



# Quelle énergie pour la Bretagne ? L'électro-raffinerie

Document faisant suite à la réunion du 15 juin 2024  
Rapporteur : Yves Mervin

Cercle Pierre Landais  
**Association pour le développement local et régional**  
Institutions et politiques publiques  
Site internet : [united-citizens.eu](http://united-citizens.eu) (en cours de redéveloppement)  
Contact : [adlr56@free.fr](mailto:adlr56@free.fr)



*L'Union est fondée sur les valeurs de respect de la dignité humaine, de liberté, de démocratie, d'égalité, de l'État de droit, ainsi que de respect des droits de l'homme, y compris des droits des personnes appartenant à des minorités. Ces valeurs sont communes aux États membres dans une société caractérisée par le pluralisme, la non-discrimination, la tolérance, la justice, la solidarité et l'égalité entre les femmes et les hommes.*

Article 2 du traité de l'Union européenne (valeurs de l'Union)

Illustration de couverture : IAEA (<https://www.iaea.org/sites/default/files/uranium-1140x640.jpg> )

# Synthèse

Synthèse stratégique : une électro-raffinerie dans la transition énergétique en Bretagne

# Sommaire

Synthèse .....	3
Sommaire .....	4
Présentation .....	4
Les carburants et les combustibles .....	5
Le transport ou la mobilité .....	5
La chaleur .....	17
L'eau .....	22
L'hydrogène .....	25
Le dioxyde de carbone .....	29
L'électro-raffinerie .....	42
L'installation .....	54
Annexes .....	64
Bibliographie .....	66
Glossaire .....	66
Sommaire long .....	66

## Présentation

Ce document présente le concept d' « électro-raffinerie » qui complète un parc énergétique producteur d'électricité, à fins de produire différentes matières énergétiques ou industrielles. Cette électro-raffinerie a vocation à remplacer les raffineries de produits pétroliers ou gaziers (et aussi charbon) dans la mesure où ces matières énergétiques fossiles viendront à s'épuiser ou que leur utilisation actuelle émettrice de gaz à effets sera combattue pour éviter les effets néfastes sur le climat terrestre.

L'énergie issue des matières fossiles est distribuée aux consommateurs sous forme de carburants (la matière énergétique fossile après extraction et raffinage à l'état solide, liquide ou gazeux) ou après conversion en électricité ou en chaleur. L'exercice conduit à examiner les utilisations de l'énergie selon les deux formats de distribution carburant et chaleur : dans la mesure où la transition énergétique conduira à produire de l'électricité, il n'y aura plus (ou peu) de besoins de convertir cette matière de synthèse en électricité puis qu'elle provient d'une électricité qui peut être directement distribuée aux consommateurs.

Les utilisations non électriques des matières énergétiques fossiles ou leurs substituts sont principalement le transport (ou la mobilité) ou la chaleur (à usage domestique comme pour le logement ou à usage industriel).

L'électro-raffinerie utilise deux matières premières principales : l'eau (de formule H<sub>2</sub>O), dont on extrait hydrogène (de formule H<sub>2</sub>) et le dioxyde de carbone (de formule CO<sub>2</sub>) pour produire des hydrocarbures sous forme gazeuse (du méthane de formule chimique CH<sub>4</sub>) ou sous forme liquide (de formule chimique générale C<sub>n</sub>H<sub>2n</sub>). L'obtention de ces matières premières amènent à considérer le dessalement de l'eau de mer et la capture du dioxyde de carbone depuis l'atmosphère ou l'océan.

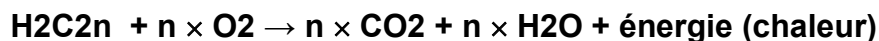
Ces solutions seront à distinguer selon qu'il y a cogénération de chaleur (en particulier électricité nucléaire) ou sans chaleur cogénérée (éolien et photovoltaïque).

## Les carburants et les combustibles

Les matières énergétiques fossiles et leurs substituts sont distribués aux consommateurs après extraction et raffinage, sous forme de carburants ou de combustibles, selon l'usage final qui en est fait :

- On parle de carburant lorsqu'ils sont utilisés pour la mobilité (transport routier, aérien, maritime), généralement dans un moteur à combustion.
- On parle de combustible lorsqu'ils sont utilisés de manière stationnaire, dans une chaudière ou un procédé industriel, pour produire de la chaleur.

Dans les deux cas, l'énergie est libérée par oxydation du carbone contenu dans l'hydrocarbure, selon une équation chimique simplifiée :



Deux grandes problématiques se posent aujourd'hui concernant l'usage des hydrocarbures fossiles :

1. La disponibilité à long terme des ressources fossiles (charbon, pétrole, gaz), qui sont limitées.
2. Les émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), principal gaz à effet de serre, rejeté dans l'atmosphère lors de la combustion.

Dans les usages stationnaires (centrales à charbon, à gaz, à fioul), il est possible techniquement de capter le CO<sub>2</sub> à la sortie des cheminées pour le stocker (technologie CCS – Carbon Capture and Storage). Cela nécessite cependant de l'énergie supplémentaire, ce qui réduit le rendement global du système.

Dans les usages mobiles, en revanche (véhicules, avions), la captation du CO<sub>2</sub> est beaucoup plus difficile à mettre en œuvre, et le CO<sub>2</sub> est quasiment toujours relâché dans l'atmosphère.

## Le transport ou la mobilité

Les carburants sont principalement utilisés dans les transports ou encore, la mobilité.

Le transport des personnes et des marchandises repose sur l'utilisation de véhicules circulant grâce à des infrastructures adaptées (routes, rails, voies navigables, etc.). Ces véhicules sont propulsés par des moteurs qui consomment de l'énergie, soit stockée à bord (carburant, batterie), soit fournie par l'infrastructure (par exemple l'électricité via caténaires ou rails).

On distingue deux grandes catégories de moteurs embarqués :

- Les moteurs thermiques, qui convertissent l'énergie chimique (carburant) en énergie thermique, puis en énergie mécanique.

- Les moteurs électriques, qui convertissent l'électricité en champ magnétique, produisant ainsi un mouvement mécanique.

Les moteurs thermiques utilisent comme carburant des hydrocarbures (essence, diesel, kérosène, etc.) ou parfois de l'hydrogène. Certains carburants spécifiques, comme l'octane ou l'heptane, servent également de références dans les indices de performance.

## Le déplacement

Le déplacement d'un véhicule routier s'effectue par une succession de trajets entre différentes positions d'arrêt.

En milieu urbain, ces trajets sont généralement courts et fréquents, tandis qu'en milieu rural ou sur autoroute, ils sont plus longs et moins entrecoupés d'arrêts. Ce schéma de déplacement, souvent qualifié de « start and stop », comprend plusieurs phases :

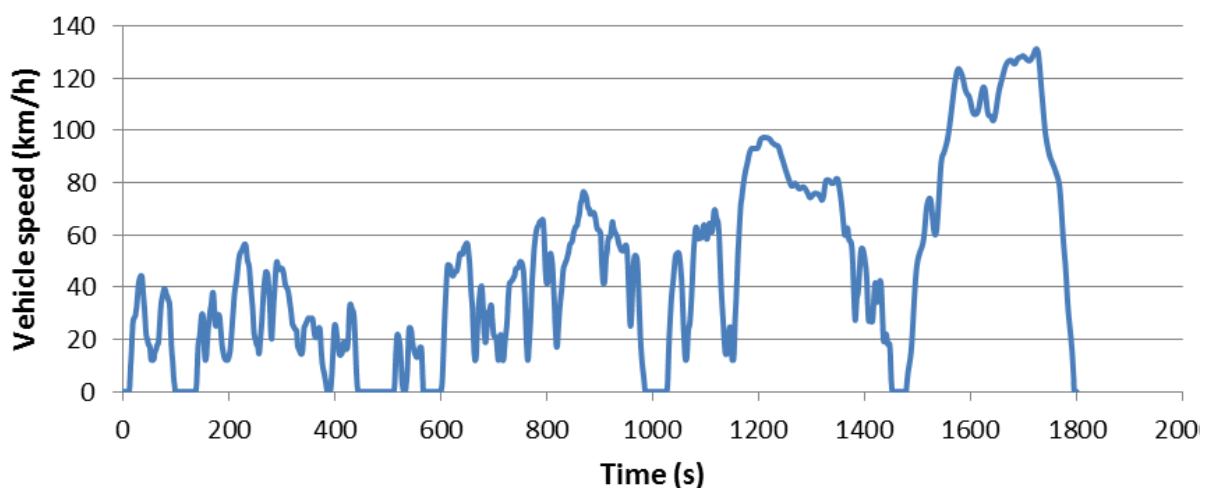
- une accélération jusqu'à une vitesse de croisière,
- un maintien de cette vitesse,
- puis une décélération jusqu'à l'arrêt.

Chaque trajet implique donc des phases répétées d'accélération et de freinage, qui influencent directement la consommation d'énergie. Afin de comparer les performances des véhicules dans des conditions standardisées, des parcours représentatifs ont été définis.

Le cycle NEDC (New European Driving Cycle), introduit en 1973 et mis à jour en 1996, a été remplacé en 2018 par le cycle WLTC (ou WLTP — Worldwide Harmonized Light Vehicles Test Procedure). Ce nouveau protocole se veut plus réaliste, en intégrant une plus grande variété de conditions de conduite.

Ces cycles de référence permettent de mesurer :

- la consommation de carburant,
- l'autonomie,
- les émissions de CO<sub>2</sub>,
- ainsi que les rejets de polluants.



**Figure 1 - Cycle WLTC classe 3**

Le cycle WLTC de classe 3 concerne la majorité des voitures particulières, soit les véhicules dont la puissance massique (rapport entre la puissance du moteur et le poids du véhicule) est supérieure à 34 W/kg.

La consommation réelle d'un véhicule dépend non seulement du parcours emprunté, mais aussi :

- du style de conduite (fluide ou agressif),

- du contexte géographique (ville, campagne, autoroute),
- des conditions météorologiques (température extérieure, pluie, vent, etc.),
- du chargement du véhicule,
- et de l'état des infrastructures (pente, revêtement...).

Tous ces paramètres combinés influencent de manière significative les bilans énergétiques et environnementaux du déplacement.

## **Le moteur**

### **La performance**

Le moteur est l'organe qui permet au véhicule de se déplacer selon les besoins de l'utilisateur : il doit assurer les accélérations, les vitesses de croisière, et les reprises nécessaires dans un temps donné, tout en optimisant la consommation d'énergie et en réduisant les nuisances (bruit, pollution), notamment dans le cadre des parcours standardisés.

Deux caractéristiques mécaniques essentielles définissent les performances routières du moteur :

- Le couple, exprimé en newton-mètre (Nm),
- La puissance, exprimée en chevaux (ch) ou en kilowatts (kW). (1 cheval  $\approx$  0,75 kW)

À faible vitesse, c'est le couple qui permet au véhicule de monter rapidement en régime. Une fois lancé, la puissance devient déterminante pour maintenir une vitesse élevée et permettre des accélérations supplémentaires si nécessaire.

Outre ces performances dynamiques, un moteur se caractérise également par :

- son rendement énergétique,
- sa masse et sa compacité,
- sa complexité mécanique,
- ses coûts de fabrication et d'exploitation (entretien, énergie).

On distingue deux grandes technologies de moteurs :

- le moteur thermique, utilisant un carburant liquide ou gazeux,
- le moteur électrique, utilisant de l'électricité stockée dans une batterie électrochimique.

### **Le moteur thermique**

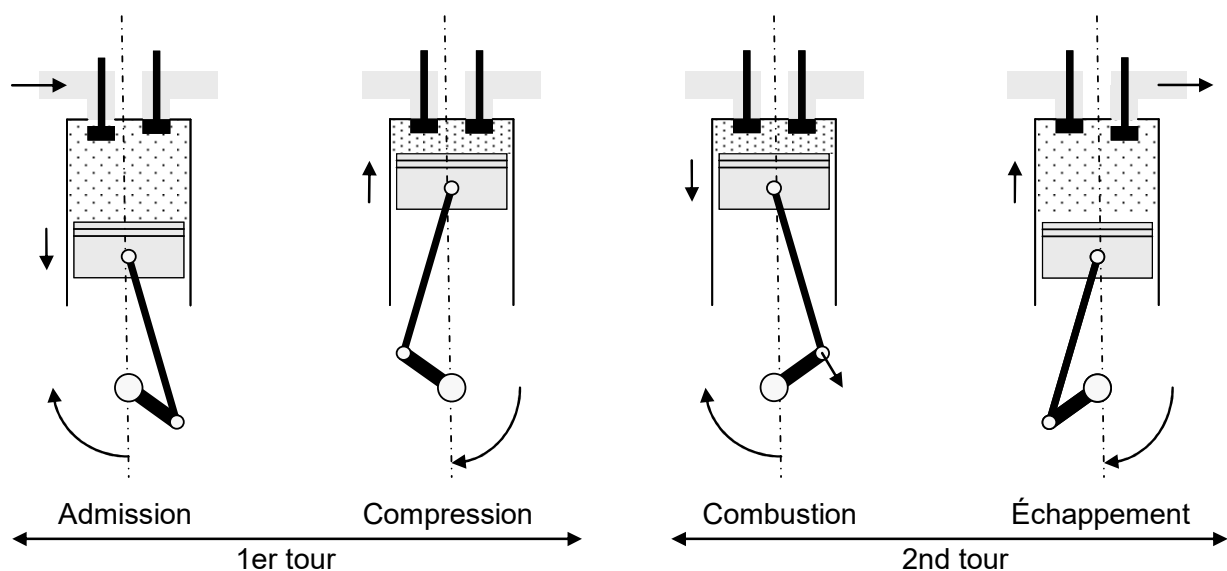
Le moteur thermique, ou moteur à combustion interne, convertit l'énergie chimique du carburant en énergie thermique (chaleur), qui est ensuite transformée en énergie mécanique pour faire avancer le véhicule.

Ce moteur est composé d'un ou plusieurs cylindres dans lesquels se déplacent des pistons. Chaque piston est relié à un vilebrequin par une bielle.

Le mouvement alternatif (haut/bas) du piston est ainsi converti en mouvement rotatif du vilebrequin. Ce dernier transmet ensuite la puissance aux roues, via une boîte de vitesses qui adapte le régime moteur à la vitesse du véhicule.

Il existe deux types principaux de moteurs thermiques :

- les moteurs à deux temps,
- les moteurs à quatre temps, les plus répandus dans l'automobile.



**Figure 2 – Le moteur à 4 temps**

Le cycle de fonctionnement d'un moteur à quatre temps se compose des phases suivantes :

1. Admission : le piston descend, aspirant un mélange air-carburant dans la chambre de combustion.
2. Compression : le piston remonte et comprime le mélange.
3. Explosion / Combustion : une étincelle (dans un moteur essence) ou une compression (dans un diesel) provoque la combustion du mélange. La pression résultante pousse le piston vers le bas.
4. Échappement : le piston remonte à nouveau pour expulser les gaz brûlés.

Ce cycle se répète indéfiniment tant que le moteur est alimenté et en fonctionnement.

Le moteur peut également entraîner d'autres éléments mécaniques ou des génératrices électriques.

## Rendement énergétique

Le moteur thermique peut être comparé à une machine de Carnot, avec un cycle comprenant des phases de compression et de détente.

Cependant, dans la réalité, son rendement (part de l'énergie chimique réellement convertie en énergie mécanique) reste relativement faible, généralement :

- entre 20 % et 30 % pour un moteur essence,
- jusqu'à 35-40 % pour un moteur diesel optimisé.

Ce rendement dépend de plusieurs facteurs :

- la nature du carburant (essence, diesel, gaz, hydrogène...),
- le rapport de compression,
- le régime moteur,
- les pertes thermiques et mécaniques.

## Le moteur électrique

Le moteur électrique transforme un courant électrique en un champ magnétique, lequel entraîne la rotation d'une pièce mobile, le rotor, autour ou à l'intérieur d'une partie fixe, le stator.

Ce principe repose sur l'interaction entre un champ magnétique et un courant, qui produit une force mécanique (force de Lorentz) mise à profit pour la propulsion.

L'un des atouts majeurs du moteur électrique est son rendement énergétique très élevé, compris généralement entre 80 et 90 %. Cela permet de compenser en partie la faible densité massique et volumique d'énergie des batteries par rapport aux carburants liquides.

Deux autres caractéristiques importantes des véhicules électriques sont :

- le freinage régénératif, qui permet de récupérer une partie de l'énergie cinétique lors du freinage,
- la capacité de chauffage du véhicule, qui dépend exclusivement de l'énergie stockée dans la batterie.

Les pertes dans la chaîne de traction électrique : le rendement global d'un véhicule électrique ne dépend pas uniquement du moteur, mais de l'ensemble de la chaîne énergétique, allant de la batterie aux roues. Les pertes d'énergie interviennent à plusieurs niveaux :

- Recharge de la batterie : conversion du courant alternatif (AC) en courant continu (DC) via un chargeur embarqué ou externe. Cette étape entraîne des pertes de l'ordre de 10 à 25 %, selon l'efficacité du chargeur et la compatibilité avec le véhicule.
- Alimentation du moteur : reconversion du courant continu en alternatif par l'onduleur pour faire fonctionner le moteur triphasé.
- Utilisation hivernale : en hiver, le chauffage du véhicule (souvent électrique) puise dans la batterie, diminuant sensiblement l'autonomie.

L'estimation du rendement global : en tenant compte du rendement de chaque composant de la chaîne de traction :

- Moteur :  $r_m \approx 90 \%$
- Convertisseur (onduleur/chargeur) :  $r_c \approx 90 \%$
- Batterie (efficacité de charge-décharge) :  $r_b \approx 90 \%$

On obtient un rendement global approximatif :

$$r = r_m \times r_c \times r_b \approx 0,9 \times 0,9 \times 0,9 = 0,73$$

Soit un rendement énergétique global de l'ordre de 73 %, ce qui reste très supérieur au rendement des moteurs thermiques (généralement autour de 25 à 35 %). Il restera cependant à considérer la chaîne énergétique globale en considérant la production en amont de l'énergie consommée dans le véhicule et par son moteur.

## **Le moteur à hydrogène**

Il existe deux grandes approches pour utiliser l'hydrogène comme vecteur énergétique dans les véhicules :

### **Le moteur thermique à hydrogène**

Ce moteur est une variante du moteur thermique classique, dans lequel le carburant est remplacé par un mélange d'hydrogène et d'oxygène atmosphérique. La combustion produit essentiellement de la vapeur d'eau comme résidu, réduisant considérablement les émissions polluantes, même si des oxydes d'azote (NOx) peuvent encore être générés à haute température.

### **La pile à hydrogène (pile à combustible)**

Une alternative plus prometteuse consiste à utiliser l'hydrogène dans une pile à combustible, qui convertit l'énergie chimique de l'hydrogène en électricité (réaction inverse de l'électrolyse). Cette électricité alimente alors un moteur électrique, exactement comme dans un véhicule électrique classique.

Ce système présente plusieurs avantages :

- Zéro émission directe (seulement de la vapeur d'eau),
- Moins de dépendance à des batteries lourdes,
- Meilleure autonomie que les batteries actuelles.

Cependant, il reste moins efficace globalement que la chaîne batterie–moteur électrique, principalement à cause des pertes lors de la production, du stockage, et de la conversion de l’hydrogène.

## **L’énergie embarquée**

Si le moteur confère au véhicule ses performances dynamiques (vitesse, accélération, freinage), c’est l’énergie embarquée qui détermine son autonomie, c’est-à-dire la distance pouvant être parcourue dans un environnement donné (urbain, rural ou autoroutier), sans réapprovisionnement.

L’énergie peut être embarquée à bord du véhicule :

- sous forme de carburant dans un réservoir, pour les moteurs thermiques,
- ou sous forme chimique dans une batterie, pour les moteurs électriques.

Dans les deux cas, le stockage de l’énergie à bord implique une masse et un volume qui influencent directement les performances routières (accélérations, freinage, tenue de route).

### **Le réservoir à carburant**

Les carburants fossiles (essence, diesel, kérosène...) présentent deux atouts techniques fondamentaux :

1. une haute densité massique (énergie par kilogramme),
2. une haute densité volumique (énergie par litre).

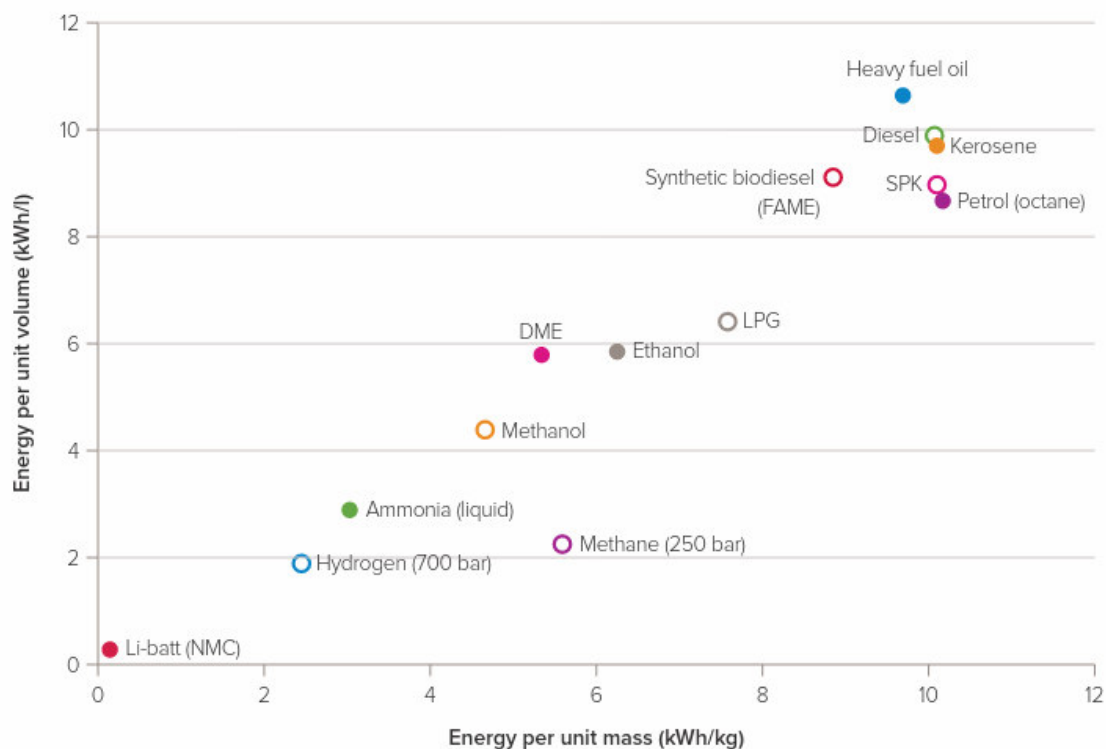
Ces propriétés permettent de minimiser le volume du réservoir et la masse embarquée, tout en maximisant l’autonomie. Moins un carburant est volumineux ou lourd à quantité d’énergie équivalente, moins il altère l’aérodynamique (prise au vent, portance) ou les performances de roulage (inertie, consommation, freinage).

Les carburants issus de matières fossiles restent, à ce jour, très efficaces énergétiquement, et seuls certains e-carburants synthétiques (encore émergents) approchent ces performances.

Cependant, ces qualités doivent être pondérées par le rendement du moteur qui les utilise :

- un moteur thermique a un rendement généralement compris entre 30 et 40 %,
- un moteur électrique atteint un rendement de 80 à 90 %.

Ainsi, à énergie équivalente, une plus grande part est effectivement utilisée dans un véhicule électrique.



**Figure 3 - Densité énergétique massique et volumique de différents carburants<sup>1</sup>**

Toutefois, cet avantage en densité énergétique massique et volumique de l'essence et du diesel est détérioré par le rendement du moteur, plus faible dans le cas des moteurs thermique (de l'ordre de 33%) alors qu'il est élevé dans un moteur électrique (de l'ordre de 95%).

## La batterie électrique

Les batteries électriques, en particulier celles à lithium-ion, stockent l'énergie sous forme chimique. Elles présentent les caractéristiques suivantes :

- Leur masse et leur volume restent constants, qu'elles soient chargées ou déchargées.
- Leur capacité énergétique diminue avec le temps, en fonction des cycles de charge-décharge.
- Elles présentent des risques thermiques : une défaillance peut provoquer un emballement thermique, voire un incendie difficile à maîtriser.

Malgré cela, leur haut rendement énergétique et leur capacité à être rechargées sur réseau en font la technologie dominante des véhicules électriques actuels.

