

Etude N°2023-04

Recommandations méthodologiques pour les ACV des e-fuels
et premiers calculs

Rapport final

Version 1.0	22/11/24	
Rédacteurs	Vérificateur	Approbateur
LORTILLOIS Domitille MAURIN Adrien NUNES Mike GERAND Yves	xx	xx
LEPETIT Cyrille GAILLARD Marine		



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

- En Bibliographie, ce document sera cité sous la référence :
SCORE LCA, Recommandations méthodologiques pour les ACV des e-fuels et premiers calculs, 2024)
(à mentionner uniquement dans le rapport final)
- Ces travaux ont reçu le soutien de l'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie) :
www.ademe.fr
- Les points de vue et recommandations exprimés dans ce document n'engagent que les auteurs et ne traduisent pas nécessairement, sauf mention contraire, l'opinion de l'ensemble des membres de SCORE LCA.
- Les informations et les conclusions présentées dans le présent document ont été établies au vu des données scientifiques et techniques et d'un cadre réglementaire et normatif en vigueur à la date de l'édition des documents.

Résumé

Les ACV d'e-fuels, du fait de nombreuses spécificités de ces carburants, présentent de nombreux défis. Afin de guider le lecteur dans sa démarche d'évaluation environnementale, ce document présente un état de l'art technologique de 8 e-fuels, un état de l'art des données disponibles dans les bases de données pour réaliser les inventaires nécessaires, une discussion détaillée des enjeux méthodologiques spécifiques aux ACV d'e-fuels, et enfin les résultats d'un cas d'étude. Il propose aussi 6 recommandations, à suivre pour réaliser des ACV pertinentes au regard de leurs objectifs.

Les enjeux majeurs des ACV d'e-fuels sont l'évaluation des sources d'électricité utilisées pour la fabrication de l'hydrogène, la méthodologie utilisée pour la prise en compte pertinente du CO₂ comme matière première, et, dans une moindre mesure, la bonne prise en compte du type et de l'efficacité de l'électrolyseur.

Les recommandations proposées au lecteur portent sur les 6 points suivants : la définition de l'objectif de l'ACV, la description de l'unité fonctionnelle, le choix des étapes de cycle de vie à considérer dans l'analyse, la gestion de la multifonctionnalité du système (dû à l'utilisation de CO₂ comme matière première), les données à choisir pour les inventaires clés, et enfin les indicateurs d'impacts à retenir.

Mots clés :

ACV, évaluation environnementale, e-fuel, e-carburant, réutilisation du CO₂, multifonctionnalité, recommandations, hydrogène, électricité, électrolyse, électrolyseur, e-méthanol, e-kérosène, e-gasoil, e-essence, e-DME, e-méthane, e-ammoniac, power-to-liquid, Methanol-to-Olefins (MTO), Carbone Capture & Utilization (CCU)

Summary

Due to the many specific features of these fuels, LCAs of e-fuels present a number of challenges. In order to guide the reader in his or her environmental assessment approach, this document presents a technological state-of-the-art of 8 e-fuels, a state-of-the-art of the data available in the databases to carry out the necessary inventories, a detailed discussion of the methodological issues specific to e-fuel LCAs, and results of a case study. It also proposes 6 recommendations to be followed in order to achieve LCAs that are relevant to their objectives.

The major issues for e-fuels LCAs are the assessment of the electricity sources used to manufacture hydrogen, the methodology used to ensure that CO₂ as a raw material is properly taken into account, and, to a lesser extent, the type and efficiency of the electrolyzer.

The recommendations proposed to the reader focus on the following 6 points: defining the LCA objective, describing the functional unit, choosing the life cycle stages to be considered in the analysis, managing the system's multifunctionality (due to the use of CO₂ as a raw material), selecting the data to be used for key inventories, and finally the impact indicators to be retained.

Key words:

LCA, environmental assessment, e-fuel, CO₂ reuse, multifunctionality, recommendations, hydrogen, electricity, electrolysis, e-methanol, e-kerosene, e-gasoil, e-gasoline, e-DME, e-methane, e-ammonia, power-to-liquid, Methanol-to-Olefins (MTO), Carbone Capture & Utilization (CCU)

SOMMAIRE

RESUME.....	3
SUMMARY	3
SOMMAIRE	4
ACRONYMES.....	6
DEFINITIONS	7
1 INTRODUCTION.....	9
1.1 LES E-FUELS : PRESENTATION	9
1.2 ETAT DE L'ART ACV E-FUELS	9
1.3 LES 3 PRINCIPAUX ENJEUX DES ACV D'E-FUELS.....	9
1.4 CONTENU DU RAPPORT	10
2 ETAT DE L'ART DES TECHNOLOGIES DES E-FUELS RETENUS	11
2.1 8 VOIES TECHNOLOGIQUES DE PRODUCTION D'E-FUELS ETUDIEES	11
2.2 ETATS DE L'ART TECHNOLOGIQUE DES VOIES DE PRODUCTION DES E-FUELS	12
2.2.1 <i>Etat de l'art : Produire de l'Hydrogène.....</i>	12
2.2.2 <i>Etat de l'art : les technologies de capture du CO₂.....</i>	16
2.2.3 <i>Etat de l'art : produire du méthanol (CH₃OH)</i>	21
2.2.4 <i>Etat de l'art : Produire du e-kérozène (ou e-saf).....</i>	25
2.2.5 <i>Etat de l'art : Produire du e-diesel.....</i>	34
2.2.6 <i>Etat de l'art : Produire de la e-essence.....</i>	39
2.2.7 <i>Etat de l'art : Produire du e-DME (dimethylether)</i>	45
2.2.8 <i>Etat de l'art : Produire de l'e-methane.....</i>	51
2.2.9 <i>Etat de l'art : Produire de l'e-ammoniac</i>	55
3 ETAT DE L'ART DES DONNEES DISPONIBLES DANS LES BASES EXISTANTES PERMETTANT DE REALISER DES ICV	58
3.1 DONNEES DISPONIBLES POUR MODELISATION DU PROCEDE DE CAPTAGE DE CO ₂	58
3.2 DONNEES DISPONIBLES POUR MODELISATION DU TRANSPORT DU CO ₂	59
3.3 DONNEES DISPONIBLES POUR LA MODELISATION DES CONSOMMATIONS ELECTRIQUES	60
3.3.1 <i>Contexte</i>	60
3.3.2 <i>Etat de l'art des données de mix électrique</i>	61
3.4 DONNEES DISPONIBLES POUR LA MODELISATION DES INFRASTRUCTURES.....	63
3.5 DONNEES DISPONIBLES POUR LA PHASE DE REMPLISSAGE DE CUVE/RESERVOIR	64
3.6 DONNEES DISPONIBLES POUR LA MODELISATION DE LA COMBUSTION DU E-FUEL.....	65
4 LES ENJEUX DES ACV DES E-FUELS	67
4.1 PRESENTATION DU CAS D'ETUDE	67
4.2 LES ENJEUX METHODOLOGIQUES DES ACV DE E-FUEL, PAR ETAPE DU CYCLE DE VIE.....	67
4.2.1 <i>Définir les objectifs de l'ACV d'un e-fuel.....</i>	67
4.2.2 <i>Définir le champ d'étude d'une ACV d'E-fuel</i>	69
4.2.3 <i>Choix des indicateurs d'impacts</i>	101
4.2.4 <i>Autres enjeux des ACV des e-fuels.....</i>	103
4.3 EVALUATION DES IMPACTS – RESULTATS DU CAS D'ETUDE	114
4.3.1 <i>Influence de la méthode de gestion de la multifonctionnalité et comparaison au fossile</i>	114

4.3.2	Principaux contributeurs par étape.....	116
4.3.3	Influence de l'électricité et comparaison au fossile.....	116
	Contribution des infrastructures	118
4.3.4	118
4.3.5	Influence de l'origine du CO ₂ (aciérie ou centrale à charbon).....	119
5	RECOMMANDATIONS	120
5.1	DEFINIR L'OBJECTIF DE L'ACV.....	120
5.2	CHOISIR L'UNITE FONCTIONNELLE DE L'ACV.....	120
5.3	CHOISIR LES ETAPES DU CYCLE DE VIE PRISES EN COMPTE DANS L'ACV	121
5.4	GERER LA MULTIFONCTIONNALITE DU SYSTEME	121
5.5	CHOISIR LES DONNEES A UTILISER POUR LA REALISATION DE L'INVENTAIRE.....	123
5.6	CHOISIR LES INDICATEURS D'IMPACT	124
6	REFERENTIELS ET SOURCES BIBLIOGRAPHIQUES ETUDIES	125
6.1	REFERENTIELS ETUDIES	125
6.2	SYNTHESE DES SOURCES BIBLIOGRAPHIQUES	125
6.3	BIBLIOGRAPHIE.....	126
	ANNEXE 1 : SYNTHÈSE DE L'ÉTAT DE L'ART BIBLIOGRAPHIQUE SUR LA CONTRIBUTION DES INFRASTRUCTURES DANS L'ACV DES E-FUELS.....	128
	ANNEXE 2: CONTRIBUTION DE L'ELECTROLYSE ET DE L'ELECTRICITE DANS L'ACV DES E-FUELS	129

ACRONYMES

AEL = AEC (alkaline electrolysis cell) - Cellules d'électrolyse alcaline

ACV : Analyse du Cycle de Vie (en anglais, LCA : Life Cycle Assessment)

ASTM : American Society for Testing and Materials - Société américaine d'essais et de matériaux

CCU : Carbone Capture and Utilisation – Capture et réutilisation du carbone

CCS: Carbone Capture and Storage – Capture et stockage du carbone

Co-SOE : SOEC (solid oxide electrolysis cell) - Cellule d'électrolyse à oxyde solide

DACC ou DAC : Direct Air (Carbon) Capture – Capture directe du carbone dans l'air

MRSP : Mineral Resource Scarcity Potential - Potentiel d'exploitation des ressources minérales

MTO : Methanol-To-Olefins (CMO en français, Conversion du Méthanol en Oléfines) Procédé de synthèse d'hydrocarbures oléfiniques à partir du méthanol.

PCR : Product Category Rules – Règles d'une Catégorie de Produits

PEM : PEMEC (polymer electrolyte membrane electrolysis cell) - cellule d'électrolyse à membrane polymère

RED : Renewable Energy Directive

SAF : Sustainable Aviation Fuel - Carburant d'aviation durable

Définitions

Les définitions des expressions marquées avec le signe « * » sont extraites de la norme ISO 14044 (ISO, 2006b).

***Allocation / affectation**

Imputation des flux entrants ou sortants d'un processus ou d'un système de produits entre le système de produits étudié et un ou plusieurs autres systèmes de produits.

Carbone biogénique ou biogène (NF EN 16575) : carbone contenu dans la biomasse.

***Coproduct**

L'un quelconque de deux produits ou plus issus d'un processus élémentaire ou d'un système de produits.

***Critère /règle/seuil de coupure**

Spécification de la quantité de flux de matière, d'énergie ou du niveau de signification environnementale associés aux processus élémentaires ou au système de produits devant être exclus d'une étude.

***Déchet**

Substances ou objets que le détenteur a l'intention d'éliminer ou qu'il est tenu d'éliminer.

Données primaires

Données d'inventaires (ICV) spécifiques au système étudié généralement issues d'une collecte de données dédiée.

Données secondaires

Données d'inventaires (ICV) génériques généralement issues de bases de données d'ICV publiques ou de documents bibliographiques.

***Frontières du système**

Ensemble de critères qui spécifient quels processus élémentaires font partie du système de produit.

***Impact final par catégorie ou endpoint**

Attribut ou aspect de l'environnement naturel, de la santé humaine ou des ressources permettant d'identifier un point environnemental à problème.

Impact Midpoint

Le terme midpoint désigne le niveau auquel les effets respectifs des mécanismes environnementaux sont caractérisés. C'est une catégorie d'impact traduisant les impacts en problématique environnementale tels que changement climatique, acidification, toxicité humaine. C'est une approche orientée problème.

Power-to-fuel

Sous-catégorie de Power-to-X. Consiste en la conversion ou le stockage d'électricité en fuel. Power-to-fuel englobe donc les technologies suivantes : power-to-gas, power-to-hydrogène, power-to-ammoniac, power-to-liquide, power-to-méthane. Les power-to-fuel sont aussi appelés les e-fuels.

Power-to-X

Consiste en la conversion d'électricité (ou le stockage d'électricité) en un autre produit. Power-to-X englobe plusieurs technologies : power-to-gas, power-to-hydrogène, power-to-ammoniac, power-to-produits chimiques, power-to-fuel, power-to-liquide, power-to-méthane, power to food, power-to-power et power-to-syngas.

***Revue critique**

Processus destiné à s'assurer de la cohérence entre une étude d'analyse du cycle de vie et les principes et exigences spécifiés par les Normes internationales traitant de l'analyse du cycle de vie NOTE 1 : Les principes sont décrits dans l'ISO 14040, 4.1 (ISO, 2006a). NOTE 2 : Les exigences sont décrites dans la norme internationale ISO 14044 (ISO, 2006b).

Stockage de carbone

Rétention de carbone d'origine biogénique ou fossile hors de l'atmosphère.

***Système de produits**

Ensemble de processus élémentaires comportant des flux de produits et des flux élémentaires, remplissant une ou plusieurs fonctions définies, qui sert de modèle au cycle de vie d'un produit.

Teneur en carbone biosourcé (norme EN 16575).

Fraction du carbone issu de la biomasse dans un produit. Note: Il existe plusieurs manières d'exprimer la teneur en carbone biosourcé, parmi lesquelles un pourcentage de la masse, la teneur en carbone total, ou la teneur en carbone organique total de l'échantillon. Ces différentes approches sont détaillées dans les normes correspondantes du CEN/TC 411 (NF EN 16785-1).

***Unité fonctionnelle (UF)**

Performance quantifiée d'un système de produits destinée à être utilisée comme unité de référence dans une analyse du cycle de vie. Dans le cas d'études ACV de produits intermédiaires biosourcés, cette unité fonctionnelle est souvent simplifiée : 1 kg ou 1 litre de produit. Lorsque la fonctionnalité du produit est connue, l'unité fonctionnelle peut alors être définie de façon à prendre en compte l'application du produit. Par exemple « faire adhérer deux supports sur une surface de 1 m² par l'application du produit biosourcé obtenu ».

Industrie émettrice de fumées de CO₂

Usine produisant des fumées de CO₂. Ces fumées de CO₂ sont plus ou moins concentrées en CO₂ et plus ou moins pures en fonction de la typologie d'usine.

1 Introduction

1.1 Les e-fuels : présentation

Les e-fuels ou e-carburants (pour électro-carburants) sont des carburants de synthèse fabriqués à partir de H₂ (à l'aide d'électricité décarbonée, énergies renouvelables et nucléaire) et de CO₂ ou N₂, pour un produit final à l'état liquide (power-to-liquid, PTL) ou gazeux (power-to-gas, PTG).

Ils sont différents des biocarburants, produits en premier lieu à partir de la biomasse.

Ils permettent de ne pas utiliser les combustibles fossiles de façon directe et donc représentent une opportunité intéressante dans le cadre de la décarbonation du secteur des transports en particulier, et pour atteindre la neutralité carbone à l'échelle planétaire¹.

Ils peuvent constituer un axe important de la transition énergétique de l'Europe et renforcer aussi sa souveraineté, le continent étant très dépendant des importations de pétrole et de gaz.

Cette technologie combine hydrogène et CO₂ (ou N₂), et permet en théorie de valoriser ce gaz à effet de serre émis par de nombreux industriels, via les technologies (en développement) de capture et de valorisation.

1.2 Etat de l'art ACV e-fuels

Il existe de nombreuses ACV sur les e-fuels :

- Sur google scholar, la recherche « LCA e-fuel » mène à **près de 1000 résultats**, et la recherche « LCA Power-to-X » à **plus de 23000 résultats**.
- Certains articles (reviews) font la synthèse de plusieurs ACV réalisées, comme par exemple (Koj, Wulf, et Zapp 2019), (Ince et al. 2021) et (Garcia-Garcia et al. 2021)

Faute de méthodologies communes, **les conclusions de ces ACV d'e-fuels varient énormément**. Par exemple, pour du e-méthanol, les ACV issues de la bibliographie reportent des empreintes carbonees en cradle to gate allant de **-1,7 à +9,7 kgCO₂eq** par kg de méthanol (Müller et al. 2020).

En outre, l'article de (Koj, Wulf, et Zapp 2019), qui a analysé 32 ACV de Power-to-X, note que **les ACV étudiées manquent souvent de transparence**, et ce autant sur la **technologie** utilisée que sur les **méthodologies d'ACV** mises en œuvre. Par exemple, dans le cas des Power-to-Transport, la durée de vie des voitures (exprimée en km parcourus) est souvent non précisée et rend difficile les comparaisons entre ACV.

Dans ce contexte, la présente étude prend tout son sens. En effet, il convient de fournir au secteur des recommandations méthodologiques pour l'ACV des e-fuels.

Ces recommandations contribueront à homogénéiser les pratiques d'évaluation du secteur et donc à résoudre les limites observées dans la littérature.

1.3 Les 3 principaux enjeux des ACV d'e-fuels

Différentes publications s'attachent à identifier les principaux facteurs qui influencent le plus les résultats d'une ACV d'un système Power-to-X, en particulier les 3 suivantes :

- (Koj, Wulf, et Zapp 2019), une méta-analyse de 32 ACV de Power-to-X
- (Ince et al. 2021), une méta-analyse de 24 ACV de Power-to-X

¹ <https://www.engie.com/news/e-fuels-e-carburants>

- (Ballal et al. 2023), qui analyse l'empreinte carbone d'un e-SAF avec 3 sources de CO₂ différentes (DACDACC, bioraffinerie et centrale à gaz) et 3 électrolyseurs différents (AEL, PEM et SOEC), soit 9 scénarios en tout.

D'après ces publications, les 2 principaux facteurs qui influencent le plus les résultats d'une ACV d'un système Power-to-X sont les suivants :

- La **source de l'électricité** utilisée pour la production d'hydrogène (cf partie 3.3.2)
- La **méthodologie ACV** utilisée pour prendre en compte l'**utilisation du CO₂ comme une matière première** (cf partie sur la gestion de la multifonctionnalité, partie 4.2.2.3)

En outre, (Ballal et al. 2023) précise que le **type et l'efficacité de l'électrolyseur** utilisé pour la production d'hydrogène est le 3^e facteur qui influence le plus les résultats de l'ACV.

1.4 Contenu du rapport

Vous trouverez dans ce rapport :

- Un état de 8 technologies de e-fuels, vous permettant de les resituer dans leur contexte, en partie 2
- Un état de l'art des données disponibles dans les bases de données pour réaliser des ACV de e-fuels, en partie 3
- Une discussion sur les enjeux méthodologiques en ACV des e-fuels, en partie 4
- Des recommandations pratiques guidant la réalisation d'ACV d'e-fuels, en partie 5

2 Etat de l'art des technologies des e-fuels retenus

2.1 8 voies technologiques de production d'e-fuels étudiées

Dans le cadre du présent projet, 8 voies technologiques de production d'e-fuel ont été étudiées :

- La production d'hydrogène (H₂) par électrolyse de l'eau,
- La production de e-méthanol par méthanolation, à partir d'H₂ et de CO₂,
- La production d'e-kérosène, e-gasoil, e-essence et e-DME par un procédé méthanol to olefine,
- La production de méthane par méthanation, à partir d'H₂ et de CO₂,
- La production d'ammoniac, par un procédé Haber-Bosch, à partir de N₂ et de CO₂.

Ces différentes voies technologiques sont résumées dans le schéma de procédé suivant :

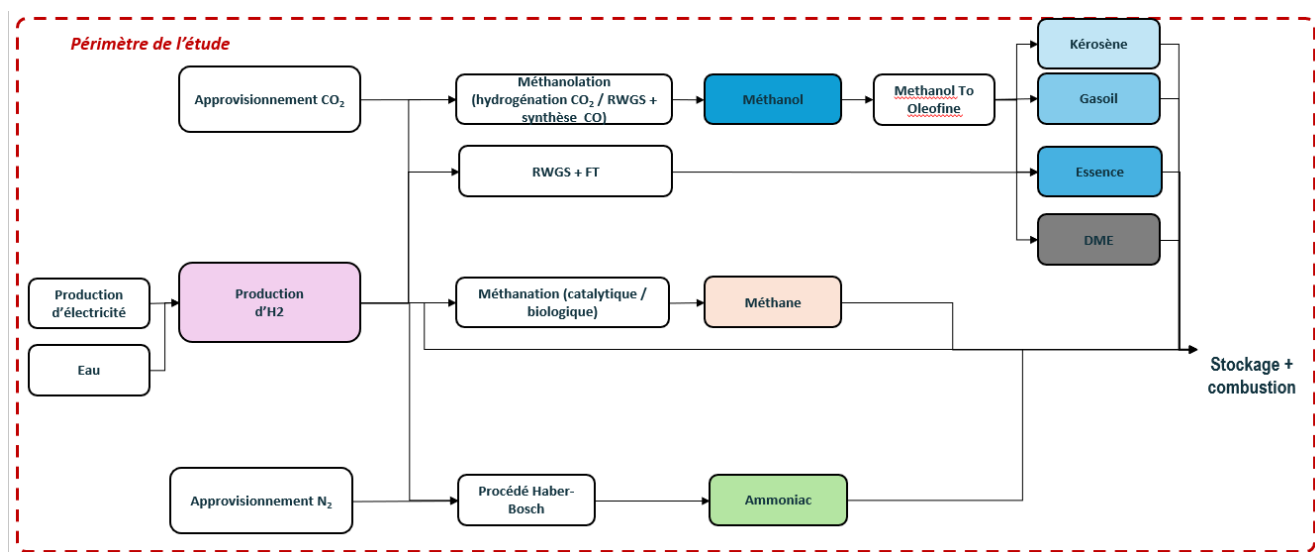


Figure 1: Schéma des voies technologiques étudiées

Le paragraphe suivant résume les principaux éléments techniques de chacune des voies technologiques, ainsi que pour la production de CO₂ utilisable en matière première.

