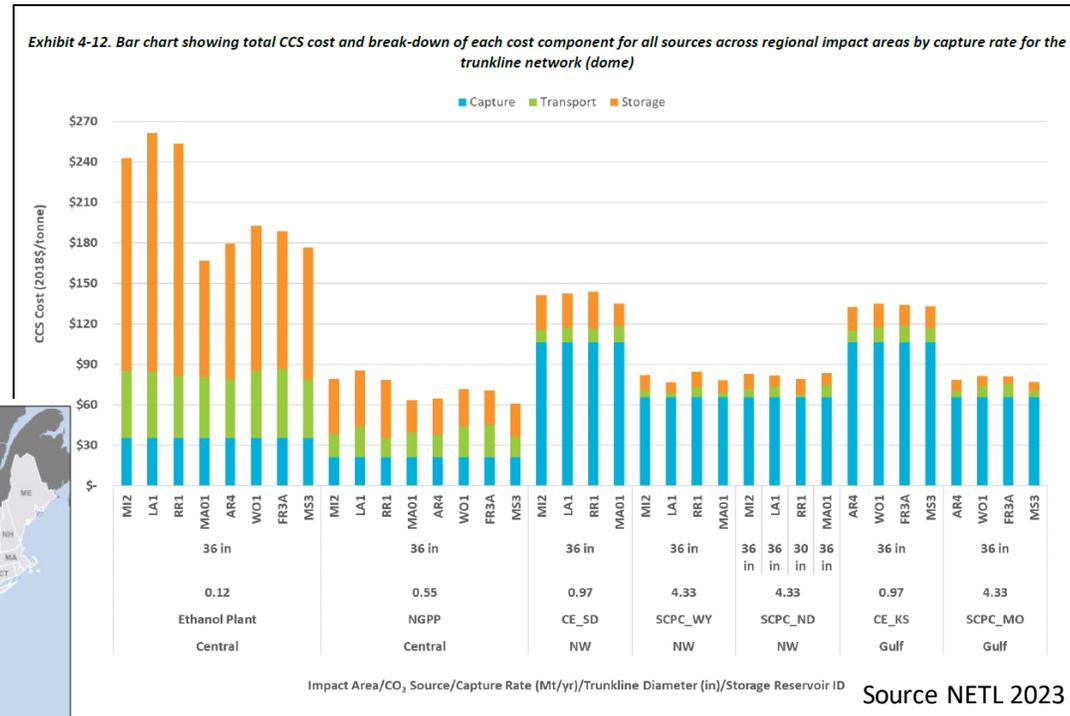
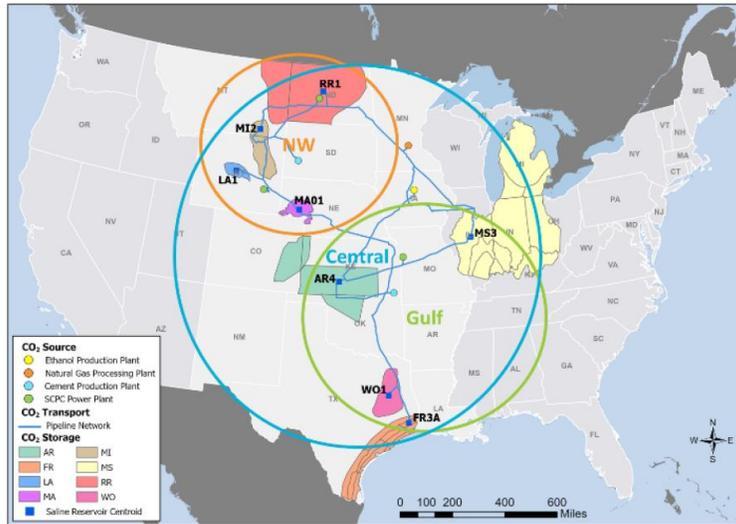
Interactive tool for Europe

<https://www.catf.us/fr/2023/02/mapping-cost-carbon-capture-storage-europe/>

# BECCSS : economic aspects

Cost vary strongly as a function of

- CO<sub>2</sub> source (industry)
- reservoir type
- distance to storage
- type of transport