## L'hydrogène

L'hydrogène est une molécule très légère et énergétiquement dense (par unité de masse), mais difficile à stocker efficacement :

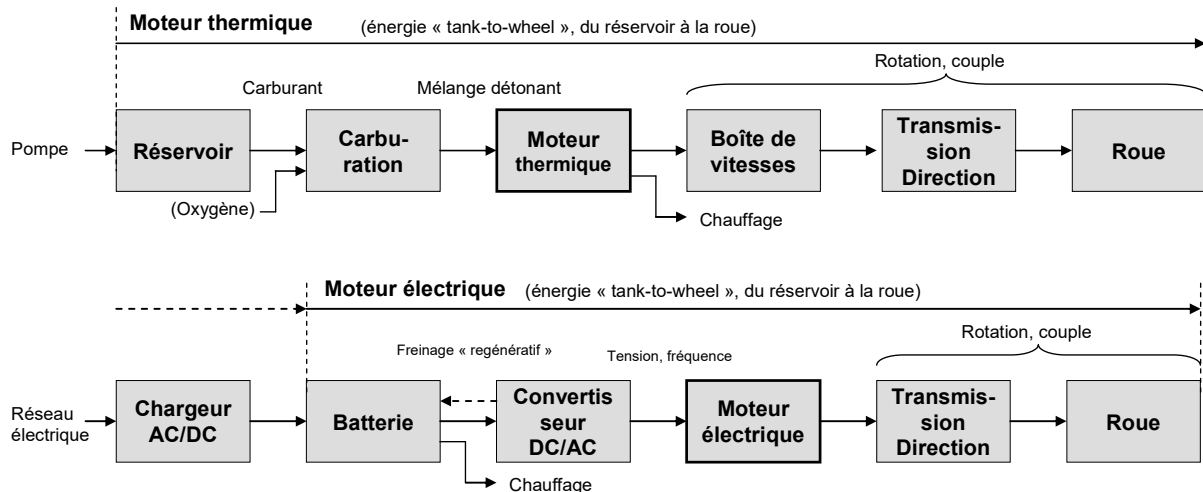
- Il est généralement comprimé à 350 ou 700 bars pour le stockage à bord des véhicules terrestres.
- Dans l'aviation, on envisage un stockage liquide à très basse température, permettant potentiellement l'usage de moteurs électriques supraconducteurs.

Cependant, l'hydrogène soulève plusieurs défis techniques et de sécurité :

<sup>1</sup> The Royal Society, *Sustainable synthetic carbon based fuels for transport – Policy Briefing*, 2019 (royalsociety.org)

- Il est diffusif : sa petite taille lui permet de traverser certains matériaux métalliques, ce qui complique son confinement.
- Il présente un risque élevé d'explosion, notamment lors des phases de remplissage ou de maintenance.

## Le véhicule



**Figure 4 - L'énergisation du véhicule, du réservoir à la roue**

La comparaison entre les différents types de motorisation et formes d'énergie utilisées dans les véhicules s'appuie sur des conditions d'usage standardisées, comme celles définies par le protocole WLTP. Cependant, les véhicules diffèrent également par leur gabarit, leur capacité d'emport (nombre de passagers, volume du coffre) ou encore leur charge utile (exprimée en kilogrammes ou en tonnes pour les véhicules de transport).

Ainsi, une même motorisation, associée à une réserve d'énergie identique, confère des performances différentes sur la mobilité et l'autonomie selon le type de véhicule.

Les véhicules sont classés par catégories (citadine, compacte, SUV, utilitaire, etc.) afin de permettre des comparaisons pertinentes.

Une thèse suédoise de 2015<sup>2</sup> propose une comparaison de trois véhicules Volvo de gabarits différents (petit, moyen, grand), évalués selon :

- trois contextes d'utilisation : urbain, rural et autoroutier,
- quatre types de motorisation : 1. électrique à batterie, 2. thermique alimenté par e-méthanol, 3. e-essence, 4. e-diesel.

L'étude repose sur des modèles thermiques existants, modifiés pour accueillir des motorisations alternatives. Il s'agit donc d'une comparaison de motorisations appliquées à des véhicules similaires en termes de dimensions, et non d'une comparaison entre véhicules de conception fondamentalement différente. Il en ressort que, malgré les adaptations, les modèles thermiques conservent une autonomie nettement supérieure à celle des modèles électriques, principalement en usage autoroutier.

Cependant, le rendement énergétique global, mesuré selon l'indicateur « Grid-to-Wheel » (GtW) — c'est-à-dire de l'énergie fournie au réseau jusqu'à celle effectivement utilisée par les roues — est nettement en faveur de la motorisation électrique :

<sup>2</sup> Tobias Gustafsson & Anders Johansson, *Comparison between Battery Electric Vehicles and Internal Combustion Engine Vehicles fueled by Electrofuels From an energy efficiency and cost perspective*, 2015 ([publications.lib.chalmers.se](http://publications.lib.chalmers.se)).

- 200 à 500 Wh/km pour les véhicules électriques,
- contre 500 à 2500 Wh/km pour les véhicules alimentés en e-diesel.

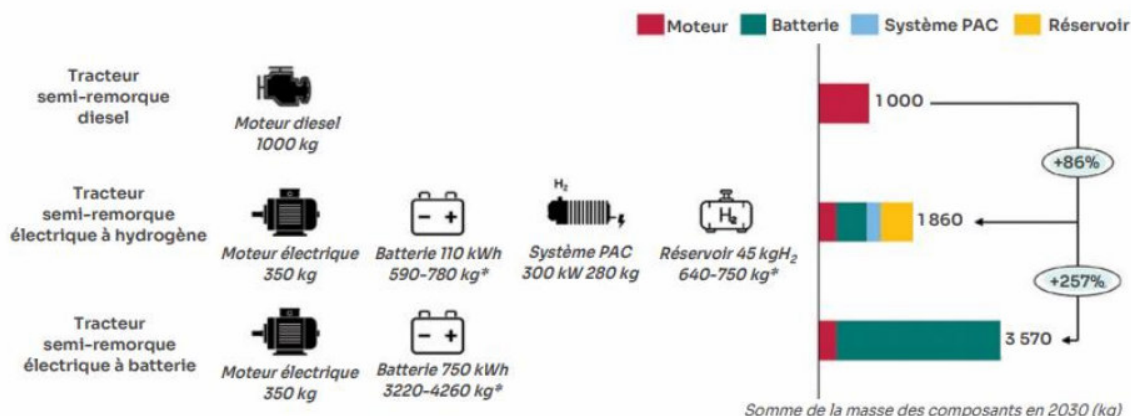


Figure 5 – Comparaison du poids des composants de différentes technologies pour un tracteur à semi-remorque<sup>3</sup>

La fourchette correspond aux projections pour 2030 et la fourchette haute aux projections pour 2023.

## L'infrastructure

### Les carburants

Le remplacement des carburants fossiles (essence, diesel, kérosène) par des carburants synthétiques (e-fuels) ne requiert aucune transformation majeure des infrastructures de distribution existantes. Les carburants synthétiques, compatibles avec les moteurs thermiques actuels, peuvent être raffinés, transportés et distribués selon les chaînes logistiques déjà en place, jusqu'aux stations-service, via notamment des camions-citernes.

Ces derniers, bien que présentant un risque accidentel (déversements, incendies), sont aujourd'hui encadrés par des normes de sécurité strictes. À noter, en Bretagne, l'existence d'un oléoduc entre Donges et Rennes, illustrant une infrastructure durablement installée.

### Les batteries

Le développement du véhicule électrique nécessite la mise en place d'une infrastructure de recharge spécifique, inexistante avant son avènement. Cela implique :

- l'installation de bornes de recharge,
- la connexion au réseau électrique, via des câbles adaptés,
- l'adaptation aux différents usages : recharge publique (centres commerciaux, aires d'autoroute) ou privée (entreprises, domiciles).

Cette nouvelle infrastructure est coûteuse et lente à déployer, d'autant que le temps de recharge d'une batterie reste considérablement plus long que le plein d'un réservoir de carburant, même avec la recharge dite « rapide ».

### L'hydrogène

La distribution de l'hydrogène nécessite également une infrastructure entièrement nouvelle, avec deux principales approches :

<sup>3</sup> France Hydrogène, *La décarbonation du transport routier de marchandises ne pourra se faire sans les véhicules électriques à hydrogène* (2022.03.03-Note-de-position-sur-les-poids-lourds-electriques-a-hydrogene-VF-1.pdf). La prise de position de l'article est typiquement pro-hydrogène.

- La création de réseaux fixes dédiés à l'hydrogène (hydrogénéoducs), parfois en réutilisant les anciens réseaux de gaz naturel.
- Le transport sous pression par camions ou trains-citernes, nécessitant de nombreux transferts intermédiaires avant distribution.

Cependant, l'enthousiasme autour de l'hydrogène masque souvent des obstacles industriels majeurs : à l'heure actuelle, la puissance cumulée des électrolyseurs installés dans le monde se compte en dizaines de mégawatts (MW), alors que des besoins de l'ordre de dizaines de gigawatts (GW) seraient nécessaires pour une mise à l'échelle effective.

## **Comparaison des infrastructures**

La comparaison des motorisations (thermique, électrique, hydrogène) est déjà complexe au niveau du véhicule ; elle devient encore plus difficile lorsqu'on s'intéresse aux infrastructures associées.

Les technologies électriques évoluent rapidement (batteries, moteurs, systèmes de recharge), ce qui modifie régulièrement les équilibres entre les options. Toutefois, on peut formuler quelques constats provisoires :

- La substitution directe des carburants fossiles par des e-carburants est une voie technologiquement sûre : elle exploite des infrastructures existantes, sans bouleversement.
- La voie électrique substitue une dépendance aux hydrocarbures par une dépendance à des matériaux stratégiques (lithium, cobalt, terres rares), souvent rares dans la croûte terrestre, et dont la réutilisabilité pose encore de nombreuses questions techniques et économiques.
- La voie hydrogène, encore balbutiante, soulève des problèmes logistiques et industriels d'ampleur.

Enfin, la dépendance géopolitique aux matériaux critiques pour les batteries ou les électrolyseurs est un enjeu stratégique majeur, qui pourrait freiner certaines filières si elles ne sont pas sécurisées.

Un meilleur rendement énergétique ne garantit pas que la voie électrique s'imposera économiquement.

La technologie des électro-raffineries, capable de produire des carburants synthétiques (e-méthane, e-essence, e-gazole, e-kérosène), ainsi que d'autres produits chimiques essentiels (engrais, nitrates...), constitue une option sérieuse, à la fois technologiquement éprouvée et compatible avec les infrastructures actuelles.

Sur ces enjeux économiques et stratégiques, il convient de ne pas « lâcher la proie pour l'ombre ». C'est l'usage réel – combinant autonomie, rendement, infrastructure, sécurité d'approvisionnement et coût global – qui déterminera quelle filière s'imposera durablement.

## **Les aspects financiers**

### **Le capital (coût d'acquisition)**

À caractéristiques comparables (gabarit, volume intérieur, nombre de places, charge utile), le coût d'achat d'un véhicule électrique reste sensiblement plus élevé que celui d'un véhicule à moteur thermique, alors même que son autonomie est souvent plus limitée.

Quant au véhicule à hydrogène, il demeure nettement plus onéreux que les deux autres catégories. Sa faible diffusion, le coût de production de l'hydrogène, et l'absence d'infrastructure déployée en font une option qui, à ce jour, ne parvient pas à émerger à grande échelle.

## **L'utilisation (coût au kilomètre)**

En tenant compte :

- du prix d'achat initial,
- de l'amortissement du véhicule sur sa durée de vie,
- des coûts d'usage (énergie, maintenance, entretien),

le coût au kilomètre parcouru reste généralement en faveur du moteur thermique, surtout dans les usages longs ou mixtes, en particulier lorsque l'on inclut les subventions et avantages fiscaux actuellement offerts aux véhicules électriques.

Cependant, en environnement urbain, où les trajets sont courts et fréquents, le véhicule électrique peut devenir compétitif, notamment grâce à ses moindres coûts d'entretien, à la récupération d'énergie au freinage, et à des tarifs d'électricité relativement stables.

## **Synthèse d'adéquation usage/motorisation**

En l'état des technologies disponibles :

- La voiture électrique s'avère bien adaptée à un usage urbain, pour des véhicules de segment C (citadine compacte), où son autonomie réduite n'est pas un handicap et où ses avantages sont pleinement exploités.
- Les motorisations e-diesel (carburant synthétique) sont mieux adaptées aux trajets interurbains ou longue distance, pour des véhicules de segment D (berlines) ou routiers, où la grande autonomie et la vitesse de ravitaillement constituent des atouts déterminants.

Paradoxalement, alors que le véhicule électrique est particulièrement adapté aux segments citadins (C), les constructeurs automobiles orientent massivement leur offre vers le segment D (berlines et SUV familiaux), moins adapté aux limites d'autonomie et aux temps de recharge. Ce décalage s'explique à la fois par des marges plus élevées sur les véhicules haut de gamme et par une stratégie de montée en gamme destinée à amortir les coûts de développement des nouvelles motorisations.

Il n'est donc pas certain que le marché suive une logique d'optimisation énergétique. Comme souvent, les usages, les infrastructures, les politiques publiques et les incitations fiscales détermineront, bien plus que la technique seule, quelle motorisation s'imposera à moyen terme.

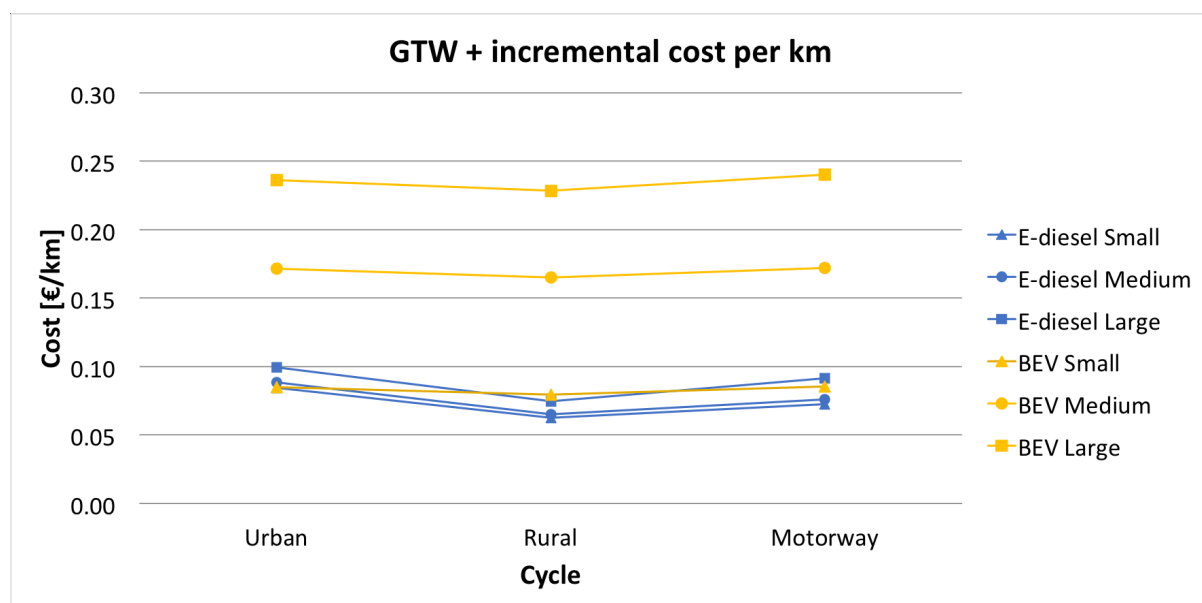
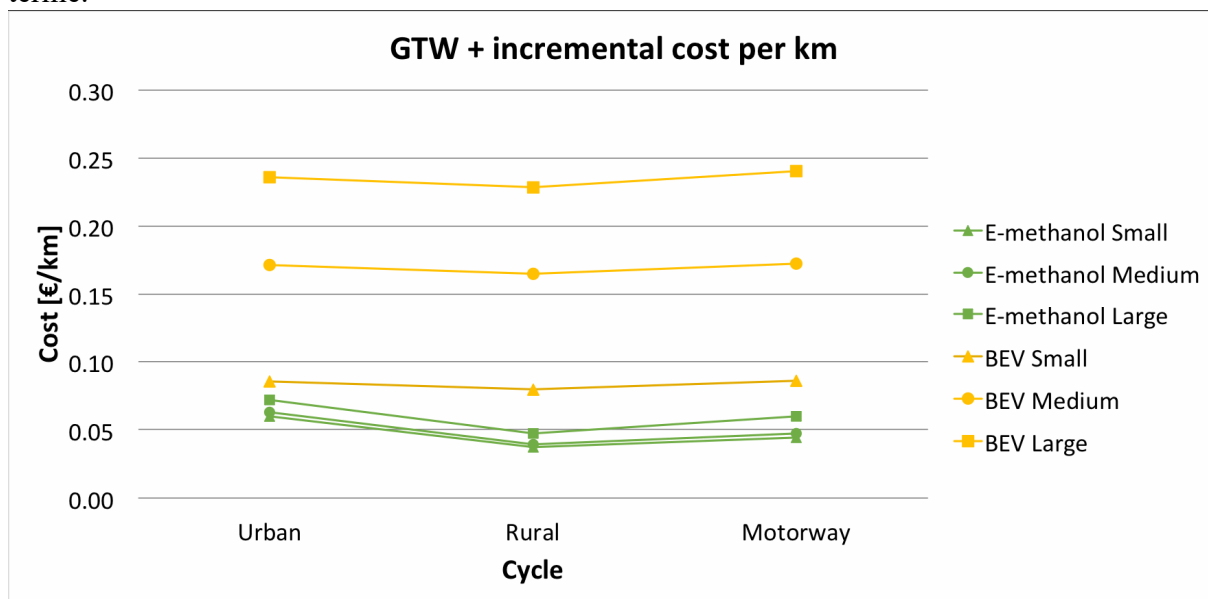


Figure 6 – Coût au kilomètre selon la motorisation

Une étude de l'organisation non gouvernementale Transport et environnement parvient à des comparaisons plus tranchées en faveur de l'électrique<sup>4</sup>. L'efficacité énergétique serait plus de

<sup>4</sup>Renewable electricity requirements to decarbonise transport in Europe with electric vehicles, hydrogen and electrofuels (<https://www.transportenvironment.org/wp->

5 fois meilleure que la filière à carburant de synthèse. D'autres considérations sont à prendre en compte : l'autonomie (qui nécessite plus ou moins fréquemment un passage au distributeur avec un détour plus ou moins longue...) le chauffage (qui amène à décharger la batterie par chauffage en hiver plutôt que de rouler), le temps de rechargement... et le coût au kilomètre. De ces considérations, il ressort, compte tenu des technologies actuelles, que la voiture électrique est adaptée à un environnement urbain (voiture citadine segment C) et que les motorisations e-diesel sont adaptées en interurbain (voitures type berline segment D ou routière).

## La chaleur

La chaleur est principalement utilisée dans les secteurs du logement, de l'agriculture et de l'industrie. Et aussi les services, privés ou publics (administrations...), dont les utilisations de la chaleur sont comparables à celles du logement.

La chaleur considérée ici est produite par combustion d'un combustible fossile, mais aussi à partir d'électricité. A considérer aussi la possibilité de récupérer de la chaleur depuis un procédé industriel ou énergétique (énergie « fatale » le plus souvent perdue dans des installations actuelles).

Particularité des besoins de l'industrie, de la chaleur selon différentes températures dont certaines très élevées : il sera nécessaire de considérer les procédés de production et de distribution de cette chaleur à hautes températures.

Mentionnons également, en ces temps de réchauffement climatique, les besoins de climatisation qui vont croissant et doivent être appréhendés conjointement avec ceux de la chaleur.

## Le logement

Les besoins en chaleur des logements concernent principalement trois postes :

1. Chauffage des locaux,
2. Production d'eau chaude sanitaire (ECS),
3. Cuisine (moins significatif).

Ces besoins peuvent être satisfaits par gaz naturel, électricité, fioul (pétrole) ou énergies renouvelables (bois, solaire, PAC...).

Besoins en chaleur dans le logement

Usage	Température utile	Description
Chauffage des pièces	18–22 °C	Température ambiante confortable selon pièce et personne
Eau chaude sanitaire (ECS)	55–60 °C	Température du ballon ou du circuit ECS
Cuisine (eau, cuisson)	90–300 °C	Eau bouillante, cuisson gaz/électrique

Comparaison des sources de chaleur

Source	Usages couverts	Avantages	Inconvénients / limites
--------	-----------------	-----------	-------------------------

[content/uploads/2021/07/2020\\_Report\\_RES\\_to\\_decarbonise\\_transport\\_in\\_EU.pdf](https://content/uploads/2021/07/2020_Report_RES_to_decarbonise_transport_in_EU.pdf). Sources WTT (LBST, IGA, T&E calculations)

Gaz naturel	Chauffage + ECS + cuisine	Coût maîtrisé (hors crise), infrastructure existante	Émissions de CO <sub>2</sub> , dépendance aux importations
Électricité	Tous usages	Polyvalence, décarbonable (selon mix)	Coût parfois élevé, réseau sollicité en hiver
Fioul domestique	Chauffage + ECS	Bonne performance thermique	Émissions élevées, en voie de disparition
Pompe à chaleur (PAC)	Chauffage + ECS	Très efficace (COP 3 à 5), énergie renouvelable indirecte	Coût d'investissement, performance selon climat
Bois / granulés	Chauffage	Ressource renouvelable, locale	Nécessite stockage, pollution locale (particules)
Solaire thermique	ECS + appoint chauffage	Énergie gratuite, propre	Intermittent, nécessite solution complémentaire

Part des usages résidentiels en France (chiffres approximatifs)

- Chauffage : ~65–70 % de la consommation d'énergie résidentielle
- ECS : ~15–20 %
- Cuisine + autres : ~10–15 %

Températures requises par type de chauffage

Système	Température du fluide chauffant
Radiateurs classiques	60–70 °C
Plancher chauffant	30–40 °C
PAC basse température	35–55 °C
Chauffage électrique direct	Température ambiante ciblée

## L'industrie

### Les températures de la chaleur

Tableau récapitulatif des températures typiques nécessaires pour différents procédés industriels, utile pour croiser les besoins de chaleur avec les capacités de production thermique d'un SMR RNR 4G (typiquement 200–600 °C) :

Procédé industriel	Température typique	Remarques
Gaséification du charbon	800–1 200 °C	Au-delà de la capacité directe d'un SMR 4G ; requiert haute température dédiée.
Synthèse d'ammoniac (Haber-Bosch)	400–500 °C	Compatible avec SMR RNR 4G (chaleur et pression nécessaires).
Raffinage du pétrole (distillation)	350–400 °C	Compatible avec SMR ; chaleur utile pour préchauffage et séparation.
Synthèse du méthanol	200–300 °C	Parfaitement adapté à la gamme SMR ; utilisation de chaleur et d'hydrogène.
Pulpe et papier	120–170 °C	Besoin en vapeur basse pression, facilement fournie par SMR ou renouvelables.
Production d'acier (four à arc, haut fourneau)	1 200–1 800 °C	Hors de portée d'un SMR 4G ; possible en couplage avec hydrogène ou arc électrique.
Cimenterie (clinker)	1 400–1 500 °C	Nécessite des solutions très haute température ; rôle de l'électricité/hydrogène.
Dessalement (distillation multiple effets)	60–120 °C	Idéal pour récupération de chaleur « basse » d'un SMR ou cogénération.
Semiconducteurs	800–1 100 °C	Étapes ponctuelles (dopage, fusion) ; souvent électrique,

photovoltaïques		pas thermique directe.
Industrie électronique (nettoyage, gravure)	80–300 °C	Étapes spécifiques à température modérée ; chaleur récupérable utile.
Agro-alimentaire (pasteurisation, cuisson)	60–130 °C	Parfait pour cogénération à partir de SMR ; très bonne compatibilité.
Réseaux de chaleur urbains/industriels	90–120 °C	Idéalement desservis par la chaleur récupérée des SMR ou centrales hybrides.

La répartition des besoins par plages de température :

Plage de température	Exemples de procédés industriels	Production par électricité possible ?	Remarques
< 150 °C (basse température)	Séchage, chauffage, pasteurisation, agroalimentaire	☑ Très facile	Chauffage direct, pompes à chaleur, résistances. Rendement élevé, faible coût.
150–400 °C (moyenne température)	Distillation, évaporation, papeterie, chimie organique	☑ Oui, très répandu	Électrothermie, induction, arcs, ou vapeur électrique.
400–800 °C (haute température)	Verrerie, procédés chimiques, fonderie non ferreuse	☑ Possible, mais plus coûteux	Four électrique à induction ou résistance, mais consommation élevée.
> 800 °C (très haute température)	Sidérurgie, ciment, pyrolyse, semi-conducteurs, métallurgie	☑ Oui, mais coûteux & énergivore	Arcs électriques, fours plasma, lasers, micro-ondes, chauffage par effet Joule direct.
> 1 500 °C (extrême)	Fusion de métaux spéciaux, fabrication du silicium PV, graphites	☑ Oui, essentiellement four à arc ou plasma	Fours à arc électrique (ex. four à arc pour l'acier), énergie très concentrée et chère.

## La production et la distribution de la chaleur

### Les fluides caloporteurs

L'eau est le fluide caloporteur le plus couramment utilisé pour le transport de chaleur. Elle permet de répondre efficacement aux besoins de chaleur à basse ou moyenne température, comme le chauffage domestique ou collectif, via des réseaux de chaleur urbains. Cette chaleur peut être produite par la combustion de combustibles fossiles, de biomasse, ou par des installations nucléaires.

D'autres fluides, comme l'eau glycolée (antigel), sont utilisés lorsque des températures négatives ou des contraintes techniques l'exigent (réseaux étendus, installations solaires...).

Pour des températures plus élevées, la vapeur d'eau sous pression est utilisée comme vecteur, notamment dans les centrales thermiques classiques et nucléaires ou certains procédés industriels. La température de la vapeur dépend de la pression et du système de production.