Pour chacun des e-fuels, nous proposons une fiche technique présentant l'état de l'art de la production de ce e-fuel. Ces fiches sont construites pour être indépendantes et que chaque acteur puisse trouver les informations intéressantes dans la fiche le concernant, sans avoir à parcourir toutes les fiches. Certaines fiches peuvent donc être redondantes, mais ça permet à l'acteur intéressé par l'e-essence de ne pas parcourir toutes les autres fiches.

2.2 Etats de l'art technologique des voies de production des e-fuels

2.2.1 ETAT DE L'ART : PRODUIRE DE L'HYDROGENE

2.2.1.1 Description du produit : hydrogène gazeux

Formule chimique : H₂

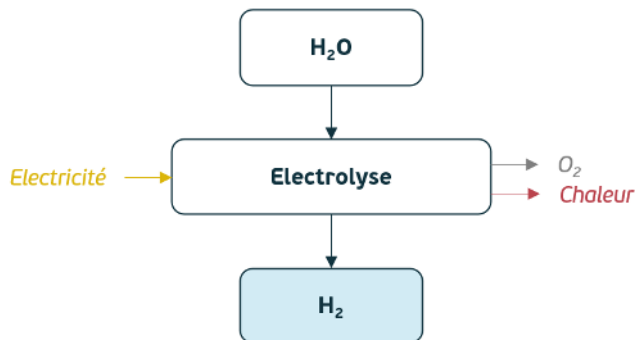
Cette fiche n'abordera pas l'hydrogène liquide comme carburant, car son utilisation est encore au stade des démonstrateurs.

2.2.1.2 Description synoptique de production

Il existe plusieurs technologies de production d'hydrogène, mais cette fiche n'abordera que la production par électrolyse de l'eau (car on parle uniquement d'hydrogène pour usage e-fuel).

En effet, c'est à date la seule technologie qui permet au H₂ obtenu d'être qualifié de « vert » (conformément à la RED III) et d'ainsi être utilisé dans la production d'e-fuels.

Il existe différentes technologies d'électrolyse, qui répondent toutes au schéma de principe suivant :



2.2.1.3 Briques technologiques d'intérêt

L'hydrogène est produit par électrolyse de l'eau selon la réaction suivante :



Il y a différentes technologies d'électrolyse :

- ▶ Alcaline
 - ▶ PEM
 - ▶ Haute température (= SOE)
 - ▶ AEM
- } Matures et commercialisées
- } Moins développées

Les technologies retenues pour cette étude sont les 2 technologies matures et commercialisées : alcaline et PEM.

L'électrolyse alcaline utilise une solution aqueuse d'hydroxyde de potassium (KOH) de 20-40% en masse qui est recyclée en boucle dans le système et des électrodes de Nickel (Ni) et Fer (Fe) comme catalyseur.

L'électrolyse PEM utilise de l'eau pure et utilise des électrodes à base de Platine (Pt) et d'Iridium (Ir).

Le système d'électrolyse comprend les équipements suivants (pour les 2 technologies) :

- ▶ Module(s) d'électrolyse
- ▶ Auxiliaires :

- Transformateur-Redresseur électrique
- Unité de purification de l'eau (osmose inverse)
- Unité de purification de l'hydrogène
- Equipement de refroidissement de l'électrolyseur (pompes, aérothermes)

Selon la destination de l'hydrogène, celui-ci peut nécessiter un conditionnement particulier, impliquant notamment une compression :

- ▶ Utilisation directe sur place comme réactif pour la production de e-carburants → pas de conditionnement
- ▶ Transport par hydrogénoduc → compression de 40 à 90 bar(a) (+ re-compression selon distance parcourue)
- ▶ Transport par bouteilles ou tube trailers → compression à 200 à 500 bar(a)
- ▶ Distribution à 350 bar(a) → compression jusqu'à 500 bar(a)
- ▶ Distribution à 700 bar(a) → compression jusqu'à 900 bar(a)

L'étape de compression est séparée du système d'électrolyse.

Le rendement électrique de l'électrolyseur induit des pertes sous forme de chaleur (échauffement) qui nécessite de refroidir l'électrolyseur. La chaleur excédentaire est difficile à valoriser car elle est à basse température (<80°C).

La quantité d'oxygène produite est de 4 kgO₂/kgH₂.

2.2.1.4 Rendements

Rendement système électrolyse	$\frac{\text{Puissance } H_2 \text{ (PCI)}}{\text{Puissance électrique (électrolyseur + auxiliaires)}}$	60-75 % (selon taille de l'installation)
Rendement compression 500 bar(a)	$\frac{\text{Puissance } H_2 \text{ (PCI)}}{\text{Puissance électrique (électrolyseur + auxiliaires + compresseur)}}$ Pourra être recalculé lors des prochaines étapes, selon la taille de l'installation ciblée	57-71%

2.2.1.5 Spécifications produit

Hydrogène :

Pureté	99,998% H ₂ O < 5 ppm O ₂ < 5 ppm
Pression	30 Bar(a)
Température	50-85°C

Oxygène :

Pureté	99% (traces H ₂ O et H ₂)
Pression	30 Bar(a)
Température	50-85°C

2.2.1.6 Consommation électrique

Comme présenté dans le rapport de l'ADEME sur les rendements de la chaîne hydrogène [1;2], pour l'électrolyse alcaline, les valeurs oscillent entre 51 kWh/kgH₂ et 62 kWh/kgH₂, avec une majorité de données en dessous de 56 kWh/kgH₂. La pression de stockage étant nécessairement supérieure à celle d'usage, considérer un compresseur de 500 bars pour cette note permet de couvrir les stations livrées par rack de 500 bars. La consommation énergétique d'un tel compresseur, avec 30 bars en sortie d'électrolyse, est estimée à 2,7 kWh/kgH₂.

Nous retenons les valeurs suivantes :

Electrolyseur + auxiliaires : 56 kWh/kgH₂

Compression à 500 bar(a) : 2,7 kWh/kgH₂

2.2.1.7 Chaleur excédentaire

Chaleur en excès valorisable ou évacuée par aérothermes : 10 kWh/kgH₂

2.2.1.8 Références d'unités existantes ou projets

Le marché de l'hydrogène et de l'électrolyse est en plein développement, avec un déploiement massif prévu à l'horizon 2030 et un plein essor prévu à l'horizon 2040. De nombreux plans de soutien au développement de la filière sont ainsi mis en œuvre à l'échelle nationale et internationale pour lever les derniers verrous technologiques. Les orientations stratégiques du gouvernement pour le développement de l'hydrogène établissent un objectif de capacité de production par électrolyse de 6,5 GW en 2030 et 10 GW en 2035.

Projet	Pays	Mise en exploitation	Acteurs	Capacité
Lhyfe (Bouin)	France	2021	Lhyfe	300 à 1 000 kg/j
Lhyfe (Skive)	Danemark	2024	Lhyfe	5 500 à 12 000 kg/j
Lhyfe (Buléon)	France	2023	Lhyfe	Jusqu'à 2 000 kg/j (5 MW)
Lhyfe (Occitanie)	France	2023	Lhyfe	Jusqu'à 2 000 kg/j (5 MW)
Fébus Pau	France	2019	Engie	268 kg/j
AuxHYGen	France	2021	Hynamics, McPhy	400 kg/j (1 MW)

2.2.1.9 Maturité (TRL)

TRL 9 : Les technologies d'électrolyse alcaline et PEM sont commercialisées à grande échelle. Bien que les stacks unitaires ne dépassent pas quelques MW, la possibilité d'installer plusieurs modules en parallèle permet d'atteindre des installations de production d'hydrogène de capacité industrielle.

L'électrolyse alcaline est utilisée depuis plusieurs dizaines d'années et bénéficie ainsi de nombreux retours d'expériences, tandis que l'électrolyse PEM n'est mise en œuvre à grande échelle que depuis quelques années.

2.2.1.10 Transport, distribution et usage

- ▶ Usage :
- ▶ L'hydrogène est majoritairement produit pour des usages de production d'engrais, de désulfuration de carburants, de production d'aciers et de besoins chimiques et électroniques. Son utilisation comme carburant direct dans des Piles à Combustibles ou des MCI (Moteurs à Combustion Interne) se développent et plusieurs constructeurs proposent des Véhicules Légers, des Poids Lourds et des bus propulsés à l'hydrogène. Certains navires commencent aussi à être construits avec cette technologie de propulsion. Dans ces différents véhicules, l'hydrogène est stocké sous pression à :
 - 350 bar
 - Ou 700 bar
- ▶ Le rendement des Piles à Combustibles PEM (les plus utilisées) est autour de 50% et les MCI vers 45%. [5]
- ▶ Transport et distribution :
- ▶ L'hydrogène est compliqué à stocker et transporter, car il a une faible densité énergétique volumique (il prend de la place). Quand les consommations sur site sont importantes (> 1t/j), les constructeurs choisissent souvent de construire l'électrolyseur à côté du consommateur.

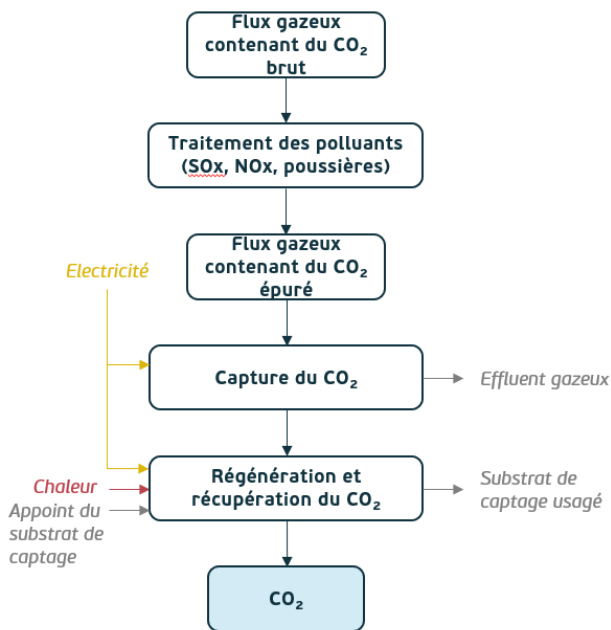
Pour les consommations moins importantes, l'hydrogène est transporté par rack de bouteilles à 200 bar ou par tube-trailers à 500 bar.

2.2.1.11 Bibliographie

- [1] ADEME (Luc BODINEAU, Pierre SACHER) – Rendement de la chaîne hydrogène, cas du « power-to-H2-to-power », janvier 2020
- [2] France Hydrogène – Panorama des solutions hydrogène, octobre 2023
- [3] France Hydrogène – Fiche 3.2.1 Production d'hydrogène par électrolyse de l'eau, Février 2023
- [4] Concawe-Aramco – Report, E-fuels : a techno-economic assessment of European domestic production and imports towards 2050, Novembre 2022
- [5] <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/hydrogene-dans-les-transports#:~:text=Ces%20rendements%20atteignent%20pr%C3%A8s%20de,pour%20les%20moteurs%20thermiques%20classiques.>

2.2.2 ETAT DE L'ART : LES TECHNOLOGIES DE CAPTURE DU CO₂

2.2.2.1 Description synoptique de production



2.2.2.2 Briques technologiques d'intérêt

Les sources de CO₂ sont diverses :

- ▶ Sources concentrées (45%vol. CO₂) : effluents gazeux de reformage du gaz naturel à la vapeur d'eau (SMR – Steam Methane Reforming) issus de la production d'hydrogène dans le processus de production d'ammoniac par exemple
- ▶ Sources moyennement concentrées (8.5%vol. CO₂) : fumées de combustion (centrales à gaz par exemple, cimenteries)
- ▶ Sources diluées (0,04%vol. CO₂) : air atmosphérique

Il existe plusieurs technologies de capture/séparation/purification du CO₂ :

- ▶ Captage sur des effluents gazeux industriels :
 - Absorption
 - Consiste à absorber le CO₂ d'un flux gazeux dans un solvant liquide.
 - Le processus se déroule en 2 étapes : l'absorption du CO₂ dans le solvant puis la régénération du solvant qui consomme de l'énergie et permet de récupérer le CO₂ sous forme gazeuse d'une part et le solvant d'autre part.
 - Procédé le plus mature (TRL 9), le plus répandu et disponible à grande échelle.
 - Plusieurs solvants existent mais le solvant le plus utilisé est la MEA (monoéthanolamine).
 - La pureté du CO₂ obtenu atteint 99,9%.
 - Membrane
 - Consiste à favoriser le passage du CO₂ au travers d'une membrane au détriment des autres composés gazeux.
 - La technologie est au stade de démonstration (TRL7) et n'est pas mise en œuvre à grande échelle.
 - La pureté du CO₂ ne dépasse pas 95% (dans le cas d'un binaire CO₂ + N₂ à 15% vol. de CO₂) et la perméabilité des membranes à certains polluants pose un problème pour

l'utilisation du CO₂ récupéré, et son usage dans des réactions catalytiques (risque de désactivation des catalyseurs et de diminution de leur durée de vie).

- Adsorption
 - Consiste à séparer le CO₂ présent dans un flux gazeux en mettant ce flux en contact avec un solide poreux en présence d'une élévation de la pression (technologies PSA – Pressure Swing Adsorption et VSA – Vacuum Swing Adsorption) et/ou une diminution de la température (technologie TSA – Temperature Swing Adsorption).
 - Le solide est régénéré et le CO₂ récupéré par diminution de la pression (PSA/VSA) et/ou augmentation de la température (TSA).
 - La technologie PSA/VSA est mieux adaptée que la technologie TSA pour la récupération du CO₂ dans des flux à faible concentration en CO₂ comme les fumées de combustion.
 - Les supports d'adsorption sont variés et dépendent du gaz à traiter. Les principaux supports utilisés pour la séparation du CO₂ sont les charbons actifs et les zéolithes.
 - La maturité de la technologie est de TRL 7-9, elle reste moins mature et moins déployée que la technologie d'absorption pour la capture et l'utilisation du CO₂.
- Cryogénie
 - Consiste à refroidir et comprimer un mélange gazeux contenant du CO₂ jusqu'à condensation du CO₂ (liquéfaction) voire jusqu'à solidification.
 - Processus consommateur d'énergie pour le refroidissement et la compression du gaz.
 - Technologie mature et répandue dans les cas où le gaz à traiter est concentré en CO₂ (>50%) mais n'est pas utilisée pour des flux plus dilués en raison des coûts prohibitifs. Pour les flux plus dilués, il existe des solutions combinant adsorption (PSA/VSA/TSA) et cryogénie.
 - Produit un CO₂ liquide avec le niveau de pureté le plus élevé des technologies de purification du CO₂ (99,99%, la cryogénie est souvent utilisée à la suite d'une autre technologie de capture du CO₂ pour purifier le CO₂).
- ▶ Captage dans l'air (DAC – Direct Air Capture) :
Il existe plusieurs technologies de captage du CO₂ dans l'air :
 - Systèmes liquides : basé sur le principe d'absorption par solvant, consiste à faire passer l'air à travers une solution chimique d'hydroxyde-carbonate ou d'amine qui capte le CO₂.
 - Systèmes solides : basé sur le principe d'adsorption, consiste à faire passer l'air dans des filtres absorbants qui se lient chimiquement au CO₂ (TVSA - Temperature vacuum swing adsorption, ESA - Electrical swing adsorption, MSA – Moisture swing adsorption).
 - Systèmes électrochimiques : technologies peu matures (TRL 1-3), pH-swing, Electro-mediated-amine-regeneration (EMAR), Redox-active.
 - Membrane
 - Cryogénie

L'étude ScoreLCA « LCA benefits and limitations for the assessment of CCS and CCU » (SCORE LCA 2021) détaille les différents procédés de captage du CO₂.

Dans le cadre de la présente fiche, l'illustration de la capture du CO₂ est limitée aux technologies suivantes afin de garantir une approche synthétique :

- ▶ Absorption aux amines (MEA) car c'est la technologie de capture du CO₂ la plus mature et mise en œuvre à grande échelle sur des sources de CO₂ concentrées ou moyennement concentrées
- ▶ Captage du CO₂ dans l'air (DAC) car c'est une voie de captage du CO₂ à part entière
- ▶ Cryogénie en complément des 2 voies de captage précédentes pour assurer la purification du CO₂ et l'atteinte des spécifications pour les usages du CO₂

A noter que l'origine du CO₂, (issu de l'air ou de fumées, elles-mêmes contenant du CO₂ biogénique ou fossile) est à prendre en compte dans le raisonnement d'une analyse du cycle de vie. Ce point est traité en 4.2.2.3.

Concernant l'absorption aux amines, la perte de MEA est comprise entre 0,5 et 3 kg_{MEA}/tCO₂ [2].

2.2.2.3 Spécifications produit

Les spécifications pour le CO₂ dépendent de son utilisation. Pour une utilisation comme réactif pour la production de e-fuel par réaction catalytique, chaque fournisseur définit les spécifications à respecter pour garantir les performances de l'installation et la durée de vie des catalyseurs. Le tableau suivant présente à titre d'exemple des spécifications du CO₂ pour la production de e-methane par méthanation catalytique :

Composés	Quantité
Souffre	< 0,01 ppm(v)
Halogènes et composés halogénés (F, Cl, Br, ...)	< 0,1 ppm(v)
Métaux alcalins (Li, Na, K, ...)	< 0,01 ppm(v)
Métaux lourds	< 0,005 ppm(v)
Oxygène	< 10 ppm(v)
NO + NO ₂	< 100 ppm(v)
Composés organiques volatils (COV)	< 500 ppm(v)
Goudrons	< 1 ppm(v)
Benzène	< 100 ppm(v)
Résidus d'huile	< 0,1 mg/Nm ³
Particules	< 0,1 mg/Nm ³

2.2.2.4 Consommation électrique

Absorption (solution amine à 30% de MEA) : 0,14-0,22 kWh/kgCO₂

DAC : 0,41-0,54 kWh/kgCO₂

Liquéfaction CO₂ : 0,2 kWh/kgCO₂

2.2.2.5 Consommation de chaleur

Absorption (solution amine à 30% de MEA) : 0,25-0,94 kWh/kgCO₂

DAC : 1,51-1,60 kWh/kgCO₂ à 80-130°C

2.2.2.6 Références d'unités existantes ou projets

Le marché est développé pour des installations qui rejettent du CO₂ purifié, comme les unités de méthanisation ou la production industriel d'ammoniac. Ces unités produisent de grandes quantités de CO₂ à un bon taux de pureté qui nécessitent peu de traitement. Ce CO₂ a une valeur économique et est très utilisée dans l'industrie agroalimentaire pour la production de bière par exemple.

Projet	Pays	Mise en service	Acteurs	Technologie	Capacité
Petra Nova	Etats-Unis	2017	NRG Energy, JX Nippon Oil & Gas Exploitation	Absorption	1,6 Mt/an

Projet Boundary Dam Carbon Capture	Canada	2014	SaskPower	Absorption	1 Mt/an
Projet Gorgon	Australie	2019	Chevron, ExxonMobil, Shell	Absorption	3-4 Mt/an
Projet Snovit	Norvège	2008	Equinor (anciennement Statoil)	Absorption	0,7 Mt/an
Projet Kemper County	Etats-Unis	2014	Southern Company	Absorption	3 Mt/an
Lacq	France	2019	Total, Air liquide, Storengy, Schlumberger	Absorption	0,1 Mt/an (pilote)
Dunkerque	France	2020	ArcelorMittal, Axens, Total Energies	Absorption	4000 t/an (pilote)
Cold Membrane	France	2014	Air Liquide	Membrane + liquéfaction	R&D

2.2.2.7 Maturité (TRL)

Absorption : TRL 9, procédé le plus mature, le plus répandu et disponible commercialement à grande échelle [5][2][6][7]

DAC : TRL 7-9, moins mature que le procédé d'absorption et moins mis en œuvre à grande échelle

Membranes : TRL 7, technologie au stade de démonstrateur industriel

Cryogénie : TRL9, technologie mature et répandue pour la purification de flux concentrés en CO₂

Captage du CO₂ dans l'air [4] : TRL 1-7, au stade de pré-commercialisation pour les technologies les plus matures (absorption par hydroxyde-carbonate et adsorption par TVSA), au stade de preuve de concept ou de laboratoire pour les moins matures

2.2.2.8 Transport, distribution et usage

Le transport du CO₂ représente un coût important et augmente fortement avec la distance parcourue ce qui pousse à installer les unités de valorisation du CO₂ à proximité des sites de production. Le CO₂ peut être transporté sous forme liquide (-30°C, 15 bar) par camion, train, bateau ou bien sous forme gazeuse comprimée par canalisation sur de courtes distances, selon le volume.