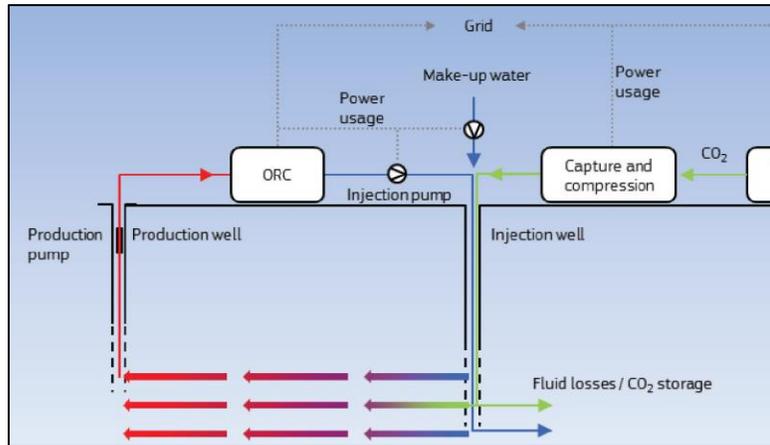
Example 2  
US Ethanol Industry

# BECCSS : it is now time to STOP PROCRASTINATING !

Urgent small scale testing is needed everywhere

It should be geared by a direct involvement of local actors and authorities

Combining CCS with geoenergy



Source : E. Miranda-Barbosa et al.

**More entrepreneurship and actions should be promoted locally concerning subsurface activities, that is :**

- Intense geological exploration in all bioenergy regions, including geothermal, native hydrogen and dissolved metal exploration
  - 3D seismics
  - Exploratory drilling and experiments
- Aggressive laboratory and pilot test programs

**Local authorities and industries should be encouraged to initiate field testing under strict control of national/european regulators.**

# BECCSS

## Bio Energy Carbon Capture Storage and Sequestration

### Conclusion

**Experimenting to  
store or sequester CO<sub>2</sub> underground NOW  
is better than continue dumping it in the atmosphere !**

# More on (click on logo)

- COP26 : [Geological Net Zero \(GNZ\)](#) \* (click on links)
- COP27 : [ACP Energies \(France\) makes Six Recommendations for COP27](#) \*
- COP28 : [Three proposals for COP28 aimed at the " Fossil Carbon Complex"](#) \*
- Decembre 2023 : [Recommendations to the French Government for the energy and the climate](#)\*

## Statement on prospective vision about energy transition

- Hydrogen will replace carbon for heat & electricity generation (development of mobile & static fuel cells)
- Bio and e-fuel's carbon will be the preferred hydrogen vector and will be recycled in e-fuels and biosphere
  - CO<sub>2</sub> will be collected at fuel cell's locations for reuse or geological removal
- Development of (bio)carbon based energies can accelerate carbon removal from the atmosphere

(\*) published with [ACP Energies Association](#)

# BECCSS : Bio Energy Carbon Capture Storage and Sequestration

**BECCSS : Bioenergy carbon capture sequestration and storage (Capture, séquestration et stockage géologique du carbone émis dans la production de bioénergies)**  
**Présentation faite le 24 janvier 2024 à BioExpo 360 à Nantes, France, par Patrick Portolano, président de EOSYS.**  
**Remerciements à Paul Stuart, directeur de BEES, organisateur de BioExpo 360**

## Slide 3

La combustion de carbone fossile injecté dans l'atmosphère un flux de 10 GtC/an qui pourrait paraître faible à première vue car étant plus de 20 fois inférieur aux échanges atmosphériques dus à la photosynthèse. Il s'agit cependant d'une addition de carbone fossile continue dans l'atmosphère et la biosphère depuis la mise en service des mines de charbon il y a 3 siècles. Les taux naturels de retrait géologique de ce carbone sont extrêmement faibles. Le CCS est un moyen d'accélérer le retour du carbone atmosphérique dans la géosphère.