### L'électricité

L'électricité permet théoriquement d'atteindre toutes les gammes de températures industrielles, grâce à des technologies spécifiques (résistances, induction, arc, plasma). Son usage dépend de trois facteurs clés :

- Technique : l'électrification directe est efficace pour les procédés à basse et moyenne température (jusqu'à 400 °C). Pour les températures très élevées (>1000 °C), des technologies spécifiques comme les arcs électriques, les fours à plasma ou l'induction haute fréquence sont nécessaires.

- Économique : l'électricité devient généralement moins compétitive à mesure que la température augmente, en comparaison avec des sources de chaleur directe (gaz, biomasse, chaleur nucléaire), sauf si des avantages techniques spécifiques la justifient.
- Environnemental : l'intérêt de l'électrification dépend du mix énergétique. Si l'électricité est décarbonée (nucléaire, hydraulique, éolienne, solaire), elle offre un bon levier de décarbonation. Sinon, le recours à des combustibles fossiles pour produire cette électricité annule partiellement l'intérêt climatique.

L'électrification des procédés entre 200 °C et 400 °C est actuellement considérée comme l'un des leviers les plus accessibles pour la décarbonation industrielle.

### Les procédés à très haute température

Pour des applications industrielles à très haute température (supérieure à 1000 °C), comme dans la sidérurgie, la fabrication du ciment ou des verres techniques, les solutions classiques deviennent limitées. On peut recourir à :

- L'hydrogène utilisé comme vecteur de chaleur ou comme réactif, chauffé par induction ou brûlé directement (avec des défis techniques liés à la température de flamme).
- Des technologies de chauffage par arc électrique ou fours à plasma, bien adaptées aux besoins extrêmes mais très intensives en énergie.

### Les températures selon les réacteurs nucléaires

La température de la chaleur produite dépend du type de réacteur et du fluide caloporteur utilisé. Par exemple :

- Réacteurs à eau pressurisée (REP) : température typique de l'eau primaire  $\sim$ 320 °C.
- Réacteurs à sels fondus ou à gaz (RNR 4G, SMR à haute température) : entre 500 °C et 600 °C, voire davantage pour certaines conceptions expérimentales (jusqu'à 850 °C).

Ces réacteurs de nouvelle génération, avec une chaleur disponible à moyenne ou haute température, permettent de répondre aux besoins industriels thermiques sans recours aux énergies fossiles.

Températures typiques de fonctionnement des RNR selon le caloporteur :

Type de RNR	Caloporteur principal	Température de fonctionnement (°C)	Remarques
RNR à sodium (SFR - Sodium Fast Reactor)	Sodium liquide	500–600 °C	Technologie la plus avancée (ex : Superphénix, BN-800), très bon transfert de chaleur.
RNR à plomb ou plomb-bismuth (LFR - Lead Fast Reactor)	Plomb ou alliage Pb-Bi	500–750 °C	Bonnes propriétés thermiques, inertie élevée, compatible avec cycles à haute température.
RNR à gaz (GFR - Gas-cooled Fast Reactor)	Hélium ou CO <sub>2</sub> sous pression	700–850 °C	Très haute température, permet couplage avec production H <sub>2</sub> par thermolyse.
RNR à sels fondus (MSFR - Molten Salt Fast Reactor)	Sels fondus (fluorures)	600–750 °C	Combinaison possible du combustible et du caloporteur ; très bonne homogénéité thermique.
RNR à métal liquide alternatif (NaK, etc.)	Alliages liquides de Na/K	500–600 °C	Peu utilisés, parfois en recherche pour applications particulières.

En résumé :

- 500–600 °C : plage commune aux RNR à sodium (SFR) et plomb (LFR), bien adaptée à la cogénération et à l'électrolyse à haute température (SOEC).
- 700–850 °C : pour les RNR à gaz ou à sels fondus → ouvre des applications industrielles à plus haute température (H<sub>2</sub>, hydrocarbures synthétiques, pyrolyse).

Ces températures sont nettement supérieures aux réacteurs actuels à eau pressurisée (REP), qui tournent autour de 300 °C.

Les plages thermiques entre 200–600 °C sont bien couvertes par les SMR RNR 4G, ce qui les rend utiles pour des procédés chimiques, pétrochimiques, agroalimentaires ou industriels intermédiaires.

## L'agriculture

Les besoins de chaleur dans l'agriculture sont nombreux, mais très variables selon les activités (élevage, serres, transformation) et les régions.

Les principaux besoins de chaleur en agriculture :

Usage	Température	Exemples	Sources possibles
Chauffage des bâtiments agricoles	15–30 °C	Élevages (volailles, porcs, veaux), stabulations	<input checked="" type="checkbox"/> Électricité (résistance, PAC) <input checked="" type="checkbox"/> Biométhane (chaudière)
Serres chauffées	20–25 °C (air)	Cultures maraîchères, fleurs, primeurs	<input checked="" type="checkbox"/> PAC, géothermie, solaire thermique <input checked="" type="checkbox"/> Biométhane
Séchoirs agricoles	40–80 °C	Fourrage, céréales, tabac, bois, plantes aromatiques	<input checked="" type="checkbox"/> Biométhane, chaudière bois <input checked="" type="checkbox"/> Électricité (résistance, aérotherme)
Production de vapeur / eau chaude	60–120 °C	Laiteries, fromageries, conserveries, distillation	<input checked="" type="checkbox"/> Biométhane (chaudière) Électricité possible mais coûteuse
Transformation agroalimentaire	60–150 °C	Pasteurisation, cuisson, stérilisation, distillation	<input checked="" type="checkbox"/> Biométhane <input checked="" type="checkbox"/> Électricité haute température (plus rare)
Compostage (aération active)	30–70 °C	Favoriser les bactéries thermophiles	Chaleur résiduelle, PAC, biomasse

La comparaison des sources d'énergie :

Critère	Biométhane	Électricité
Souplesse de production	<input checked="" type="checkbox"/> Continue (selon stock ou production)	Dépend de réseau et du mix électrique
Température atteignable	<input checked="" type="checkbox"/> Moyenne à haute (jusqu'à 200 °C)	<input checked="" type="checkbox"/> Basse à haute (selon technologie : PAC, résistance)
Investissement initial	Chaudière spécifique	<input checked="" type="checkbox"/> Faible pour résistance / PAC
Coût d'usage	Variable, dépend des aides et du prix du gaz	Élevé si tarif industriel, <input checked="" type="checkbox"/> si autoconsommation PV
Décarbonation	Si biométhane issu de méthanisation agricole	<input checked="" type="checkbox"/> Si mix décarboné (PV, hydraulique, nucléaire, etc.)

Quelques opportunités intéressantes

- PAC air/eau ou géothermique pour serres : excellente efficacité (COP > 3).
- Méthanisation à la ferme → auto-production de biométhane pour chaudière ou cogénération.
- Réseaux de chaleur ruraux : chaufferies bois ou biogaz pour serres ou élevages groupés.
- Photovoltaïque + stockage + PAC : solution émergente pour serres autonomes.

# L'eau

## L'eau terrestre

L'eau utilisée dans les applications terrestres (par opposition aux applications côtières) peut provenir d'une eau industrielle présentant des qualités de pureté à fins d'être utilisée dans l'électrolyse.

En contexte terrestre, l'eau disponible est généralement douce, moins salée, mais pas exempte d'impuretés. Le traitement de cette eau diffère donc de celui de l'eau de mer, et pose des enjeux spécifiques — tant techniques qu'environnementaux.

### 1. Nature de l'eau douce en contexte terrestre

L'eau douce à disposition peut provenir de :

- Rivières, lacs, nappes phréatiques (eaux de surface ou souterraines),
- Eaux usées traitées (recyclage),
- Pluies collectées, parfois.

Elle contient souvent :

- Particules en suspension, matières organiques,
- Micro-organismes, bactéries, virus,
- Minéraux dissous (calcaire, fer, manganèse),
- Polluants agricoles ou industriels (nitrates, pesticides, solvants...),
- Métaux lourds parfois (arsenic, plomb...).

### 2. Traitements spécifiques nécessaires

#### a) Traitement primaire

- Filtration mécanique : sable, charbon, microfiltres.
- Décantation : clarification des boues.
- Désinfection : chloration, UV, ozone.

#### b) Traitement secondaire (si usage pour électrolyse ou DOC)

- Déminéralisation ou osmose inverse : éliminer les ions ( $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ...) pour éviter l'entartrage des électrodes ou membranes.
- Polissage : résines échangeuses d'ions pour atteindre une pureté quasi-totale (eau ultra-pure type laboratoire/électrolyse industrielle).

#### c) Pour réutilisation des eaux usées

Traitement tertiaire avancé :

- Charbon actif pour micropolluants.
- Ultrafiltration / nanofiltration.
- Contrôle bactériologique strict.

### 3. Enjeux environnementaux spécifiques

Même si l'eau douce est moins salée, elle pose des questions environnementales :

Enjeu	Détail
Concurrence d'usage	Irrigation, alimentation humaine, usage industriel ou énergétique peuvent se concurrencer dans les régions arides.
Écosystèmes	Le pompage excessif des rivières ou nappes affecte zones humides, biodiversité.

Pollutions diffuses	L'eau peut concentrer nitrates, pesticides (agriculture), résidus pharmaceutiques (stations d'épuration).
Eaux usées mal traitées	Si recyclées sans traitement suffisant, risques sanitaires ou contamination des process industriels sensibles.
Coût environnemental	Même l'eau douce a un coût de traitement non négligeable, notamment si le niveau de pureté exigé est élevé (comme en électrolyse SOEC ou PEM).

#### 4. Implication pour l'électrolyse et DOC

Pour électrolyse PEM ou SOEC, il faut eau ultra-pure : donc, prétraitement obligatoire, même en contexte terrestre. Pour DOC (capture directe océanique), l'eau n'est pas requise. Mais en DAC (direct air capture), l'humidité de l'air peut être mobilisée, ou l'eau douce utilisée dans certains sorbants. Le recyclage interne (des condensats ou eaux usées du process) est un levier d'optimisation.

En résumé :

Aspect	Côtier (eau de mer)	Terrestre (eau douce)
Salinité	Très élevée	Faible/modérée
Traitement principal	Dessalement (osmose, MED...)	Filtration + déminéralisation
Coût énergétique	2–4 kWh/m <sup>3</sup>	0,5–1 kWh/m <sup>3</sup>
Risques environnementaux	Brine rejetée dans l'océan	Ponction écosystèmes d'eau douce
Usages concurrents	Moins (mer illimitée)	Irrigation, boisson, industrie

## Le dessalement de l'eau de mer

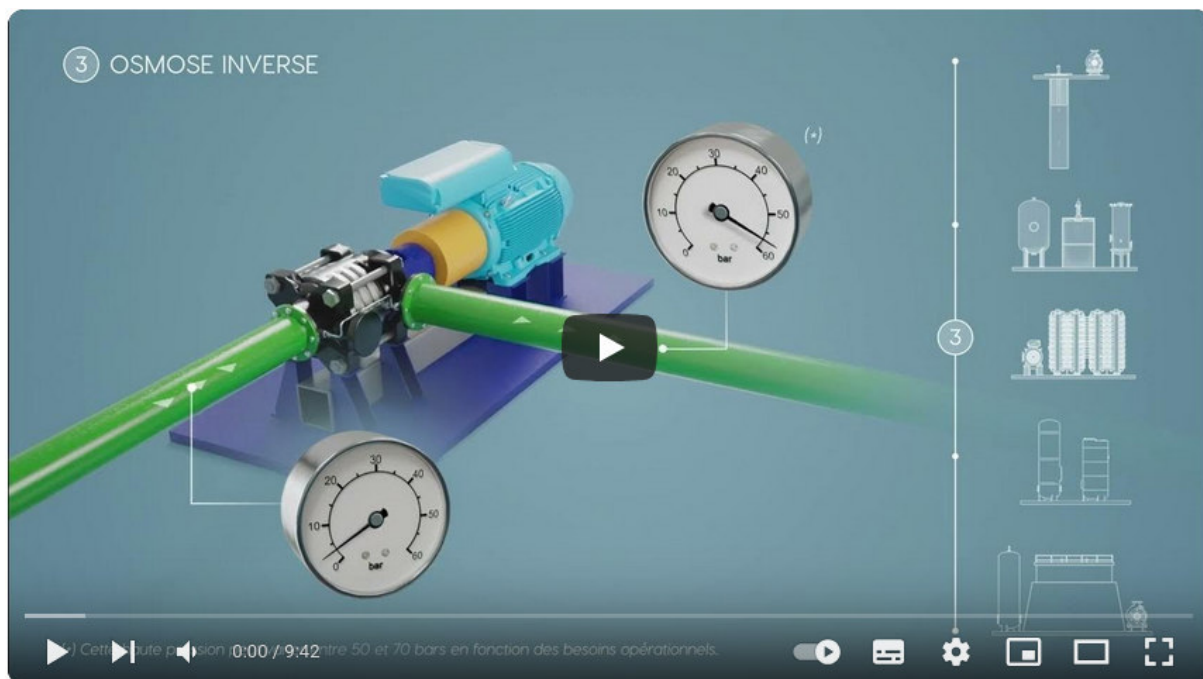
Le dessalement est le procédé par lequel on retire le sel et les minéraux dissous de l'eau de mer ou d'eau saumâtre, pour produire de l'eau douce utilisable, notamment pour la consommation humaine, l'agriculture (surtout sous serre), l'industrie ou des usages stratégiques (bases militaires, navires, îles...). Le dessalement de l'eau de mer s'insère dans les enjeux énergétiques et environnementaux, et des usages possibles en lien avec le climat (et notamment le DOC).

### Les technologies

#### L'osmose inverse (RO – Reverse Osmosis)

La méthode la plus répandue aujourd'hui (90 % des nouvelles installations). Principe : l'eau salée est poussée à haute pression à travers des membranes semi-perméables qui retiennent les sels. Les avantages : efficace, moins énergivore que les anciennes techniques, les inconvénients :

- Coût énergétique (3 à 5 kWh/m<sup>3</sup>),
- Fragilité des membranes (biofouling, corrosion),
- Rejet de saumure concentrée dans la mer (impact écosystémique possible).



### Vidéo 3D hyperréaliste du fonctionnement d'une unité de dessalement d'eau de mer par osmose inverse

ACIISI Gobierno de Canarias, *Vidéo 3D hyperréaliste du fonctionnement d'une unité de dessalement d'eau de mer par osmose inverse* (<https://www.youtube.com/watch?v=zyjEX3MTcWw>)

### Les distillations multi-effets (MED) et multi-étage (MSF)

Méthodes thermiques historiquement utilisées dans le Golfe. Principe : on chauffe l'eau jusqu'à évaporation, puis on condense la vapeur. Avantages : très robuste, peu sensible à la qualité de l'eau. Inconvénients : forte consommation de chaleur (7–15 kWh/m<sup>3</sup> en équivalent énergie), plus coûteux.

### Les autres technologies émergentes :

- Électrodialyse (surtout pour eau saumâtre),
- Nanotechnologies membranaires,
- Dessalement solaire direct (en développement pour petits volumes).

### Bilan énergétique et économique

Type de procédé	Énergie requise (kWh/m <sup>3</sup> )	Coût typique (\$/m <sup>3</sup> )
Osmose inverse	3 – 5	0,5 – 1,0
Distillation thermique	7 – 15	1,0 – 2,0

Ces chiffres varient selon la salinité, la température de l'eau, et l'accès à une énergie peu chère (ex. : solaire, nucléaire, géothermie).

Enjeux environnementaux : Les rejets de saumure très salée et chaude ont un impact sur les écosystèmes marins côtiers s'ils sont mal dilués. Émissions indirectes de gaz à effets de serres si des énergies fossiles sont utilisées. Besoin de prétraitement pour éviter l'encrassement biologique ou chimique. Impact possible sur la biodiversité locale (prise d'eau, température, etc.).

## Les développements

Les pays leaders en dessalement :

- Arabie saoudite, Émirats, Koweït, Israël : besoins massifs en eau.
- Espagne, Australie, Californie, Chili : zones arides avec ressources côtières.
- Îles et zones insulaires (ex. Maldives, Canaries, Antilles).

Lien avec le climat et les technologies carbone : le dessalement peut être alimenté par les ENR (solaire thermique, photovoltaïque, éolien offshore). Il est parfois couplé à des installations de captation carbone (DOC), mutualisant pompage et traitement de l'eau. Il peut permettre de sécuriser l'accès à l'eau dans des zones soumises au stress hydrique lié au réchauffement.

Conclusion : le dessalement est une solution technique mûre et de plus en plus rentable pour produire de l'eau douce en zone côtière aride. Il reste énergivore mais compatibilité croissante avec les ENR. Ne supprime pas les besoins en sobriété, mais peut être un levier d'adaptation au changement climatique dans certains territoires.

## Le dessalement et le nucléaire

En disposant à proximité de réacteurs nucléaires de quatrième génération (RNR 4G) au format SMR (Small Modular Reactors) capables de fournir de la chaleur en plus de l'électricité, les technologies thermiques deviennent très attractives :

1. MED – Multi-Effect Distillation (distillation multi-effets)
2. MSF – Multi-Stage Flash distillation (distillation par détente flash multi-étage)

Elles nécessitent une chaleur basse ou moyenne température (70–130 °C). Les réacteurs produisent une chaleur fatale valorisable. Ces technologies sont tolérantes à l'eau brute et peu sensibles à l'encrassement.

## L'hydrogène

L'hydrogène s'obtiendra par électrolyse.

### L'électrolyse de l'eau en milieu basique : production d'hydrogène et d'oxygène

La production d'électro-carburants repose d'abord sur l'électrolyse de l'eau, une étape clé dans la production de l'e-methane, l'e-ammoniac et les électro-carburants. L'électrolyse de l'eau est une réaction chimique bien connue :



Avec :

- H<sub>2</sub>O : molécule d'eau,
- H<sub>2</sub> : molécule d'hydrogène à deux atomes d'hydrogène,
- O<sub>2</sub> : molécule d'oxygène à deux atomes d'oxygène.

L'électrolyse s'effectue entre deux électrodes séparées entre lesquelles est appliquée une tension électrique. Les électrodes baignent dans l'eau : à l'anode reliée au pôle positif du générateur électrique se produit une réaction d'oxydation (l'eau se décompose en oxygène et en anions H<sup>+</sup> avec production d'électrons) et à la cathode reliée au pôle négatif du générateur,



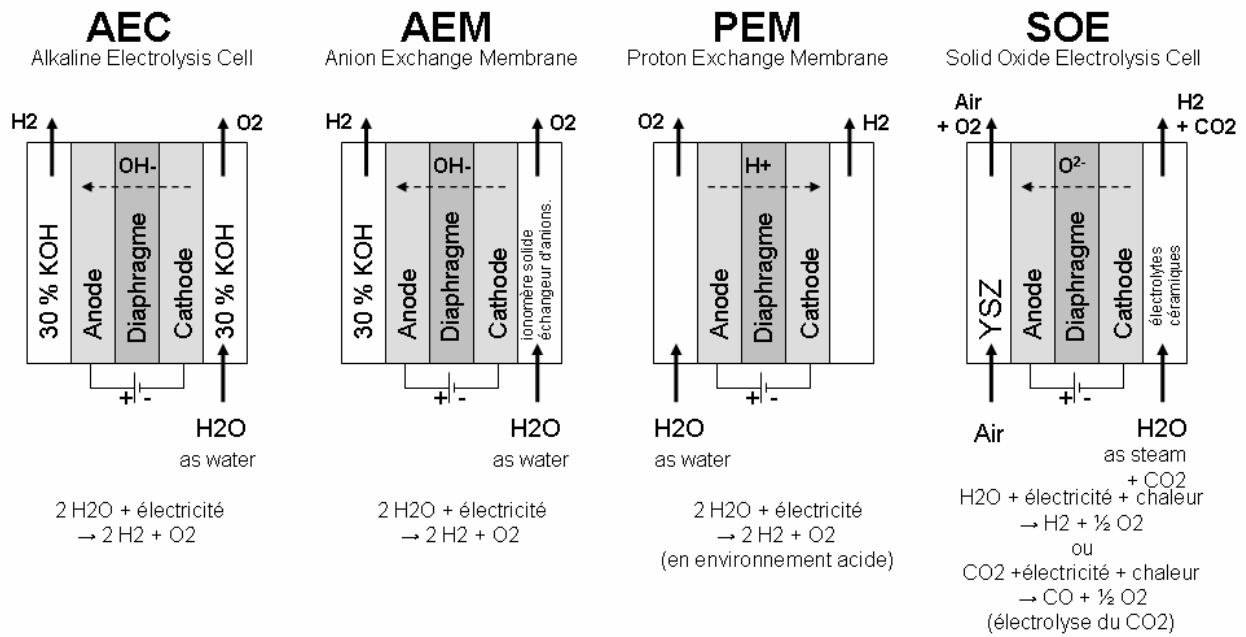


Figure 7 – Les principales technologies d'électrolyse (D'après : Sbh4.de)

YSZ (Yttria-stabilized zirconia –  $\text{ZrO}_2 + \text{Y}_2\text{O}_3$ ) : céramique conductrice d' $\text{O}^{2-}$ , électrolyte céramique.

Tableau harmonisé des technologies d'électrolyse de l'eau

Critère	AEC	AEM	PEM	SOEC
	Alkaline Electrolysis Cell	Anion Exchange Membrane	Proton Exchange Membrane	Solid Oxide Electrolysis Cell
Technologie	Alkaline (liquide KOH)	Membrane échangeuse d'anions	Membrane polymère échangeuse de protons	Oxyde solide (zircone dopée)
TRL	9	6–8	8–9	5
Niveau de maturité	commercial	pilote / démo	précoce commercial	R&D
Température de fonctionnement (°C)	60–90	50–80	50–80	700–850
Pression de fonctionnement (atm)	1–30 ( $\text{H}_2$ jusqu'à 30 bars)	1–10	1–30	~1,6
Rendement (HHV, %)	60–70 %	55–65 %	55–65 %	75–85 %
Consommation élec. (MJ/kg $\text{H}_2$ )	~180	~200	~200	~146
Besoin en chaleur (MJ/kg $\text{H}_2$ )	26	26	26	30
Eau consommée (kg/kg $\text{H}_2$ )	9–11,5	9–11,5	9–11,5	~9 (vapeur → $\text{H}_2\text{O}$ à 850°C)
Gaz à effet de serre ( $\text{CO}_2$ )	0	0	0	0
Coût de production estimé (\$/kg $\text{H}_2$ )	5,00–7,00	3,56–5,46	2,50–4,00	2,00–3,00 (si chaleur récupérée)

**Tableau 1 – Procédés d'électrolyse<sup>5</sup>**

Composants :

Composant	AEC	AEM	PEM	SOEC
Cathode	Ni, Co, Fe	Ni, alliages de Ni	Pt, Pd	Ni
Anode	Ni	Ni, Fe, oxydes de Co	IrO <sub>2</sub> , RuO <sub>2</sub>	LSM, LSCF (oxydes mixtes)
Électrolyte	KOH 25–30 % en solution	Ionomère AEM (ex. Sustainion®)	Ionomère fluoré (Nafion)	Céramique (zircono dopée à l'yttrium)

Données opérationnelles :

Critère	AEC	AEM	PEM	SOEC
Intensité (A/cm <sup>2</sup> )	~0,5	0,2–1	→ 3	→ 0,5
Température gaz sortie (°C)	80	60	60	740–850
Pression sortie (bars)	H <sub>2</sub> : → 30–40	H <sub>2</sub> : → 10	H <sub>2</sub> : 30–40	Atmosphérique
Électricité utilisée	100 %	100 %	100 %	75 % (avec 25 % chaleur)
Utilisation chaleur externe ?	Non	Non	Non	Oui (vapeur haute T° requise)

Commentaires & remarques

- AEC : Technologie la plus mature, peu coûteuse mais volumineuse et sensible au démarrage/arrêt.
- PEM : Plus compacte, très réactive, mais coûteuse à cause du platine et membrane Nafion.
- AEM : Prometteuse, combine les avantages d'AEC (coût bas) et de PEM (compacité), mais manque encore de durabilité.
- SOEC : Rendement très élevé mais difficile à coupler à des renouvelables intermittents ; très prometteuse en cogénération ou industrie lourde.

## Les installations d'électrolyse

L'électrolyse est une technologie clé pour la production d'hydrogène, qui est de plus en plus considérée comme un vecteur énergétique essentiel pour la décarbonation. En Europe, plusieurs grandes installations d'électrolyse existent ou sont en développement, avec des technologies et des capacités diverses.

Un aperçu des principales installations d'électrolyse en Europe et leurs caractéristiques :

Usine / Projet	Localisation	Technologie	Capacité actuelle / prévue	Mise en service	Coût estimé (première phase)
Rehfyne	Allemagne	PEM	10 MW (100 MW)	2021	20 M€
HYBRIT	Suède	Alcaline	20 MW (1 GW)	2021	50 M€
Norsk e-Fuel	Norvège	SOEC	20 MW (100 MW)	2025	80 M€

<sup>5</sup> D'après IRENA, *Innovation Landscape for Smart Electrification – Decarbonising End-use Sectors with Renewable Power*, 2023, p. 165, World nuclear, *Hydrogen Production and Uses* ([www.world-nuclear.org](http://www.world-nuclear.org))...