2.2.2.9 Bibliographie

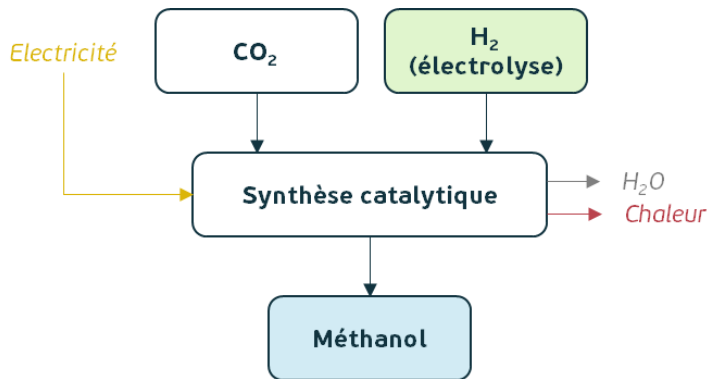
[1] Concawe-Aramco – Report, E-fuels: a techno-economic assessment of European domestic production and imports towards 2050, Novembre 2022

[2] RECORD - Les procédés de capture du CO₂, (2013)

- [3] ADEME – Electro-carburants en 2050 (rapport), Octobre 2023
- [4] Bouaboula et al. – Comparative review of Direct air capture technologies: From technical, commercial, economic and environmental aspects, Février 2024
- [5] Bartosz Dziejarski et al. Current status of carbon capture, utilization, and storage technologies in the global economy: A survey of technical assessment, 2023
- [6] Topham, S., Bazzanella, A., Schiebahn, S., Luhr, S., Zhao, L., Otto, A. and Stolten, D. (2014). Carbon Dioxide. In Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, (Ed.).
- [7] Osman AI, Hefny M, Abdel Maksoud MIA, Elgarahy AM, Rooney DW. Recent advances in carbon capture storage and utilisation technologies: a review, 2021
- [8] Althaus H.-J., Chudacoff M., Hischier R., Jungbluth N., Osses M. and Primas A. (2007) Life Cycle Inventories of Chemicals. ecoinvent report No. 8, v2.0. EMPA Dübendorf, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, version en ligne sur : www.ecoinvent.org
- [9] Raynal L. Tebianian S., Techniques de l'ingénieur – Captage du CO₂, Technologie pour la transition énergétique, mai 2020

2.2.3 ETAT DE L'ART : PRODUIRE DU METHANOL (CH₃OH)

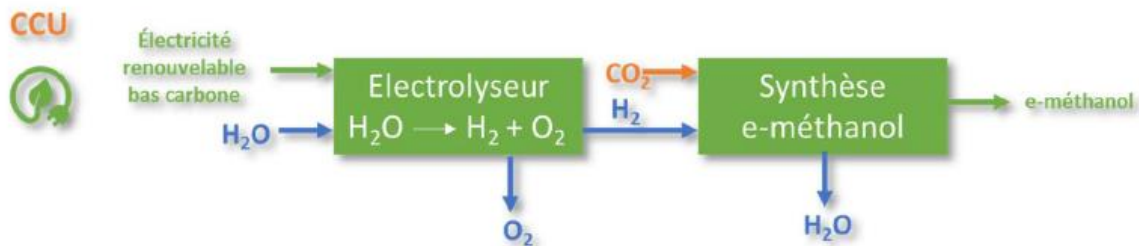
2.2.3.1 Description synoptique de production



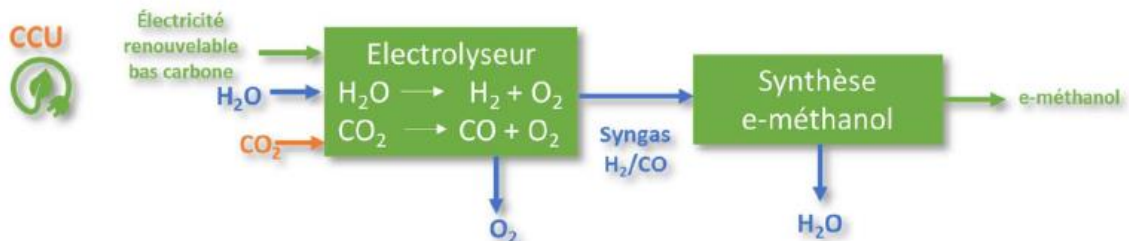
2.2.3.2 Briques technologiques d'intérêt

La synthèse de e-méthanol peut être réalisée par 3 voies [2] :

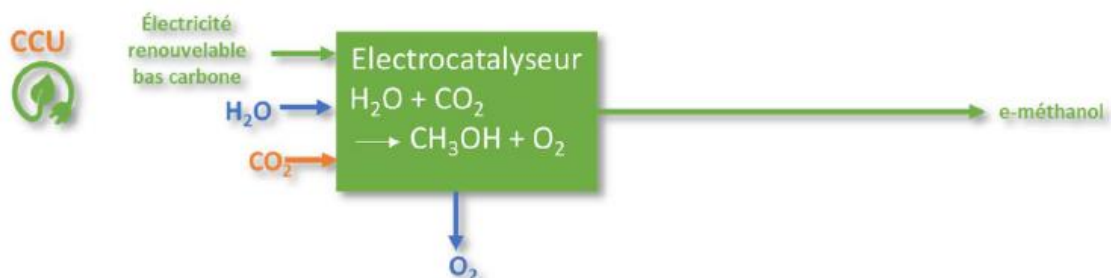
- ① Production de méthanol par électrolyse de l'eau suivie d'une synthèse catalytique



- ② Production de méthanol par co-électrolyse de l'eau et du dioxyde de carbone suivie d'une synthèse catalytique



- ③ Production de méthanol par synthèse électro-catalytique directe à partir d'eau et de dioxyde de carbone



Parmi ces 3 voies de synthèse, la 1^{ère}, par synthèse catalytique, est la seule démontrée à une échelle industrielle. C'est donc la voie retenue dans le cadre de cette fiche. Elle fait intervenir la réaction suivante :



Actuellement, la majorité des unités industrielles de production de Méthanol sont basées sur des technologies en phase gaz. Les principaux points de différenciation entre les technologies sont la boucle de pression, le type de réacteur ainsi que les équipements de récupération de chaleur résiduelle. Les procédés récents de grande capacité sont principalement opérés à basse pression sur des catalyseurs à base de cuivre. Les réacteurs généralement mis en œuvre sont conçus de manière à minimiser les tailles de réacteur et maximiser la récupération de chaleur (quench-type, multi-étagés avec refroidissement intermédiaire ou isothermes).

La réaction est opérée au moyen de catalyseurs à base de cuivre, de zinc et d'alumine, à une température de 250-300°C et sur une plage de pression allant de 50 à 100 bar.

Le procédé fait intervenir une étape de distillation afin de séparer l'eau co-produite par la réaction et le méthanol. La quantité d'eau produite s'élève à 0,59 kg/kg de e-méthanol [1].

2.2.3.3 Rendements

Rendement brut	$\frac{\text{Puissance MeOH (PCI)}}{\text{Puissance H}_2 \text{ (PCI)}}$	86 %
Rendement net	$\frac{\text{Puissance MeOH (PCI)}}{\text{Puissance H}_2 \text{ (PCI)} + \text{Consommation électrique}}$	82 %

2.2.3.4 Spécifications produit

Les spécifications ASTM pour le méthanol carburant sont les suivantes :

Fuel Methanol (M70-M85) for Automotive Spark-Ignition Engines (ASTM D 5797 – 07)			
Properties	Class 1	Class 2	Class 3
Methanol + higher alcohols, min, volume%	84	80	70
Hydrocarbon/aliphatic ether, volume%	14–16	14–20	14–30
Vapor pressure, kPa	48–62	62–83	81-103
Lead, max, mg/L	2.6	2.6	3.9
Phosphorus, max, mg/L	0.2	0.3	0.4
Sulfur, max, mg/kg	160	200	300
FOR ALL CLASSES			
Higher alcohols (C2–C8), max, volume %	2		
Acidity, as acetic acid, max, mg/kg	50		
Solvent washed gum content, max, mg/100 mL	5		
Unwashed gum content, max, mg/100 mL	20		
Total chlorine as chlorides, max, mg/kg	2		
Inorganic chloride, max, mg/kg	0.5		
1 Water, max, mass%			
Appearance	This product shall be visibly free of suspended or precipitated contaminants (clear and bright). This shall be determined at indoor ambient temperatures unless otherwise agreed upon between the supplier and the purchaser		

2.2.3.5 Consommation électrique

La consommation électrique de l'unité de synthèse de e-méthanol est de 0,276 kWh_e/kg de e-méthanol.

2.2.3.6 Chaleur excédentaire

La réaction est exothermique et produit de la chaleur à 200-300°C à hauteur de 0,398 kWh/kg de e-méthanol

2.2.3.7 Références d'unités existantes ou projets

La production annuelle mondiale de méthanol a presque doublé au cours de la dernière décennie pour atteindre environ 98 millions de tonnes en 2019 ^[4]. Une grande partie de cette croissance provient de la Chine, qui produit du méthanol à partir du charbon. La demande de méthanol devrait continuer à augmenter pour atteindre plus de 120 Mt d'ici 2025 (MMSA, 2020 ; Berggren, 2019) et 500 Mt d'ici 2050 dans le scénario Transforming Energy de l'IRENA.

Moins de 0,2 Mt de méthanol renouvelable sont produites chaque année, à partir d'une poignée d'usines seulement ^[4].

Projet	Pays	Mise en exploitation	Acteurs	Capacité
George Ohla renewable plant	Islande	2011	CRI	4000 t/an
Liquid sunshine	Chine	2020	Dalian Institute of Chemical Physics	1000 t/an
Shunli Anyang	Chine	2022	CRI	110 000 t/an
ReIntegrate	Danemark	2023	European Energy	10 000 t/an
The sailboat CO ₂ to green methanol project	Chine	2023	CRI, Jiangsu Sailboat Petrochemicals	100 000 t/an
FlagshipOne	Suède	2024	Liquid Wind	50 000 t/an
The Finn fjord emethanol project	Norvège	2024	CRI, Finnfjord, et Statkraft	100 000 t/an
AIR	Suède	2025	Perstorp	200 000 t/an

2.2.3.8 Hynovi	France	2025	Vicat, Hynamics	200 000 t/an
eM-Lacq	France	2027	Elyse Energy	200 000 t/an
North Sea Methanol	Rodenhuize, Belgique	2024	ArcelorMittal, ENGIE et 8 autres partenaires	45 000 t/an

2.2.3.9 Maturité (TRL)

TRL 7-8 : Les technologies de production de e-méthanol sont commercialisées et finalisent leurs phases de démonstrateur industriel et passent au stade de commercialisation à grande échelle.

2.2.3.10 Transport, distribution et usage

- ▶ Transport et distribution :
- ▶ Suite à la production du méthanol, ce dernier est liquide à pression et température ambiante. Il est transporté et distribué dans des stations-services. Ce transport se fait majoritairement par camion-citerne propulsé au diesel fossile ou par navire chimiquier.
- ▶ Usage :
- ▶ Le méthanol est un produit de base de l'industrie chimique et est très utilisé partout dans le monde.
- ▶ Comme carburant, il était utilisé jusque dans les années 2000 dans quelques stations-services aux USA et dans des courses de voitures.
- ▶ Aujourd'hui, il est commercialisé sous le nom M100 dans des stations-services en Chine pour alimenter des voitures thermiques fonctionnant avec ce carburant. Il existe aussi une station en Islande. Le méthanol présente un PCI plus faible que l'essence et est plus corrosif. Il peut être utilisé dans des moteurs 4 temps à essence, mais nécessite le changement des durites d'alimentations et quelques modifications dans l'injection moteur. Des constructeurs chinois proposent des voitures au méthanol.

De plus en plus de navires chimiques sont commandés avec des moteurs 2 temps dual-fuel méthanol-MDO (diesel spécifique à la marine).

2.2.3.11 Bibliographie

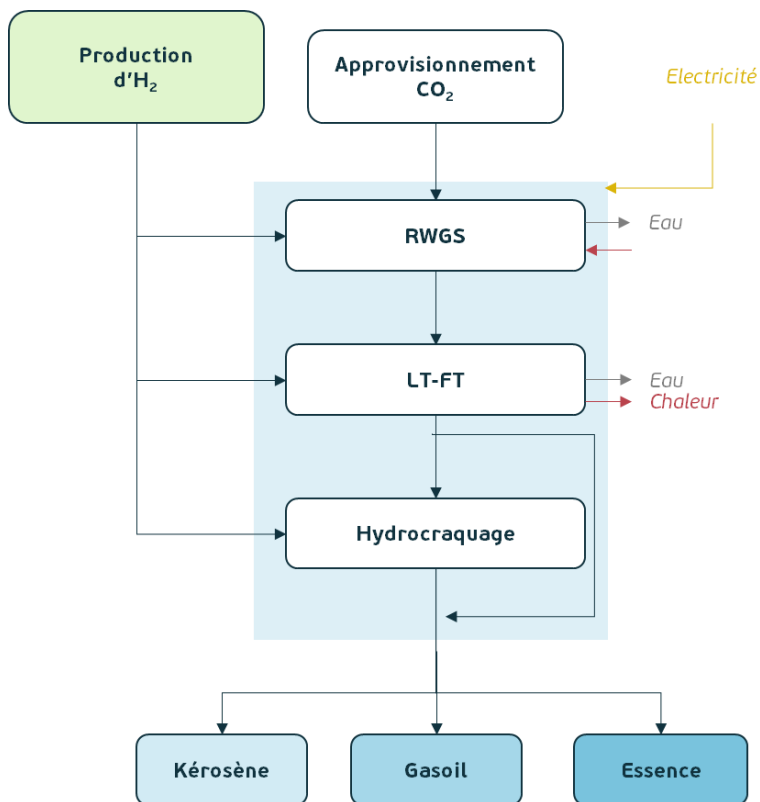
- 1] Concawe-Aramco – Report, E-fuels: a techno-economic assessment of European domestic production and imports towards 2050, Novembre 2022
- [2] EVOLEN – Note de synthèse sur les électro-carburants, Février 2023
- [3] ADEME – Electro-carburants en 2050 (rapport), Octobre 2023
- [4] IRENA & Methanol Institute – Innovation Outlook – Renewable Methanol, 2021

2.2.4 ETAT DE L'ART : PRODUIRE DU E-KEROZENE (OU E-SAF)

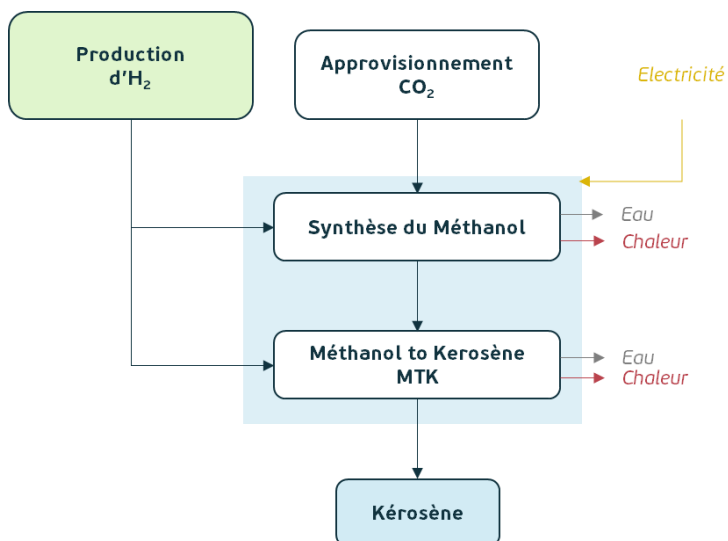
2.2.4.1 Description synoptique de production

► Voie Fischer-Tropsch (FT)

Le e-Kérosène (ou e-SAF (Sustainable Aviation Fuel)) est un coproduit dans la production de e-distillats par réactions en chaîne de Reverse Water Gas Shift (RWGS) et synthèse Fischer-Tropsch :



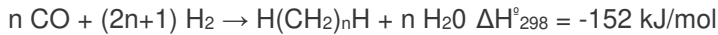
► Voie méthanol



2.2.4.2 Briques technologiques d'intérêt

► Voie Fischer-Tropsch (FT)

La réaction FT simplifiée peut être décrite comme l'équation suivante :



Outre les alcanes, des alcènes, des alcools et des acides carboxyliques se forment. Pour tous les produits, le rapport molaire des réactifs est d'environ 2 mol H₂ pour 1 mol de CO. La répartition des produits est principalement influencée par la température et le catalyseur de la réaction FT, ce qui se traduit en moyenne par des hydrocarbures plus légers pour les hautes températures, on parle de HT-FT (High Temperature Fischer Tropsch à 320-350°C) et des hydrocarbures plus lourds pour les basses températures, on parle de LT-FT (Low-Temperature Fischer Tropsch à 190-250°C). Les deux modes sont opérés sous pression (10 à 60 bar).

Pour maximiser le rendement des carburants de transport (essence, diesel, kérosène), il est possible de choisir un LT-FT combiné à une étape d'hydrocraquage pour convertir la cire produite en GPL, essence, diesel et kérosène, ce qui donne une répartition des produits suivante :

- 37 % d'essence,
- 28 % de diesel,
- 32 % de kérosène
- 3 % de GPL.

Il est possible d'améliorer les propriétés à froid des produits issus de la réaction d'hydrocraquage par isomérisation. Cette étape peut être effectuée in-situ lors de l'hydrocraquage en ajustant le catalyseur.

La réaction de Fischer-Tropsch nécessite un mélange d'hydrogène et de monoxyde de carbone, ce qui signifie que le CO₂ capturé doit être réduit en CO avant la réaction. Cette réduction se fait via la réaction appelée Reverse Water Gas Shift (RWGS), une réaction endothermique où le CO₂ est reformé avec H₂ pour produire du CO et de l'eau. Cette réaction nécessite de la chaleur et fonctionne à des températures élevées comprises entre 800 et 1 000 °C, et des pressions allant jusqu'à 30 bar pour favoriser l'équilibre avec le CO, au lieu du CO₂ et du CH₄. Un peu d'électricité est nécessaire pour faire fonctionner la centrale (compression). L'unité de RWGS est un consommateur net d'électricité et de chaleur.



La conversion du CO₂ est généralement complète, et l'unité intègre des étapes de purification, de recyclage du CO₂ non réagi, de chauffage et de compression.

► Voie méthanol

La conversion du méthanol en kérosène (MTK), ou plus généralement appelée méthanol en distillats moyens (MTGD – Methanol to Gasoline and / or Distillates), suit la même voie chimique que celle du méthanol en essence (voir fiche dédiée).

Comme pour le MTG (Methanol to Gasoline) et le MTO (Methanol to Olefins), la technologie MTGD produit un mélange d'hydrocarbures qui contient ~ 90% de liquides, en mélange à 5 à 8% de paraffines C3 + C4 et 1 à 2% de gaz combustible. Le produit liquide est composé d'environ 20 à 30 % de kérosène, le reste étant du diesel. Les conditions opératoires sous catalyse sont une température de 250 à 400°C et une pression de 10 à 30 bar.

2.2.4.3 Rendements

Rendement brut	$\frac{\text{Puissance Kerosène (PCI)}}{\text{Puissance H}_2 \text{ (PCI)}}$	Voie F-T : 72 % ² Voie MTK : 78 % ³
Rendement net	$\frac{\text{Puissance Kérosène (PCI)} + \text{chaleur excédentaire}}{\text{Puissance H}_2 \text{ (PCI)} + \text{Consommation électrique}}$	Voie F-T : 76 % Voie MTK : 83%

2.2.4.4 Spécifications produit

L'e-SAF (e-kérosène) doit être conforme à la norme ASTM D7566, qui définit les spécifications techniques relatives au carburant pour turbines d'aviation contenant des hydrocarbures synthétiques et comprend la spécification technique du kérosène paraffinique synthétique issu du procédé Fischer-Tropsch (SPK-FT) (tableau ci-dessous).

À l'heure actuelle, l'e-jet peut être mélangé jusqu'à 50 % en volume avec des composants de mélange conventionnels ou du carburant Jet A ou Jet A-1 certifié selon la spécification ASTM D1655 (Standard Specification for Aviation Turbine Fuels). Le produit final, c'est-à-dire le carburant pour turbines d'aviation fabriqué, certifié conformément à toutes les exigences de la norme ASTM D7566 (voir tableau), doit satisfaire les exigences de la spécification ASTM D1655 (Standard Specification for Aviation Turbine Fuels) et doit être considéré comme un carburant pour turbines de la spécification D1655.

Par conséquent, l'hypothèse qui est faite dans la plupart des cas est que le produit final ne présente aucune différence avec le carburant pour turbines d'aviation conventionnel.

Spécifications kérosène issu de la synthèse Fischer-Tropsch :

² Les rendements alloués et les consommations d'énergie nécessaires à la production de 1 kg d'e-SAF avec le procédé Fischer-Tropsch. Il s'agit de quantités allouées, correspondant à la part de matière première et d'énergie associée au SAF uniquement, de sorte qu'aucun coproduit n'est affiché.

³ Les rendements alloués et les consommations d'énergie nécessaires pour produire 1 kg d'e-SAF avec le procédé méthanol-to-kerosene. Il s'agit d'un solde alloué, correspondant à la part de matière première et d'énergie associée au SAF uniquement, de sorte qu'aucun coproduit n'est indiqué.