## Slide 4

On ne traite dans cet exposé que du retrait atmosphérique via la capture industrielle du CO<sub>2</sub> issu de combustion de matière organique ou de la respiration biologique et de sa séquestration en profondeur sous forme de CO<sub>2</sub> ou composés dérivés.

## Slide 6

Le terme BECCS devrait en fait être BECCSS car il peut s'agir de Séquestration et/ou Stockage géologique. La séquestration est irréversible alors que le stockage permet si besoin est d'extraire à nouveau le CO<sub>2</sub> du sous-sol pour des usages industriels.

## Slide 7

Stockage et séquestration dans des aquifères ou des gisements d'hydrocarbures : ceci se fait dans des conditions où le CO<sub>2</sub> est à l'état supercritique, à plus de 800m de profondeur. Il a alors la densité d'un liquide (>0.5) et la viscosité d'un gaz, entre 22 (à 800m) et 10 (à 2000m) fois plus faible que celle de l'eau, ce qui conduit à un déplacement instable de l'eau par le CO<sub>2</sub> dès que les débits d'injection dépassent un certain seuil (« viscous fingering »).

## Slide 8

Une fois injecté dans un aquifère, et suffisamment loin du puits d'injection, le CO<sub>2</sub> va se diriger vers les parties les plus hautes du réservoir par ségrégation gravitaire.

Le piégeage géologique du CO<sub>2</sub> au sein d'aquifères ou d'anciens gisements d'hydrocarbures peut se faire dans des structures géologiques qui retiennent le CO<sub>2</sub> supercritique ou gazeux sous des couches imperméables (piégeage structural). Par ailleurs l'eau en contact du CO<sub>2</sub> devient plus dense en la dissolvant, ce qui peut entraîner des mouvements convectifs grâce auxquels du CO<sub>2</sub> dissout peut être piégé sous les contacts CO<sub>2</sub>-eau.

Un piégeage géologique se fait également lors du cheminement du CO<sub>2</sub> au sein de l'aquifère (ou des poches d'hydrocarbures résiduels) dans lequel il peut être dissout ou bien piégé dans le réseau poreux sous forme de bulles de gaz (piégeage résiduel). Dès lors que le cheminement gravitaire du CO<sub>2</sub> est suffisamment long, le piégeage géologique peut être entièrement résiduel.

Au cours de son cheminement, ou une fois piégé, le CO<sub>2</sub> peut réagir chimiquement avec la matrice minérale des pores qui l'accueillent. Ceci peut avoir pour résultat, en fonction du contexte minéralogique ou thermodynamique (température et pression) des effets divers tels que élargissement des pores et amélioration de la perméabilité par dissolution de la matrice dans les calcaires ou inversement précipitation de calcite et réduction de perméabilité lorsqu'il y a échauffement des fluides, par circulation géothermale par exemple, adsorption du CO<sub>2</sub> par des minéraux argileux dans les grès ou dans les couvertures au contact du CO<sub>2</sub>, etc..

## Slide 9

Une activité biologique souterraine peut aussi naturellement prendre place, ou être artificiellement inhibée ou favorisée. En effet la présence d'une activité microbienne s'observe jusqu'à plusieurs milliers de m de profondeur, jusqu'à des températures atteignant plus de 120°C et des pressions de plus de 200 bars dans des mines, forages ou océans. Un exemple spectaculaire est donné dans les « fumeurs blancs » des dorsales océaniques dont l'hydrogène naturel qui s'en dégage fournit de l'énergie d'importantes communautés pluricellulaires. On estime actuellement la biomasse microbienne souterraine à plus de 35 fois celle des océans. Il faut cependant noter que son taux moyen naturel de métabolisme du carbone est nettement plus lent que celui des communautés océaniques ou terrestres. Le CO<sub>2</sub> injecté peut donc être utilisé comme source de carbone par les communautés de microbes naturellement présentes dans le sous-sol, ce qui peut enclencher la production de méthane (méthanogénèse) ou autres composés organiques (méthanotrophie) et ce jusqu'à la production de films microbiens organiques ou minéraux qui finissent par réduire fortement les écoulements.