ITM Power & Linde	Royaume-Uni	PEM	100 MW	2024	N/A
Proton Ventures	Pays-Bas	Alcaline	100 MW	2025	100 M€
North Sea Wind Power Hub	Mer du Nord (multi-pays)	PEM / Alcaline	2 GW	2030	N/A

**Tableau 2 - Comparaison des principales installations d'électrolyse en Europe :**

Points clés :

- **Technologies dominantes** : Les principales technologies utilisées sont l'électrolyseur à membrane échangeuse de protons (PEM) et l'électrolyse alcaline, qui sont les plus matures. La technologie SOEC (à haute température) est également prometteuse pour augmenter l'efficacité du processus.
- **Capacités croissantes** : Les projets européens actuels se concentrent sur des capacités allant de 10 à 100 MW, mais des extensions majeures sont prévues dans les années à venir, notamment des projets d'échelle industrielle comme le **North Sea Wind Power Hub**.
- **Coûts** : Le coût d'installation des électrolyseurs dépend de la technologie et de l'échelle. Les coûts actuels pour des projets de 100 MW sont de l'ordre de 100 millions d'euros, mais ils devraient diminuer avec l'évolution technologique et les économies d'échelle.

Ces projets sont essentiels pour l'objectif de l'Europe de produire de l'hydrogène à une échelle industrielle, afin de soutenir la transition énergétique et décarboner des secteurs difficiles à électrifier, comme l'industrie lourde et les transports.

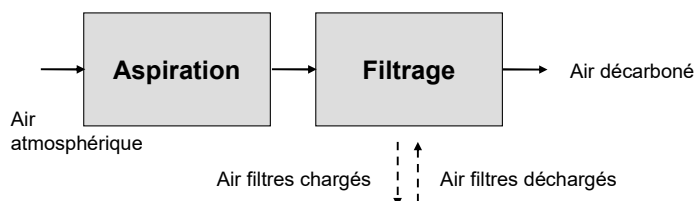
## Le dioxyde de carbone

L'électro-raffinerie consomme du dioxyde de carbone. Les procédés à considérer sont, non pas les procédés industriels actuels, mais les procédés extrayant du Carbone de l'environnement.

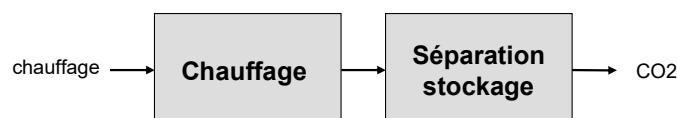
### La capture depuis l'atmosphère (DAC)

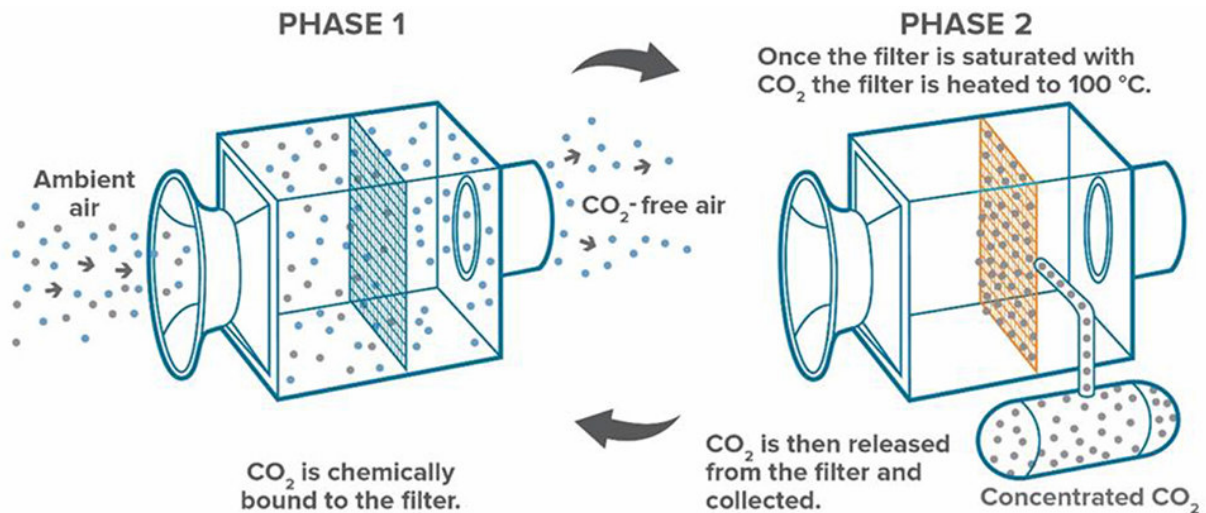
Le DAC (Direct Air Capture - Captage direct dans l'air), désigne toute technologie qui extrait le CO<sub>2</sub> directement de l'air ambiant, indépendamment du lieu ou du procédé. Une fois capté, le CO<sub>2</sub> peut être stocké durablement (CCS), ou utilisé (CCU), notamment pour produire des carburants de synthèse.

#### Phase 1



#### Phase 2





## Les deux conventions

Les acronymes S-DAC et L-DAC sont parfois utilisés de façon inversée selon les sources. Il y a aujourd'hui une certaine variabilité terminologique dans les publications, ce qui prête à confusion. Deux conventions sont concurrentes : la convention la plus répandue (ex. Climeworks, publications DOE) repose :

- S-DAC = Solid sorbent DAC → sorbants solides (résines, amines fixées sur support).
- L-DAC = Liquid solvent DAC → solvants liquides (solutions de NaOH ou KOH).

Cette convention est majoritaire dans les publications scientifiques anglophones récentes, notamment dans :

- les documents du U.S. Department of Energy (DOE),
- les rapports de IEA, Carbon Engineering, et Climeworks.

Il y a un autre usage (moins courant) dans certains documents ou articles qui inversent la signification :

- S-DAC = Solvent-based DAC (S = Solvent)
- L-DAC = Liquid-based DAC (L = Liquid)

Mais cet usage n'est pas standardisé et conduit à confusion. Pour garantir la cohérence dans un document destiné à la communauté scientifique internationale, nous utiliserons la convention suivante (actuellement la plus robuste et cohérente) :

Acronyme	Signification	Type de matériau
S-DAC	Solid-sorbent Direct Air Capture	Sorbants solides
L-DAC	Liquid-solvent Direct Air Capture	Solvants liquides

## Le S-DAC – Solid-sorbent DAC (sorbants solides)

Le S-DAC utilise des matériaux solides (résines amines, zéolithes, MOF) pour fixer le CO<sub>2</sub> présent dans l'air. Principe : L'air est aspiré à travers un matériau poreux qui adsorbe le CO<sub>2</sub>, le sorbant est ensuite régénéré par chauffage (80–120 °C) ou dépression, pour libérer un CO<sub>2</sub> concentré. Il a pour avantages :

- Moins énergivore que L-DAC à haute température.
- Matériaux généralement non corrosifs.
- Compatible avec des énergies renouvelables (chaleur basse température).

Et pour inconvénients :

- Capacité de capture unitaire encore limitée.

- Dégradation progressive des sorbants (remplacement régulier).

Exemples de développements : Climeworks (Suisse), Global Thermostat (États-Unis)

## Le L-DAC – Liquid-solvent DAC (solvants liquides)

Le L-DAC repose sur l'absorption du CO<sub>2</sub> par des solutions chimiques liquides, comme l'hydroxyde de sodium (NaOH) ou de potassium (KOH). Principe :

- Le CO<sub>2</sub> est absorbé dans une solution alcaline formant des carbonates.
- Une étape de régénération thermique à haute température (généralement >800 °C) libère le CO<sub>2</sub> pur et restaure le solvant.

Il a pour avantages une efficacité de captage potentiellement élevée. Et pour inconvénients : une très forte consommation de chaleur, l'utilisation de produits corrosifs et des coûts de maintenance plus élevés.

Exemple : Carbon Engineering (Canada)

Tableau comparatif :

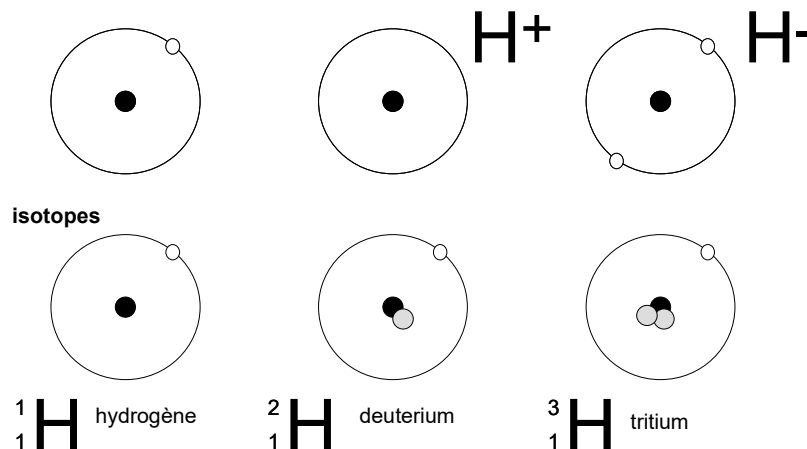
Critère	S-DAC (sorbants solides)	L-DAC (solvants liquides)
Matériau absorbant	Solide (résines, zéolithes)	Liquide (NaOH, KOH)
Température de régén.	Modérée (80–120 °C)	Élevée (>800 °C)
Corrosivité	Faible	Élevée
Energie requise	Électrique ou chaleur basse T°	Chaleur haute température
Maturité technologique	Montée en puissance (Climeworks)	Pré-industriel (Carbon Engineering)

## La capture depuis l'océan (DOC)

La technologie de Captage Direct de l'Océan (Direct Ocean Capture - DOC) est une approche innovante visant à extraire le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) dissous dans l'eau de mer pour aider à atténuer le changement climatique). L'idée du DOC est d'extraire une partie de ce CO<sub>2</sub> tout en maintenant ou restaurant la capacité de l'océan à en absorber davantage depuis l'atmosphère.

## Rappel sur le potentiel hydrogène

○ électron ● proton ○ neutron



Les isotopes de l'hydrogène

Isotope	Symbole	Protons	Neutrons	Électrons	Nom usuel
Hydrogène	${}^1\text{H}$	1	0	1	Protium

Deutérium	<sup>2</sup> H ou D	1	1	1	Deutérium
Tritium	<sup>3</sup> H ou T	1	2	1	Tritium

Quelques précisions :

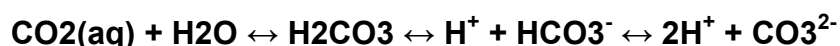
- Le protium est l'isotope le plus courant de l'hydrogène (99,985 %).
- Le deutérium est stable, naturellement présent (~0,015 %), utilisé dans l'eau lourde (D<sub>2</sub>O) pour certains réacteurs nucléaires.
- Le tritium est radioactif, avec une demi-vie d'environ 12,3 ans. Il est utilisé dans certains types de réacteurs à fusion, ainsi qu'en recherche et en applications industrielles (marquages lumineux, traceurs).

Les réactions que l'on observe dans le cas du CO<sub>2</sub> dissous dans l'eau ne relèvent pas d'une réaction chimique redox (oxydoréduction) classique impliquant un échange d'électrons entre atomes, mais plutôt de réactions acido-basiques et d'équilibres chimiques en solution aqueuse, influencés notamment par le pH.

Rappel sur les types de réactions :

1. Réactions redox : impliquent des transferts d'électrons entre espèces chimiques → un atome ou une molécule est oxydé (perd des électrons) et un autre est réduit (gagne des électrons).
2. Réactions acido-basiques (comme ici) : impliquent le transfert de protons (H<sup>+</sup>) et sont régies par les équilibres en solution. Elles n'impliquent aucun transfert d'électrons, donc pas de modification du nombre d'oxydation.

Lorsque du CO<sub>2</sub> se dissout dans l'eau, il réagit ainsi :



Ce sont des équilibres acido-basiques successifs, pilotés par :

- la concentration en H<sup>+</sup> (le pH) ;
- la solubilité du CO<sub>2</sub> (liée à la pression partielle atmosphérique) ;
- la température.

Le rôle du pH : le pH est une mesure du potentiel hydrogène, c'est-à-dire de la concentration des ions H<sup>+</sup> dans la solution.

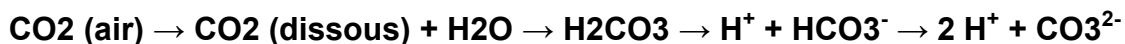
- Quand le pH baisse (solution plus acide, plus de H<sup>+</sup>), l'équilibre est déplacé vers la gauche → moins de carbonates et bicarbonates, plus de CO<sub>2</sub> libre, qui peut alors s'échapper vers l'atmosphère.
- Quand le pH augmente (solution plus basique, moins de H<sup>+</sup>), l'équilibre va vers la droite → plus de stockage du CO<sub>2</sub> sous forme de HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> et CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>.

Conclusion : ce n'est pas une « réaction chimique » au sens strict redox, mais une série d'équilibres acido-basiques régis par les lois de la thermodynamique en milieu aqueux, extrêmement sensibles au pH.

## L'absorption du CO<sub>2</sub> par l'océan

La libération du CO<sub>2</sub> dissous dans l'eau par une installation de Direct Ocean Capture (DOC) est, d'un point de vue chimique, l'opération inverse de la captation de carbone atmosphérique par l'océan. Les deux processus sont liés par le même équilibre chimique fondamental entre CO<sub>2</sub> atmosphérique et CO<sub>2</sub> océanique.

Quand le CO<sub>2</sub> atmosphérique est en excès (comme c'est le cas aujourd'hui), l'océan agit comme un puits de carbone :



- Le CO<sub>2</sub> atmosphérique se dissout dans l'eau.
- Il est converti progressivement en acide carbonique, bicarbonates et carbonates.

- Cette série de transformations stabilise le CO<sub>2</sub> dissous sous des formes non gazeuses, ce qui permet à l'océan d'absorber davantage de CO<sub>2</sub> atmosphérique.

Le DOC agit dans l'autre sens : il libère du CO<sub>2</sub> déjà dissous dans l'eau de mer. Pour cela, il inverse l'équilibre chimique en acidifiant localement l'eau :



L'acidification convertit les bicarbonates et carbonates en CO<sub>2</sub> gazeux, qui s'échappe de l'eau et peut être capté.

Le DOC est donc l'opération inverse du processus naturel d'absorption du CO<sub>2</sub> par l'océan. Toutefois, le DOC ne perturbe pas durablement l'équilibre : il est conçu pour ne libérer qu'une petite partie du CO<sub>2</sub>, tout en restaurant la capacité de l'océan à en absorber davantage par la suite.

C'est ce qu'on appelle une captation indirecte du CO<sub>2</sub> atmosphérique, via l'effet de « vidange » de la solution océanique.

Ce qu'il faut bien retenir :

Processus	Direction du flux de CO <sub>2</sub>	Forme prédominante	Effet climatique
Absorption naturelle	Atmosphère → Océan	Bicarbonates, carbonates	Atténuation du réchauffement
DOC (libération contrôlée)	Océan → Captage technique	CO <sub>2</sub> gazeux libéré	Extraction pour stockage ou valorisation

L'océan contient naturellement une grande quantité de CO<sub>2</sub>, environ 150 fois plus que l'atmosphère. Ce CO<sub>2</sub> est sous forme dissoute : CO<sub>2</sub> libre, acide carbonique (H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>), bicarbonate (HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>) et carbonate (CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>). L'idée du DOC est d'extraire une partie de ce CO<sub>2</sub> tout en maintenant ou restaurant la capacité de l'océan à en absorber davantage depuis l'atmosphère.

## Le Direct Ocean Capture (DOC) par électrolyse : fonctionnement

Les procédés électrochimiques appliqués au DOC consistent à modifier localement le pH de l'eau de mer grâce à un courant électrique. Cela permet de :

- Abaisser le pH (zone acide) pour libérer du CO<sub>2</sub> gazeux à partir des formes dissoutes → captage de CO<sub>2</sub>
- Élever le pH (zone basique) pour favoriser la précipitation de carbonates (CaCO<sub>3</sub> ou MgCO<sub>3</sub>) → stockage minéral

Le procédé de DOC (captage direct du CO<sub>2</sub> océanique) exploite l'électrolyse de l'eau de mer pour extraire le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) dissous dans l'océan. L'eau de mer contient naturellement du CO<sub>2</sub> sous forme dissoute, principalement sous forme d'ions bicarbonate (HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>). Le procédé utilise un courant électrique pour créer des réactions d'oxydation à l'anode et de réduction à la cathode, qui modifient localement le pH de l'eau et libèrent du CO<sub>2</sub> gazeux récupérable.

L'électrolyte est de l'eau (H<sub>2</sub>O) contenant du CO<sub>2</sub> dissous (sous forme de HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> et de CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>). Il peut s'agir d'eau de mer directement prélevée, ou d'un milieu préparé, légèrement alcalin. À l'anode, il y a oxydation et acidification



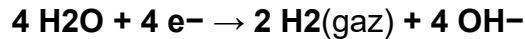
Les protons (H<sup>+</sup>) acidifient localement le milieu. Cela provoque un rééquilibrage chimique qui libère du CO<sub>2</sub> :



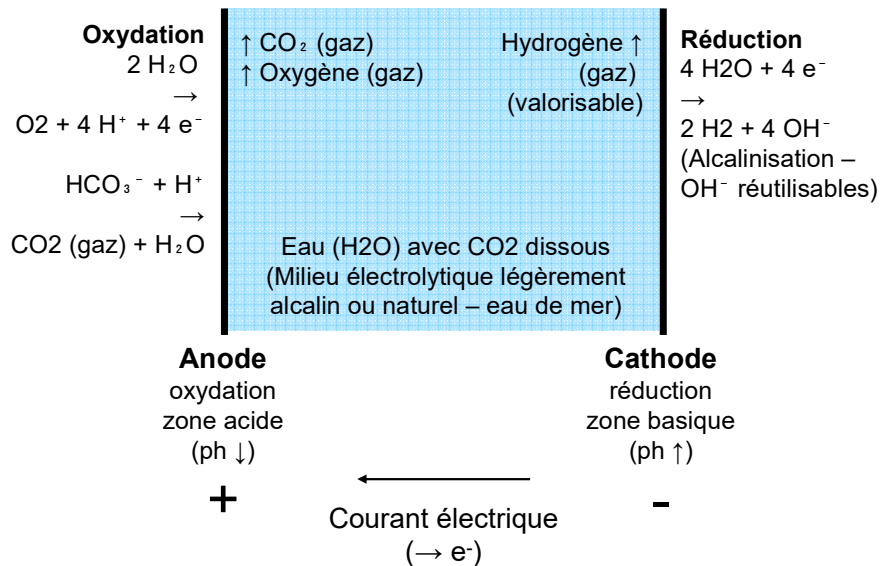
Les gaz libérés :

- CO<sub>2</sub> (gaz) : capturable pour stockage ou valorisation
- O<sub>2</sub> (gaz) : coproduit, éventuellement valorisable

À la cathode, il y a réduction de l'eau et alcalinisation (augmentation du pH) :



Les ions OH<sup>-</sup> produits peuvent être recyclés dans le système. Un courant électrique continu est appliqué pour permettre les transferts d'électrons nécessaires à l'électrolyse. Le processus ne nécessite pas d'intrant chimique, sans ajout d'acide ou de base. Le procédé est modulable selon l'intensité du courant, le volume d'eau, le pH et la température.



## La bibliographie

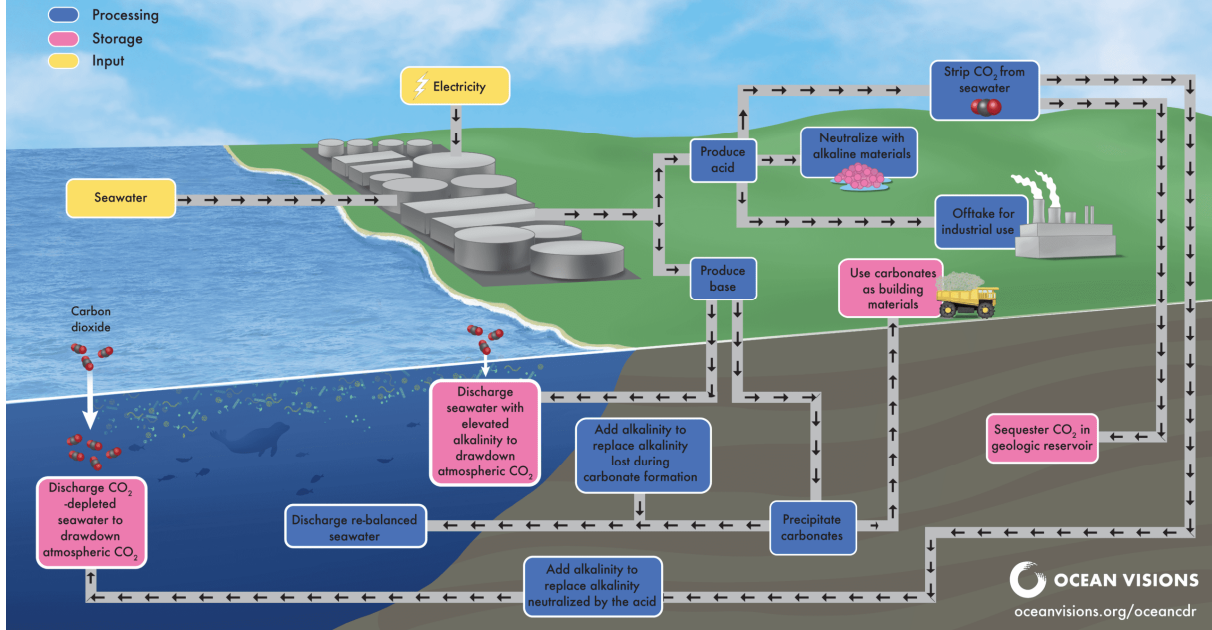


Ocean carbon dioxide removal, Ocean carbon dioxide removal (CDR) via electrochemistry - A ClimateWorks production ([https://www.youtube.com/watch?v=MtJ\\_24aJ210](https://www.youtube.com/watch?v=MtJ_24aJ210))  
<https://community.oceanvisions.org/> :

# The leading knowledge hub on ocean-based Carbon Dioxide Removal (CDR)

Join the Community

## ELECTROCHEMICAL OCEAN CARBON DIOXIDE REMOVAL



**WE NEED**  
ZERO NEW CO<sub>2</sub> EMISSIONS  
TO REMOVE A TRILLION TONS OF CO<sub>2</sub>

**OCEAN ALKALINITY ENHANCEMENT**  
ACCELERATES THE GEOLOGIC CYCLE

CLIMATE CHANGE  
ATMOSPHERIC CARBON DIOXIDE  
CAUSES AN INCREASE IN OCEAN ACIDITY

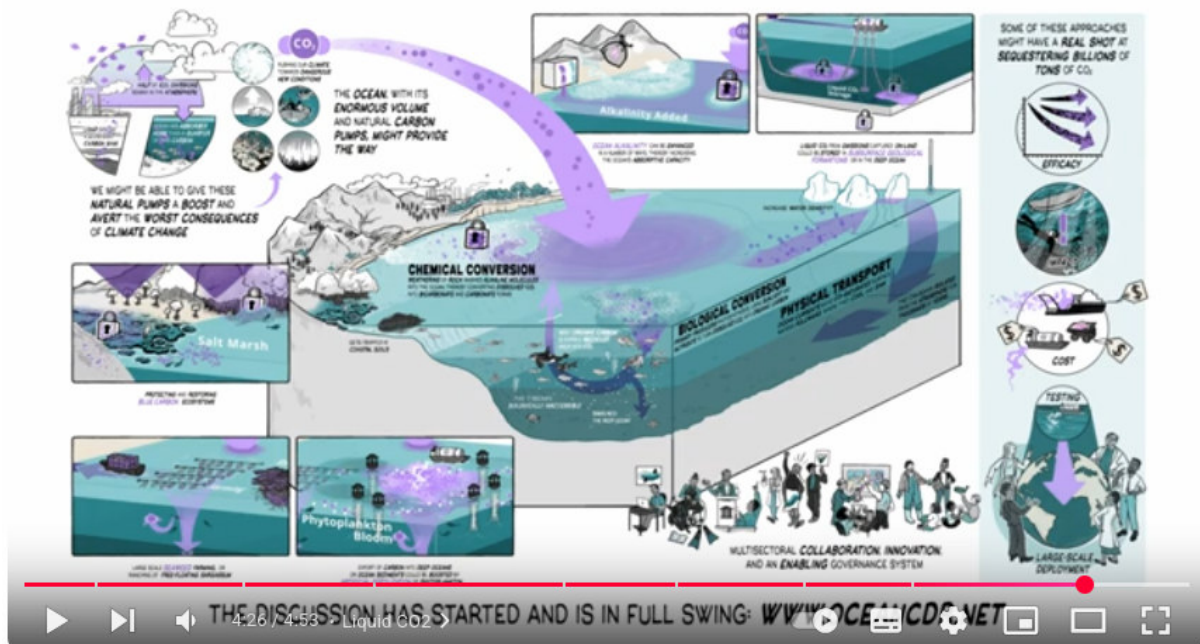
PROTECT YOUR INVESTMENT  
HOW WILL YOUR BUSINESS RESPOND?  
WHAT ARE THE COSTS OF INACTION?  
HOW CAN YOU REDUCE YOUR CARBON IMPACT?