Characteristic	Unit	Limits		Norm
		Min	Max	
Total acidity	mg KOH/g	-	0.015	ASTM D3242
Volatility				
Distillation	°C			ASTM D86
10% vol	°C	-	205	
50% vol	°C	Inform		
90% vol	°C	Inform		
T90-T10	°C	22	-	
Final point	°C	-	300	
Residue	%v/v	-	1.5	
Loss	%v/v	-	1.5	
Simulated distillation	°C			ASTM D2887
10% vol	°C		Inform	
20% vol	°C		Inform	
50% vol	°C		Inform	
80% vol	°C		Inform	
90% vol	°C		Inform	
Final point	°C			
Inflamation point	°C	38.0	-	ASTM D56
Density 15°C	kg/m ³	730	770	ASTM D4052
Freezing point Jet A	°C	-	-40.0	ASTM D5972
Thermal stability JFTOT (2,5 h a T control)				ASTM D3241
Temperature	°C	325	-	
Differential pressure drop	mm Hg	-	25	
Classification				
(1) Annex A1 VTR, color code VTR		Lower to 3, no marks or anormals colour deposits		
(2) Annex A2 ITR o Annex A3 ETR, nm average in area of 2,5 mm ²			85	
Cycloparafins	%m/m		15	ASTM D2425
Aromatics	%m/m		0,5	ASTM D2425
Parafins	%m/m		Inform	ASTM D2425
Carbon and Hydrogen	%m/m	99,5		ASTM D5291
Nitrogen	mg/kg		2	ASTM D4629
Water	mg/kg		75	ASTM D6304
Sulfur	mg/kg		15	ASTM D5453
Metals (Al, Ca, Co, Cr, Cu, Fe, K, Li, Mg, Mn, Mo, Na, Ni, P, Pb, Pd, Pt, Sn, Sr, Ti, V, Zn)	mg/kg		0,1 (metal)	ASTM D7111
Halogenates	mg/kg		1	ASTM D7359

Spécification kérosène issue de la voie MTK

Characteristic	Unit	Limits		Norm
		Min	Max	
Aspect		Clear, shiny, free of solid materials and water at ambient temperature		
Total acidity	mg KOH/g	-	0.10	ASTM D3242
Aromatics content	%v/v	8	25.0	ASTM D1319
Total sulphur	%m/m	-	0.30	ASTM D4294
Total mercaptans	%m/m	-	0.003	ASTM D3227
Distillation	°C			ASTM D86
10% vol	°C	-	205	
50% vol	°C	Inform		
90% vol	°C	Inform		
T50-T10	°C	15	-	
T90-T10	°C	40	-	
Final point	°C	-	300	
Residue	%v/v	-	1.5	
Loss	%v/v	-	1.5	
Inflammation point	°C	38.0	-	ASTM D56
Density 15°C	kg/m ³	775	840	ASTM D4052
Freezing point Jet A	°C	-	-40.0	ASTM D5972
Freezing point Jet A-1	°C	-	-47.0	ASTM D5972
Kinematic viscosity -20°C	mm ² /s	-	8.000	ASTM D445
Smoking point	mm	25.0	-	ASTM D1322
Calorific value	MJ/kg	42.80	-	ASTM D4529
Corrosion lámina de cobre (3h a 50°C)	scale	-	Class 1	ASTM D130
Thermal stability JFTOT (2,5 h T control)				ASTM D3241
Temperature	°C	325	-	
Pressure drop	mm Hg	-	25	
Clasification				
Anexo A1 VTR, colour code VTR		Lower than 3, without marks or anormal colour deposits		
Anexo A2 ITR o Anexo A3 ETR, nm average area 2,5 mm ²			85	
Existing gums	mg/100 ml	-	7	ASTM D381
Water separation index				ASTM D3948
Without additive antistatic		85	-	
With additive antistatic		70	-	
Electric conductivity	pS/m	50	600	ASTM D2624
Lubricity	mm	-	0.85	ASTM D5001

2.2.4.5 Consommation électrique

► Voie Fischer-Tropsch

La consommation électrique (hydrogène vers e-kérosène) est de 0.528 kWh/kg_{kérosène} (inclus le RWGS et la synthèse LT-FT – hors compression du CO₂ et de l'H₂)

► Voie méthanol

La consommation électrique (hydrogène vers e-kérosène) est de 0.832 kWh/kg_{kérosène} (inclus la synthèse du méthanol et la réaction MTK – hors compression du CO₂ et de l'H₂)

2.2.4.6 Consommation et surplus de chaleur

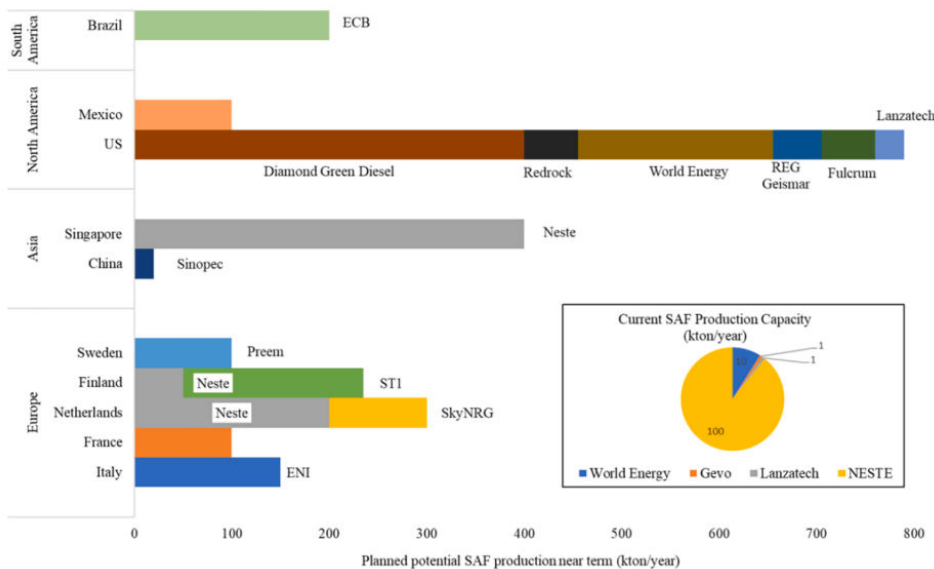
- **Voie Fischer-Tropsch** : La réaction de RWGS est endothermique (consommation de chaleur) et la réaction de F-T est exothermique (production de chaleur). L'ensemble de la chaîne de production est exothermique avec une production de chaleur nette de 2.568 kWh/kg_{kérosène}.

- ▶ Voie méthanol : Les deux réactions en jeu sont exothermiques avec une production de chaleur nette de 1.287 kWh/kgkérosène.

2.2.4.7 Références d'unités existantes ou projets

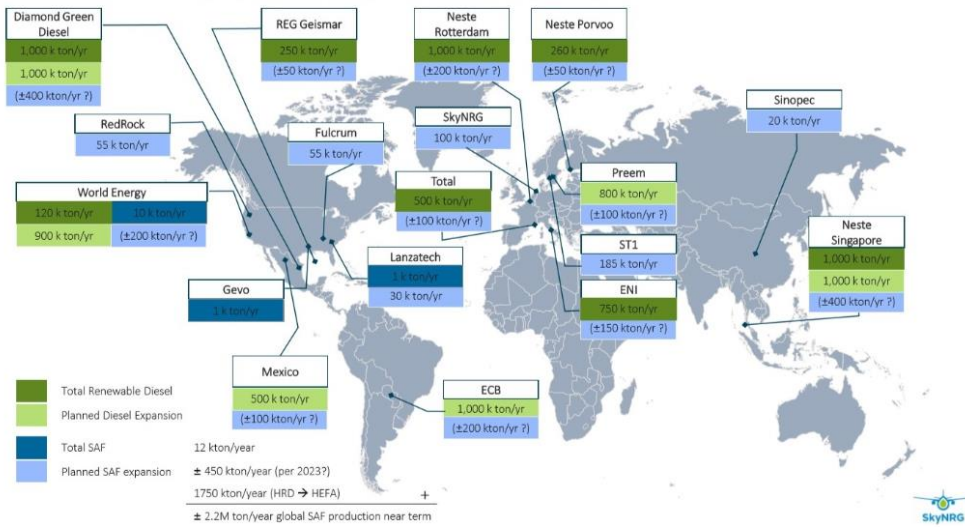
L'Académie des technologies publie en février 2023 un rapport sur la décarbonation du secteur aérien par la production de carburants durables, qui évalue la demande mondiale de SAF en 2050 à 400 Mt (60 Mt en Europe, 6 Mt en France) et estime que, compte tenu des ressources disponibles et des conflits d'usages potentiels, les SAF issus de la biomasse (bio-CAD) ne pourront pas représenter plus de 20 % des besoins en 2050. T&E estime, de son côté, leur potentiel à 10 % à cette date. Le complément devra donc provenir de molécules de synthèse, du « e-SAF » obtenu en combinant de l'hydrogène et du CO₂.

La figure ci-dessous présente la capacité de production mondiale et potentielle de SAF à court terme. Les informations ont été collectées et compilées à partir des données fournies par SkyNRG et NESTE en 2021. En 2021, seules quatre entreprises (NESTE, Lanzatech, World Energy et Gevo) produisaient du SAF. Cependant, plusieurs usines de production de SAF ont été annoncées en Europe, en Asie et en Amérique du Sud, pouvant bientôt contribuer à une production importante de SAF.



La carte ci-dessous montre le niveau de la capacité de production existante et potentielle dans le monde (2020).

Existing and announced SAF production capacity



► Voie Fischer-Tropsch

Jusqu'à présent, les projets PtX (Power-to-X) réalisés utilisant la synthèse FT pour produire des hydrocarbures, comme l'usine pilote Sunfire à Dresde (Allemagne), sont encore à l'échelle de la démonstration/recherche avec de faibles capacités. Nordic Electrofuel, Sunfire et Climeworks ont annoncé leur intention de construire une centrale de 20 MW (liée à l'entrée d'électricité).

► Voie méthanol

Pas d'unité commerciale en fonctionnement. Si la voie dite ATJ-SPK (kérosène paraffinique synthétique obtenu à partir d'alcool) a été certifiée en 2016 comme étant conforme aux normes internationales pour la production de jet, le méthanol ne figure pas dans la liste des alcools éligibles.

Projet	Pays	Mise en exploitation	Acteurs principaux	Capacité	Procédé
Frankfurt Hoechst plant	GE	2022	INERATEC	2.5 kt/an	RWGS + F-T
Rheinland refinery	GE	2023	Shell, ITM power, Linde	100 kt/an	BtL + H ₂
Bibiao Petronor plant	ES	2024	Repsol, Aramco	2.3 kt/an	RWGS + F-T
Heroya plant	NO	2025	Nordic-Electro fuel	7 kt/an	RWGS + F-T
Forsmark	SE	2027	Vattenfall, SAS, Shell, Lanzatech	50 kt/an	AtJ
BioTJet	FR	2028-2030	Elyse Energy, Avril, IFPEN	30-100 kt/an	BtL + H ₂
ReuZe	FR	2028-2030	Engie, ArcelorMittal	95 kt/an	RWGS + F-T

Net Zero 1	USA	2030	GEVO	100 kt/an	EtG
Hynovera	FR	2027-2030	Hy2GEN	16 - 25 kt/an	BtL + H ₂
Norsk e-fuel	NO	2028-209	Sunfire, Climeworks, Paul Wurth, Valinor, Lux-Airport	12.5 – 100 millions L/an	RWGS + F- T
Haru Oni	CL	2026	HIF, Siemens Energy, Porsche, enel, ENAP, ExxonMobil, EmpresasGasco	550 000 L/an	MtG

2.2.4.8 Maturité (TRL)

► Voie Fischer-Tropsch

- RWGS – TRL 7 : La technologie du réacteur est mature en raison de son utilisation dans le processus inverse, le Water Gas Shift (WGS), largement utilisé dans la réaction de reformage à la vapeur pour la production d'hydrogène à partir de gaz naturel. Le processus RWGS, cependant, n'est pas souvent mis en œuvre
- Fischer-Tropsch – TRL 9 : **Le procédé Fischer-Tropsch constitue l'étape commune.** La production de carburants Fischer-Tropsch (FT), tels que le diesel synthétique, l'essence ou le kérosène à partir de gaz de synthèse d'origine fossile, repose sur des technologies éprouvées à l'échelle commerciale. À titre d'exemple, on peut citer la gazéification du charbon, comme l'usine de transformation de charbon en liquide de Sasol à Secunda (Afrique du Sud), d'une capacité de 160 000 barils par jour et le reformage à la vapeur du gaz naturel, comme l'usine de transformation du gaz naturel en gaz de Pearl de Shell au Qatar, d'une capacité de 140 000 barils par jour.

► Voie méthanol – TRL 9

La technologie de conversion du méthanol en essence (MTG) a été développée pour la première fois par Mobil dans les années 1980, en utilisant un processus en plusieurs étapes pour déshydrater et convertir le méthanol. Le MTO (Methanol to Olefins) est commercialement prouvé sur du méthanol fossile ; La même technologie s'applique au MeOH provenant d'autres sources.

La conversion du méthanol en oléfines a été découverte par Mobil scientifiques dans les années 1970, ainsi que le processus similaire de conversion du méthanol en essence. L'une des plus grandes usines de MTG a été installée en 1985 en Nouvelle-Zélande pour produire de l'essence et du diesel et a été exploitée jusqu'en 1997. D'autres installations MTG ont été construites en 2009 dans la province du Shanxi en Chine avec une capacité de 2 500 barils d'essence par jour (~300 t/j) et en 2011 avec une capacité de 25 000 barils d'essence par jour (~3 000 t/j).

Le process MTG peut être considéré comme mature et commercialement disponible (TRL 9). Aujourd'hui, le processus MTG est fourni par ExxonMobil (MOGD) et Haldor Topsoe (TIGAS : Topsoe Improved Gasoline Synthesis). Air Liquide met au point un procédé methanol-to-olefin pour la production de propylène (MtP) qui est une étape intermédiaire à la production d'essence, de kérosène et de diesel. Air Liquide construit des usines MTG via la technologie ExxonMobil.

Cependant, le SAF issu de la voie de synthèse MtK n'est pas certifié **ASTM D7566 au contraire du SAF produit via F-T**

2.2.4.9 Transport, distribution et usage

- ▶ Transport et distribution :
- ▶ Suite à la production du kérosène, il est transporté et distribué dans les aéroports. Ce transport se fait majoritairement par camion-citerne propulsé au diesel fossile.
- ▶ Usage :
- ▶ En France, le kérosène est majoritairement utilisé dans le transport aérien dans des turbines à réactions. Cet usage se fait dans des turboréacteurs pour les avions civils et militaires, ainsi que dans les turbines d'hélicoptères. En 2021, sur les 67.9 millions de tonnes de pétrole consommées en France.

en millions de t

Gazole routier	31,1	GPL	3,9
Fioul domestique et autres	10,8	Coke de pétrole et autres	1,8
Supercarburants routiers	9,0	Jet kérosène	1,6
Naphta, bitumes, lubrifiants	8,5	Fiouls lourds	1,1

Source : Chiffres clés de l'énergie

- ▶ Pour les calculs d'émissions de GES du transport, distribution et les usages, il est possible de se référer à la réglementation RED II, RÈGLEMENT DÉLÉGUÉ (UE) 2023/1185 de la commission du 10 février 2023, complétant la directive (UE) 2018/2001.

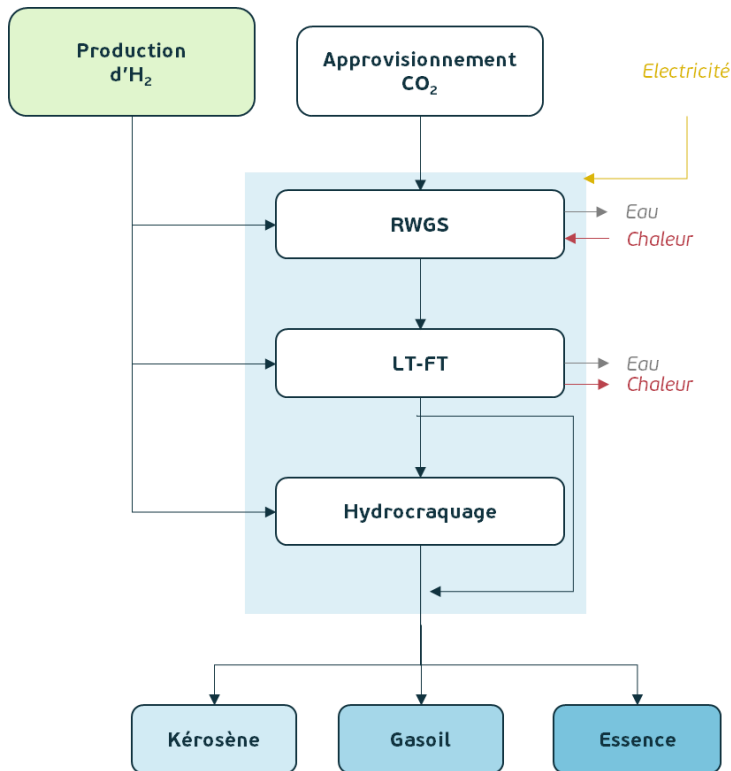
2.2.4.10 Bibliographie

- ▶ [1] Groupe de Travail e-fuels d'EVOLLEN ; Note de synthèse sur les électro-carburants, Cartographie, propriétés, synthèses et usages ; Février 2023
- ▶ [2] ADEME ; Electro-carburants en 2050, quels besoins en électricité et CO₂ ? ; Octobre 2023
- ▶ [3] Concawe et aramco ; E-Fuels – A techno-economic assessment of European domestic production and imports towards 2050 ; Novembre 2022
- ▶ [4] Ministère de la transition écologique et solidaire ; Mise en place d'une filière de biocarburants aéronautiques en France ; 2020
- ▶ [5] Ministère de la transition écologique et solidaire ; Datalab, Bilan énergétique de la France en 2021. <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/bilan-energetique-2021/pdf/bilan-energetique-de-la-france-pour-2021.pdf>

2.2.5 ETAT DE L'ART : PRODUIRE DU E-DIESEL

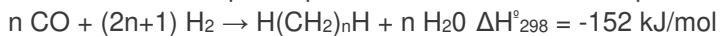
2.2.5.1 Description synoptique de production

Le e-diesel est un coproduit dans la production de e-distillats par réactions en chaîne de Reverse Water Gas Shift et synthèse Fischer-Tropsch :



2.2.5.2 Briques technologiques d'intérêt

La réaction FT simplifiée peut être décrite comme l'équation suivante :



Outre les alcanes, des alcènes, des alcools et des acides carboxyliques se forment. Pour tous les produits, le rapport molaire des réactifs est d'environ 2 mol H₂ pour 1 mol de CO. La répartition des produits est principalement influencée par la température et le catalyseur de la réaction FT, ce qui se traduit en moyenne par des hydrocarbures plus légers pour les hautes températures, on parle de HT-FT (High Temperature Fischer Tropsch à 320-350°C) et des hydrocarbures plus lourds pour les basses températures, on parle de LT-FT (Low-Temperature Fischer Tropsch à 190-250°C). Les deux modes sont opérés sous pression (10 à 60 bar).

Pour maximiser le rendement des carburants de transport (essence, diesel, kérosène), il est possible de choisir un LT-FT combiné à une étape d'hydrocraquage pour convertir la cire produite en GPL, essence, diesel et kérosène, ce qui donne une répartition des produits suivante :

- 37 % d'essence,
- 28 % de diesel,
- 32 % de kérosène
- 3 % de GPL.

Il est possible d'améliorer les propriétés à froid des produits issus de la réaction d'hydrocraquage par isomérisation. Cette étape peut être effectuée in-situ lors de l'hydrocraquage en ajustant le catalyseur.

La réaction de Fischer-Tropsch nécessite un mélange d'hydrogène et de monoxyde de carbone, ce qui signifie que le CO₂ capturé doit être réduit en CO avant la réaction. Cette réduction se fait via la réaction appelée Reverse Water Gas Shift (RWGS), une réaction endothermique où le CO₂ est reformé avec H₂ pour produire du CO et de l'eau. Cette réaction nécessite de la chaleur et fonctionne à des températures élevées comprises entre 800 et 1 000 °C, et des pressions allant jusqu'à 30 bar pour favoriser l'équilibre avec le CO, au lieu du CO₂ et du CH₄. Un peu d'électricité est nécessaire pour faire fonctionner la centrale (compression). L'unité de RWGS est un consommateur net d'électricité et de chaleur.



La conversion du CO₂ est généralement complète, et l'unité intègre des étapes de purification, de recyclage du CO₂ non réagi, de chauffage et de compression.

2.2.5.3 Rendements

Rendement brut	$\frac{\text{Puissance Diesel (PCI)}}{\text{Puissance H}_2 \text{ (PCI)}}$	75 % ⁴
Rendement net	$\frac{\text{Puissance Diesel (PCI)} + \text{chaleur excédentaire}}{\text{Puissance H}_2 \text{ (PCI)} + \text{Consommation électrique}}$	88 %

2.2.5.4 Spécifications produit

Le e-diesel produit par Fischer-Tropsch respecte la norme D EN 15940 qui est la norme de carburant pour le diesel paraffinique. Cette spécification a été conçue pour le HVO (Hydrotreated Vegetable Oil) et le GtL (Gas-to-Liquids), et elle est valable pour l'e-diesel.

Ainsi, le e-diesel est similaire au diesel classique (EN590), à l'exception des différences de densité (classe B 780-810 kg/m³ versus EN 590 820-845 kg/m³). Certains aspects à prendre en compte dans l'utilisation de l'e-diesel sont les suivants :

- ▶ Amélioration du pouvoir lubrifiant par des additifs
- ▶ Ajustement des propriétés à froid par le processus de production (isomérisation et distillation)
- ▶ Ajustements mineurs dans le moteur (contrôle de l'injection de carburant et post-traitement SCR)

Il est possible pour l'e-diesel de correspondre à la spécification EN590 en le mélangeant à d'autres composants de densité plus élevée (par exemple : FAME, huile de pyrolyse). Les e-carburants Fischer-Tropsch sont des carburants paraffiniques, qui nécessitent un hydrocraquage et une isomérisation pour améliorer les propriétés à froid et s'adapter à la norme diesel EN 590. Les carburants paraffiniques ont un indice de cétane nettement plus élevé (>= 70) et sont (presque) exempts d'aromatiques.

	EN 590 :2013	EN 15940 : 2016
Indice cétane	> 51	> 70
Densité @15°C (kg/m ³)	820 – 845	765 – 800
Hydrocarbure polycycliques aromatiques (%m)	< 8	< 1.1
Point éclair (°C)	> 55	> 55
Viscosité HFRR (60°C) (µm)	460	460

⁴ Les rendements alloués et les consommations d'énergie nécessaires à la production de 1 kg d'e-diesel avec le procédé Fischer-Tropsch. Il s'agit de quantités allouées, correspondant à la part de matière première et d'énergie associée au diesel uniquement, de sorte qu'aucun coproduit n'est affiché.

Viscosité cinétique (40°C) (mm ² /s)	2 -4.5	5 – 4.5
Température d'ébullition (°C)	180 – 360	180 - 360
PCI (MJ/kg)	42.9	44.1
Teneur en O ₂ (%m)	< 1	< 0.5

2.2.5.5 Consommation électrique

La consommation électrique (hydrogène vers e-diesel) est de 0.528 kWh/kg_{diesel} (inclus le RWGS et la synthèse LT-FT – hors compression du CO₂ et de l'H₂)

2.2.5.6 Consommation et surplus de chaleur

La réaction de RWGS est endothermique (consommation de chaleur) et la réaction de F-T est exothermique (production de chaleur). L'ensemble de la chaîne de production est exothermique avec une production de chaleur nette de 2.56 kWh/kg_{diesel}.

2.2.5.7 Références d'unités existantes ou projets

Jusqu'à présent, les projets PtX (Power-to-X) réalisés utilisant la synthèse FT pour produire des hydrocarbures, comme l'usine pilote Sunfire à Dresde (Allemagne), sont encore à l'échelle de la démonstration/recherche avec de faibles capacités. Nordic Electrofuel, Sunfire et Climeworks ont annoncé leur intention de construire une centrale de 20 MW (liée à l'entrée d'électricité).