On retiendra en conclusion de cette partie que toute opération souterraine d'injection de CO<sub>2</sub>, et cela quel que soit le niveau de reconnaissance et de préparation par des tests de laboratoire, comporte – de façon similaire à toute mise en production minière, gazière ou pétrolière - une étape préliminaire fondamentale de tests in-situ au cours desquels il faudra gérer tout un ensemble d'imprévus de façon à trouver le mode d'interaction adapté avec ce milieu naturel nouvellement exploré.

## Slide 10

Une autre voie de séquestration actuellement en cours de développement est l'injection de fluides enrichis en CO<sub>2</sub> au sein de fractures et vides présents dans des formations basaltiques dont les minéraux, très réactifs, créent des composés carbonatés.

## Slide 11

Présentation des projets CCS en cours en Europe par le CCS Institute. Noter :

- Concentration de projets autour de la Mer du Nord. Plusieurs hub CO<sub>2</sub> sont en voie de développement, notamment en Hollande et en Belgique (et au Royaume Uni).
- Quelques projets disséminés en Europe de l'Est.
- L'absence de projets en France et plus généralement en Europe du Sud
- 4 pays (dont Royaume-Uni et Norvège) dont 2 européens (France, Danemark) ont un plan directeur CCS, 2 autres sont en train de le faire (Allemagne, Suède)

## Slide 14

La stratégie CCS en France connaît un renouveau depuis la mi-2023. Même si les objectifs annoncés par la Stratégie Nationale Bas Carbone étaient remplis, notamment une ambitieuse réduction d'un facteur 5 des émissions du pays de gaz à effets de serre (GES) de 422 Mt CO<sub>2</sub> eq en 2022 à 80 Mt en 2050, elle continuerait encore à présenter un solde d'émissions de 50 Mt de GES en 2050 ! Ce plan n'inclut pas la capture des émissions biogéniques. Nous allons voir dans la suite qu'elles présentent un potentiel non négligeable pour améliorer cette situation.

## Slide 15

Potentialités de capture du CO<sub>2</sub> concomitamment à la production de biogaz : La carte de gauche montre les unités connues de production de biogaz. Compte tenu des ambitions européennes et nationales, ce nombre d'unités est appelé à se multiplier. On estime qu'en moyenne 2000 à 3000 tonnes de CO<sub>2</sub> par an pourraient être capturées pour chaque unité. Les coûts de capture sont très bas car on opère des flux à concentration de plusieurs dizaines de % de CO<sub>2</sub>. Plus de 4 millions de t CO<sub>2</sub> pourraient être capturés en France à partir de la seule filière biogaz, potentiel appelé à croître. Faire une infrastructure qui en collecte le CO<sub>2</sub> pour le séquestrer dans des hubs régionaux paraît à première vue quelque chose de lourd et coûteux à réaliser. Il existe heureusement d'autres options. La carte de droite montre l'extension des bassins sédimentaires en Europe. Des formations volcaniques ou mantelliques peuvent par ailleurs exister en dehors des bassins sédimentaires. On conçoit qu'il n'est pas besoin d'avoir des structures géologiques importantes pour séquestrer les faibles quantités annuellement émises par des installations biogaz réparties sur le territoire. D'autant que ces faibles volumes injectés annuellement pourraient bénéficier d'un taux de piégeage résiduel / piégeage structural beaucoup plus important que des opérations plus massives de type pétrolier.

## Slide 16

Les coûts des opérations CCS varient fortement en fonction du type d'émetteur de CO<sub>2</sub>, de la distance et du type de gisement dans lequel il sera séquestré ou stocké, du type de transport entre le point d'émission et le point de stockage (camion, train, péniches, bateau, conduites basse ou haute-pression), des modalités de compression et de purification à mettre en œuvre.

Voici un premier exemple de coût de CCS en Allemagne pour les activités industrielles élaboré par la Clean Air Task Force (<https://www.catf.us/fr/2023/02/mapping-cost-carbon-capture-storage-europe/>) : on y note une variation de coûts entre 88 et 205 €/tonne CO<sub>2</sub> avec un système évacuant le CO<sub>2</sub> vers la Mer du Nord au moyen de péniches sur le Rhin ou de pipelines existant à adapter.