IT'S TIME  
SCIENTIFIC RESEARCH  
POLICY DEVELOPMENT  
ENTREPRENEURS

oceancdr.net

4:09 / 4:23

Ocean carbon dioxide removal, *Ocean Alkalinity Enhancement (OAE)* - a ClimateWorks production (<https://www.youtube.com/watch?v=5obQ6aGSyHY> )



Ocean carbon dioxide removal, *Ocean Carbon Dioxide Removal (CDR)* - a ClimateWorks production (<https://www.youtube.com/watch?v=brl4-xa9DTY> ).

## Les projets pilotes

Les principaux démonstrateurs DOC en activité :

### Captura

- Localisation : Kona (Hawai'i), USA
- Capacité : 1 000 t CO<sub>2</sub>/an :
  - Captura opens new Direct Ocean Capture pilot plant in Hawaii (<https://capturacorp.com/captura-opens-new-direct-ocean-capture-pilot-plant-in-hawaii/> )
  - Captura's operational Direct Ocean Capture pilot plant in Kona, Hawaii ([https://www.youtube.com/watch?v=-Gl\\_d\\_d4Sw](https://www.youtube.com/watch?v=-Gl_d_d4Sw) )
- Technologie : procédé électrodialyse avec swing de pH – extraction modulaire via membranes, sans intrants chimiques ([Captura][1])
- Historique : trois pilotes (Los Angeles 100 t/an, Kona 1000 t/an), déploiement commercial en préparation,
- Valorisation : CO<sub>2</sub> purifié acheminé vers industries locales (aquaculture, e-carburants), coproduction d'O<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>.



[Captura's operational Direct Ocean Capture pilot plant in Kona, Hawaii]([https://www.youtube.com/watch?v=-Gl\\_d4Sw&utm\\_source=chatgpt.com](https://www.youtube.com/watch?v=-Gl_d4Sw&utm_source=chatgpt.com))

## Brineworks

- Localisation : Gran Canaria (pilote en 2024–2025), basé à Amsterdam :
  - This week, we officially opened our first pilot in Gran Canaria ([https://www.linkedin.com/posts/brineworks\\_this-week-we-officially-opened-our-first-activity-7260677109914755074-GHH3](https://www.linkedin.com/posts/brineworks_this-week-we-officially-opened-our-first-activity-7260677109914755074-GHH3)),
- Technologie : électrolyse de l'eau de mer pour produire simultanément CO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>, acid/base swing similaire à Captura
  - Ocean-based carbon removal – Brineworks (<https://brineworks.tech/applications>)
- Particularité : modulabilité forte, faible coût espéré (~68 €/t CO<sub>2</sub>), cible la production d'e-fuels décarbonés
- Étendue : champ d'application large (maritime, aviation), synergies avec énergies renouvelables

## Autres initiatives naissantes

- CarbonOcean International / GEOMAR (Allemagne) : pilote en cours de développement à l'échelle laboratoire :
  - Development of a demonstrator system for Direct Ocean Capture ... (<https://tutech.de/en/development-of-a-demonstrator-system-for-direct-ocean-capture-doc/>)
- SeaO<sub>2</sub> : start-up européenne visant 250 t CO<sub>2</sub>/an en 2025, 1 Mt/an d'ici 2045
  - Nucleus Capital's Post – LinkedIn ([https://www.linkedin.com/posts/nucleuscapital\\_venturecapital-deeptech-climatetech-activity-7264181791530381313-3OUD](https://www.linkedin.com/posts/nucleuscapital_venturecapital-deeptech-climatetech-activity-7264181791530381313-3OUD))

## Comparaison synthétique

Entreprise	Capacité pilote	Technologie	Particularité
Captura	100–1 000 t/an	Électrodialyse + swing de pH	Modulaire, membranes bipolaires
Brineworks	≈ t/sem (Gran Can.)	Électrolyse eau de mer, CO <sub>2</sub> + H <sub>2</sub>	Bas prix, e-fuels offshore
CarbonOcean/GEOMAR	laboratoire	Concept académique	Trajectoire vers échelle industrielle
SeaO <sub>2</sub>	250 t/an objectif	Processus équivalent	Ambition gigaton

Pourquoi ces démonstrateurs comptent :

1. Capacité pilote significative (100–1000 t/an), première étape vers échelle commerciale.
2. Technologies électrochimiques exploitant le pH-swing et l'électrolyse, nationales et compatibles montées industrielles.
3. Applications multiples : séquestration géologique, production de carburants, abaissement de l'acidification océanique.
4. Optimisation des coûts (membranes, électrolyseurs), synergie avec énergie renouvelable, modularité, production d'hydrogène.

## Les publications scientifiques

Des publications scientifiques et des projets pré-industriels concernant le Direct Ocean Capture (DOC), une technologie émergente visant à extraire le CO<sub>2</sub> dissous de l'eau de mer pour lutter contre le changement climatique. Voici quelques exemples notables :

1. *Demonstration of direct ocean carbon capture using encapsulated solvents*, Jayarathnaa, A. U. et al., Chemical Engineering Journal, 2023. Cette étude explore l'utilisation de solvants microencapsulés pour capturer le CO<sub>2</sub> directement de l'eau de mer, démontrant le potentiel de cette méthode pour le DOC.
2. *Direct air capture (DAC) vs. Direct ocean capture (DOC)*, Chemical Engineering Journal, 2024. Cet article compare les technologies DAC et DOC, discutant de leur état actuel, des défis et de la possibilité de les mettre à l'échelle pilote ou industrielle.
3. *A direct coupled electrochemical system for capture and conversion of CO<sub>2</sub> from oceanwater*, Nature Communications, 2020. Les auteurs présentent un système électrochimique couplé qui capture et convertit le CO<sub>2</sub> de l'eau de mer, offrant une voie technologique unique pour la capture et la conversion du CO<sub>2</sub> océanique.

## Les acteurs

Actuellement, peu d'acteurs en France sont impliqués directement dans le développement de cette technologie. Cependant, une initiative notable est le partenariat entre RepAir Carbon et C-Questra, annoncé en août 2024, visant à développer le premier projet européen de capture et stockage du carbone en milieu terrestre (DACS) en France. Ce projet, situé à Grandpuits, près de Paris, prévoit de capturer 100 000 tonnes de CO<sub>2</sub> par an d'ici 2030, avec une ambition d'atteindre des mégatonnes d'ici 2035 .([carbonherald.com][1])

Bien que ce projet se concentre sur la capture directe de l'air (DAC) plutôt que sur le captage direct de l'océan (DOC), il reflète l'intérêt croissant pour les technologies de capture du carbone en France. À ce jour, les entreprises spécialisées dans le DOC, telles que Captura aux États-Unis et Brineworks aux Pays-Bas, mènent des projets pilotes principalement en dehors de la France.([5g.hr][2])

En résumé, bien que la France soit impliquée dans des projets de capture du carbone, les initiatives spécifiques au captage direct de l'océan y sont encore limitées. Toutefois, l'intérêt pour ces technologies est en pleine expansion, et il est probable que des projets DOC émergent en France à l'avenir.

[1]: RepAir Carbon And C-Questra Launch Europe's First Onshore DAC  
<https://carbonherald.com/repair-carbon-and-c-questra-launch-europes-first-onshore-dac-project/>

[2]: Meet the fossil fuel industry funded startup trying to remove carbon ...,  
<https://www.5g.hr/en/technology/meet-the-fossil-fuel-industry-funded-startup-trying-to-remove-carbon-dioxide-from-the-ocean/>

Exemple de technologie utilisant ce principe : Captura (Caltech, USA)

- Utilise un procédé électromembranaire pour séparer l'eau en zones acide et basique sans produits chimiques.
- Le CO<sub>2</sub> est libéré dans la zone acide, puis capturé.
- L'eau est recombinaée ensuite et remise à la mer sans modification durable de sa chimie, ce qui évite un impact écologique négatif.

## L'utilisation du carbone

Le dioxyde de carbone capté via une installation DAC ou DOC peut être utilisé de deux manières principales :

### L'enfouissement géologique (CCS - Carbon Capture and Storage)

Le CO<sub>2</sub> est comprimé et injecté dans des réservoirs géologiques profonds :

- anciennes nappes de pétrole ou de gaz,
- aquifères salins,
- couches de charbon inexploitable.

C'est la solution privilégiée si l'objectif est la neutralité ou la négativité carbone à long terme : le CO<sub>2</sub> est alors retiré durablement du cycle atmosphérique.

### La valorisation en hydrocarbures synthétiques (CCU - Carbon Capture and Utilization)

Le CO<sub>2</sub> peut être réutilisé comme matière première, notamment dans un procédé Fischer-Tropsch (FT), pour produire des carburants synthétiques :

- kérosène, diesel, méthanol, etc.
- utilisables dans l'aviation, le maritime, voire l'industrie lourde.

Un réservoir à gaz à effet de serre, soit un stock tampon ou un système de gestion coordonnée du CO<sub>2</sub>, pourrait jouer plusieurs rôles :

1. Tampon temporel : le CO<sub>2</sub> capté est temporairement stocké (par exemple sous forme comprimée) avant décision sur sa destination finale (enfouissement ou valorisation).
2. Allocation stratégique : une part du CO<sub>2</sub> est stockée pour atteindre des objectifs climatiques nets, et une autre part est utilisée pour des usages industriels circulaires.
3. Gestion collective : le réservoir pourrait faire partie d'un marché international du carbone ou d'un système de quotas internationaux coordonné (par exemple dans le cadre d'un nouvel Accord climatique).

Un tel dispositif pourrait aider à gérer, répartir et tracer ces flux pour en faire un levier structurant de politique climatique mondiale.

## Comparaison DAC-DOC

Comparer le DOC (Direct Ocean Capture) et le DAC (Direct Air Capture) en termes d'efficacité pour le CCS (Carbon Capture and Storage) revient à comparer deux stratégies de captage du CO<sub>2</sub> à la source diffuse mais dans deux milieux différents : l'air et l'océan.

### Comparaison DOC vs DAC pour le CCS

Critère	DOC (Captage direct de l'océan)	DAC (Captage direct de l'air)
Concentration de CO <sub>2</sub>	~120 fois plus élevée dans l'eau que dans l'air	Environ 420 ppm dans l'air (faible)
Énergie par tonne de CO <sub>2</sub>	Plus faible (en général) : 50–150 kWh/tCO <sub>2</sub> (selon technologie)	Plus élevée : 300–500 kWh/tCO <sub>2</sub> (avec chaleur et électricité)
Type d'énergie requise	Principalement électricité pour l'électrochimie	Électricité + chaleur (ou chaleur seule, selon procédé)
Infrastructure	Besoin d'eau de mer, environnement marin, corrosion	Besoin de grandes surfaces aériennes, usines terrestres
Stockage du CO <sub>2</sub> (CCS)	Identique une fois le CO <sub>2</sub> extrait : stockage géologique ou minéral	Idem : enfouissement ou minéralisation
Effet tampon de l'océan	Le DOC régénère la capacité de l'océan à absorber du CO <sub>2</sub> atmosphérique	La DAC agit directement sur la concentration atmosphérique
Coût estimé	100 à 300 \$/tCO <sub>2</sub> (technologies pilotes)	300 à 600 \$/tCO <sub>2</sub> actuellement (en baisse avec l'échelle)
Technologie	Moins mature, encore expérimentale	Plus avancée, projets pilotes et commerciaux déjà lancés
Impact écologique local	Faible si bien conçu, mais nécessite précautions sur l'équilibre marin	Négligeable sur site, mais dépend de la source énergétique utilisée

Conclusion : le DOC peut être plus efficace pour le CCS, mais...

- Efficacité énergétique : Le DOC est plus favorable car le CO<sub>2</sub> est déjà concentré dans l'eau de mer, ce qui réduit le coût d'extraction par rapport à l'air, où le CO<sub>2</sub> est très dilué.
- Capacité globale : L'océan contient environ 38 000 gigatonnes de CO<sub>2</sub>, contre 870 dans l'atmosphère. Restaurer la capacité de captation océanique est stratégiquement puissant.
- Maturité technologique : Le DAC est plus avancé (ex. Climeworks, Carbon Engineering), alors que le DOC est encore en phase pilote (Captura, Equatic, etc.).
- Enjeux de mise à l'échelle : Le DOC nécessite une logistique marine et une gestion des flux d'eau, mais pourrait s'intégrer à des infrastructures côtières existantes (ports, usines de dessalement, etc.).

\* Pour un stockage massif à long terme (CCS), le DOC pourrait devenir plus efficace que le DAC si :

- les coûts énergétiques continuent à baisser ;
- l'impact sur l'océan est contrôlé écologiquement ;
- les installations sont alimentées par de l'énergie bas-carbone.

## DAC et DOC pour la production d'hydrogène

Entre DOC (Direct Ocean Capture) et DAC (Direct Air Capture), quel est le mieux adapté à la production d'hydrocarbures de synthèse (carburants synthétiques via Fischer-Tropsch, méthanation, etc.) ? La réponse dépend de plusieurs critères techniques, énergétiques et logistiques.

Comparaison DOC vs DAC pour la production d'hydrocarbures de synthèse

Critère	DOC (Direct Ocean Capture)	DAC (Direct Air Capture)
Concentration en CO <sub>2</sub>	Plus élevée (~100x que l'air), donc moins d'énergie pour extraire	Très faible (420 ppm), extraction plus coûteuse
Pureté du CO <sub>2</sub> en sortie	Moins pure (CO <sub>2</sub> dissous dans l'eau), nécessite un traitement en plus	Souvent plus pure en sortie des unités de DAC
Nécessité de sécheresse	Non, au contraire : eau de mer nécessaire	Peut poser problème dans les zones arides (besoin en eau pour H <sub>2</sub> )
Logistique	Besoin de pomper de grands volumes d'eau de mer, infrastructure côtière	Plus facile à installer en zones industrielles ou désertiques
Couplage avec électrolyse H <sub>2</sub>	Possible (électrolyse + DOC), mais plus complexe en offshore	Plus simple à intégrer dans un système complet Power-to-Liquid
Énergie requise	Plus faible pour l'extraction du CO <sub>2</sub> (50–150 kWh/tCO <sub>2</sub> )	Plus élevée (300–500 kWh/tCO <sub>2</sub> )
Compatibilité industrielle	Moins mature, technologie émergente	Plus compatible avec les unités industrielles existantes
Coût actuel par tCO <sub>2</sub>	~100–300 \$/tCO <sub>2</sub> (à l'état de prototype)	~300–600 \$/tCO <sub>2</sub> (coût en baisse avec industrialisation)
Rendement global du système	DOC+électrolyse+FT = bon potentiel, mais plus complexe à stabiliser	DAC+électrolyse+FT = mieux documenté, chaînes complètes déjà testées

Conclusion :

Pour l'industrie des carburants de synthèse aujourd'hui, le DAC est plus adapté à court terme, car :

- il fournit un CO<sub>2</sub> plus pur directement utilisable dans les réacteurs de Fischer-Tropsch ou autres procédés,
- il est plus facile à intégrer à une chaîne de production industrielle (par exemple dans des zones combinant énergie solaire + DAC + électrolyse de l'eau).

Mais le DOC est prometteur à moyen-long terme, car :

- Il est plus efficace énergétiquement pour extraire le CO<sub>2</sub>.
- Il offre un potentiel de captation océanique gigantesque, tout en restaurant la capacité de l'océan à absorber le CO<sub>2</sub> atmosphérique.
- Il pourrait devenir plus compétitif si couplé à des hubs côtiers d'énergie renouvelable (offshore + hydrogène vert + FT).

En résumé :

Objectif	Meilleure technologie aujourd'hui
Stockage (CCS)	DOC (efficace et massif à terme)
Carburants synthétiques	DAC (intégration plus directe)

# L'électro-raffinerie

## Les substituts aux carburants et combustibles fossiles

Les carburants actuels peuvent faire l'objet de substituts ou d'alternatives issus des principales filières suivantes :

- la biomasse, dont nous considérerons qu'elle ne représente pas une filière principale, mais seulement un appoint dans un mix énergétique<sup>6</sup>,
- l'électricité issue de toutes filières énergétiques (fossiles à remplacer, renouvelables ou nucléaire).

L'électricité est transformable :

- en divers électro-carburants,
- en électricité stockée en batteries.

Les électro-carburants, soient les carburants de synthèse (généralement noté « e-... » - prononcer i ! - avec e comme électrique : e-méthane ou e-GPL, e-essence, e-diesel, e-méthanol... de façon générale des e-fuels). La production des ces e-carburants nécessite des dispositifs de production dédiés, plus largement une filière électro-chimique (en remplacement d'une filière pétrochimique) dans l'industrie de l'énergie<sup>7</sup>. Ces dispositifs électro-chimiques, pour la plupart réutilisables des industries pétrochimiques et chimiques actuelles, nécessiteront de l'énergie électrique, en l'occurrence, plus d'énergie que celle qui consiste à aller extraire, acheminer et raffiner puis distribuer la matière fossile qui s'est très lentement constituée pendant des millions d'années.

Ces électro-carburants de synthèse sont à la fois un substitut et un moyen de stockage de l'énergie.

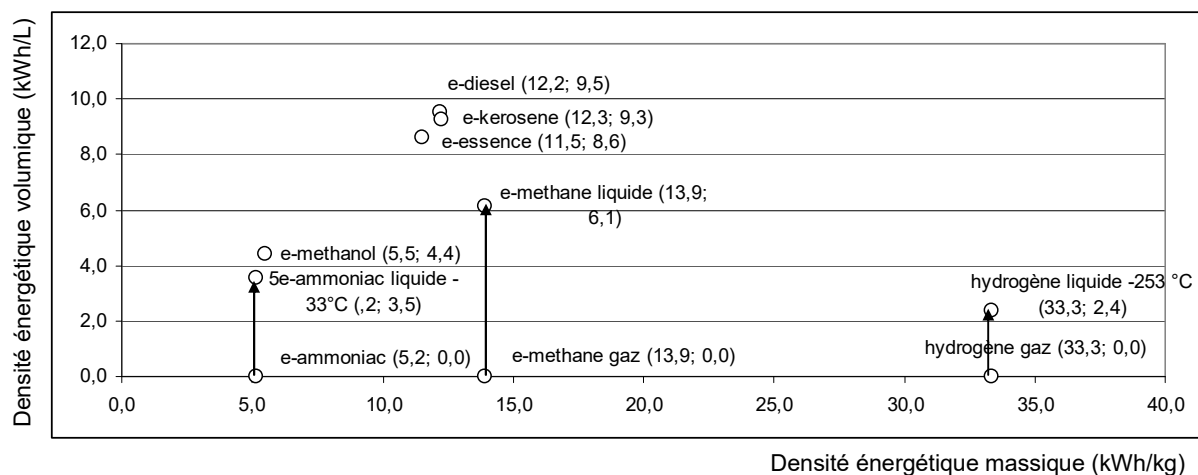
Les carburants conventionnels fossiles (essence, diesel, GPL...) pourront être remplacés par divers substituts : hydrogène, éthanol, méthanol, ammoniac, méthane comprimé... et aussi carburants de synthèse : e-diesel, e-essence et e-kérosène... avec e pour « electro », soit des carburants de synthèse équivalents à l'essence, le diesel et le kérosène issu de l'électricité après diverses réactions chimiques.

Les carburants de substitution les plus adaptés à la transition énergétique sont a priori les carburants qui présentent les plus fortes densités énergétiques massique et volumétrique conférant un impact en masse et volume moindre sur le véhicule.

---

<sup>6</sup> Voir La biomasse, p. XXX.

<sup>7</sup> Un risque, mais surtout une opportunité pour la Bretagne.



**Figure 8 – Comparaison des sources d'énergie : densité massique et volumique**

À compléter par un tableau ou graphique illustrant les comparaisons entre essence, diesel, hydrogène, batteries lithium-ion, etc.)\*

Note : dans le cas de l'éolien et du photovoltaïque, l'électro-raffinerie est prévue avec une pile à combustible. Un électrolyseur et une pile à combustible sont deux installations énergétiques comparables et peuvent éventuellement ne faire qu'une, soit une possible optimisation pour ces deux approches.

Le dispositif prévoit également un stockage intermédiaire d'hydrogène pour quelques heures et quelques jours (compression à 350 à 700 bars en évitant si possible la liquéfaction). Des stocks saisonniers et stratégiques sont à considérer (à considérer dans la durée).

Ces technologies peuvent être considérées comme mûres en général, sauf le DAC, encore expérimental. Les électrolyseurs ont aujourd'hui une puissance installée de l'ordre de la dizaine de MW alors qu'il faudra des GW (gigawatts), 100 fois plus (un point à risque).

## Les carburants de synthèse ou électro-carburants

### L'hydrogène

Nec plus ultra de la « vertitude », l'« hydrogène vert » suscite un engouement certain, mais sa mise en œuvre n'est pas simplissime. Gazeux à pression atmosphérique, l'hydrogène possède une forte densité énergétique massique, mais une très faible densité énergétique par unité de volume : il est donc comprimé à très haute pression, entre 300 et 700 bars, ou bien liquéfié à -252°C. Il ne peut être stocké que dans des réservoirs de taille raisonnable pour être embarqué dans des véhicules pour des contraintes de volume, et donc d'autonomie. Utilisé en tant que carburant, l'hydrogène apparaît difficile à mettre en œuvre dans des mobiles de taille réduite et sur de longues distances. L'hydrogène représente surtout une matière de base pour la conversion en carburants de synthèse.

### L'e-methane

l'e-methane a la même formule chimique que le méthane du gaz naturel. Il peut être incorporé au GNL (gaz naturel liquéfié) et être distribué dans les réseaux de distribution actuels selon les réglementations en vigueur pendant la transition énergétique jusqu'à devenir le substitut définitif au gaz naturel.

## L'e-methanol

Le e-méthanol de formule chimique (CH<sub>3</sub>OH) est la molécule d'alcool la plus simple. Il est liquide à pression atmosphérique et à température ambiante et moyennement dense en énergie. Le méthanol présente toutefois un certain niveau de toxicité. Un matériau industriel qui pourrait servir de carburant intermédiaire dans quelques applications de transport (un constructeur automobile chinois propose des automobiles au méthanol, ce qui ne démontre pas que le méthanol est un solution d'avenir). D'un point de vue énergétique, un matériau intermédiaire entre l'hydrogène ou l'e-methane et le e-diesel que nous citerons pour mémoire.

## L'e-ammoniac

L'ammoniac<sup>8</sup> (qui commence à être utilisé dans le transport maritime) est un hydronitruure, pas un hydrocarbure. L'e-ammoniac est un carburant de synthèse économique et simple à produire, qui n'est en outre pas carboné. Cependant sa forte toxicité et les dangers qu'il représente pour l'environnement restent un obstacle à son déploiement massif comme carburant, en particulier dans des endroits confinés comme les navires. L'e-ammoniac n'est pas encore exploitable en tant que carburant. L'e-ammoniac est aussi envisageable pour décarboner la production de produits chimiques (engrais, explosifs).

## Les carburants paraffiniques

Les e-carburants paraffiniques (e-essence, e-diesel et e-kerosene) ont des propriétés proches de leurs équivalents fossiles. Leur utilisation dans les transports routiers, maritime ou aérien est donc envisageable sans modification des véhicules et de l'infrastructure de distribution. Dans la mesure où le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) qu'ils produisent lors de leur consommation est extrait de l'atmosphère en amont, nous retiendrons en particulier :

- le e-gazole, avec des propriétés comparables voire supérieures à celles du gazole conventionnel, pour le transport terrestre et maritime, l'agriculture et la pêche,
- le e-kerosene destiné au transport aérien, considéré comme un carburant durable pour l'aviation (SAF : Sustainable Aviation Fuels).

L'essence, le kérosène, et le gazole ont des densités énergétiques élevées, ce qui en fait d'excellents carburants pour le transport routier, maritime ou aérien. Ils sont également facilement stockables et transportables, et sous forme liquide à conditions ambiantes. Les propriétés des carburants synthétiques sont très proches des carburants conventionnels produits en raffinerie.

Les carburants synthétiques ont non seulement l'avantage d'avoir les caractéristiques énergétiques similaires de leurs équivalents fossiles, mais ils présentent par ailleurs l'avantage de ne pas contenir de polluant comme le soufre ou des hydrocarbures polyaromatiques responsables d'émissions de polluants et de particules lors de la combustion. A noter que le e-diesel est un gazole synthétique très paraffinique, ce qui lui confère un indice de cétane plus élevé que son équivalent conventionnel. Il s'avère ainsi particulièrement adapté pour les motorisations diesel. Ces carburants sont dits « drop-in », c'est-à-dire facilement substituables aux carburants conventionnels fossiles sans changement des infrastructures ou de la logistique de distribution, ni nécessité d'adaptation des systèmes de motorisation.

---

<sup>8</sup> <https://miti.cnrs.fr/wp-content/uploads/2021/03/LAmmoniac-comme-combustible-pour-une-decarbonisation-partielle-ou-totale-des-systemes-energetiques-les-enjeux-et-les-verrous.-C.ROUSSELLE.pdf> )

## La neutralité carbone

Les biocarburants et les carburants de synthèse émettront du gaz carbonique (CO<sub>2</sub>) au moment de leur utilisation, soit le principal gaz à effet de serre. Pour respecter la neutralité carbone, les électrocarburants doivent utiliser du carbone extrait de l'atmosphère, ce qui n'est pas nécessaire pour la filière biomasse qui a déjà extrait ce carbone en amont par photosynthèse et qui est donc neutre en carbone. Les autres filières (hydrogène, air comprimé, ammoniac, batteries électrochimiques) sont neutres en carbone, au moins au moment de leur utilisation, mais peuvent provoquer des émissions lors de leur fabrication et lors de leur retrait du service.