Projet	Pays	Mise en exploitation	Acteurs principaux	Capacité	Procédé
Frankfurt Hoechst plant	GE	2022	INERATEC	2.5 kt/an	RWGS + F-T
Rheinland refinery	GE	2023	Shell, ITM power, Linde	100 kt/an	BtL + H ₂
Bibiao Petronor plant	ES	2024	Repsol, Aramco	2.3 kt/an	RWGS + F-T
Heroya plant	NO	2025	Nordic-Electro fuel	7 kt/an	RWGS + F-T
BioTJet	FR	2028-2030	Elyse Energy, Avril, IFPEN	30-100 kt/an	BtL + H ₂
ReuZe	FR	2028-2030	Engie, ArcelorMittal	95 kt/an	RWGS + F-T
Hynovera	FR	2027-2030	Hy2GEN	16 - 25 kt/an	BtL + H ₂
Norsk e-fuel	NO	2028-209	Sunfire, Climeworks, Paul Wurth, Valinor, Lux-Airport	12.5 – 100 millions L/an	RWGS + F-T

2.2.5.8 Maturité (TRL)

- ▶ RWGS – TRL 7 : La technologie du réacteur est mature en raison de son utilisation dans le processus inverse, le Water Gas Shift (WGS), largement utilisé dans la réaction de reformage à la vapeur pour la production d'hydrogène à partir de gaz naturel. Le processus RWGS, cependant, n'est pas souvent mis en œuvre
- ▶ Fischer-Tropsch – TRL 9 : Le procédé Fischer-Tropsch constitue l'étape commune. La production de carburants Fischer-Tropsch (FT), tels que le diesel synthétique, l'essence ou le kérosène à partir de gaz de synthèse d'origine fossile, repose sur des technologies éprouvées à l'échelle commerciale. À titre d'exemple, on peut citer la gazéification du charbon, comme l'usine de transformation de charbon en liquide de Sasol à Secunda (Afrique du Sud), d'une capacité de 160 000 barils par jour et le reformage à la vapeur du gaz naturel, comme l'usine de transformation du gaz naturel en gaz de Pearl de Shell au Qatar, d'une capacité de 140 000 barils par jour.

2.2.5.9 Transport, distribution et usage

- ▶ Transport et distribution :
- ▶ Suite à la production de l'e-diesel, il est transporté et distribué dans des stations-services. Ce transport se fait majoritairement par camion-citerne propulsé au diesel fossile.
- ▶ Usage :
- ▶ En France, le diesel est majoritairement utilisé dans le transport pour la propulsion des véhicules lourds : véhicules légers long routiers et tous les Poids Lourds (véhicules de plus de 3.5 tonnes PTAC), il est également utilisé pour les engins off-roads et les navires. Cet usage se fait dans des moteurs à combustion interne à allumage par compression. La majorité des moteurs sont en 4 temps, sauf pour les navires de commerce, et fonctionnent suivant le cycle de Diesel. En 2021, sur les 67.9 millions de tonnes de pétrole consommées en France.

en millions de t

Gazole routier	31,1	GPL	3,9
Fioul domestique et autres	10,8	Coke de pétrole et autres	1,8
Supercarburants routiers	9,0	Jet kérosène	1,6
Naphta, bitumes, lubrifiants	8,5	Fiouls lourds	1,1

Source : Chiffres clés de l'énergie

- ▶ Pour les calculs d'émissions de GES du transport, distribution et les usages, il est possible de se référer à la réglementation RED II, RÈGLEMENT DÉLÉGUÉ (UE) 2023/1185 de la commission du 10 février 2023, complétant la directive (UE) 2018/2001.

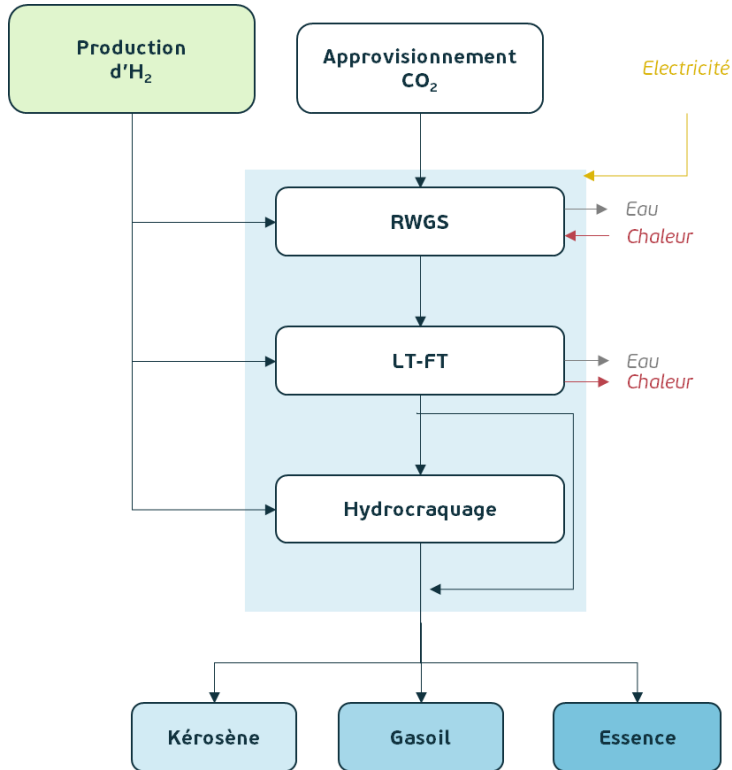
2.2.5.10 Bibliographie

- ▶ [1] Groupe de Travail e-fuels d'EVOLEN ; Note de synthèse sur les électro-carburants, Cartographie, propriétés, synthèses et usages ; Février 2023
- ▶ [2] ADEME ; Electro-carburants en 2050, quels besoins en électricité et CO₂ ? ; Octobre 2023
- ▶ [3] Concawe et aramco ; E-Fuels – A techno-economic assessment of European domestic production and imports towards 2050 ; Novembre 2022
- ▶ [4] Ministère de la transition écologique et solidaire ; Mise en place d'une filière de biocarburants aéronautiques en France ; 2020
- ▶ [5] Ministère de la transition écologique et solidaire ; Datalab, Bilan énergétique de la France en 2021. <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/bilan-energetique-2021/pdf/bilan-energetique-de-la-france-pour-2021.pdf>

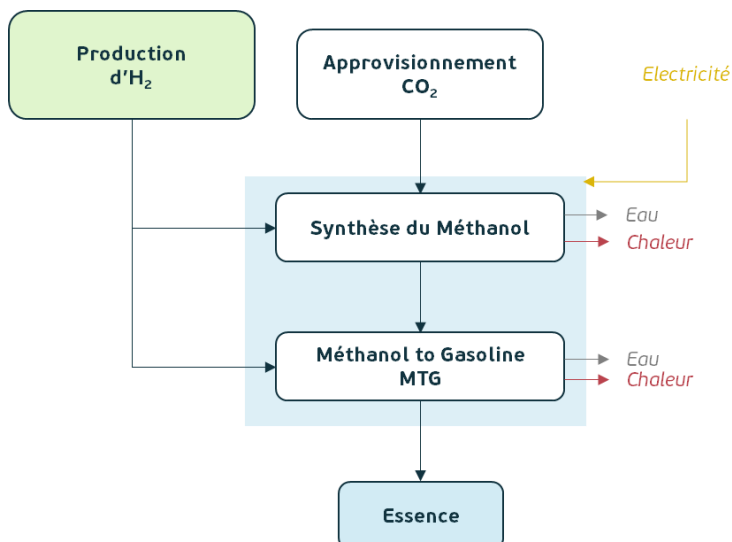
2.2.6 ETAT DE L'ART : PRODUIRE DE LA E-ESSENCE

2.2.6.1 Description synoptique de production

L'essence est un coproduit dans la production de e-distillats par réactions en chaîne de Reverse Water Gas Shift et synthèse Fischer-Tropsch :



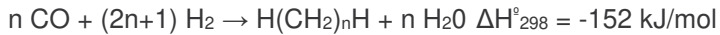
► Voie méthanol



2.2.6.2 Briques technologiques d'intérêt

► Voie Fischer-Tropsch (FT)

La réaction FT simplifiée peut être décrite comme l'équation suivante :



Outre les alcanes, des alcènes, des alcools et des acides carboxyliques se forment. Pour tous les produits, le rapport molaire des réactifs est d'environ 2 mol H₂ pour 1 mol de CO. La répartition des produits est principalement influencée par la température et le catalyseur de la réaction FT, ce qui se traduit en moyenne par des hydrocarbures plus légers pour les hautes températures, on parle de HT-FT (High Temperature Fischer Tropsch à 320-350°C) et des hydrocarbures plus lourds pour les basses températures, on parle de LT-FT (Low-Temperature Fischer Tropsch à 190-250°C). Les deux modes sont opérés sous pression (10 à 60 bar).

Pour maximiser le rendement des carburants de transport (essence, diesel, kérosène), il est possible de choisir un LT-FT combiné à une étape d'hydrocraquage pour convertir la cire produite en GPL, essence, diesel et kérosène, ce qui donne une répartition des produits suivante :

- 37 % d'essence,
- 28 % de diesel,
- 32 % de kérosène
- 3 % de GPL.

Il est possible d'améliorer les propriétés à froid des produits issus de la réaction d'hydrocraquage par isomérisation. Cette étape peut être effectuée in-situ lors de l'hydrocraquage en ajustant le catalyseur.

La réaction de Fischer-Tropsch nécessite un mélange d'hydrogène et de monoxyde de carbone, ce qui signifie que le CO₂ capturé doit être réduit en CO avant la réaction. Cette réduction se fait via la réaction appelée Reverse Water Gas Shift (RWGS), une réaction endothermique où le CO₂ est reformé avec H₂ pour produire du CO et de l'eau. Cette réaction nécessite de la chaleur et fonctionne à des températures élevées comprises entre 800 et 1 000 °C, et des pressions allant jusqu'à 30 bar pour favoriser l'équilibre avec le CO, au lieu du CO₂ et du CH₄. Un peu d'électricité est nécessaire pour faire fonctionner la centrale (compression). L'unité de RWGS est un consommateur net d'électricité et de chaleur.



La conversion du CO₂ est généralement complète, et l'unité intègre des étapes de purification, de recyclage du CO₂ non réagi, de chauffage et de compression.

► Voie méthanol

Une fois que l'e-méthanol est disponible (voir fiche dédiée), la production d'essence nécessite deux étapes supplémentaires, toutes deux incluses sous l'appellation Methanol-to-Gasoline (MTG) :

- (a) la conversion du méthanol en oléfines (MTO)
- et (b) une ou des étapes de post-traitement pour la production d'essence (exemple : oligomérisation ou isomérisation, en fonction des coupes d'hydrocarbures produites)

L'ensemble de ces réactions sont représentées par :



Toutes ces réactions se déroulent au moyen de catalyseurs, elles sont exothermiques. La réaction principale MTO se déroule dans les conditions opératoires suivantes : température de 300-400°C et pression de 15-20 bar. Les réactions de post-traitement (dont l'oligomérisation) se déroulent entre 30 et 300°C et entre P_{atm} et 200 bar suivant les procédés. L'ensemble des réactions de MTO et post-traitement peuvent se dérouler dans des réacteurs différents ou au sein d'un même réacteur selon les fournisseurs. Le rendement en eau est de 56-57% en masse sur le méthanol, cette eau est ensuite séparée de l'essence pour le conditionnement.

Le produit hydrocarboné final comprend généralement :

- 78 à 80 % d'essence,
- 18 à 20 % de GPL

- et 1 à 2 % de gaz combustible.

L'essence MTG est généralement composée de 50 % de paraffines, 20 % d'oléfines et 30 % d'aromatiques

2.2.6.3 Rendements

Rendement brut	$\frac{\text{Puissance Essence (PCI)}}{\text{Puissance H}_2 \text{ (PCI)}}$	Voie F-T : 73%⁵ Voie MTG : 83%⁶
Rendement net	$\frac{\text{Puissance Essence (PCI)} + \text{chaleur excédentaire}}{\text{Puissance H}_2 \text{ (PCI)} + \text{Consommation électrique}}$	Voie F-T : 85% Voie MTG : 86%

2.2.6.4 Spécifications produit

Le tableau ci-dessous montre les normes existantes sur l'essence (EN 228) par rapport aux propriétés de l'e-méthanol-to-gasoline.

Le méthanol est un substitut potentiel de l'essence. Mais il produit de la corrosivité et des problèmes avec les matériaux du système d'alimentation en carburant des véhicules. Son utilisation nécessite des véhicules adaptés. L'essence reste aujourd'hui majoritairement utilisée par rapport au méthanol. Le produit du procédé de transformation du méthanol en essence (MTG) doit être conforme à la norme EN 228.

	Essence EN 228 :2012	Methanol-to-Gasoline
Indice d'octane	> 95	92
Densité @ 15°C (kg/m ³)	720-775	728 – 733
Pression de vapeur saturante (kPa)	45-60	62
Teneur en oxygène (%m)	< 3.7	Pas d'information générique
Stabilité à l'oxydation (min)	> 360	260 – 370
Teneur en aromatique (%v)	< 35.0	26.5
Température d'ébullition (°C)	< 210	29 – 209
PCI (MJ/kg)	42.7 – 44.2	Pas d'information générique
Point éclair (°C)	- 20	Pas d'information générique

2.2.6.5 Consommation électrique

- Voie Fischer-Tropsch

La consommation électrique (hydrogène vers e-essence) est de 0.526 kWh/kg_{essence} (inclus le RWGS et la synthèse LT-FT – hors compression du CO₂ et de l'H₂)

- Voie méthanol

⁵ Les rendements alloués et les consommations d'énergie nécessaires à la production de 1 kg d'e-essence avec le procédé Fischer-Tropsch. Il s'agit de quantités allouées, correspondant à la part de matière première et d'énergie associée à l'essence uniquement, de sorte qu'aucun coproduit n'est affiché.

⁶ Les rendements alloués et les consommations d'énergie nécessaires pour produire 1 kg d'e-essence avec le procédé méthanol-to-olefin. Il s'agit d'un solde alloué, correspondant à la part de matière première et d'énergie associée à l'essence uniquement, de sorte qu'aucun coproduit n'est indiqué.

La consommation électrique est de 0.827 kWh/kg_{essence} (inclus la synthèse du méthanol et la réaction MTG – hors compression du CO₂ et de l'H₂).

2.2.6.6 Consommation et surplus de chaleur

► Voie Fischer-Tropsch

La réaction de RWGS est endothermique (consommation de chaleur) et la réaction de F-T est exothermique (production de chaleur). L'ensemble de la chaîne de production est exothermique avec une production de chaleur nette de 2.555 kWh/kg_{essence}.

► Voie méthanol

Les deux réactions en jeu sont exothermiques avec une production de chaleur nette de 1.268 kWh/kg_{essence}.

2.2.6.7 Références d'unités existantes ou projets

► Voie Fischer-Tropsch

Jusqu'à présent, les projets PtX (Power-to-X) réalisés utilisant la synthèse FT pour produire des hydrocarbures, comme l'usine pilote Sunfire à Dresde (Allemagne), sont encore à l'échelle de la démonstration/recherche avec de faibles capacités. Nordic Electrofuel, Sunfire et Climeworks ont annoncé leur intention de construire une centrale de 20 MW (liée à l'entrée d'électricité).

► Voie méthanol

Pas d'unité commerciale en fonctionnement.

Projet	Pays	Mise en exploitation	Acteurs principaux	Capacité	Procédé
Frankfurt Hoechst plant	GE	2022	INERATEC	2.5 kt/an	RWGS + F-T
Rheinland refinery	GE	2023	Shell, ITM power, Linde	100 kt/an	BtL + H ₂
Biblaio Petronor plant	ES	2024	Repsol, Aramco	2.3 kt/an	RWGS + F-T
Heroya plant	NO	2025	Nordic-Electro fuel	7 kt/an	RWGS + F-T
Forsmark	SE	2027	Vattenfall, SAS, Shell, Lanzatech	50 kt/an	AtJ
BioTJet	FR	2028-2030	Elyse Energy, Avril, IFPEN	30-100 kt/an	BtL + H ₂
ReuZe	FR	2028-2030	Engie, ArcelorMittal	95 kt/an	RWGS + F-T
Net Zero 1	USA	2030	GEVO	100 kt/an	EtG
Hynovera	FR	2027-2030	Hy2GEN	16 - 25 kt/an	BtL + H ₂
Norsk e-fuel	NO	2028-209	Sunfire, Climeworks, Paul	12.5 – 100 millions L/an	RWGS + F-T

			Wurth, Valinor, Lux-Airport		
Haru Oni	CL	2026	HIF, Siemens Energy, enel, ExxonMobil, EmpresasGasco	550 000 L/an	MtG

2.2.6.8 Maturité (TRL)

► Voie Fischer-Tropsch

- RWGS – TRL 7 : La technologie du réacteur est mature en raison de son utilisation dans le processus inverse, le Water Gas Shift (WGS), largement utilisé dans la réaction de reformage à la vapeur pour la production d'hydrogène à partir de gaz naturel. Le processus RWGS, cependant, n'est pas souvent mis en œuvre
- Fischer-Tropsch – TRL 9 : Le procédé Fischer-Tropsch constitue l'étape commune. La production de carburants Fischer-Tropsch (FT), tels que le diesel synthétique, l'essence ou le kérosène à partir de gaz de synthèse d'origine fossile, repose sur des technologies éprouvées à l'échelle commerciale. À titre d'exemple, on peut citer la gazéification du charbon, comme l'usine de transformation de charbon en liquide de Sasol à Secunda (Afrique du Sud), d'une capacité de 160 000 barils par jour et le reformage à la vapeur du gaz naturel, comme l'usine de transformation du gaz naturel en gaz de Pearl de Shell au Qatar, d'une capacité de 140 000 barils par jour.

► Voie méthanol – TRL 9

La technologie de conversion du méthanol en essence (MTG) a été développée pour la première fois par Mobil dans les années 1980, en utilisant un processus en plusieurs étapes pour déshydrater et convertir le méthanol. Le MTO (Methanol to Olefins) est commercialement prouvé sur du méthanol fossile ; La même technologie s'applique au MeOH provenant d'autres sources.

La conversion du méthanol en oléfines a été découverte par Mobil scientifiques dans les années 1970, ainsi que le processus similaire de conversion du méthanol en essence. L'une des plus grandes usines de MTG a été installée en 1985 en Nouvelle-Zélande pour produire de l'essence et du diesel et a été exploitée jusqu'en 1997. D'autres installations MTG ont été construites en 2009 dans la province du Shanxi en Chine avec une capacité de 2 500 barils d'essence par jour (~300 t/j) et en 2011 avec une capacité de 25 000 barils d'essence par jour (~3 000 t/j).

Le process MTG peut être considéré comme mature et commercialement disponible (TRL 9). Aujourd'hui, le processus MTG est fourni par ExxonMobil (MOGD) et Haldor Topsoe (TIGAS : Topsoe Improved Gasoline Synthesis). Air Liquide met au point un procédé methanol-to-olefin pour la production de propylène (MtP) qui est une étape intermédiaire à la production d'essence, de kérosène et de diesel. Air Liquide construit des usines MTG via la technologie ExxonMobil.

2.2.6.9 Transport, distribution et usage

► Transport et distribution :

- ▶ Suite à la production de l'essence, elle est transportée et distribuée dans des stations-services. Ce transport se fait majoritairement par camion-citerne propulsé au diesel fossile.
- ▶ Usage :
- ▶ En France, l'essence est majoritairement utilisée dans le transport pour la propulsion des véhicules légers : véhicules particuliers et 2 roues. Cet usage se fait dans des moteurs à combustion interne 4 temps, fonctionnant sur le cycle de Beau de rochas. En 2021, sur les 67.9 millions de tonnes de pétrole consommées en France,

en millions de t

Gazole routier	31,1	GPL	3,9
Fioul domestique et autres	10,8	Coke de pétrole et autres	1,8
Supercarburants routiers	9,0	Jet kérosène	1,6
Naphta, bitumes, lubrifiants	8,5	Fiouls lourds	1,1

Source : Chiffres clés de l'énergie

▶ Pour les calculs d'émissions de GES du transport, distribution et les usages, il est possible de se référer à la réglementation RED II, RÈGLEMENT DÉLÉGUÉ (UE) 2023/1185 de la commission du 10 février 2023, complétant la directive (UE) 2018/2001.

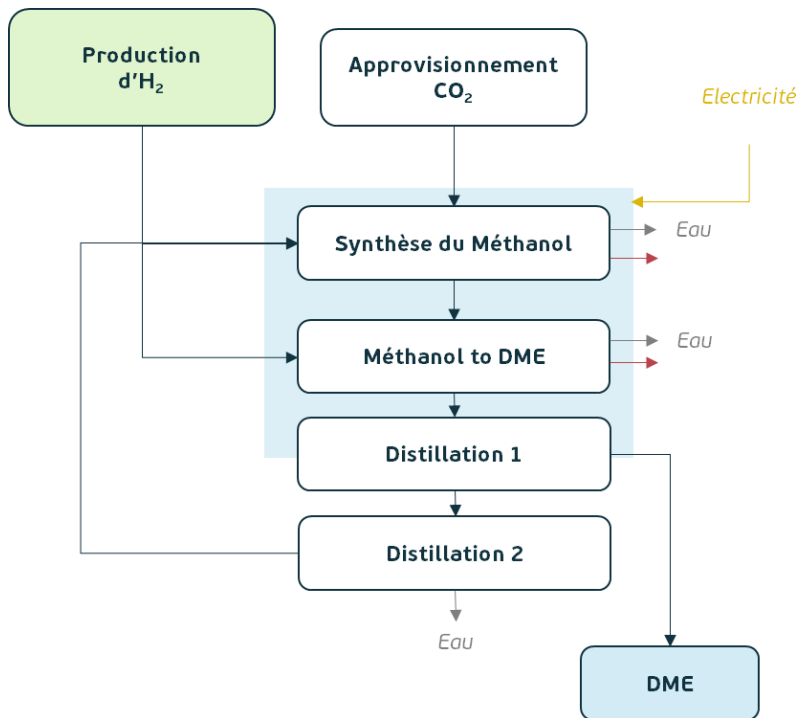
2.2.6.10 Bibliographie

- ▶ Groupe de Travail e-fuels d'EVOLLEN ; Note de synthèse sur les électro-carburants, Cartographie, propriétés, synthèses et usages ; Février 2023
- ▶ ADEME ; Electro-carburants en 2050, quels besoins en électricité et CO₂ ? ; Octobre 2023
- ▶ Concawe et aramco ; E-Fuels – A techno-economic assessment of European domestic production and imports towards 2050 ; Novembre 2022
- ▶ Ministère de la transition écologique et solidaire ; Mise en place d'une filière de biocarburants aéronautiques en France ; 2020

Ministère de la transition écologique et solidaire ; Datalab, Bilan énergétique de la France en 2021. <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/bilan-energetique-2021/pdf/bilan-energetique-de-la-france-pour-2021.pdf>

2.2.7 ETAT DE L'ART : PRODUIRE DU E-DME (DIMETHYLETHER)

2.2.7.1 Description synoptique de production



2.2.7.2 Briques technologiques d'intérêt

La synthèse du DME à la suite de l'électrolyse requiert en général trois étapes : une réaction de Reverse Water-Gas Shift, la synthèse du DME et sa purification.