## Slide 17

Ici un second exemple récemment publié par le NETL aux Etats-Unis qui consiste à raccorder au réseau de gaz existant divers émetteurs tels des usines de bioéthanol (EP), des centrales électriques au gaz naturel (NGPP), des centrales électriques à charbon pulvérisé (SCPC) ou des usines de production de ciment (CE) à divers centres de stockage/séquestration du carbone aux capacités connues. On constate la grande variabilité des coûts variant d'environ 30\$/t(EP) à plus de 100\$/t(NGPP) pour la capture, de quelques \$/t(SCPC) à 60\$/t(EP) pour le transport et de quelques \$/t (SCPC) jusqu'à plus de 170 \$/t (EP) pour la séquestration.

Ce que nous retenons de cette analyse est que les deux facteurs clés pour avoir des coûts de CCS bas sont la possibilité de capturer du CO<sub>2</sub> dans des flux gazeux à haute teneur et d'avoir la possibilité de séquestrer le carbone à proximité.

## Slide 18

Si on veut que le CCS ait un réel impact sur le climat, il faut maintenant changer de paradigme : plutôt que de vouloir apparier sur de longues distances des centres de stockage reconnus – et donc rares et chers à l'heure actuelle - avec des centres d'émissions de CO<sub>2</sub> liés à une production électrique ou industrielle, il est plus efficace de rechercher des centres de séquestration ou stockage géologique du carbone à proximité des centres de production de biocombustibles. En effet, la séquestration géologique du CO<sub>2</sub> peut être réalisée dans une très large palette de conditions géologiques, dès lors que l'on ne veut pas s'imposer des débits d'injection trop élevés. Qui plus est, les reconnaissances géologiques et géophysiques qu'il faudra mener pour qualifier les structures de séquestration géologique vont de pair avec celles qui sont aujourd'hui nécessaires pour généraliser l'usage des énergies géothermiques, la recherche de substances minières solides ou dissoutes et la gestion des nappes phréatiques profondes. Ce sont des investissements infrastructurels fondamentaux au développement de nos sociétés, au même titre que les reconnaissances topographiques ou bathymétriques détaillées l'ont été au siècle dernier.

## Slide 19

Cessons donc de passer trop de temps à cogiter dans les bureaux ou les laboratoires. Investissons dès maintenant en des opérations pilotes sur le terrain afin de comprendre comment récupérer et injecter économiquement du CO<sub>2</sub>, donnons-nous les moyens d'observer comment il se comporte dans les stockages géologiques afin de passer rapidement ensuite à des opérations de plus grande envergure. Ceci devient maintenant moins risqué pour la biosphère que de continuer le rejeter dans l'atmosphère comme si elle était une poubelle !

# BECCSS : Bio Energy Carbon Capture Storage and Sequestration

**BECCSS : Bioenergy carbon capture sequestration and storage**  
Presentation made on January 24, 2024 at the BioExpo 360 exhibition in Nantes, France by Patrick Portolano President of EOSYS  
Thanks to Paul Stuart, Director of BEES and organizer of BioExpo 360

**Slide 3**  
The combustion of fossil carbon injects into the atmosphere a flux of 10 GtC/year which might seem small at first glance because it is more than 20 times lower than the atmospheric exchanges due to photosynthesis. It is, however, a continuous addition of fossil carbon to the atmosphere and biosphere since coal mines were put into operation 3 centuries ago. The natural rates of geological removal of this carbon are extremely low. CCS is a way to accelerate the return of atmospheric carbon to the geosphere.

**Slide 4**  
In this paper, we deal only with atmospheric carbon removal via the industrial capture of CO<sub>2</sub> from the combustion of organic matter or biological respiration and its deep sequestration in the form of CO<sub>2</sub> or derived compounds.