Pour garantir la neutralité carbone des carburants de synthèse, il faut donc extraire en amont la quantité de carbone nécessaire à leur fabrication. Pour produire ces carburants de synthèse de formule chimique générale C<sub>n</sub>H<sub>2n</sub> (avec n atome de carbone C et 2n atomes d'hydrogène, par exemple C<sub>8</sub>H<sub>18</sub> pour l'octane), il faut n atomes de carbone dans une molécule de CO<sub>2</sub>, soit un rapport de masse de n CO<sub>2</sub> / C<sub>n</sub>H<sub>2n</sub> ou encore CO<sub>2</sub> / CH<sub>2</sub>. En tenant des rapports de masse atomique (C = 14, O = 8, H = 1), il faut un rapport de masse d'environ 3,1 et environ 5% de l'énergie contenue dans l'e-carburant avant distribution<sup>9</sup>.

## Les procédés

Les deux grandes approches de transformation du CO<sub>2</sub> en carburants ou en produits chimiques :

- la catalyse thermique selon des réactions chimiques assistées par des catalyseurs métalliques à haute température, entre 200 °C et 800 °C (méthanation ou réaction de Sabatier, RGWS et Fischer-Tropch)
- la catalyse électrochimique (électrolyse ou électro-réduction du CO<sub>2</sub>).

## La méthanation

La réaction de Sabatier découverte en 1897 permet de produire du méthane CH<sub>4</sub> et de l'eau H<sub>2</sub>O à partir de dioxyde de carbone CO<sub>2</sub> et d'hydrogène H<sub>2</sub> à pression et températures élevées (10 à 15 bar et 300 à 400 °C). Elle a été développée industriellement au 20<sup>e</sup> siècle pour la production d'ammoniac et pour la conversion de charbon en gaz de synthèse. Ce processus est également appelé hydrogénation du CO<sub>2</sub> en méthane ou méthanation du CO<sub>2</sub>. La méthanation catalytique se produit en présence de catalyseurs métalliques, notamment à base de nickel (le plus utilisé en raison de sa sélectivité élevée et de son faible coût), de ruthénium et de rhodium. Elle a une maturité élevée (TRL 8).

Selon Evolen, les rendements de conversion de l'électricité en e-méthane se situent entre 48 % et 52 % PCI (pouvoir calorifique inférieur) en utilisant des électrolyseurs alcalins ou PEM. A horizon 2030, les améliorations sur ce type d'électrolyseurs ainsi que le déploiement des électrolyseurs à oxyde solide (SOEC, Solid Oxide Electrolysis Cell en anglais) permettraient d'atteindre des rendements de 61-66 %. Le meilleur rendement serait obtenu dans le cas d'un électrolyseur SOEC couplé à un réacteur de méthanation catalytique dont la production de vapeur haute température (350°C) alimente l'électrolyseur. La valorisation de la chaleur dégagée par la réaction de méthanation permet dans tous les cas de gagner en rendement

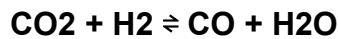
---

<sup>9</sup> En tenant compte d'une énergie de 2,22 MWh pour extraire une tonne de CO<sub>2</sub> de l'atmosphère (selon l'IEA S-DAC) et d'une énergie massique de 46 700 000 J/Kg (pouvoir calorifique supérieur – PCS –) ou encore 130 MWh par tonne de carburant de synthèse, il faut donc consacrer 2,22 \* 3,1 MWh, soit environ 5% de l'énergie produite.

(environ +25 % dans le cas d'électrolyseurs alcalins ou PEM et +15 % dans le cas d'électrolyseurs SOEC qui valorisent déjà une partie de la chaleur).

### **La réaction réversible du gaz à l'eau (RWGS)**

A partir de CO<sub>2</sub> extrait de l'atmosphère et l'hydrogène produit par électrolyse qui produit, l'étape suivante pour les e-carburants consiste à produire du monoxyde de carbone CO selon deux procédés envisageables, principalement par le procédé Reverse Water Gas Shift RWGS (réaction réversible du gaz à l'eau) qui fait réagir du CO<sub>2</sub> avec un excès d'hydrogène H<sub>2</sub> à haute température (600-900°C) et qui conduit à un mélange de CO et de H<sub>2</sub> :



La réaction RWGS est endothermique. Elle est mature (TRL 7-8).

Une voie alternative est la co-électrolyse réalisée dans un électrolyseur haute température de type SOEC qui produit directement le mélange CO et H<sub>2</sub> à partir d'eau et de CO<sub>2</sub>. Cette technologie reste à démontrer (TRL < 7).

### **Fischer-Tropsch**

La production des e-carburants paraffiniques s'effectue par la synthèse Fischer-Tropsch ou par la synthèse d'alcools (méthanol, éthanol, ...). Le procédé Fischer-Tropsch (FT) produit des hydrocarbures paraffiniques, oléfiniques et des oxygénés à partir de gaz de synthèse (mélange de monoxyde de carbone CO et d'hydrogène H<sub>2</sub>). Le choix du catalyseur (phases métalliques à base de cobalt ou de fer) et des conditions opératoires (pression modérée 15-30 bar, températures entre 210 et 350°C selon le catalyseur, ratio H<sub>2</sub>/CO entre 0.5 et 2.5, ...), la réaction FT peut être orientée pour produire un brut de synthèse majoritairement paraffinique, selon la réaction suivante :



avec :

- n : nombre d'atomes de carbone dans la molécule d'hydrocarbure
- H<sub>2</sub> : molécule d'hydrogène, 2n+1 fois pour équilibrer la réaction
- CO : monoxyde de carbone, n fois pour équilibrer la réaction
- H<sub>2</sub>O : molécule d'eau, 2n fois
- C<sub>n</sub>H<sub>2n</sub> : molécule d'hydrocarbure avec n atomes de carbone et 2n atomes d'hydrogène

La synthèse Fischer-Tropsch est exothermique et la chaleur dégagée permet de générer de la vapeur. L'effluent de la synthèse Fischer-Tropsch sera ensuite post-traité catalytiquement avec de l'hydrogène pour éliminer les oléfines et les composés oxygénés et obtenir les propriétés à froid du kérosène et du gazole et ajuster la proportion relative de gazole/naphta ou de kérosène/naphta.

Le procédé Fischer-Tropsch est une technologie mature (TRL 9) déjà largement utilisée pour la production de gaz de synthèse à partir de gaz naturel ou de charbon ou aussi à partir de la biomasse par gazéification. Elle est directement transposable à la production d'électro-carburants.

Une alternative à la synthèse FT est la synthèse directe de paraffines par réaction du CO<sub>2</sub> avec l'hydrogène (CO<sub>2</sub>-FT) globalement exothermique. Cette approche est en cours de développement (TRL <4).

Qui plus est, les installations pétrolières et gazières sont implantées dans les ports ou sur le littoral : les sites actuels pourraient être menacés par la montée du niveau de l'océan et il pourra être nécessaire de les déplacer<sup>10</sup>.

## La catalyse électrochimique

Ou encore électrolyse ou électroréduction du CO<sub>2</sub>. Principe : réduction électrochimique du CO<sub>2</sub> sur une électrode (souvent un catalyseur métallique) alimentée par de l'électricité avec les réactifs :

- CO<sub>2</sub> (gazeux ou dissous dans l'eau)
- Électricité (potentiel électrique appliqué)

Les produits possibles :

- CO
- HCOOH (acide formique)
- CH<sub>4</sub> (méthane)
- C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> (éthylène), CH<sub>3</sub>CH<sub>2</sub>OH (éthanol), acétate, etc.

Les conditions :

- Température ambiante à 60 °C
- Milieu aqueux ou solide humidifié (membrane ionique)
- Pression atmosphérique ou modérée

Les avantages :

- Ne nécessite aucune chaleur externe
- Compatible avec les énergies renouvelables intermittentes (PV, éolien)
- Permet une miniaturisation ou un fonctionnement modulaire (par électrolyseurs empilables)

Les inconvénients :

- Rendements encore limités (40–60 % selon produit)
- Sélectivité difficile pour les produits à plus de 2 atomes de carbone
- Maturité technologique faible (TRL 4–6 selon procédé)

### Comparatif synthétique

Critère	Électroréduction CO <sub>2</sub>	Catalyse thermique (Sabatier, FT, RWGS)
Besoin en chaleur	✗ Non	☑ Oui, température élevée requise
Besoin en électricité	☑ Oui	☑ Oui (pour l'H <sub>2</sub> + chaleur externe)
Température de fonctionnement	~25–60 °C	250–800 °C selon procédé
Produits	CO, CH <sub>4</sub> , HCOOH, alcools, etc.	CH <sub>4</sub> , CO, hydrocarbures liquides
Flexibilité (PV/éolien)	☑ Oui, très bonne	Moyenne (inertie thermique)
Maturité industrielle	Moyenne (TRL 4–6)	Élevée (TRL 8–9)
Taille minimale des installations	Petits modules possibles	Plutôt installations industrielles

Comparaison : électrolyse du CO<sub>2</sub> vs catalyse thermique (Sabatier, FT, RWGS)

### Autre tableau comparatif – Catalyse thermique vs Électro-réduction du CO<sub>2</sub>

Critère	Catalyse thermique	Électrochimie (électrolyse du CO <sub>2</sub> )
Principe	Réaction du CO <sub>2</sub> avec H <sub>2</sub> sur catalyseur à haute température	Réduction directe du CO <sub>2</sub> en phase aqueuse ou solide
Sources d'énergie	Chaleur + H <sub>2</sub> (souvent issu d'électrolyse ou de reformage)	Électricité (souvent renouvelable ou nucléaire)

<sup>10</sup> Voir le cahier *Le littoral*.

Conditions opératoires	Température 200–500 °C Pression 10–50 bars	Température ambiante à 80 °C Pression atmosphérique
Catalyseurs utilisés	Métaux : Ni, Cu, Fe, Co, Ru...	Métaux : Cu, Ag, Sn, In, Bi, Pd...
Milieu réactionnel	Gaz ou liquide	Milieu aqueux, parfois avec membrane
Produits principaux	CH <sub>4</sub> (méthane), CH <sub>3</sub> OH (méthanol), C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> OH (éthanol), CO	CO, HCOO <sup>-</sup> (formate), CH <sub>3</sub> OH, C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> OH, acétate, hydrocarbures
Efficacité énergétique	40–60 % (mais dépend de la source de H <sub>2</sub> )	30–65 % selon technologie (AEC, PEM, SOEC)
Sélectivité des produits	Difficile à moduler (souvent plusieurs sous-produits)	Variable selon électrode, potentiel, pH
Évolutivité industrielle (TRL)	Très élevée (ex. Sabatier, Fischer-Tropsch)	Moyenne à faible (technologies en développement)
Avantages	Technologie mature Fortes productions Réacteurs éprouvés	Conditions douces 100 % électrique Possibilité de modularité
Inconvénients	Besoin d'H <sub>2</sub> Chaleur → besoin de cogénération Moins flexible	Catalyseurs encore instables Rendement à optimiser
Exemples d'applications	Méthanation (Sabatier), e-méthanol, carburants synthétiques	e-formate, e-éthanol, syngas électrochimique, CO <sub>2</sub> →CO

#### Remarques :

- La catalyse thermique convient mieux à des installations de grande échelle, avec un accès à de la chaleur (ex. SMR, nucléaire, cogénération).
- L'électrochimie est plus adaptée à une intégration modulaire, locale, couplée à des sources électriques renouvelables intermittentes.
- Les deux peuvent être complémentaires dans une chaîne « Power-to-X », selon le site, l'échelle et le type de produit visé.

L'électrolyse du CO<sub>2</sub> est l'équivalent fonctionnel sans chaleur des procédés thermiques. Elle est plus indiquée dans un contexte sans apport thermique, typiquement dans :

- les installations 100 % renouvelables (pas de RNR ou de cogénération),
- les zones décentralisées ou insulaires,
- les projets pilotes modulaires ou urbains.

Note : dans les procédés d'électrolyse ou d'électroréduction du CO<sub>2</sub>, atteindre 60 °C (ou une température voisine) est souvent optimal, et cela peut être fait par simple chauffage électrique, si de l'électricité est disponible. Pourquoi chauffer à ~60 °C ? Voici les raisons principales :

1. Amélioration de la cinétique des réactions : une température légèrement supérieure à l'ambiante (40–60 °C) augmente la vitesse des réactions électrochimiques et réduit certaines pertes ohmiques ou de concentration dans la cellule.
2. Réduction de la résistance des membranes : les membranes ioniques (PEM, AEM) sont plus conductrices à température modérée, ce qui améliore le rendement global.
3. Stabilité du catalyseur : certains catalyseurs électrochimiques ont un point de fonctionnement idéal dans cette plage de température, assurant un meilleur compromis entre activité et longévité.

Comment chauffer ?

- Par effet Joule via une résistance ou un système de chauffe intégré à la cellule ou au circuit de fluide.
- Par récupération de la chaleur fatale d'autres étapes du procédé (électrolyse de l'eau, redresseurs, onduleurs, compresseurs, etc.).

Ce chauffage est modeste (quelques dizaines de degrés) et peut facilement être fourni électriquement, surtout si on utilise déjà une source d'électricité renouvelable. Ce n'est pas comparable à un besoin thermique élevé (comme dans les procédés Sabatier ou FT à

>250 °C), donc cela ne justifie pas une source thermique dédiée comme un réacteur nucléaire ou une chaudière.

## L'environnement

### Risque de fuite et de pollution (méthane)

### La distribution

Chaque filière sera tributaire à la fois de la production de carburants en amont ainsi que des matériaux utilisés, des réseaux de distribution (station essence reconverties pour les e-carburants, bornes de rechargement pour la voiture électrique, réseau de stations hydrogènes actuellement embryonnaires... Sécurité : risques d'explosion, d'incendie,

Les carburants gazeux prennent d'autant moins de place qu'ils sont comprimés, à charge de compliquer le réservoir.

Les innovations en cours et la course à l'optimisation des procédés ne permettent pas de déterminer facilement quel carburant émergera de toutes ces possibilités, ce qui est d'autant plus difficile avec les possibilités d'hybridation entre les filières sont multiples : hydrogène et batteries électro-chimiques, essence-air comprimé... (comme pour l'énergie, il est opportun de considérer les monofilières avant d'hybrider, l'équivalent du remixage).

### Les rendements

A partir de ces résultats, il est possible de calculer la quantité globale d'e-carburant (ramenés à e-diesel et e-méthane) et la quantité d'électricité nécessaire pour les produire en tenant compte du rendement énergétique du procédé de production. Dans la mesure où le remplacement porte sur le carburant, il s'agit d'un rendement entre l'électricité et le carburant livré à la pompe pour l'utilisateur (dans la terminologie en anglais : well-to-tank), sans tenir compte du rendement (tank-to-wheel dans la terminologie en anglais).

En considérant de l'évolution technologique en cours, ces rendements seront considérés pour 2030<sup>11</sup> :

e-carburant		e-diesel	e-méthane
Actuel [2020]	Procédé	[PEM]	
	Marge	43 - 51%	48-52%
Futur [2030]	Procédé	[SOEC]	
	Marge	55 - 66%	61 - 66%
	Retenu pour calculs	60%	64 %
DAC		95%	95%
Total (well-to-tank)		57 %	61 %

**Tableau 3 – Rendements de production des e-carburants, e-diesel et e-méthane.**

Le rendement de 44 % de Transport et environnement est amélioré de 44 % à 57 % en tenant de l'évolution technologique en cours. Sans cette prise en compte, il y aurait lieu de comparer 44 % et 45 %, soit une bonne concordance.

<sup>11</sup> Source Evolen.

## Les coûts

Les coûts de production des carburants de synthèse, capital et exploitation, sont actuellement prohibitifs comparativement à celui des carburants fossiles. Dans la mesure où ils seront développés à grande échelle, ces coûts tendront à diminuer, tout en restant élevés selon diverses projections. Par exemple :

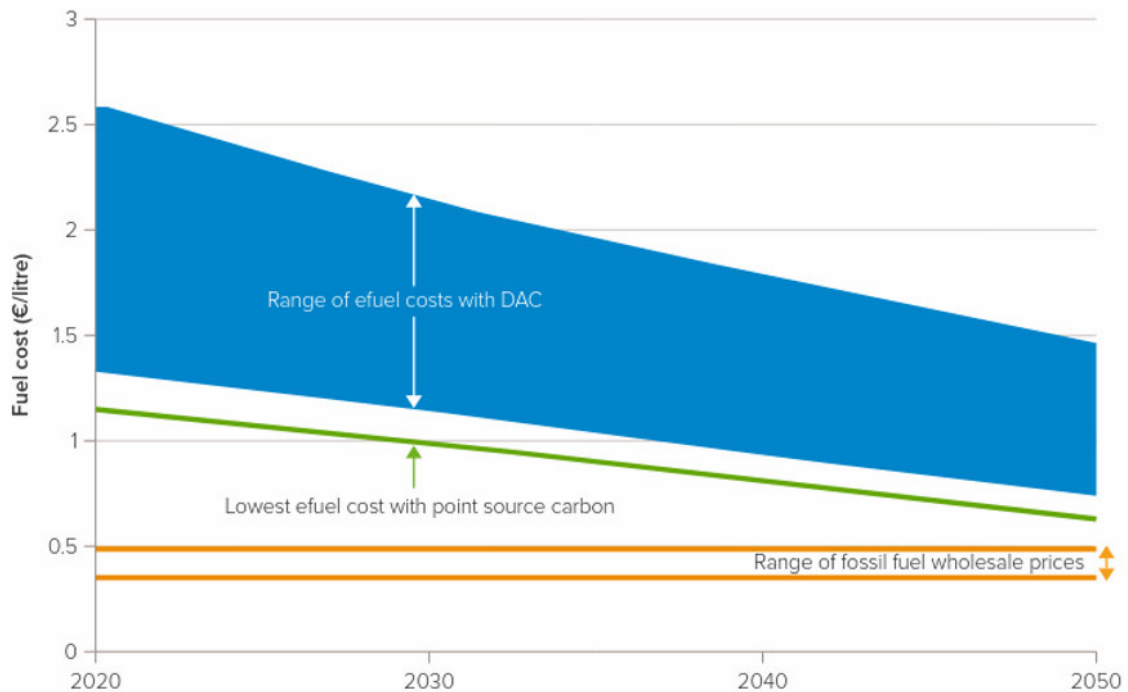


Figure 9 - Efuel cost forecasts<sup>12</sup>.

Le ministère de l'énergie allemande<sup>13</sup> envisage des baisses significatives de coûts de capital pour les briques technologiques nécessaire à la production (électrolyse, méthanation, capture directe de gaz à effet de serre depuis l'atmosphère) sauf pour le procédé Fischer-Tropf. Et des évolutions de coûts d'exploitation comparables.

<sup>12</sup> The Royal Society, *Sustainable synthetic carbon based fuels for transport – Policy Briefing*, 2019 (royalsociety.org)

<sup>13</sup> Une synthèse sur ce sujet : *Powerfuels in a Renewable Energy World – Global Volumes, Costs, and Trading 2030 to 2050*, dena (German Energy Agency), 2020 ([https://www.powerfuels.org/test/user\\_upload/Global\\_Alliance\\_Powerfuels\\_in\\_a\\_Renewable\\_Energy\\_World\\_final.pdf](https://www.powerfuels.org/test/user_upload/Global_Alliance_Powerfuels_in_a_Renewable_Energy_World_final.pdf))

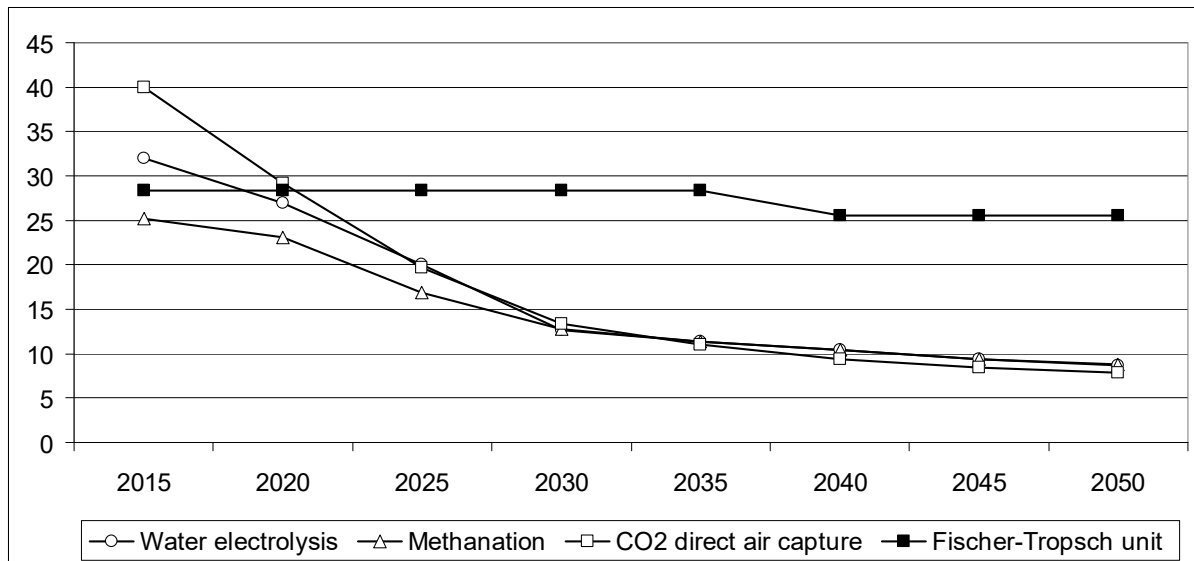


Figure 10 – Coûts de production pour différents procédés de production d'électro-carburants (€/kWh)

## La diversification

L'électro-raffinerie utilisant l'hydrogène et le carbone sous sa forme dioxyde de carbone capté de l'atmosphère ou de l'océan pourra produire les substituts de base aux carburants actuel : e-essence, e-gazole, e-kerosene et e-methane. Une vaste gamme d'autres produits ou matières pourront aussi être produits en substitut d'autres produits issus de la pétrochimie et utilisable par l'industrie et autre secteurs économiques, tout en s'inscrivant dans une logique circulaire et décarbonée.

## Autres carburants de substitution

Produits pour la mobilité, avec pouvoir calorifique élevé.

Produit	Réaction-type	Usage
Méthane (CH <sub>4</sub> )	$\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$ (Sabatier)	Gaz naturel synthétique (SNG)
Méthanol (CH <sub>3</sub> OH)	$\text{CO}_2 + 3\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2\text{O}$	Carburant, solvant, base chimique
Essence synthétique	via méthanol ou Fischer-Tropsch	Mobilité (moteurs essence)
Diesel synthétique	$\text{CO} + \text{H}_2 \rightarrow$ alcanes lourds	Mobilité (diesel)
Kérosène synthétique	via Fischer-Tropsch ou méthanol	Aviation durable (SAF)

## Produits chimiques de base

En substitution à la pétrochimie classique.

Produit	Usage
Méthanol	Point d'entrée vers plastique, solvants, colles, formaldéhyde...
Éthanol	Solvant, carburant (E85), base chimique
Acide acétique	Vinaigre, chimie fine
Olefines (éthylène, propylène)	Plastiques (PE, PP), résines

## Matériaux et polymères

Produits de base pour l'industrie des matériaux.

Produit	Voie	Usage
Polyols, polyesters	via CO <sub>2</sub> ou méthanol	Plastiques, mousses, fibres textiles
Graphène / nanotubes de carbone	électrolyse de CO <sub>2</sub> (en R&D)	Électronique, stockage énergie

## Gaz techniques

Utiles dans l'industrie ou la santé.

Gaz	Usage
Oxygène (O <sub>2</sub> )	Sous-produit valorisable (santé, sidérurgie)
Hydrogène (H <sub>2</sub> )	Réactif ou carburant
CO (monoxyde de carbone)	Intermédiaire pour Fischer-Tropsch

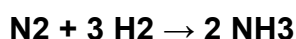
## Applications spécifiques émergentes

Domaine	Produit issu de l'électro-raffinerie
Construction	Carbone solide pour béton (carbonatation), polymères
Textile / plasturgie	Fibres synthétiques biosourcées
Médicaments / cosmétique	Solvants organiques verts

## Les engrais azotés

L'électro-raffinerie pourra être adaptée à la production d'engrais, et notamment d'engrais azotés — un axe prometteur dans le contexte de la décarbonation de l'agriculture. Elle consiste à produire de l'ammoniac (NH<sub>3</sub>), base des engrais azotés : l'urée (CO(NH<sub>2</sub>)<sub>2</sub>), le nitrate d'ammonium (NH<sub>4</sub>NO<sub>3</sub>) et le sulfate d'ammonium ((NH<sub>4</sub>)<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>)

Il faut alors extraire de l'azote (N<sub>2</sub>) de l'air par séparation cryogénique, membranes, ou adsorbants (PSA). La synthèse de l'ammoniac peut avoir lieu par le procédé Haber-Bosch classique ou en version électro-catalytique (en développement) selon la réaction :



On peut ainsi produire de l'ammoniac, puis de l'urée (NH<sub>3</sub> + CO<sub>2</sub> → urée) ou des engrais nitrés. Le Haber-Bosch électrifié (sans gaz fossile) est déjà testé industriellement (Yara, Fertiberia, CF Industries...). Des procédés directs d'électro-réduction de l'azote en ammoniac existent, mais sont encore peu efficaces (rendement <10%).