► Reverse Water Gas Shift

La réaction de synthèse du DME nécessite un mélange d'hydrogène et de monoxyde de carbone, ce qui signifie que le CO₂ capturé doit être réduit en CO avant la réaction. Cette réduction se fait via la réaction appelée Reverse Water Gas Shift (RWGS), une réaction endothermique où le CO₂ est reformé avec H₂ pour produire du CO et de l'eau. Cette réaction nécessite de la chaleur et fonctionne à des températures élevées comprises entre 800 et 1 000 °C, et des pressions allant jusqu'à 30 bar pour favoriser l'équilibre avec le CO, au lieu du CO₂ et du CH₄. Un peu d'électricité est nécessaire pour faire fonctionner la centrale (compression). L'unité de RWGS est un consommateur net d'électricité et de chaleur.

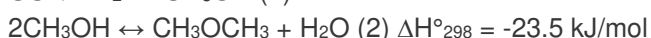
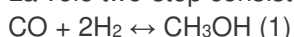


La conversion du CO₂ est généralement complète, et l'unité intègre des étapes de purification, de recyclage du CO₂ non réagi, de chauffage et de compression

► La synthèse du DME, deux voies de production du DME sont possibles :

- Two-step : Methanol to DME

La voie two-step consiste à la synthèse (1) et puis la déshydratation catalytique du méthanol (2).

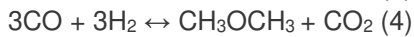
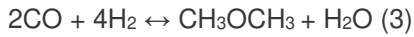


Dans la production de DME en deux étapes, le méthanol liquide est pompé à une pression d'environ 10 à 12 bar et mélangée avec du méthanol recyclé avant d'être évaporée dans le réacteur. La réaction de déshydratation est conduite dans un réacteur adiabatique chargé d'un catalyseur de déshydratation. La plage de températures de fonctionnement est de l'ordre de 290 – 400 °C avec une conversion d'environ 80 % du méthanol. L'effluent du

réacteur est refroidi et le DME est séparé du méthanol et de l'eau. Une première étape de distillation permet de récupérer le méthanol pour le renvoyer au réacteur de déshydratation, une seconde étape de distillation permet de séparer le méthanol non réagit de l'eau et de le renvoyer en entrée de réacteur. Le catalyseur utilisé est un catalyseur acide à base de γ -alumine ou d'alumine de silice. Cette voie est la plus pratique pour la production de DME.

- One-step : Syngas to DME

Il pourrait également être produit directement à partir de gaz de synthèse en une seule étape, évitant ainsi la formation de méthanol comme intermédiaire. La voie one-step permet la conversion du syngas à travers les réactions (3) ou (4).



Par rapport à la synthèse two-step du DME, le processus one-step est économiquement et techniquement plus attrayant. Dans ce cas, la synthèse et la déshydratation du méthanol sont effectuées dans un seul réacteur. À l'heure actuelle, le processus one-step est réalisé avec un catalyseur bifonctionnel. Cette voie est préférée pour les usines dédiées au DME, mais la technologie n'est pas encore assez mature. De plus, la synthèse d'un catalyseur bifonctionnel est une tâche difficile, car la présence de deux types de sites actifs à la surface peut affecter ses propriétés catalytiques globales.

La sélection de la voie de production du DME est normalement basée sur l'économie globale et la flexibilité souhaitée. Cependant, pour les usines à grande échelle, il est préférable de passer par la production de méthanol car cela offre une flexibilité du produit en fonction de la demande du marché.

2.2.7.3 Rendements

Rendement brut	$\frac{\text{Puissance DME (PCI)}}{\text{Puissance MeOH (PCI)'}}$	Methanol-to-DME 94%
Rendement net	$\frac{\text{Puissance DME (PCI)} + \text{chaleur excédentaire}}{\text{Puissance MeOH (PCI)} + \text{Consommation électrique}}$	Methanol-to-DME 89%

2.2.7.4 Spécifications produit

Les normes ISO 16861 et ASTM D7901 détaillent les spécifications du DME.

	DME ISO / ASTM D7901
Teneur en DME	> 98.5 wt%
MeOH	< 0.05 wt%
H ₂ O	< 0.03 wt%
CO ₂	< 0.1 wt%
CO	< 0.01 wt%
S	< 3 mg/kg
MeOCOH	< 0.05 wt%
EME	< 0.2 wt%
Pression de vapeur saturante @37.8 °C	< 758 kPa

Corrosion @ 37,8°C	N°1
Résidus solides	0.007 wt%

2.2.7.5 Consommation électrique

La consommation électrique est de 0.0022 kWh/kg_{DME} (Methanol to DME : Two step)

2.2.7.6 Consommation et surplus de chaleur

La réaction de synthèse du DME est exothermique (production de chaleur) alors que les étapes de séparation par distillation consomment de la chaleur. Ainsi la chaîne globale nécessite une consommation de chaleur nette de 1.68 kWh/kg_{DME}

2.2.7.7 Références d'unités existantes ou projets

Unités en fonctionnement et projets / partenariats en développement :



► Projets R&D :

TAKE-OFF

Sustainable aviation fuel from CO₂

- ▶ Development of a unique technology based on the conversion of CO₂ and renewable hydrogen to Sustainable Aviation Fuel (SAF) via olefins as an intermediate
- ▶ Technologie : Mitsubishi Power Europe (synthèse rMeOH et rDME)
- ▶ À partir de H₂ (électrolyse) et CO₂



- ▶ Actualité : premiers litres produits sur le démonstrateur de Niederaussem (Allemagne) – fonctionnement 24/7

FLEDGED

- ▶ Flexible DME production from biomass gasification with Sorption-Enhanced processes
- ▶ Technologie : SEDMES – démonstration à TRL 5
- ▶ À partir de syngas issu de gazéification indirecte et d'H₂ issu d'électrolyse



- ▶ Actualité : projet arrivé à terme en 2020, démonstration de la faisabilité technique à TRL5 et préfiguration de la faisabilité technico-économique à TRL 6-7

Interreg 2 Seas Mers Zeeën e2C

- ▶ Construction d'une unité pilote (TRL 6-7) pour la production de carburants et molécules plateforme à partir de CO₂ et d'H₂ issu d'électrolyse
- ▶ Technologie : SEDMES
- ▶ À partir de H₂ (électrolyse) et CO₂



- ▶ Actualité : la construction a débuté en décembre 2021, contact porteurs de projet prévu actualiser le statut

BIODME

- ▶ (2011 – 2013) Développement d'un pilote de production de DME (4 t/j)
- ▶ Technologie : Haldor Topsoe
- ▶ À partir de syngas (gazéification)



- ▶ Actualité : Construction en 2010, contact fournisseur prévu pour valider le fonctionnement actuel du pilote



2.2.7.8 Maturité (TRL)

TRL 6-7 ; technologie attendue à horizon 2030

2.2.7.9 Transport, distribution et usage

- ▶ Usage
- ▶ Le DME est utilisée comme produit chimique de base pour certaines applications. Mais il est également utilisable seul ou en mélange avec le propane, le butane ou le GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié, qui est un mélange de butane et de

propane). Ces carburants sont très utilisés comme combustibles pour le chauffage des bâtiments industriels, agricoles et aux logements non raccordés aux réseaux de gaz.

- Pour un usage de carburant, le GPL est utilisé dans les mêmes moteurs que les moteurs essence : moteurs à combustion interne 4 temps, fonctionnant sur le cycle de Beau de rochas. En 2021, sur les 67.9 millions de tonnes de pétrole consommées en France,

en millions de t

Gazole routier	31,1	GPL	3,9
Fioul domestique et autres	10,8	Coke de pétrole et autres	1,8
Supercarburants routiers	9,0	Jet kérosène	1,6
Naphta, bitumes, lubrifiants	8,5	Fiouls lourds	1,1

Source : Chiffres clés de l'énergie

- Pour les calculs d'émissions de GES du transport, distribution et les usages, il est possible de se référer à la réglementation RED II, RÈGLEMENT DÉLÉGUÉ (UE) 2023/1185 de la commission du 10 février 2023, complétant la directive (UE) 2018/2001.

- Transport et distribution :

Suite à la production de l'essence, elle est transportée et distribuée dans des stations-services. Ce transport se fait majoritairement par camion-citerne propulsé au diesel fossile.

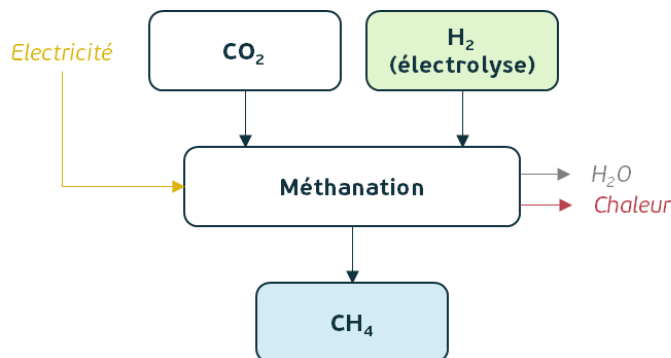
2.2.7.10 Bibliographie

- Groupe de Travail e-fuels d'EVOLLEN ; Note de synthèse sur les électro-carburants, Cartographie, propriétés, synthèses et usages ; Février 2023
- ADEME ; Electro-carburants en 2050, quels besoins en électricité et CO₂ ? ; Octobre 2023
- Concawe et aramco ; E-Fuels – A techno-economic assessment of European domestic production and imports towards 2050 ; Novembre 2022
- A. Yang, . Antrassian, J. Kurtzman ; Production of Dimethyl Ether (DME) for Transportation Fuel ; University of Pennsylvania ; 15/04/2020
- P. Viebahn et al. ; Synhtèse et pistes d'action – Rapport sur les résultats du projet MENA-FUELS ; Sous-rapport 14 au ministère fédéral de l'Économie et de la Protection du climat (BMWK). Wuppertal Institut, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES) , Wuppertal, Cologne, Stuttgart, Sarrebrck ; 2022
- Fortin et al. ; Dimethyl ether, A review of production processes and a modeling of the indirect route ; 2020

- ▶ Ministère de la transition écologique et solidaire ; Datalab, Bilan énergétique de la France en 2021.
<https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/bilan-energetique-2021/pdf/bilan-energetique-de-la-france-pour-2021.pdf>
- ▶ Ecoinvent v3.10 / dimethyl ether production, RER, Cut-off

2.2.8 ETAT DE L'ART : PRODUIRE DE L'E-METHANE

2.2.8.1 Description synoptique de production



2.2.8.2 Briques technologiques d'intérêt

Le e-méthane est produit par méthanation, également connu sous le nom de réaction de Sabatier, selon la réaction exothermique suivante :



Il existe 2 voies de méthanation :

- ▶ **la méthanation catalytique** : voie mature et industrialisée, basée sur une réaction chimique à une température comprise entre 250 et 400°C et une pression de 10 à 15 bar en présence de catalyseur métallique à base de nickel (le plus utilisé), de ruthénium et de rhodium. Plusieurs technologies se distinguent : réacteurs adiabatiques, lit fixe réfrigéré, lit fluidisé, réacteur millistructuré → le choix de la technologie dépend de la capacité de production
- ▶ **la méthanation biologique** : voie en cours de développement au stade de démonstrateur industriel, basée sur une conversion biologique par des micro-organismes en phase aqueuse en milieu anaérobie à basse température (20 à 60 °C) et basse pression (< 10 bar). Plusieurs technologies se distinguent : réacteurs infiniment mélangés, réacteurs à lit bactérien à percolation, réacteurs membranaires, réacteurs électrochimiques (les 2 derniers sont au stade du laboratoire)

Pour les besoins de cette fiche, seule la distinction entre méthanation catalytique et biologique est faite, sans spécifier les différences entre les différentes technologies. Pour la suite de la fiche, les abréviations MC et MB désignent respectivement « méthanation catalytique » et « méthanation biologique ».

2.2.8.3 Rendements

Rendement brut MC et MB	$\frac{\text{Puissance } \text{CH}_4 \text{ (PCI)}}{\text{Puissance } \text{H}_2 \text{ (PCI)}}$	80 %
Rendement net MC et MB	$\frac{\text{Puissance } \text{CH}_4 \text{ (PCI)}}{\text{Puissance } \text{H}_2 \text{ (PCI)} + \text{Consommation électrique}}$	78 %

2.2.8.4 Spécifications produit

Les spécifications du e-méthane correspondent aux spécifications d'injection dans le réseau de gaz :

Caractéristique	Spécification
Pouvoir Calorifique Supérieur (conditions de combustion 0 °C et 1,01325 bar)	10,7 à 12,8 kWh/m ³ (n)
Indice de Wobbe (conditions de combustion 0 °C et 1,01325 bar)	13,64 à 15,7 kWh/m ³ (n)
Point de rosée eau	Inférieur à -5°C à la Pression Maximale de Service du réseau en aval du Raccordement, soit < 53mg/m ³ (n) à 67,7bar
Teneur en soufre de H ₂ S (+ COS)	< 5 mgS/m ³ (n)
Teneur en CO ₂	< 2,5 %
Teneur en O ₂	< 0,01 % → 0,7 % sur les artères alimentant des centres de distribution ou des industriels non impactés par l'O ₂
Teneur en soufre total	< 30 mgS/m ³ (n)
Teneur en soufre mercaptique	< 6 mgS/m ³ (n)
Point de rosée hydrocarbures ⁽²⁾	Inférieur à -2°C de 1 à 70 bar (a)
Teneur en Hg	< 1 µg/m ³ (n)
Teneur en Cl	< 1 mg/m ³ (n)
Teneur en F	< 10 mg/m ³ (n)
Teneur en H₂	< 2 % *
Teneur en CO	< 0,1 % *
Teneur en NH ₃	< 3 mg/m ³ (n)
Teneur en poussières, Impuretés	< 5 mg/m ³ (n) Gaz pouvant être transporté, stocké et commercialisé sans subir de traitement supplémentaire à l'entrée du réseau.

2.2.8.5 Consommation électrique

La consommation électrique de l'unité de synthèse de e-méthane est de 0,320 kWh_e/kg de e-méthane produit

2.2.8.6 Consommation et surplus de chaleur

La réaction est exothermique et produit de la chaleur à 200-300°C à hauteur de 2,5 kWh/kg de e-méthane produit.

2.2.8.7 Références d'unités existantes ou projets

La production de e-méthane est de plus en plus développée, mais il est difficile de trouver un modèle économique rentable pour ces projets. En effet, l'électricité a un prix plus élevé que le méthane, rapporté à la quantité d'énergie. Plusieurs démonstrateurs de production d'e-méthane subventionnés par les états sont mis en place.

Projet	Pays	Mise en exploitation	Acteurs	Capacité
Audi e-gas project	Allemagne	2013	Audi, Etogas, McPhy	1000 t/an de CH ₄
BioPower2Gas	Allemagne	2013	MicrobEnergy, Viessmann Group	15 Nm ³ /h
Store&Co	Italie	2018	DVGW, ATMOSTAT,	10 Nm ³ /h

	Allemagne	2019	CEA, Climeworks, Electrochaea GmbH	57 Nm ³ /h
	Suisse	2019		52 Nm ³ /h
Jupiter 1000	France	2020	GRTgaz, McPhy, Khimod, Leroux&Lotz	25 Nm ³ /h
Methycentre	France	2022	Storengy, CEA, Khimod, Prodeval, Elogen	50 Nm ³ /h
Energo	France	2021	Energo, ENGIE, GRDF, AAMF	2,5 Nm ³ /h

2.2.8.8 Maturité (TRL)

Méthanation catalytique : TRL 9 – Mature et industrialisé

Méthanation biologique : TRL 7 – Démonstrateur industriel en fonctionnement sur différents projets.

2.2.8.9 Transport, distribution et usage

- ▶ Transport et distribution :
- ▶ À la suite de la production d’e-méthane, il existe 2 façons de le transporter :
 - Soit il est pressurisé et injecté dans les réseaux de gaz (au même titre que le méthane produit par méthanisation). Puis une station-service GNC est installée sur le réseau (plusieurs kilomètres) et permet de recharger les véhicules. La traçabilité est assurée par un échange de Garantis d’Origines.
 - Soit il est liquéfié et transporté et distribué par camion cryogénique jusqu’au consommateur : industrie, agriculteur ou station-service. Le e-GNL (Gaz Naturel Liquéfié) est alors stocké sur site et alimente des bornes de distributions en GNL ou GNC.
- ▶ Usage :
- ▶ En France, la consommation de Gaz Naturel était de 381 TWh en 2023, dont 2.6% est biosourcée [4]. La consommation de GNV (propulsion des véhicules) représente 4.118 TWh en 2022, soit 1% de la consommation de GN (mais 26% de la consommation de méthane biosourcé).
- ▶ Le GN est utilisé dans les transports communs et les Poids Lourds (seulement quelques véhicules légers fonctionnent au GN). Cet usage se fait dans des moteurs à combustion interne 4 temps, fonctionnant sur le cycle de Beau de rochas.

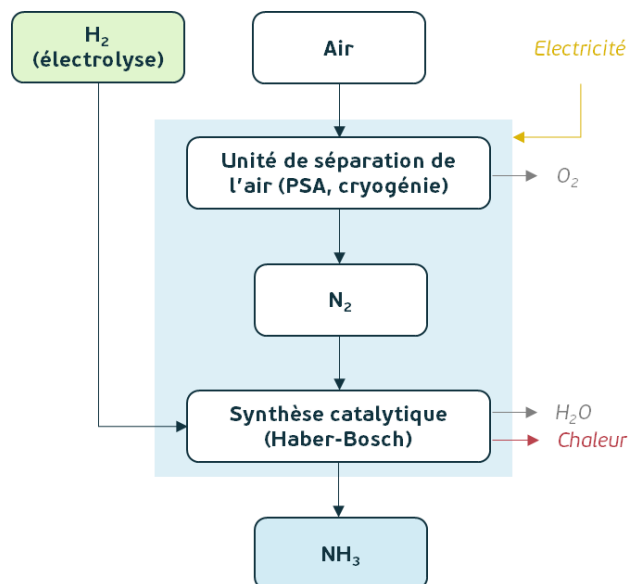
- Pour les calculs d'émissions de GES du transport, distribution et les usages, il est possible de se référer à la réglementation RED II, RÈGLEMENT DÉLÉGUÉ (UE) 2023/1185 de la commission du 10 février 2023, complétant la directive (UE) 2018/2001.

2.2.8.10 Bibliographie

- [1] Concawe-Aramco – Report, E-fuels: a techno-economic assessment of European domestic production and imports towards 2050, Novembre 2022
- [2] EVOLEN – Note de synthèse sur les électro-carburants, Février 2023
- [3] ADEME – Electro-carburants en 2050 (rapport), Octobre 2023
- [4] <https://www.jechange.fr/energie/consommation/gaz>
- [5] <https://www.gazdaujourd'hui.fr/quatre-points-a-retenir-sur-le-developpement-du-biogntv-en-france/>

2.2.9 ETAT DE L'ART : PRODUIRE DE L'E-AMMONIAC

2.2.9.1 Description synoptique de production



2.2.9.2 Briques technologiques d'intérêt

La synthèse de e-Ammoniac se fait par procédé Haber-Bosch selon la réaction suivante [2] :



La synthèse de l'ammoniac est une réaction exothermique qui nécessite l'utilisation de catalyseurs à base de fer ($\text{Fe}_2\text{O}_4/\text{Fe}/\text{Al}_2\text{O}_3/\text{KOH}$) ayant une durée de vie d'environ 10 ans. La réaction s'opère typiquement à des pressions comprises entre 100 et 300 bar, et des températures de l'ordre de 300-550°C [2].

Le N_2 est extrait de l'air par PSA (plutôt pour les petites installations) ou par cryogénie (moyen de production de N_2 le plus utilisé à grande échelle – plus de 200-300 t N_2 /j, procédé utilisé pour 90% de la production de N_2).

Le taux de conversion par passe est d'environ 17%, ce qui implique une boucle de recirculation et une re-compression du flux de N_2 et H_2 non convertis. Le taux de conversion global atteint généralement environ 98%.

L'ammoniac est séparé du N_2 et H_2 par refroidissement et condensation. L'ammoniac est refroidi à -33°C pour être transporté sous forme liquide à pression atmosphérique.

2.2.9.3 Rendements

Rendement brut	$\frac{\text{Puissance NH}_3 \text{ (PCI)}}{\text{Puissance H}_2 \text{ (PCI)}}$	88 %
Rendement net	$\frac{\text{Puissance NH}_3 \text{ (PCI)}}{\text{Puissance H}_2 \text{ (PCI)} + \text{Consommation électrique}}$	80 %

2.2.9.4 Spécifications produit

Il n'y a pas de standard sur l'ammoniac en tant que carburant à ce jour et la filière travaille sur le sujet. Le tableau suivant présente une ébauche de spécifications pour l'ammoniac alimentant un moteur ¹⁵

Designation	Unit	Limit	Value	Test Method Reference ¹
Ammonia	% (w/w)	min.	99.5	TBD
Water	% (w/w)	min.	0.1	ISO 7105
		max.	0.5	
Oil	% (w/w)	Max.	0.4	ISO 7106
Oxygen	% (w/w)	max.	TBD	TBD
Nitrogen	% (w/w)	max.	0.3	TBD
Sulfur	% (w/w)	max.	TBD ²	TBD
Particles	-	max	Note ³	-

2.2.9.5 Consommation électrique

La consommation électrique de l'unité de synthèse de e-ammoniac est de 0,585 kWh_e/kg de e-ammoniac (intégrant production N₂, boucle de recyclage avec compression, système de refroidissement).