**Slide 6**  
The term BECCS should be BECCSS because carbon may eventually be geologically stored or sequestered. Sequestration is irreversible, while storage makes it possible to extract CO<sub>2</sub> from underground back to the surface for industrial or agricultural use, if necessary.

**Slide 7**  
Storage and sequestration in aquifers or hydrocarbon deposits: this is done under conditions where CO<sub>2</sub> is in a supercritical state, at a depth of more than 800m. It then has the density of a liquid (>0.5) and the viscosity of a gas, between 22 (at 800m) and 10 (at 2000m) times lower than that of water, which leads to an unstable displacement of water by CO<sub>2</sub> as soon as the injection rates exceed a certain threshold ("viscous fingering").

**Slide 8**  
Once injected into an aquifer, and far enough away from the injection well, the CO<sub>2</sub> will flow to the highest parts of the reservoir by gravity segregation.  
Geological sequestration of CO<sub>2</sub> in aquifers or former hydrocarbon deposits can occur in geological structures that retain supercritical or gaseous CO<sub>2</sub> under impermeable layers (structural sequestration). In addition, water in contact with CO<sub>2</sub> becomes denser as it dissolves, which can lead to convective movements whereby dissolved CO<sub>2</sub> can be trapped under the CO<sub>2</sub>-water contacts.  
Geological trapping also occurs when CO<sub>2</sub> travels through the aquifer (or residual hydrocarbon pockets) where it can be dissolved or trapped in the porous network in the form of gas bubbles (residual capture). If the gravitational path of CO<sub>2</sub> is long enough, geological capture can be entirely residual.  
During its journey, or once trapped, CO<sub>2</sub> can react chemically with the mineral matrix of the pores that host it. Depending on the mineralogical or thermodynamic context (temperature and pressure), this can result in various effects such as pore enlargement and improvement of permeability by dissolution of the matrix in limestone or, conversely, calcite precipitation and reduction of permeability when fluids are heated, by geothermal circulation for example, adsorption of CO<sub>2</sub> by clay minerals in sandstones or in seal formations in contact with CO<sub>2</sub>, etc.

**Slide 9**  
Subterranean biological activity can also occur naturally or be artificially inhibited or enhanced.

Indeed, the presence of microbial activity can be observed at depths of several thousand m, up to temperatures reaching more than 120°C and pressures of more than 200 bars in mines, boreholes or oceans. A spectacular example is given in the "white smokers" of mid-ocean ridges, emitting plumes of natural hydrogen that provide energy for important multicellular communities.

Underground microbial biomass is currently estimated to be more than 35 times that of the oceans. It should be noted, however, that its natural average rate of carbon metabolism is significantly slower than that of ocean or terrestrial communities.

The injected CO<sub>2</sub> can therefore be used as a carbon source by the microbial communities naturally present in the subsoil, which can trigger the production of methane (methanogenesis) or other organic compounds (methanotrophs) until the production of organic or mineral microbial films ends up greatly reducing flows.

To conclude this section, it should be noted that any underground CO<sub>2</sub> injection operation, regardless of the level of surface geological and geophysical surveys and preparation by laboratory tests, involves – in a similar way to any mining, gas or oil production operation – a fundamental preliminary stage of in-situ tests during which a whole series of unforeseen events will have to be managed in order to find the appropriate mode of interaction with this newly natural environment being explored.

**Slide 10**  
Another sequestration route under development is the injection of CO<sub>2</sub>-enriched fluids into fractures and voids present in basaltic formations whose highly reactive minerals create carbonate compounds.

**Slide 11**  
Presentation of ongoing CCS projects in Europe by the CCS Institute.  
Note:

- Concentration of projects around the North Sea. Several CO<sub>2</sub> hubs are under development, notably in Holland and Belgium (and the United Kingdom).
- Some projects scattered around Eastern Europe
- The absence of projects in France and more generally in Southern Europe
- 4 countries (including United Kingdom and Norway) including 2 European (France, Denmark) have a CCS master plan, 2 others are in the process of doing so (Germany, Sweden)

**Slide 14**  
The CCS strategy in France has been undergoing a revival since mid-2023. Even if the objectives announced by the National Low Carbon Strategy were met, including an ambitious reduction of a factor of 5 in the country's greenhouse gas (GHG) emissions from 422 Mt CO<sub>2</sub>eq in 2022 to 80 Mt in 2050, it would still have a balance of GHG emissions of 50 Mt in 2050!