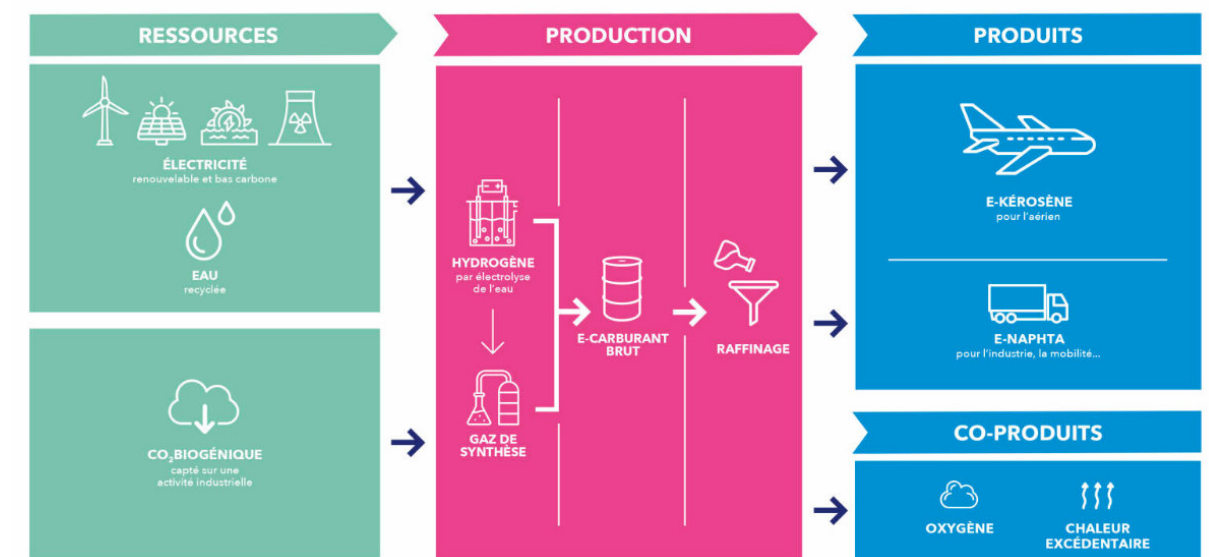
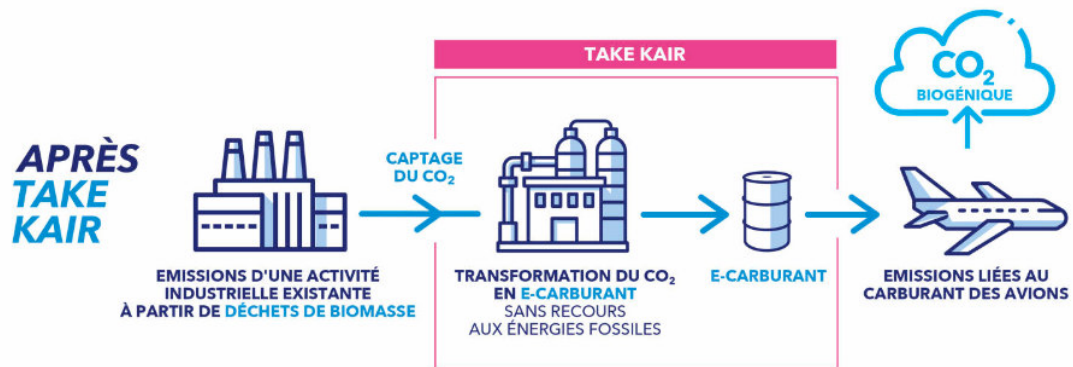
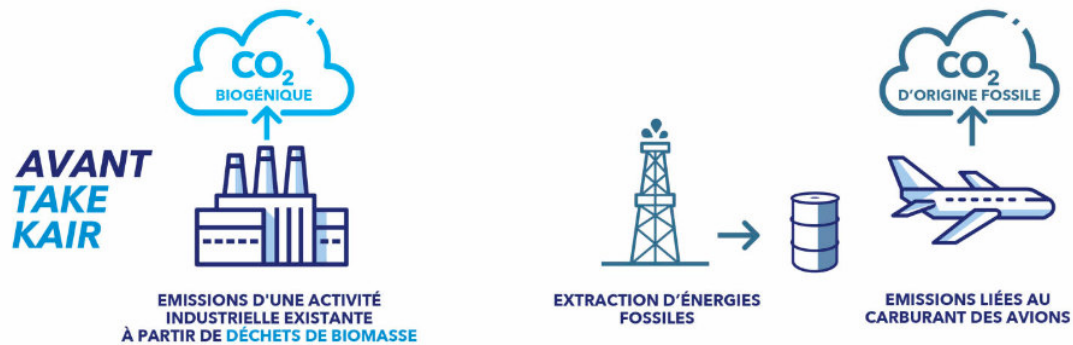
Produit	Procédé	Usage
Ammoniac (NH <sub>3</sub> )	H <sub>2</sub> + N <sub>2</sub>	Base des engrais azotés
Urée (NH <sub>2</sub> ) <sub>2</sub> CO	NH <sub>3</sub> + CO <sub>2</sub>	Fertilisation agricole
Nitrate d'ammonium	NH <sub>3</sub> + HNO <sub>3</sub>	Fertilisation, explosifs

Cette possibilité est mentionnée pour mémoire : il existe des procédés agricoles ne nécessitant pas d'engrais : voir l'agriculture durable à bas de trèfle blanc selon le procédé mis en évidence par André Pochon et porté aujourd'hui par le CEDAPA près de Saint-Brieuc.

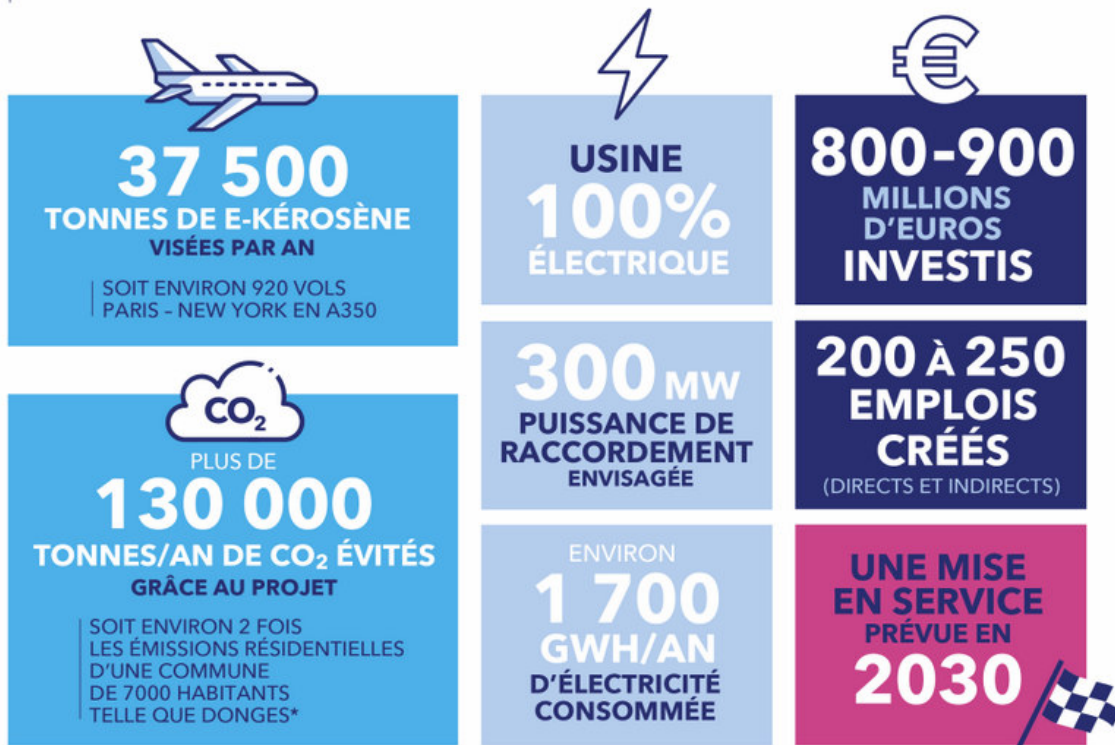
## Les expérimentations : Take Kair à Saint-Nazaire

Take Kair est un projet innovant de construction et d'exploitation à l'horizon 2030 d'une usine de production de e-carburants, principalement à destination de l'aviation. Elle sera construite à Donges, sur le domaine portuaire de Nantes Saint-Nazaire.

Dans le contexte actuel de transition énergétique, le e-kérosène fait partie des solutions pour limiter les émissions de CO<sub>2</sub> et contribuer à lutter contre le réchauffement climatique.



## LES CHIFFRES CLÉS DU PROJET



<https://www.takekair-concertation.fr/>

## L'installation

L'intégration consiste à associer la source d'énergie, l'électrolyse, la captation de carbone et l'électro-raffinerie proprement dit de façon à optimiser les processus. Cette intégration s'effectuera selon deux contextes géographiques différents : côtiers (utilisant le DOC) et terrestre utilisant le DAC). Les deux sources d'énergie sont à distinguer selon que l'on dispose chaleur (énergie nucléaire) ou non (énergie renouvelables).

Energie	Renouvelables (éolien, photovoltaïque)		Nucléaire (RNR 4G SMR)	
	Terrestre	Côtier	Terrestre	Côtier
Carbone	DAC	DOC	DAC	DOC
Electrolyse	AEC (autres)	AEC (autres)	AEC (autres)	AEC (autres)
Dessalement	-	RO	-	MED / MSF

## L'énergie renouvelable

Soit l'éolien et le photovoltaïque.

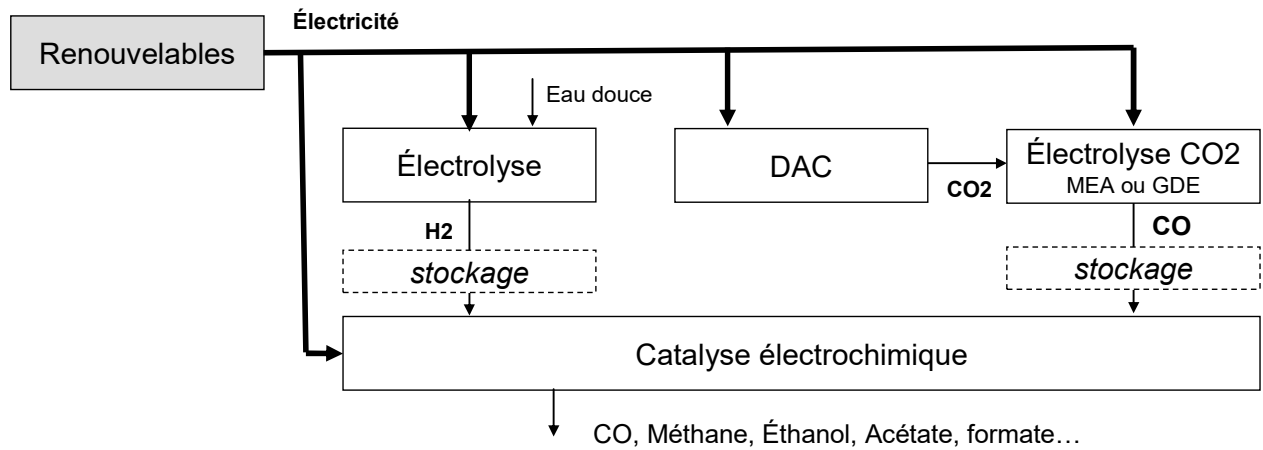
### L'installation terrestre (DAC)

L'énergie renouvelable présente l'avantage d'être une source propre, compatible avec les objectifs climatiques. Elle présente plusieurs contraintes :

- Une variabilité forte qui induit la nécessité du stockage (batteries, hydrogène, etc.).
- Pas de chaleur disponible : électrolyse purement électrique, donc rendement modéré (~60–65 %).
- Nécessité de transporter l'eau douce vers le site pour l'électrolyse.

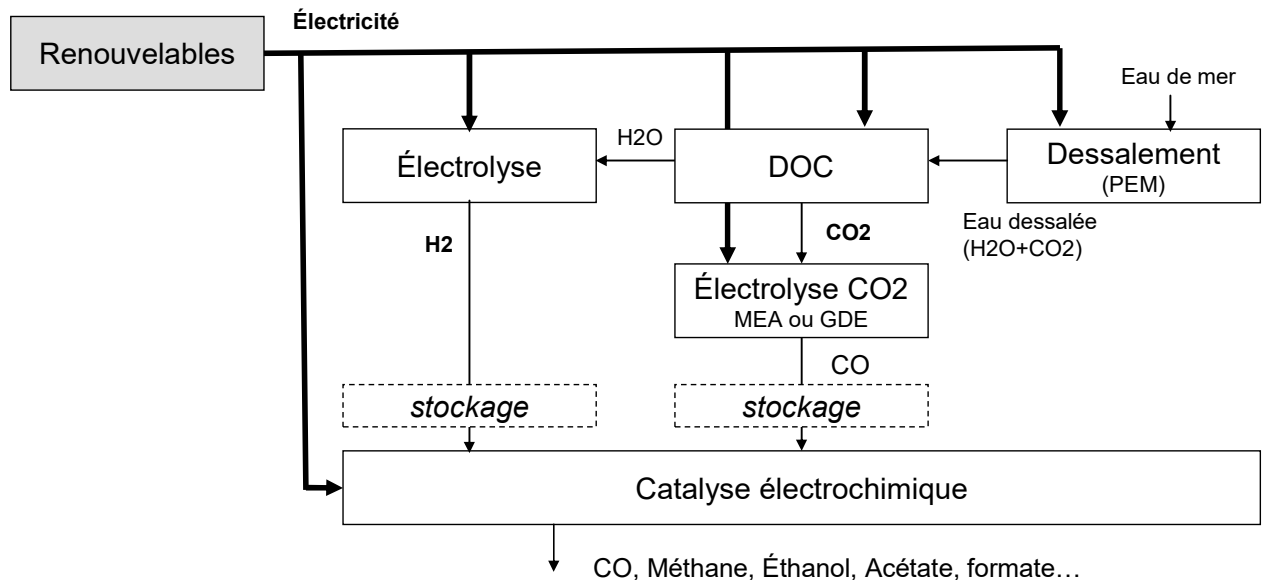
Le rendement global estimé :

- Captage CO<sub>2</sub> (DAC) : très énergivore (~1,5–2 MWh/tCO<sub>2</sub>).
- Électrolyse : ~50 kWh/kg H<sub>2</sub>
- Coût élevé, mais décarboné.



## L'installation côtière

Avec dessalement de l'eau de mer et DOC.



## Les bilans énergétiques

Produit synthétique	e-méthane	e-essence	e-gazole	e-kérosène
Formule chimique	CH <sub>4</sub>	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	C <sub>12</sub> H <sub>26</sub>	C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>

Masse de CO <sub>2</sub> requise (kg/t)	7.56	8.49	8.54	8.52
Masse de H <sub>2</sub> requise (kg/t)	8.0	16.0	24.0	20.0
Énergie électrique consommée (MWh/t)	6.0	15.0	17.0	16.0
Énergie de sortie (PCI, MWh/t)	14.0	12.0	12.5	12.3
Rendement global estimé (%)	233.3	80.0	73.5	76.9

Ci-dessus un tableau synthétique des flux massiques et énergétiques pour une électro-raffinerie basée sur la catalyse électrochimique, produisant différents carburants synthétiques (e-fuels) :

- Masse de CO<sub>2</sub> requise : quantité de dioxyde de carbone nécessaire par tonne de carburant produit.
- Masse de H<sub>2</sub> requise : quantité d'hydrogène utilisée.
- Énergie électrique consommée : électricité requise pour les réactions électrochimiques.
- Énergie de sortie (PCI) : énergie contenue dans les carburants synthétiques produits.
- Rendement global estimé : ratio entre l'énergie contenue dans le carburant et l'énergie électrique utilisée.

## Les bilans financiers

Carburant synthétique	e-méthane	e-essence	e-gazole	e-kérosène
<b>Catalyse thermique (nucléaire RNR 4G) - Coût total (\$/MWh)</b>	<b>80</b>	<b>120</b>	<b>125</b>	<b>130</b>
Thermique - Electricité utilisée (MWh/t)	5.5	7.8	8.1	8.3
Thermique - Chaleur utilisée (MWh/t)	3.5	4.2	4.5	4.6
Thermique – CO <sub>2</sub> utilisé (t/t)	2.75	3.1	3.2	3.3
Thermique – H <sub>2</sub> O utilisée (t/t)	4.1	5.8	6.0	6.2
<b>Catalyse électrochimique (SOEC) - Coût total (\$/MWh)</b>	<b>95</b>	<b>135</b>	<b>140</b>	<b>145</b>
Electrochimique - Electricité utilisée (MWh/t)	8.8	10.5	10.8	11.2
Electrochimique - Chaleur utilisée (MWh/t)	1.0	1.2	1.3	1.4
Electrochimique – CO <sub>2</sub> utilisé (t/t)	2.75	3.1	3.2	3.3
Electrochimique – H <sub>2</sub> O utilisée (t/t)	4.1	5.8	6.0	6.2

## L'énergie nucléaire

Il existe plusieurs technologie de réacteur nucléaire et de format : nous considérons ici un parc de réacteur à neutrons rapides (RNR) de 4<sup>ème</sup> génération (4G) au format petit réacteur modulaire (Small Modular reactor –SMR).

Dans un système couplant un réacteur nucléaire de 4<sup>e</sup> génération (RNR 4G) à haute température (500–600 °C) avec une électro-raffinerie, la chaleur suit ce circuit typique de valorisation de la chaleur :

Le réacteur produit de la chaleur primaire RNR (500–600 °C) qui est injectée dans une turbine de conversion (cycle Brayton ou Rankine) qui convertit une partie de la chaleur en électricité

(avec un rendement typique de 30–50 %), ce qui fait baisser la température du fluide caloporteur (ex. de 600 °C à 350–400 °C en sortie de turbine).

La chaleur résiduelle en sortie de turbine est utilisée pour les procédés endothermiques :

- RGWS (Reverse Water Gas Shift) à 400–500 °C,
- Sabatier ou Fischer-Tropsch à 250–350 °C.

Le bilan thermique : la turbine consomme une partie de l'exergie de la chaleur à haute température pour produire de l'électricité. La chaleur résiduelle à moyenne température est ensuite valorisée directement dans les catalyses thermiques. Cela permet une utilisation en cascade de la chaleur nucléaire, optimisant son rendement global.

La chaleur passe donc dans la turbine, y perd une partie de son énergie (convertie en électricité). La température baisse ensuite à un niveau optimal pour alimenter les catalyseurs thermiques (RGWS, Sabatier, FT). Cela évite de devoir retransformer de l'électricité en chaleur.

En effet, dans une électro-raffinerie alimentée par chaleur nucléaire (RNR 4G, 500–600 °C), l'optimisation de l'utilisation de la chaleur par cascade thermique (RGWS → Sabatier → Fischer-Tropsch) est une clé d'efficacité. Dans un étage, la chaleur consommée utile vaut :

$$\text{Capacité thermique} \times \Delta T \text{ utile} \times \text{masse}$$

ou en approche simplifiée :

$$\text{Énergie} = \text{PCS} \times \Delta T / T_{\text{max}}$$

Avec PCS : pouvoir calaorifique supérieur (en l'occurrence, de l'eau)

On peut établir :

Procédé	T° entrée	T° sortie	ΔT utile	Chaleur (MWh/t)
RGWS	550 °C	450 °C	100 K	0,8
Sabatier	450 °C	350 °C	100 K	0,6
Fischer-Tropsch	350 °C	250 °C	100 K	1,1

Ces chiffres sont indicatifs : les températures exactes varient selon les catalyseurs et conditions de fonctionnement.

En RNR, la chaleur est disponible à haute température, mais chaque usage à température plus basse doit être réfléchi pour éviter de « gâcher » de la chaleur noble. Cela permet aussi de calculer le rendement exergetique (utilisation efficace de la qualité de l'énergie).

## La chaleur et le DOC

Le CO<sub>2</sub> dissous dans l'eau de mer (sous forme de H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>, CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>) se libère plus facilement sous forme gazeuse à pH acide et/ou à température élevée (80–120 °C).

Certains procédés thermiques (ex. : amines ou membranes chauffées) permettent une régénération plus facile des adsorbants ou des solutions.

Comparaison rendement : DOC avec chaleur vs sans chaleur

Paramètre	DOC thermique (avec chaleur)	DOC électrochimique (sans chaleur)
Température	80–120 °C	20–40 °C
Source d'énergie	Chaleur + électricité	Électricité uniquement
Rendement global	Assez bon (rendement CO <sub>2</sub> > 60 %)	Moins bon (40–50 % actuellement)
Maturité	Moyenne	En cours de développement
Avantages	Bonne synergie avec SMR/RNR	Compatible avec renouvelables
Inconvénients	Besoin de chaleur, donc nucléaire/fossile	Moins efficace, électrodes à renouveler

## La chaîne de chaleur

En pratique, le RNR produit de la chaleur très bien valorisable selon une chaîne thermique en cascade :

- 600 °C → RGWS
- 400 °C → Sabatier
- 250 °C → Fischer–Tropsch avec :
  - Haute température T (300–350 °C) → produits légers (méthane, essence synthétique).
  - Basse température (200–250 °C) → produits lourds (carburants liquides)
- 100–150 °C → DOC / dessalement thermiques
- 60 °C : Réchauffement utilitaire, Chauffage local, préchauffage de fluides...

## L'électrolyse

Il est possible et particulièrement pertinent de mettre en place une électrolyse SOEC (Solid Oxide Electrolysis Cell) en couplage avec un réacteur nucléaire rapide de 4e génération (RNR 4G), notamment au format SMR fonctionnant à 500–600 °C. C'est un des cas d'usage idéaux envisagés pour ce type d'électrolyse à haute température.

Avantages du couplage SOEC + RNR 4G :

Critère	Détail
Compatibilité thermique	SOEC fonctionne de manière optimale à 700–850 °C, mais peut être amorcée dès 500–600 °C, donc très compatible avec la chaleur produite par un RNR 4G.
Rendement élevé	Rendement supérieur à 80 % PCI (voire 85 % théorique) grâce à l'apport de chaleur qui remplace une partie de l'électricité nécessaire.
Moins d'électricité consommée	L'apport thermique réduit la part d'énergie électrique à fournir pour dissocier l'eau (ou le CO <sub>2</sub> ), ce qui est stratégiquement avantageux dans un système électrique tendu.
Production conjointe H <sub>2</sub> + CO (co-électrolyse)	Le SOEC permet la co-électrolyse de vapeur d'eau et de CO <sub>2</sub> → production directe de syngas (H <sub>2</sub> + CO), utile pour la synthèse Fischer-Tropsch ou méthanation.
Stabilité dans un contexte nucléaire	Pas de nécessité de variation rapide de charge comme dans le photovoltaïque ou l'éolien → le SOEC apprécie une charge constante, compatible avec une source nucléaire stable.

Inconvénients et limites :

Limite	Détail
Moins flexible que PEM ou AEM	Le SOEC est moins adapté à des variations rapides de puissance, donc moins compatible avec des énergies renouvelables variables.
Technologie encore en développement	TRL (niveau de maturité technologique) autour de 5 à 6, donc pas encore pleinement commercial.
Durée de vie des cellules	Usure accélérée par les cycles thermiques et par les contraintes mécaniques à haute température.
Nécessite des matériaux céramiques résistants	Plus coûteux à produire et plus complexes à maintenir que les électrolyseurs basse température (PEM, AEM).