2.2.9.6 Consommation et surplus de chaleur

L'intégration thermique du procédé utilise la chaleur produite par la réaction exothermique et récupérée sur la boucle de refroidissement pour chauffer les gaz en entrée (N₂ et H₂). Ainsi il n'y a pas de chaleur excédentaire, bien que la réaction soit exothermique.

2.2.9.7 Références d'unités existantes ou projets

Aujourd'hui, la majeure partie de l'ammoniac est produite par reformage de gaz naturel et gazéification de charbon. La capacité de production est actuellement de 110 millions de tonnes d'e-ammoniac par an (90 usines).

Projet	Pays	Mise en exploitation	Acteurs	Capacité
Helios Green Fuels Project	Arabie Saoudite	2026	Neom, ACWA Power, and Air Products	1,3 Mt/an
Asian RE Hub (AREH)	Australie	2027-2030	BP InterContinental Energy (ICE), CWP Global, Macquarie Capital and Macquarie's Green Investment Group	9 Mt/an

Western Green Energy Hub (WGEH)	Australie	2027-2038	InterContinental Energy, CWP Global and Mirning Green Energy Limited	20 Mt/an
Saudi Arabia Renewable Energy Hub (SAREH)	Arabie Saoudite	2030-2035	InterContinental, Saudi Aramco and Modern Industrial Investment Holding Group	15-20 Mt/an
Aman	Mauritanie	2030-2035	CWP global	10 Mt/an
Green Energy Oman (GEO)	Oman	2030-2035	OQ, InterContinental Energy, Shell and EnerTech	< 10 Mt/an

2.2.9.8 Transport, distribution et usage

- ▶ Transport et distribution :
- ▶ Suite à la production de l'ammoniac, il est stocké sous forme liquide à pression atmosphérique et -33°C. Il est majoritairement utilisé dans les ports et est transporté par navire (souvent des navires LPG). Il est parfois transporté par camion et des normes sur ce type de camion existent pour ce transport, arrêté TMD. [6]
- ▶ Usage :
- ▶ Aujourd'hui l'ammoniac n'est pas utilisé comme carburant ou combustible, car il a vitesse de flamme trop lente et les brûleurs ou les moteurs ne sont pas adaptés à sa combustion (chambre de combustion non adaptée dans les moteurs).
- ▶ Certains armateurs commencent à commander des navires avec des moteurs 2 temps pouvant fonctionner au dual-fuel MDO/ammoniac, mais seul MAN travaille actuellement sur un tel moteur. Le moteur prototype a commencé ses essais, mais n'est pas encore commercialisé.

Il est donc difficile d'estimer les émissions atmosphériques d'un tel moteur (N₂O, NO₂) et d'imaginer les post traitement des fumées nécessaires.

2.2.9.9 Bibliographie

- [1] Concawe-Aramco – Report, E-fuels: a techno-economic assessment of European domestic production and imports towards 2050, Novembre 2022
- [2] EVOLEN – Note de synthèse sur les électro-carburants, Février 2023
- [3] ADEME – Electro-carburants en 2050 (rapport), Octobre 2023
- [4] Liu et al. – Life cycle energy use and greenhouse gas emissions of ammonia production from renewable resources and industrial by-products, Août 2020
- [5] Dorthe Jacobsen – A marine fuel standard for Ammonia, Novembre 2020
- [6] <https://aida.ineris.fr/reglementation/arrete-290509-relatif-transports-marchandises-dangereuses-voies-terrestres-dit>

3 Etat de l'art des données disponibles dans les bases existantes permettant de réaliser des ICV

Les paragraphes suivants s'attachent à détailler les données disponibles dans les bases de données existantes pour réaliser des ACV d'e-fuels.

Les bonnes pratiques de réalisation d'inventaire suivantes s'appliquent aussi dans la réalisation des ACV d'e-fuels :

- **Distinguer** de manière claire les données primaires (ou spécifiques) des données secondaires (ou génériques). Les données primaires, toujours de meilleure qualité que les données secondaires, sont à privilégier. L'utilisation de données secondaires est toutefois inévitable.
- **Préciser** pour les données primaires :
 - Si ce sont des données réelles issues de mesures ou des estimations issues de simulations ou autre,
 - Si ce sont des données issues d'un système spécifique ou si elles sont bien issues de bibliographie.
- **Préciser** pour les données secondaires :
 - La ou les base(s) de données utilisées.

La maturité technologique des briques technologiques utilisés dans les procédés d'e-fuels joue sur la disponibilité des données : en général, les données sont plus disponibles pour les technologies les plus mûres.

3.1 Données disponibles pour modélisation du procédé de captage de CO₂

Avant la capture de CO₂, les usines émettrices de CO₂ doivent parfois effectuer un pré-traitement des fumées avant de capter le CO₂. Ce pré-traitement vise à purifier les gaz émis afin d'optimiser le processus de captage du CO₂, qui est essentiel pour garantir l'efficacité et la rentabilité des technologies de captage de carbone. Ce pré-traitement peut contenir entre-autre un dépoussiérage, une désulfuration des fumées et une réduction des NOx. Cette étape de pré-traitement est nécessaire particulièrement pour les industries lourdes comme les centrales à charbon, les cimenteries et les aciéries. Au contraire, pour les usines produisant du CO₂ pratiquement pur, par exemple les usines de production de bioéthanol, cette étape de pré-traitement n'est pas nécessaire.

Après un processus de captage dans un système de CCU, le CO₂ capté peut nécessiter des étapes de purification supplémentaires pour atteindre la qualité souhaitée pour une utilisation spécifique. Ces étapes de purification visent à éliminer les traces de gaz résiduels, d'impuretés ou d'humidité restants dans le CO₂ capté. Il peut y avoir une étape de transport entre le processus de captage et le processus de purification.

Des inventaires de capture de CO₂ à la monoéthanolamine ou aux carbonates sont disponibles dans l'étude ScoreLCA CCU CCS (SCORE LCA 2021). L'étape de pré-traitement est comprise dans ces inventaires de capture de CO₂.

Une donnée « carbon dioxide, liquid {XX}| carbon dioxide production, liquid» existe dans la base de données ecoinvent. La représentativité technologique de cette donnée est bonne, elle représente la majorité des technologies de capture en 2016, cependant, elle a une mauvaise représentativité temporelle, la donnée date de 2007.

Dans cette donnée :

- la **liquéfaction** du CO₂ est prise en compte. (cf paragraphe suivant).ecoinvent utilise l'**approche « cut-off »** ou « méthode des stocks » en français (cf partie 4.2.2.3.6), les impacts du CO₂ correspondent uniquement aux impacts liés à son captage (et sa liquéfaction).
- L'approche méthodologique étant le « cut-off », l'origine du CO₂ n'est pas prise en compte (d'après le rapport ecoquery *08_Life Cycle Inventories of Chemicals*, les fumées sont issues d'une usine d'ammonique.)
- Il n'y a pas d'étape de pré-traitement (car les fumées de CO₂ sont généralement déjà assez pures).
- L'étape de purification est comprise dans le périmètre de la donnée.
- La technique de captage est un captage par solvant (monoethaloamine).
- D'après le rapport ecoquery *08_Life Cycle Inventories of Chemicals*, la moitié de l'électricité consommée pour produire du *carbon dioxide liquid* est liée à l'étape de purification et l'autre moitié, à l'étape de liquéfaction. La chaleur consommée est liée au procédé de captage du CO₂ par monoéthanolamine. Les émissions à l'air correspondent à l'étape de purification.

Dans la base de donnée ecoinvent, il existe également des données de « carbon dioxide, in chemical industry » qui sont des sous-produits de la production d'ammoniaque. Ecoinvent propose 2 voies de production d'ammoniaque : par oxydation partielle ou par reformage de la vapeur.

Les données « carbon dioxide, in chemical industry » sont donc disponibles en tant que sous-produit pour ces 2 voies de production de l'ammoniaque.

Elles ont un inventaire de cycle de vie vide, ecoinvent précise : « *Ammonia production takes the full burden of this CO₂ as an emission to the environment. In certain regions urea plants are located adjacent to ammonia plants where part of this CO₂ is fed into the urea production. Therefore, urea production takes the relevant CO₂ credit in the form of a negative CO₂ emission* ».

Etant donné que sans la production d'urée, le CO₂ aurait été émis à l'air, Ecoinvent considère le CO₂ comme un sous-produit de la production de NH₃ (un sous-produit est produit de façon non intentionnelle alors qu'un coproduit, de façon intentionnelle). En tant que sous-produit, le CO₂ est gratuit et donc sans impact.

Ainsi,

- Le CO₂ n'a aucun impact,
- La production d'ammoniaque s'attribue la totalité du CO₂ émis même si une partie est captée pour la production d'urée
- L'urée s'attribue un bénéfice pour l'utilisation du CO₂ de l'usine d'ammonique : elle évite une émission de CO₂ à l'air.

Nous déconseillons d'utiliser les données « carbon dioxide, in chemical industry » car celles-ci s'appliquent à un cas très particulier où une usine d'urée fait un partenariat avec une usine d'ammoniaque. Dans ces données, il n'y a pas d'étape de pré-traitement des fumées (car fumées assez pures), ni de purification, et ni de transport du CO₂.

3.2 Données disponibles pour modélisation du transport du CO₂

Comme évoqué en partie 2.2.2.8 sur le transport du CO₂, le CO₂ peut être :

- Transporté sous forme gazeuse comprimée par pipeline (souvent utilisé pour des courtes distances)
- Transporté sous forme liquide (-30°C, 15 bar) par camion, bateau ou train (souvent utilisé pour des plus longues distances)

Concernant le transport par pipeline, des inventaires pour la compression du CO₂ et son transport en pipeline sont disponibles dans l'étude ScoreLCA CCU CCS (SCORE LCA 2021).

L'étude ScoreLCA CCU CCS (SCORE LCA 2021) ne fournit pas d'inventaire pour la liquéfaction du CO₂ et son transport sous forme liquide.

Dans la donnée «carbon dioxide, liquid {XX}| production » de la base de données Ecoinvent, la **liquéfaction** du CO₂ est prise en compte. Cette donnée est donc utilisable uniquement pour du CO₂ transporté sous forme liquéfié.

Dans la donnée «carbon dioxide, liquid {XX}| market », ecoinvent prend en approximation un camion et un train classique (i.e. non réfrigérés) pour modéliser le transport du CO₂ liquéfié. Nous conseillons d'adapter cette donnée avec des transports réfrigérés en températures négatives. Dans ecoinvent, les transports « cooling » font référence à une température comprise entre 0 et 20°C alors que les transports « freezing » font référence à une température comprise entre -30°C et -18°C. Pour le CO₂ liquéfié, il faudrait utiliser une donnée « freezing ». Enfin, dans la donnée « market », les gaz liquéfiés sont considérés comme transportés uniquement par camion et par train (et non par bateau). Les pertes durant le transport sont jugées négligeables⁷.

En résumé, en absence de données spécifiques sur le procédé de captage de CO₂ et son transport :

- Si le CO₂ est transporté sous forme gazeuse compressée et en pipeline, les inventaires fournis pour l'étude ScoreLCA CCU CCS (SCORE LCA 2021) sont utilisables
- Si le CO₂ est transporté sous forme liquide, la donnée ecoinvent « carbon dioxide {XX}| production » est utilisable. La donnée market «carbon dioxide, liquid {XX}| market » est déconseillé car le transport est approximé par un transport classique non réfrigéré. Les données de transport « freezing » sont conseillés.

3.3 Données disponibles pour la modélisation des consommations électriques

3.3.1 CONTEXTE

Pour rappel, d'après koj et al. (Koj, Wulf, et Zapp 2019) et Ince et al. (Ince et al. 2021), les 2 facteurs influençant le plus les résultats d'ACV d'un système en Power-to-X sont :

- La méthodologie de prise en compte du CO₂
- L'hydrogène issue de l'électrolyse et plus particulièrement l'électricité utilisée (cf annexe 20129)

L'électricité utilisée par l'électrolyseur est donc un paramètre clé dans l'ACV des e-fuels. Ainsi, le choix de données pertinentes pour cet inventaire est particulièrement crucial.

Pour illustrer l'impact de ce paramètre clé :

- EVEA a réalisé une évaluation simplifiée qui montre que l'empreinte carbone d'un kilogramme d'hydrogène issu d'un électrolyseur alimenté à 100% par de l'énergie éolienne est 38 fois moins élevée que ce même hydrogène issu d'un électrolyseur alimenté par le mix électrique européen moyen,
- D'après la bibliographie, le résultat d'une comparaison entre un e-méthanol et son équivalent fossile est fortement dépendant du facteur d'émission de l'électricité utilisée. En fonction des sources, le point d'inflexion se situe entre 67 et 130 gCO₂/kWh (Ince et al. 2021)

Questions importantes :

⁷ Dans les données market des produits chimiques, ecoinvent estime le transport via des statistiques de transport de produits chimiques aux USA. Pour les gaz liquéfiés, ecoinvent réduit les distances fournies par ces statistiques de 90% et supprime le transport par bateau. Ecoinvent précise en effet « *Transport distance based on US BTS Commodity Flow Surveys 1993, 1997, 2002, 2007, US Dep. Of Transportation, Bureau of Transportation Statistics. Special transport modelling for liquid gases: No ship transport and normal transport modelling for chemicals reduced by 90%* ». Le transport du CO₂ est donc approximé par 30.9 km de train et 20.9 km de camion.

- Source de l'électricité
 - Quel moyen de production électrique ou quel mix électrique ?
 - Source directement connectée au site ?
 - Si électricité verte, production sur site ou achetée avec garantie d'origine ?
- Mix électrique et horizon temporel :
 - A quel horizon temporel ? Quel sera le mix en 20YY ? (prospectif)
 - Seulement du surplus d'énergie car source intermittente ? (dynamique)
- Qualité des données et modélisation
 - Peut-on se fier aux données ecoinvent ?
 - Comment modéliser ?

Concernant les garanties d'origine, vous pourrez vous référer à l'étude Score LCA (« *Mix électriques géographiques vs mix électriques marché : quelles recommandations en ACV ?* »)

3.3.2 ETAT DE L'ART DES DONNEES DE MIX ELECTRIQUE

3.3.2.1 Données disponibles dans la base de données Ecoinvent

3.3.2.1.1 Niveau de tension de raccordement

Il est possible de modéliser 3 tensions électriques différentes :

- **High voltage** : tension électrique supérieure à 24 kV, pour les industries à grande échelle.
- **Medium voltage** : tension électrique comprise entre 1kV et 24kV, destiné aux petites et moyennes industries, bâtiments publics.
- **Low voltage** : tension électrique inférieure à 1kV, destiné aux foyers domestiques.

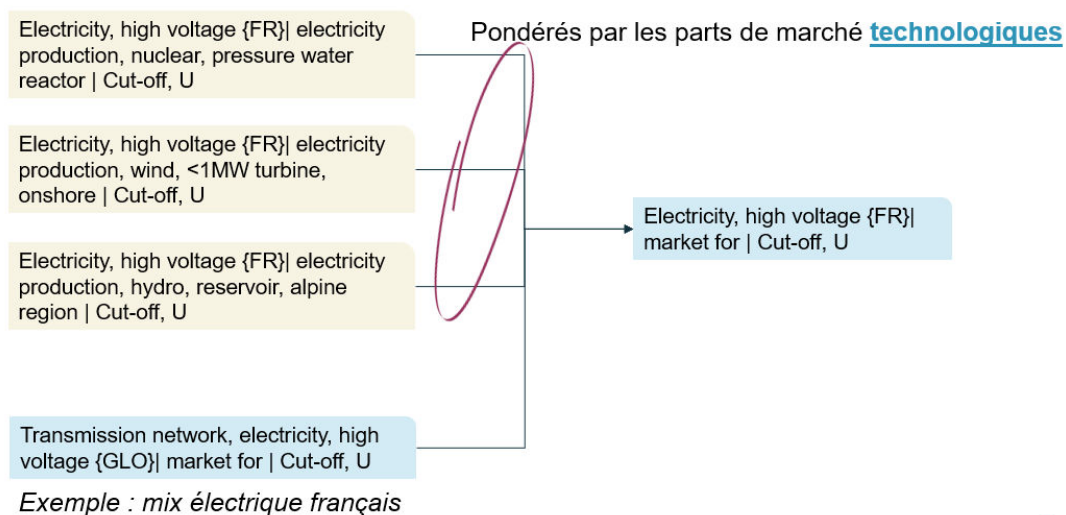


Figure 2: Présentation simplifiée des données disponibles dans la base de données Ecoinvent

Le mix medium voltage est composé d'électricité provenant des lignes haute tension (donnée high voltage). Il est complété par l'énergie issue de **l'incinération des déchets**.

3.3.2.1.2 Contenu de la donnée

Les données des mix électriques de la base de données Ecoinvent prennent en compte les infrastructures du réseau et les émissions de SF6, utilisées dans les équipements électriques haute tension en tant qu'isolant électrique. Ce gaz a un très fort impact sur le changement climatique. (IPCC 2014)

La source d'électricité correspond aux infrastructures (ex: éoliennes), à leur efficacité à produire de l'électricité (ex : une éolienne onshore >3MW produit environ 30MWh), aux émissions liées à la production d'électricité, et aux différents intrants (ex : pour une éolienne, il faut 354kg d'huile par an)

3.3.2.1.3 Type de mix électrique

Il existe 2 types de mix électrique : le mix de consommation et le mix de production. Le mix de consommation prend en compte l'électricité importée et exportée contrairement au mix de production.



Figure 3 : Comparaison mix de consommation français et mix de production français (d'après ecoinvent, noté EI et RTE (RTE 2024))

Dans ecoinvent, les mix électriques « Electricity, high voltage {XX} market for electricity, high voltage » correspondent aux mix électriques de consommation alors que les mix électriques « Electricity, high voltage {XX} electricity, high voltage, production mix » correspondent aux mix de production.

Nous constatons que dans ces 2 mix, les centrales solaires thermiques à capteurs cylindro-paraboliques (« Electricity, high voltage {XX} electricity production, solar thermal parabolic trough, 50 MW ») et les centrales solaires à tour (« Electricity, high voltage {XX} electricity production, solar tower power plant, 20 MW ») sont prises en compte dans les mix électriques en haute tension ; alors que les panneaux solaires ne sont pas pris en compte dans les mix électriques en haute tension. Ceux-ci sont pris en compte dans les mix électriques en basse tension.

3.3.2.1.4 Modélisation de mix électriques dans le cas d'ACV prospectives

Pour effectuer la réalisation d'ACV utilisant des mix électriques prospectifs, l'étude de Score LCA « *Recommandations pratiques pour l'ACV prospective/ références et exemples dans le domaine de l'énergie* » donne les recommandations détaillées pertinentes.

3.3.2.1.5 Mix résiduels

Concernant l'utilisation de mix résiduels, se référer à l'étude SCORE LCA « MIX ELECTRIQUES GEOGRAPHIQUES VERSUS MIX ELECTRIQUES MARCHE : QUELLES RECOMMANDATIONS EN ACV ».

3.3.2.2 Qualité des données

La représentativité géographique des données de la base de données Ecoinvent est excellente, avec des données nationales pour la plupart des pays du monde, voire plus précise pour certains grands pays (Etats-Unis, Chine, Inde, Australie, etc.).

La représentativité technologique est, elle, très importante, avec une discrimination par technologie de production, avec, pour certains pays, des sous-catégories très détaillées (grand éolien, moyen éolien et petit éolien par exemple).

En revanche, la représentativité temporelle est plus discutable. Par exemple, pour la France, dans Ecoinvent version 3.10, les données des moyens de production électrique remontent à 2015, avec certaines installations étudiées datant de 2005.

High voltage :

Données	Date
Mix électrique	2022
Sources d'électricité	2015
Transmission	2021
Dinitrogen monoxide	2022
Ozone	2022

(ecoinvent, Données électricité France, 2024)

Medium voltage :

Données	Date
Mix électrique	2022
Electricité high voltage	2015
Incinération des déchets	2015
Transmission	2011 (GLO) ou 2022 (RoW)
SF6	2018

(ecoinvent, Données électricité France, 2024)

3.4 Données disponibles pour la modélisation des infrastructures

Aucune base de données ne fournit d'inventaire de cycle de vie d'électrolyseurs. En revanche, de nombreux inventaires sont disponibles dans la bibliographie.

Par exemple, vous trouverez ci-dessous une ICV pour une « Single-Repeat Unit, SRU » d'électrolyseur (Zhao et al. 2020):

Table 2 – The inventory of material use of producing 1 m² SRU of three electrolysis cells unit: g.

Component	SOEC [20,40]		PEMEC [23,26,27,41,42]		AEC [31,35]	
Oxygen electrode	LSCF	72	Titanium felt	226	Nickel plate	1135
	CGO10	68	Platinum coating	14		
	CGO10	7	Iridium	13		
Electrolyte	8YSZ	56	Ink materials	202	Zirfon	122
	Tape casting slurry	135	Nafion 115	167		
	8YSZ/NiO	94	Carbon paper	198		
Hydrogen electrode	3YSZ/NiO	133	Platinum	8	Nickel plate	1135
	Tape casting slurry	2091	Ink materials	121	Nickel Sulfide coating	40
	Ferritic Stainless steel	4170	Titanium plate	9463	Nickel plate	4677
Interconnect	Mn _{1.5} Co _{1.5} O ₄	32	Platinum sputter	21		
	Yttrium oxide	17				
	Al ₂ O ₃	23				
	Frame of hydrogen side	8750	Stainless steel	1185	Polyphenylene sulfide	1944
Frame	Frame of oxygen side	2500	Rubber gasket	21	Stainless steel	2328
	Al ₂ O ₃	16				
	Glass ceramic	20				
Waste	Stainless steel	15,420	Stainless steel	1185	Nickel	6947
	Manufacture waste	663	Manufacture waste	479	Stainless steel	2328
	Other metals	2359	100% Recycled Nobel metals	47	Manufacture waste	316
			Other metals	969		

Figure 4: Exemple d'inventaire de cycle de vie d'électrolyseur issu de la bibliographie

Table 4 – Key parameters of three H₂O electrolysis stack [51,53,54].