This plan does not include the capture of biogenic emissions. We will see in the following that they have significant potential to improve this situation.

**Slide 15**  
Potential for CO<sub>2</sub> capture concomitantly with biogas production: The map on the left shows the known biogas production units. Given

European and national ambitions, this number of units is set to multiply. It is estimated that an average of 2000 to 3000 tonnes of CO<sub>2</sub> per year could be captured for each unit. Capture costs are very low because flows are operated with a concentration of several tens of % of CO<sub>2</sub>.

More than 4 million t CO<sub>2</sub> could be captured in France from the biogas sector alone, which is due to grow substantially in the future.

At first glance, building an infrastructure that collects CO<sub>2</sub> and sequesters it in regional hubs seems cumbersome and expensive to do. Fortunately, there are other options.

The map on the right shows the extent of sedimentary basins in Europe. Volcanic or mantle derived formations may also exist outside sedimentary basins.

It is conceivable that it is not necessary to have significantly big geological traps to sequester the small quantities emitted annually by biogas plants spread over the territory. Especially since these low volumes injected annually could benefit from a much higher residual trapping / structural trapping rate than more massive oil-type operations.

**Slide 16**  
The costs of CCS operations vary greatly depending on the type of CO<sub>2</sub> emitter, the distance and type of reservoir in which it will be sequestered or stored, the type of transport between the emission point and the storage point (truck, train, barges, boat, low- or high-pressure pipes), and the compression and purification methods to be implemented.

Here is a first example of the cost of CCS in Germany for industrial activities developed by the Clean Air Task Force (<https://www.catf.us/fr/2023/02/mapping-cost-carbon-capture-storage-europe/>): there is a variation in costs between €88 and €205/ton CO<sub>2</sub> with a system that evacuates CO<sub>2</sub> to the North Sea by means of barges on the Rhine or existing pipelines to be adapted.

**Slide 17**  
Here is a second example recently published by the NETL in the United States, which consists of connecting various emitters such as bioethanol (PE) plants, natural gas power plants (NGPP), pulverized coal power plants (SCPC) or cement production plants (CE) to various carbon storage/sequestration plants with known capacities.

There is a wide variability in costs ranging from about \$30/t(PE) to over \$100/t(NGPP) for capture, from a few \$/t(SCPC) to \$60/t(EP) for transport and from a few \$/t (SCPC) to over \$170/t (EP) for sequestration.

What we take away from this analysis is that the two key factors for having low CCS costs are the ability to capture CO<sub>2</sub> in high-grade gas streams and having the ability to sequester carbon nearby.

**Slide 18**  
If we want CCS to have a real impact on the climate, we must now change the paradigm: rather than trying to match recognized – and therefore rare and expensive at present – storage centres over long distances with CO<sub>2</sub> emission centres of electricity or industrial production, it is more efficient to look for carbon sequestration or geological storage centers close to biofuel production units. Indeed, the geological sequestration of CO<sub>2</sub> can be carried out in a very wide range of geological conditions, if you low injection rates are used.

What is more, the geological and geophysical surveys that will have to be carried out to qualify structures as geological sequestration units go hand in hand with those that are currently necessary to generalize the use of geothermal energies, the search for solid or dissolved mining substances and the management of deep-water tables.

These are infrastructural investments that are fundamental to the

development of our societies, in the same way that detailed topographical or bathymetric reconnaissance mapping was made in the last century.

**Slide 19**  
So let's stop spending too much time thinking in offices or laboratories. Let's invest now in pilot operations in the field to understand how to recover and inject CO<sub>2</sub> economically, let's give ourselves the means to observe how it behaves in geological storages in order to quickly move on to larger-scale operations.

This is now becoming less risky for the biosphere than continuing to dump it into the atmosphere as if it were a sewer!