Comparaison avec PEM / AEM dans le contexte RNR 4G

Critère	SOEC	PEM	AEM
Température optimale	700–850 °C (possible dès 500 °C)	60–80 °C	60–80 °C
Source d'énergie principale	Chaleur + électricité	Électricité	Électricité
Besoin en matériaux rares	Non (céramique, Ni)	Oui (Pt, Ir)	Moindre
Rendement théorique	>80 %	55–65 %	60–70 %

Flexibilité	Faible (charge stable)	Élevée	Moyenne
Maturité technologique	Moyenne (TRL 5-6)	Élevée (TRL 9)	Moyenne (TRL 6-8)
Idéal pour	Couplage avec chaleur nucléaire ou industrielle	Couplage avec renouvelables variables	Renouvelables ou mixte

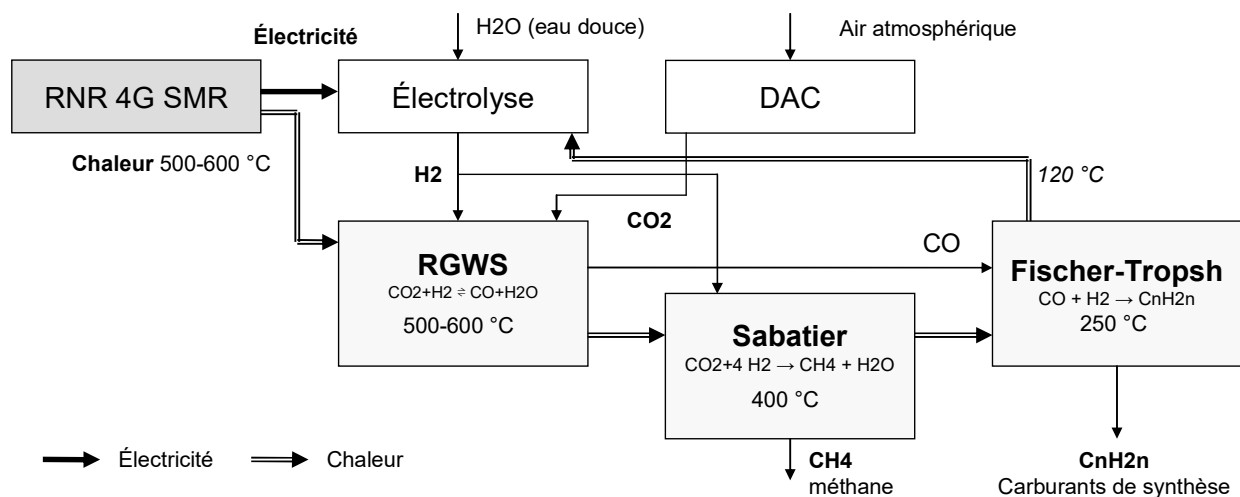
Dans un contexte nucléaire RNR 4G SMR, la SOEC est plus intéressante que PEM ou AEM à plusieurs égards :

- meilleure utilisation de la chaleur disponible (optimisation exergetique),
- efficacité énergétique accrue,
- production directe de syngas possible ( $H_2 + CO$ ),
- compatibilité avec un régime de puissance constant.

La mise en œuvre nécessitera toutefois un accompagnement technologique et des démonstrateurs, mais le couplage SOEC + RNR 4G est l'une des combinaisons les plus prometteuses pour la production massive et efficace d'hydrogène bas-carbone ou de carburants de synthèse.

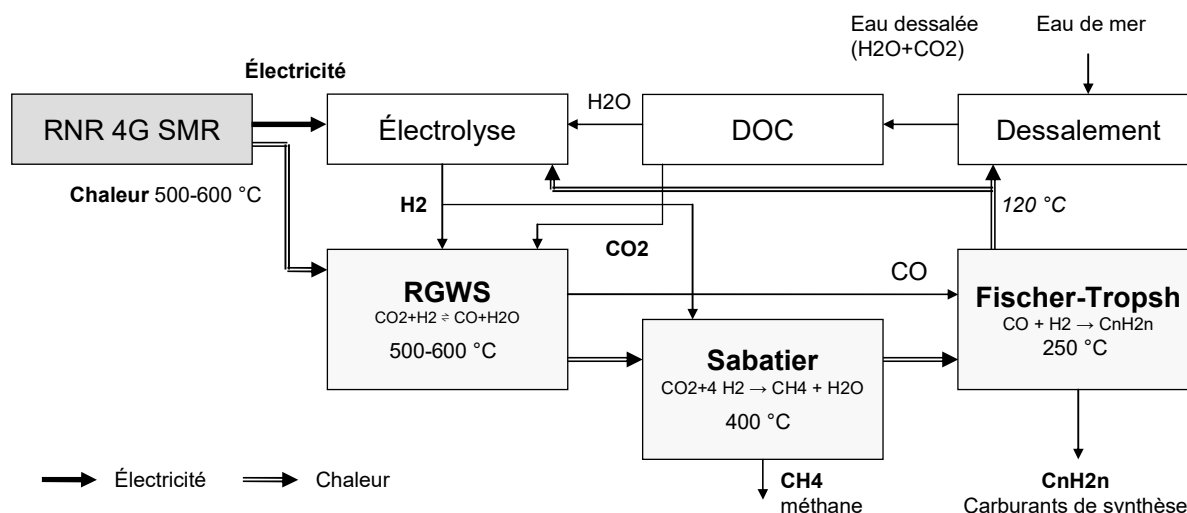
## L'installation terrestre

Voir si L-DAC possible chaleur



## L'installation côtière

On peut parler d'électro-raffinerie côtière thermique.



Le dessalement thermique (MED ou MSF) est très bien adapté à la chaleur résiduelle entre 70 et 120 °C. Il est efficace en lien avec une centrale nucléaire : continuité d’approvisionnement, stabilité thermique.

Le DOC (Direct Ocean Capture) fonctionne uniquement avec électricité, pas de chaleur selon un besoin faible à modéré en électricité : ~0,3–0,5 MWh/tCO<sub>2</sub>. Il nécessite par ailleurs un courant stable assuré par le nucléaire (moins avec éolien seul). Le DOC est lui-même optimisé avec un flux d’eau salée continu.

Le couplage « RNR – électrolyse – DOC – carburants – dessalement » est donc thermodynamiquement cohérent, technologiquement réaliste et optimisé énergétiquement, à condition de bien organiser les niveaux de température et de répartir la chaleur et l’électricité de façon ciblée.

Ce qui conduit à un système intégré à fort potentiel économique et environnemental, idéalement positionné pour une zone côtière industrialisée. Garder à l’esprit des contraintes : des enjeux de sûreté maritime (installation en zone sismique, tsunami ?), le refroidissement facile mais des rejets thermiques à surveiller.

## Le dimensionnement

Le dimensionnement de l’électro-raffinerie dépend de la consommation finale et de son évolution dans le futur qui conduiront à produire plus ou moins des matières premières (H<sub>2</sub>O, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub> et CO<sub>2</sub>) pour la consommation de ces carburants (e-methane, e-essence, e-gazole et e-kerosene sans considérer d’autres possibilité comme l’e-methanol...) et aussi de l’électricité. La valorisation de la chaleur produite sera toujours inférieure à l’optimum énergétique. Il y aura aussi lieu de surdimensionner pour encaisser des variations de consommation électrique (journalières, hebdomadaires, saisonnières). Les variations de consommation de carburants sont gérables par la constitution de stocks dans la mesure où ils ne sont pas à produire instantanément.

L’adjonction d’autres fonctions comme des produits industriels ou des engrais rendra cette optimisation encore plus complexe.

Carburant		e-méthane	e-essence	e-gazole	e-Kérosène
Procédé principal		Sabatier	Fischer-Tropsch	Fischer-Tropsch	Fischer-Tropsch
Formule chimique		CH <sub>4</sub>	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	C <sub>12</sub> H <sub>26</sub>	C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>

Réaction chimique simplifiée		$\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$	$n\text{CO} + 2n\text{H}_2 \rightarrow \text{C}_n\text{H}_{2n} + n\text{H}_2\text{O}$	$n\text{CO} + 2n\text{H}_2 \rightarrow \text{C}_n\text{H}_{2n} + n\text{H}_2\text{O}$	$n\text{CO} + 2n\text{H}_2 \rightarrow \text{C}_n\text{H}_{2n} + n\text{H}_2\text{O}$
H2 consommé	kg/t	500	160	160	160
CO2 consommé	kg/t	2 500	2 750	2 900	2 800
Électricité	MWh/t	5,5	5,8	6,0	6,2
Chaleur	MWh/t	1,8	2,5	2,7	2,6
T° entrée	°C	450	350	350	350
T° sortie	°C	350	250	250	250
$\Delta T$ utile	K	100	100	100	100
Chaleur pour RGWS	MWh/t	0,8	0,9	0,9	0,9
Chaleur pour catalyse	MWh/t	1	1,6	1,8	1,7

Lorsqu'on dispose d'un réacteur nucléaire RNR 4G de type SMR, la production d'énergie thermique et électrique est stable et prédictible, tandis que la demande en carburants de synthèse est variable, tant en quantité qu'en type (e-méthane, e-gazole, e-kérosène, e-essence). Cela implique de mettre en place une stratégie d'adaptation.

La flexibilité du dispositif, les contraintes et les leviers

Ce qui est stable :

- Production d'énergie thermique (500–600 °C) : continue et constante (base load).
- Production d'électricité : issue de la turbine, prévisible et contrôlable.
- Accès au CO<sub>2</sub> (DOC ou DAC) et à H<sub>2</sub>O : en flux régulé via capture ou dessalement.

Ce qui est variable :

- Demande finale en carburants : en fonction des usages (transport routier, aérien, maritime, etc.).
- Répartition entre les carburants : par saison, secteur, contexte géopolitique...

Les stratégies d'adaptation :

1. Modularité et redondance des chaînes de production : les chaînes Sabatier, Fischer-Tropsch, ou RGWS peuvent être échelonnées ou modulées individuellement. Si la demande en e-kérosène baisse, la chaîne FT peut être ralentie, et celle du méthane (Sabatier) intensifiée. La flexibilité accrue par l'usage de réacteurs parallèles plutôt qu'une ligne unique centralisée.
2. Stockage intermédiaire de CO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub> : Le système peut produire H<sub>2</sub> et capter du CO<sub>2</sub> en continu, même si leur usage en synthèse est différé. Cela permet de lisser la production des carburants selon la demande. Stocker le H<sub>2</sub> est techniquement possible (pression, cryogénie, LOHC...), mais coûteux. Le CO<sub>2</sub> peut être stocké sous pression modérée plus facilement à court terme.
3. Stockage ou revente d'énergie électrique : si la demande en carburants baisse fortement, l'électricité non utilisée peut être :
  - Réinjectée dans le réseau.
  - Stockée (batteries, hydrogène, STEP...).
  - Valorisée dans d'autres usages (chauffage urbain, électrification industrielle...).
4. Adaptation par surdimensionnement modéré : un léger surdimensionnement (10–20 %) de la capacité du RNR ou de l'électro-raffinerie permet :
  - De répondre aux pics de demande.
  - De compenser les indisponibilités ponctuelles.
  - De valoriser la chaleur excédentaire via cogénération ou dessalement.

Conclusion : dispositif semi-flexible à rendement optimal stable :

- Le réacteur SMR et ses infrastructures opèrent de manière stable à rendement optimal.

- Le stockage temporaire et la modularité des procédés assurent une souplesse suffisante.
- Un dimensionnement raisonné permet de concilier la production constante à coût marginal faible et une adaptabilité à une demande variable.

## La synergie avec la consommation d'électricité

La polyvalence des RNR 4G de type SMR (réacteurs rapides à neutrons de 4e génération au format petit réacteur modulaire) permet une optimisation globale du système énergétique, mais ne supprime pas totalement le besoin de surdimensionnement dans une électro-raffinerie intégrée.

Les atouts des SMR RNR 4G pour l'optimisation du système :

1. Cogénération flexible (élec + chaleur) : les RNR 4G produisent à la fois :
  - Électricité pour le réseau, l'électrolyse et les procédés électrochimiques ;
  - Chaleur à haute température (500–600 °C) pour les procédés endothermiques (RGWS, Sabatier, FT...).
 Cette cogénération permet d'adapter la répartition selon les besoins (ex. : plus de chaleur pour FT, plus d'élec pour électrolyse en journée).
2. Souplesse de modulation (load-following) : les SMR peuvent moduler leur puissance pour suivre la demande ou combler les intermittences des ENR (éolien/solaire). Cette capacité d'encaissement des variations de charge est précieuse pour stabiliser le réseau tout en maintenant la production thermique vers l'électro-raffinerie.
3. Effet de mutualisation : si le parc SMR alimente à la fois le réseau général et la production de carburants, il peut mieux lisser la charge selon la demande :
  - Pic de demande élec : priorité au réseau ;
  - Faible demande : surplus orienté vers électrolyse, stockage thermique, etc.

Mais pourquoi un surdimensionnement reste souvent nécessaire ?

1. Asymétrie des besoins thermiques et électriques : Les processus comme FT et RGWS ont des besoins thermiques continus. L'électrolyse dépend de l'électricité, souvent variable (réseau ou ENR). Donc, même avec un bon pilotage, il faut surdimensionner certains éléments (électrolyseurs, turbines, échangeurs) pour couvrir les pics et assurer la continuité.
2. Disjonction temporelle entre offre et demande : Le système doit anticiper des creux de demande réseau ou des surplus intermittents. Cela pousse à installer une capacité excédentaire en électrolyse pour absorber les surplus quand disponibles.
3. Dimensionnement de la chaîne en aval : Les unités de synthèse (Sabatier, FT, etc.) doivent fonctionner à température constante, peu adaptables aux fluctuations. Un surdimensionnement des sources amont (élec, chaleur) garantit leur stabilité.

La polyvalence électrique et thermique des SMR RNR 4G contribue à une optimisation fine du système global, particulièrement en association avec un réseau contenant des ENR intermittentes. Elle ne supprime pas le besoin de surdimensionner certains maillons de la chaîne (notamment électrolyseurs, capacités de stockage thermique, tampons hydrogène/CO<sub>2</sub>).

## Aspects économiques

On peut esquisser des coûts de production pour chaque segment d'une électro-raffinerie intégrée (production de carburants de synthèse à partir d'électricité, chaleur, H<sub>2</sub>O et CO<sub>2</sub>), en décomposant les grandes étapes de la chaîne. Les coûts varient selon le contexte (technologie,

échelle, pays, énergie, maturité), mais voici une estimation indicative (ordre de grandeur en €/MWh carburant produit ou €/t).

Segments de l'électro-raffinerie : estimation des coûts unitaires

Segment	Technologie	Coût estimé	Unité	Commentaires
1. Dessalement	MED / RO	0,30–1,00 €	/m <sup>3</sup> H <sub>2</sub> O	Pour électrolyse (10–20 kg H <sub>2</sub> O / kg H <sub>2</sub> ) ; coût marginal faible
2. Électrolyse de l'eau	PEM / AEM / SOEC	2,00–5,00 €/kg H <sub>2</sub>	ou 50–125 €/MWh H <sub>2</sub>	Très dépendant du prix de l'électricité : 2 €/kg avec élec à 50 €/MWh
3. Captage CO <sub>2</sub> (DOC ou DAC)	DOC : électrochimie / membranaire	50–150 €	/t CO <sub>2</sub>	DOC coûte ~2x moins que DAC (50–100 €/t contre 100–300 €/t pour DAC)
4. Réacteurs catalytiques	RGWS / Sabatier / Fischer-Tropsch	30–80 €	/MWh carburant	Investissement élevé, mais coût d'exploitation modéré (hors élec & CO <sub>2</sub> /H <sub>2</sub> )
5. Raffinage & séparation	Distillation, séparation phase/liquide	10–30 €	/MWh carburant	Dépend du carburant final : gazole/essence plus coûteux que méthane
6. Stockage / distribution	Réservoirs, compression, logistique	10–25 €	/MWh carburant	Forte variation selon forme finale (gaz vs liquide, proximité, réglementation)

Exemple de coût complet par produit :

Produit	Coût total estimé (€/MWh)	Coût estimé (€/t)	Remarques
e-Méthane	100–160	~300–500 €/t	Sabatier + CO <sub>2</sub> + H <sub>2</sub> + compression
e-Méthanol	120–200	~350–550 €/t	CO <sub>2</sub> + H <sub>2</sub> + RGWS, plus facile à stocker que CH <sub>4</sub>
e-Essence	180–250	~700–900 €/t	FT ou MTO (Methanol-to-Olefins), coût plus élevé
e-Gazole	190–260	~750–950 €/t	FT avec chaîne plus lourde
e-Kérosène	200–280	~800–1000 €/t	Exige formulation spécifique pour aviation

Variables clés qui influencent les coûts

1. Prix de l'électricité : 30–50 % du coût total (crucial).
2. Source de chaleur : gratuite (SMR) ou à faible coût = grand avantage.
3. Facteur de charge : installations sous-utilisées = coût unitaire plus élevé.
4. Échelle du projet : effet d'échelle important (CapEx dilué).
5. Technologies utilisées : SOEC + FT ≠ PEM + méthanol...
6. Lieu : port, infrastructures, taxes carbone, aides publiques, etc.

Il est possible de produire des carburants de synthèse entre 100 et 250 €/MWh selon le produit et la chaîne. Cela reste plus cher que les carburants fossiles (30–80 €/MWh), mais devient compétitif avec un prix du CO<sub>2</sub> supérieur à 100 €/t et un prix de l'électricité bas (<50 €/MWh), en particulier si la chaleur est gratuite (ex : SMR).

## Comparaison catalyse électrochimique versus thermique

Segment	Catalyse électrochimique	Catalyse thermique
Source d'énergie	Électricité uniquement	Mix chaleur + électricité
Capture du CO <sub>2</sub>	DOC/DAC électrochimique	DOC/DAC thermique (nécessite chaleur 100–150°C)

	(~0.3 MWh/tCO <sub>2</sub> )	
Production H <sub>2</sub> (électrolyse)	~50-55 kWh/kg H <sub>2</sub> (PEM/AEM)	~50-55 kWh/kg H <sub>2</sub> (PEM/AEM) + 25 MJ chaleur/kg H <sub>2</sub> pour SOEC
Réduction CO <sub>2</sub> électrochimique	CO <sub>2</sub> → CO, CH <sub>2</sub> , alcools (50–60% efficacité Faraday)	non utilisée
Synthèse catalytique (thermique)	non utilisé	RGWS, Sabatier, FT (rendement 60–70%)
Rendement global énergétique	~40-45% (élec → carburants)	~55-60% (élec+chaleur → carburants)

## Annexes

### Annexe A - Les réactions de base

Les électro-raffineries transforment l'électricité en carburants de synthèse e-diesel et e-essence (avec e comme électrique) et aussi en e-kérosène pour l'aviation. Elles mettent en œuvre des procédés chimiques qui reposent sur des équations chimiques simples ou assez simples :

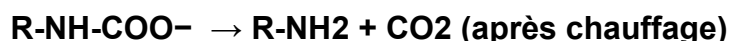
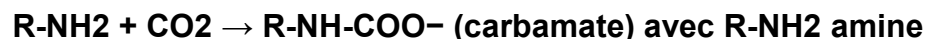
- Electrolyse (technologie actuelle dite alcaline) :



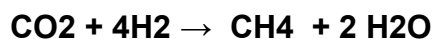
- Pile à combustible à hydrogène :



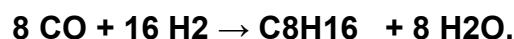
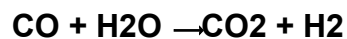
- dispositif d'extraction de dioxyde de carbone de l'atmosphère (DAC : direct Air Capture, technologie solide) :



- méthanation ou réaction de Sabatier (technologie mature) :



- réaction réversible du gaz à l'eau (RGWS : Reverse Gas Water) et Fischer-Tropsch (technologie mature) :



- Photosynthèse<sup>14</sup> :



### Annexe B – Molécules

Les appellations acide carbonique, bicarbonate, carbonate et oxonium proviennent de la nomenclature chimique traditionnelle, structurée par la chimie minérale classique, puis

<sup>14</sup> Cette équation est mise en œuvre, non pas dans l'électro-raffinerie, mais par la biomasse.

normalisée par l'Union internationale de chimie pure et appliquée (IUPAC). Voici leur origine, logique et équivalents anglais :

### **H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> – Acide carbonique**

Origine : Dérivé du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) dissous dans l'eau :



Le nom acide carbonique vient du fait que c'est l'acide (au sens de Brønsted) lié à l'anion carbonate.

Anglais : Carbonic acid

### **HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> – Ion hydrogénocarbonate ou bicarbonate**

Origine : c'est la base conjuguée de l'acide carbonique (il a perdu un proton) :

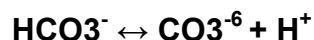


Le nom hydrogénocarbonate est le nom IUPAC actuel. Le nom bicarbonate est plus ancien, utilisé historiquement parce qu'il contenait « deux fois moins de soude » que le carbonate (de NaHCO<sub>3</sub> vs Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>).

Anglais : Bicarbonate ion, hydrogen carbonate (IUPAC)

### **CO<sub>3</sub><sup>2-</sup> – Ion carbonate**

Origine : C'est l'ion de base conjugué final après avoir perdu deux protons :

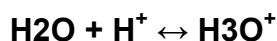


Appelé carbonate car il forme les sels des carbonates (ex. Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, CaCO<sub>3</sub>...).

Anglais : Carbonate ion

### **H<sub>3</sub>O<sup>+</sup> – Ion oxonium**

Origine : c'est l'ion hydronium (eau protonée) :



Le nom oxonium est une nomenclature IUPAC pour tous les ions R<sub>3</sub>O<sup>+</sup> où un atome d'oxygène est trivalent et chargé positivement. Dans ce cas, c'est le plus simple : R = H (donc H<sub>3</sub>O<sup>+</sup>).

Anglais : Hydronium ion (le plus courant), Oxonium ion (IUPAC technique)

Résumé tableau

Formule	Nom français	Nom anglais	Notes
H <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	Acide carbonique	Carbonic acid	Acide faible
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Bicarbonate / hydrogénocarbonate	Bicarbonate / Hydrogen carbonate	Base conjuguée
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	Carbonate	Carbonate	Base forte
H <sub>3</sub> O <sup>+</sup>	Oxonium	Hydronium	Ion d'oxygène trivalent

# Bibliographie

## Glossaire

SMR	: Small Modular Reactor (réacteur modulaire de petite taille)
RNR	: Réacteur à Neutrons Rapides
4G	: Quatrième génération de réacteurs nucléaires
DAC	: Direct Air Capture (captage direct du CO2 dans l'air)
DOC	: Direct Ocean Capture (captage du CO2 dissous dans les océans)

## Sommaire long

Synthèse .....	3
Sommaire .....	4
Présentation .....	4
Les carburants et les combustibles .....	5
Le transport ou la mobilité .....	5
Le déplacement .....	6
Le moteur .....	7
La performance .....	7
Le moteur thermique .....	7
Rendement énergétique .....	8
Le moteur électrique .....	8
Le moteur à hydrogène .....	9
Le moteur thermique à hydrogène .....	9
La pile à hydrogène (pile à combustible) .....	9
L'énergie embarquée.....	10
Le réservoir à carburant.....	10
La batterie électrique .....	11
L'hydrogène.....	11
Le véhicule.....	12
L'infrastructure .....	13
Les carburants.....	13
Les batteries.....	13
L'hydrogène.....	13
Comparaison des infrastructures.....	14
Les aspects financiers .....	14
La chaleur .....	17
Le logement .....	17
L'industrie.....	18

Les températures de la chaleur .....	18
La production et la distribution de la chaleur .....	19
L'agriculture .....	21
L'eau.....	22
L'eau terrestre .....	22
Le dessalement de l'eau de mer .....	23
Les technologies .....	23
Bilan énergétique et économique.....	24
Les développements .....	25
Le dessalement et le nucléaire .....	25
L'hydrogène .....	25
L'électrolyse de l'eau en milieu basique : production d'hydrogène et d'oxygène .....	25
Les technologies.....	26
Les installations d'électrolyse .....	28
Le dioxyde de carbone .....	29
La capture depuis l'atmosphère (DAC) .....	29
Les deux conventions .....	30
Le S-DAC – Solid-sorbent DAC (sorbants solides).....	30
Le L-DAC – Liquid-solvent DAC (solvants liquides) .....	31
La capture depuis l'océan (DOC) .....	31
Rappel sur le potentiel hydrogène .....	31
L'absorption du CO <sub>2</sub> par l'océan .....	32
Le Direct Ocean Capture (DOC) par électrolyse : fonctionnement.....	33
La bibliographie.....	34
Les projets pilotes.....	36
Les publications scientifiques.....	38
Les acteurs .....	38
L'utilisation du carbone .....	39
L'enfouissement géologique (CCS - Carbon Capture and Storage).....	39
La valorisation en hydrocarbures synthétiques (CCU - Carbon Capture and Utilization) .....	39
Comparaison DAC-DOC .....	40
Comparaison DOC vs DAC pour le CCS.....	40
DAC et DOC pour la production d'hydrogène.....	41
L'électro-raffinerie .....	42
Les substituts aux carburants et combustibles fossiles .....	42
Les carburants de synthèse ou électro-carburants .....	43
L'hydrogène.....	43
L'e-methane.....	43
L'e-methanol .....	44
L'e-ammoniac.....	44
Les carburants paraffiniques.....	44
La neutralité carbone.....	45
Les procédés.....	45
La méthanation .....	45
La réaction réversible du gaz à l'eau (RWGS).....	46
Fischer-Tropsch.....	46
La catalyse électrochimique .....	47
L'environnement.....	49
La distribution.....	49
Les rendements .....	49

Les coûts .....	50
La diversification.....	51
Les engrais azotés .....	52
Les expérimentations : Take Kair à Saint-Nazaire.....	53
L'installation .....	54
L'énergie renouvelable .....	54
L'installation terrestre (DAC) .....	54
L'installation côtière.....	55
Les bilans énergétiques.....	55
Les bilans financiers .....	56
L'énergie nucléaire .....	56
L'électrolyse .....	58
L'installation terrestre.....	59
L'installation côtière.....	59
Le dimensionnement.....	60
La synergie avec la consommation d'électricité.....	62
Aspects économiques .....	62
Comparaison catalyse électrochimique versus thermique .....	63
Annexes.....	64
Annexe A - Les réactions de base .....	64
Annexe B – Molécules .....	64
H <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> – Acide carbonique .....	65
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> – Ion hydrogénocarbonate ou bicarbonate.....	65
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> – Ion carbonate .....	65
H <sub>3</sub> O <sup>+</sup> – Ion oxonium .....	65
Bibliographie.....	66
Glossaire.....	66
Sommaire long .....	66