	Unit	SOEC	PEMEC	AEC
Current density	A/cm ²	0.8	1.8	0.4
Cell voltage	V	1.2	1.7	1.8
Life time	hour	40,000	50,000	85,000
System efficiency	%	85	60	65
Total H ₂ over lifetime	ton/m ²	16	40	19

Figure 5: Exemple d'inventaire de cycle de vie d'électrolyseur issu de la bibliographie (suite)

3.5 Données disponibles pour la phase de remplissage de cuve/réservoir

Durant le remplissage d'une cuve ou d'un réservoir de véhicule, il peut y avoir des émissions à l'air du carburant. Le tableau suivant récapitule les indicateurs impactés par ces émissions, par e-fuel.

E-fuel	Substance émise à l'air	Indicateurs impactés (méthode EF)
e-hydrogène	Hydrogen	Aucun, mais des études scientifiques récentes font état d'impacts indirect sur le changement climatique, non encore pris en compte dans la méthode EF (Derwent, 2023)
e-ammoniaque	Ammonia	Acidification Ecotoxicité, eau douce Particules fines Eutrophisation marine & terrestre Toxicité humaine, non-cancérogène
e-méthanol	Methanol	Ecotoxicité, eau douce

		Toxicité humaine, non-cancérogène Ozone photochimique
e-méthane	Methane	Changement climatique Ecotoxicité, eau douce Toxicité humaine, non-cancérogène Ozone photochimique
e-kérosène	Kerosene	Toxicité humaine, non-cancérogène
e-gasoil	Fuels, diesel	Toxicité humaine, non-cancérogène
e-essence	Gasoline	Ecotoxicité, eau douce Toxicité humaine, non-cancérogène
e-DME	Dimethyl ether	Ecotoxicité, eau douce Toxicité humaine, non-cancérogène Ozone photochimique

3.6 Données disponibles pour la modélisation de la combustion de l'e-fuel

La bibliographie rapporte que, de manière générale, l'e-fuel et son carburant fossile équivalent ont des compositions chimiques différentes, ce qui implique des émissions de combustion différentes :

- (Matzen et Demirel 2016) ont étudié un e-DME et un e-méthanol qu'ils ont comparé à des voies de production classiques. L'étape de production de l'e-fuel est la plus impactante et les e-fuels émettraient moins de polluant à la combustion que leurs équivalents fossiles.

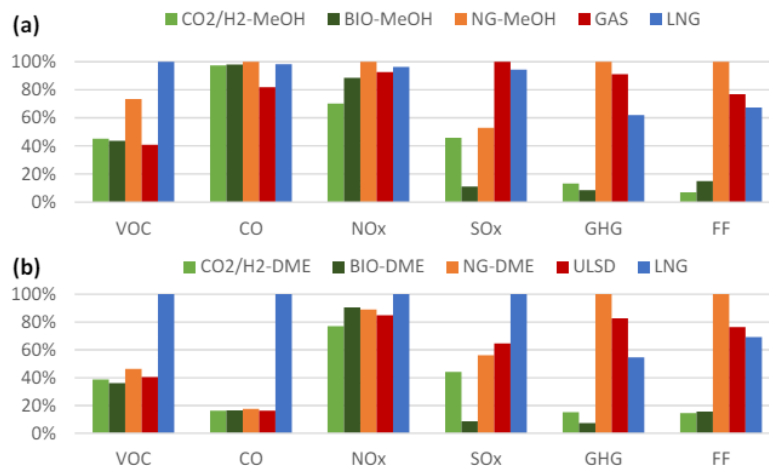


Figure 6 : Emission en cradle-to-grave d'un e-méthanol (figure a) et d'un e-DME (figure b), mis en comparaison avec un bio-DME, un DME issu de gaz naturel, un diesel à très faible teneur en soufre et du GNL (Matzen et Demirel 2016). La figure montre les émissions pour les critères de pollution (COV, CO, Nox, SOx), ainsi que sur le changement climatique (GHG= greenhouse gas emission) et l'utilisation de ressources fossiles (FF = Fossil Fuel use). DME = dimethyl ether, VOC = volatil organic compound = Composé Organique Volatil.

- D'après (Deutz et al. 2018), le remplacement de 24 % en masse de diesel par l'oxyméthylène éthers (OME) fabriqué à partir de CO₂ et d'hydrogène issu d'électrolyse pourrait réduire l'impact sur l'environnement de 22 % et les émissions de NOx et de suie de 43 % et 75 %, respectivement par rapport à du diesel classique (analyse de cycle de vie en wind-to-wheel, source d'électricité : éolienne).

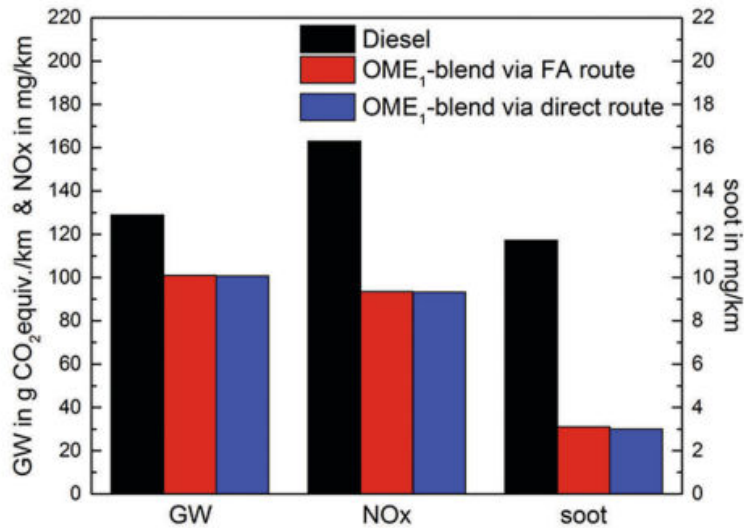


Figure 7 : ACV en cradle-to-grave d'un mélange d'un diesel contenant 24% en masse de e-OME. Le e-OME est produit soit à partir de e-méthanol et de formaldéhyde (FA route), soit à partir d'une réduction du méthanol avec du CO₂/H₂ (direct route). Celui-ci est comparé à un diesel conventionnel sur le Global warming (GW), les Nox et la suie (soot en anglais).

- Les conclusions de (Li et al. 2024) (un véhicule à e-methanol émet 24% moins de CO₂ à travers son cycle de vie qu'un véhicule à gasoil) ne valent, également, que parce que l'étape de combustion est incluse dans l'analyse.

Il n'existe cependant pas de donnée de combustion de e-fuel dans les bases de données, et les données bibliographiques sont à ce sujet rares ou inexistantes. L'utilisation de données spécifiques est donc nécessaire pour l'évaluation de cette étape du cycle de vie.

Des travaux sont en cours à la DGAC (Direction Générale de l'Aviation Civile) pour comprendre les impacts d'une combustion de e-kérosène par rapport à celle du kérosène classique. Ce projet de recherche s'appelle Climaviation (fusion des mots Climat et Aviation) <https://climaviation.fr/>.

Les données de combustion de l'équivalent fossile du e-fuel, plus souvent disponibles dans les bases de données et la bibliographie, sont des données approchées (ou « proxy ») envisageables.

Il est à noter que la norme (NF EN 16258 : 2023 2023) établit une méthodologie commune pour la quantification et la déclaration des émissions de gaz à effet de serre (GES) résultant des opérations des chaînes de transport de passagers et de fret.

4 Les enjeux des ACV des e-fuels

4.1 Présentation du cas d'étude

Tout au long de ce rapport, les différents enjeux méthodologiques seront illustrés sur la base d'un cas d'étude,

Les éléments liés au cas d'étude seront présentés dans les encarts bleus, dont voici le premier :

Cas d'étude :

Le cas d'étude est l'ACV d'un e-kérosène en well-to-gate. Il permettra d'illustrer les enjeux décrits dans la suite de ce rapport.

Les étapes considérées sont les suivantes :

```

graph LR
    A[Capture du CO2 : absorption aux amines] --> B[Méthanolation]
    C[Electrolyse de l'eau PEM] --> B
    B --> D[Methanol To Oléfine]
    D --> E[Kérosène]
  
```

Cette ACV fictive est conduite pour une aide à la décision pour la construction d'une usine de e-kérosène avec du CO₂ issu d'une centrale à charbon en Allemagne ou avec du CO₂ issu d'une aciérie.

Ce cas d'étude fait suite au cas d'étude présenté dans l'étude ScoreLCA « LCA benefits and limitations for the assesement of CCS and CCU » de 2021.

Les ICV de la centrale à charbon, de l'aciérie et de l'étape de capture de CO₂ sont donc issus de cette étude de 2021.

4.2 Les enjeux méthodologiques des ACV de e-fuel, par étape du cycle de vie

Les normes ISO14040 et ISO14044 détaillent 4 phases principales pour la réalisation d'une ACV : objectifs et champ de l'étude, inventaire du cycle de vie, évaluation des impacts et interprétation et résultats. Dans la suite de ce rapport, nous décrirons les enjeux méthodologiques spécifiques liés à chacune de ces phases lors de la réalisation d'ACV de e-fuels(ISO 14040 2006; ISO 14044 2006)

4.2.1 DEFINIR LES OBJECTIFS DE L'ACV D'UN E-FUEL

Les normes ISO 14040 et 14044 indiquent que les objectifs d'une ACV doivent préciser : l'application envisagée, les raisons conduisant à réaliser l'étude, le public concerné et s'il est prévu que les résultats soient utilisés dans

des affirmations comparatives destinées à être divulguées au public. (ISO 14040/44 2006). Les paragraphes suivants permettent de s'orienter sur chacune de ces questions, dans le cas des ACV d'e-fuels.

Il convient de rappeler en premier lieu qu'une ACV est intrinsèquement dépendante des objectifs fixés.

Par exemple,

- Une ACV screening (« de cadrage » en français) réalisée par un producteur de e-fuel dans le but de faire de l'éco-conception (aide à la décision interne) sera probablement moins précise qu'une ACV ISO réalisée par un producteur de e-fuel dans le but de communiquer ses résultats. **La qualité des 2 ACV étant différente**, il y a un risque de complétudes différentes entre les données.
- Une ACV réalisée par une usine d'ammoniac avec capture des émissions de CO₂ et une ACV réalisée par un producteur de e-fuel à partir du CO₂ de l'usine d'ammoniaque ne seront additionnables que si l'usine d'ammoniac et le producteur de e-fuel comptent ce CO₂ de façon cohérente et homogène. **Les périmètres des 2 ACV se recoupant**, il y a un risque de double comptage de ce CO₂ (ou de non comptage).

Les recommandations que l'on peut faire sur les ACV des e-fuels sont donc dépendantes des objectifs et des champs d'étude de chaque ACV.

4.2.1.1 Applications envisagées

Les motivations pour réaliser l'ACV d'e-fuels peuvent varier, en fonction notamment des ambitions techniques :

- Le e-fuel est-il principalement conçu pour être un carburant alternatif à une référence fossile ?
- Est-il conçu comme un CCU pour une industrie produisant du CO₂ ?
- Est-il conçu pour stocker de l'électricité, typiquement lors de tensions sur le réseau ou lors de surproduction d'électricité d'origine renouvelable intermittente ?
- Ou une combinaison des 3 ?

Les méthodologies d'ACV applicables dans l'ensemble des étapes suivantes (champ de l'étude, inventaire du cycle de vie, analyse des impacts et interprétation) pourront alors varier selon les cas.

Cas d'étude

Application envisagée : le e-kérosène est conçu pour être un carburant alternatif à du kérosène fossile en tant que e-SAF (SAF = Sustainable Aviation Fuel).

4.2.1.2 Raisons conduisant à réaliser l'étude

Les raisons conduisant à réaliser l'étude peuvent varier :

- Est-ce que l'ACV vise à démontrer l'intérêt environnemental d'un e-fuel en tant que carburant alternatif, comparé à une référence fossile ?
- Est-ce que l'ACV vise à comparer différentes technologies de e-fuels pour en comparer les impacts environnementaux respectifs ?
- Est-ce que l'ACV vise à comparer plusieurs solutions de stockage d'électricité ?
- Est-ce que l'ACV vise à comparer plusieurs solutions de CCU ?
- Est-ce que l'ACV vise à communiquer sur l'empreinte environnemental du e-fuel, auprès du grand public, des clients ou des investisseurs ?
- Est-ce que l'ACV vise à identifier les contributeurs clés du e-fuel aux impacts environnementaux, dans une démarche d'écoconception ?
- Ou une combinaison de toutes les raisons précédentes ?

Les méthodologies d'ACV applicables dans l'ensemble des étapes suivantes (champ de l'étude, inventaire du cycle de vie, analyse des impacts et interprétation) pourront alors varier selon les cas.

Cas d'étude

Raisons conduisant à réaliser l'étude : communiquer en interne en tant qu'aide à la décision pour lancer ou non le projet de construction d'une usine de e-kérosène.

Deux usines amont productrices de CO₂ ont été identifiées : une centrale à charbon en Allemagne et une aciérie en Europe.

Trois types d'électricité sont possibles pour la phase d'électrolyse permettant la production du H₂ : électricité du réseau, électricité éolienne ou électricité solaire.

4.2.1.3 Public concerné

Le public concerné représente l'ensemble des personnes auquel il est envisagé de communiquer les résultats de l'étude. En d'autres termes, il s'agit de préciser par qui et comment les résultats vont être utilisés.

Il peut s'agir d'un public interne : marketing, ingénieurs de conception, direction, etc.

Il peut s'agir d'un public externe :

- Le grand public, utilisateur du carburant,
- Un industriel qui recherche des solutions pour diminuer des émissions de dioxyde de carbone,
- Un gestionnaire de réseau ou un industriel qui recherche des solutions de stockage d'électricité,
- D'un industriel consommateur de carburant, transporteur routier ou opérateur aérien,
- Un industriel concepteur de véhicules alternatifs,
- De décideurs politiques ou d'agence publique (ex : ADEME).

Les méthodologies d'ACV applicables dans l'ensemble des étapes suivantes (champ de l'étude, inventaire du cycle de vie, analyse des impacts et interprétation) pourront alors varier selon les cas.

Cas d'étude

Public concerné : les décisionnaires de l'entreprise (ACV = outil d'aide à la décision) et les ingénieurs (ACV = outil d'éco-conception).

4.2.1.4 Communication envisagée

Si les résultats de l'ACV sont communiqués au grand public, aux clients du producteur de e-fuel ou à ses investisseurs, le PEF recommande de réaliser une revue critique . Cela est particulièrement vrai en cas de comparaison avec d'autres solutions ou avec une solution de référence fossile.

4.2.2 DEFINIR LE CHAMP D'ETUDE D'UNE ACV D'E-FUEL

Dans la norme ISO 14044, le champ d'étude correspond aux points suivants :

- **Système de produit à étudier** : fonction, unité fonctionnelle et flux de référence (cf partie 4.2.2.1)
- **Frontières du système** (cf partie 4.2.2.2)
- La **gestion de la multifonctionnalité d'un système** ou règle d'affectation (cf partie 4.2.2.3)
- Méthodologie d'analyse des impacts et indicateurs choisis
- L'interprétation à utiliser

- Les exigences portant sur les données
- Les hypothèses
- Les choix de valeurs et les éléments facultatifs
- Les limitations
- Les exigences de qualité des données
- Le type de revue critique, le cas échéant ; le type et le format du rapport spécifié pour l'étude.

Les points **en gras** nécessitent une discussion approfondies dans le cas des e-fuels, et sont donc détaillées dans ce rapport.

4.2.2.1 *Système de produit à étudier : fonction, unité fonctionnelle et flux de référence*

4.2.2.1.1 Fonction du système

Le champ d'une ACV doit clairement spécifier les fonctions (caractéristiques de performance) du système étudié. Un système peut avoir un grand nombre de fonctions possibles et la(les) fonction(s) choisie(s) pour l'étude dépend(ent) des objectifs de l'étude de l'ACV.

L'expression des fonctions étudiées dans le cadre de l'ACV se fait au travers de l'unité fonctionnelle (UF), qui est, selon l'ISO 14044, « la performance quantifiée d'un système destinée à être utilisée comme unité de référence ». Elle doit être clairement définie, mesurable, et doit fournir une référence par rapport à laquelle les intrants et les extrants du système sont normalisés.

Le choix de l'unité fonctionnelle varie en fonction des objectifs de l'ACV. Dans le cas des e-fuels, les unités fonctionnelles suivantes peuvent être pertinentes :

- Produire et distribuer 1 MJ PCI d'e-fuel,
- Alimenter en énergie un véhicule de référence sur 100km,
- Capter 1kg de CO₂ émis par une industrie et le réutiliser sous forme de CO₂ pur à xx%,
- Stocker et utiliser sous forme de carburant liquide (conforme ASTM XXX) 1 kWh d'énergie électrique,
- Etc.

L'unité fonctionnelle doit détailler, si nécessaire, des conditions de performance :

- Conditions d'utilisation du e-fuel considéré,
- Caractéristiques techniques du e-fuel,
- Pureté du CO₂ traité,
- Etc.

Une fois l'unité fonctionnelle choisie, il faut définir les fumées de référence, qui correspond à la mesure des sortants des processus nécessaires pour remplir la fonction telle qu'exprimée par l'unité fonctionnelle. Dans le cas des ACV comparatives, l'unité fonctionnelle est commune à tous les systèmes, mais les flux de références sont différents, tant du point qualitatif (les systèmes comparés peuvent éventuellement être de nature très différentes) que quantitatif (pour répondre à la même fonction, la quantité de produit nécessaire n'est pas la même s'ils ont des performances différentes – typiquement les PCI si les flux de références sont exprimés en kg ou en L).

Par exemple, pour les e-fuel, les flux de références suivants peuvent être pertinents pour les unités fonctionnelles précédentes :

- Produire et distribuer 1 MJ PCI d'e-fuel,
 - Flux de référence possible : X L ou Y kg d'e-fuel produit et distribué au consommateur,
- Alimenter en énergie un véhicule de référence sur 100km,

- Flux de référence possible : X L ou Y kg d'e-fuel produit, distribué et utilisé dans le moteur du véhicule + émissions de combustion associées,
- Capturer et réutiliser 1 kg de CO₂ émis par une industrie,
 - Flux de référence possible : X m³ de gaz émis par l'industriel contenant 1 kg de CO₂
- Stocker et utiliser sous forme de carburant liquide 1 kWh d'énergie électrique.
 - Flux de référence possible : 1kWh d'électricité stockée. Il conviendra alors de préciser s'il s'agit de :
 - 1 kWh en entrée du stockage (menant à X kg de carburant liquide) ou
 - 1 kWh en sortie du stockage (issu de la combustion de Y kg de carburant liquide)

Les fumées de référence doit aussi préciser, si nécessaire, les caractéristiques techniques du produit : PCI, composition chimique, etc.

4.2.2.1.2 Choix de l'Unité Fonctionnelle

Pour déterminer l'unité fonctionnelle d'une ACV d'e-fuel, (Müller et al. 2020) propose l'arbre de décision suivant :

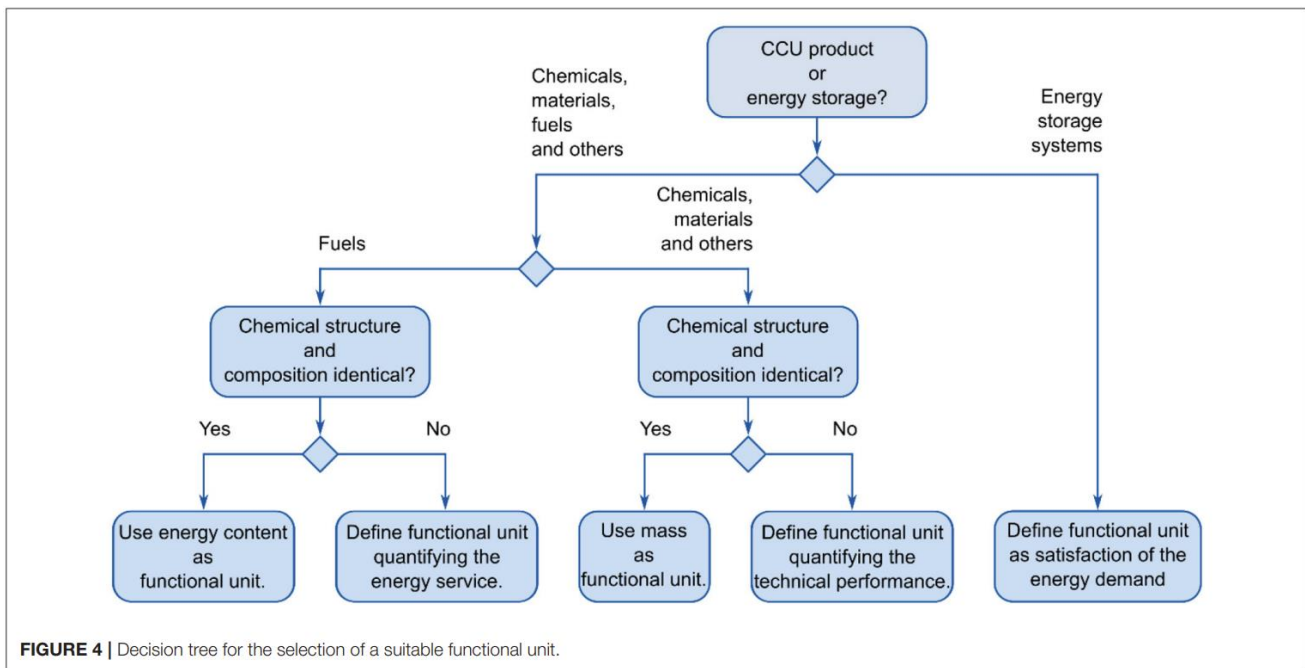


Figure 8: Arbre de décision pour déterminer une UF pertinente d'ACV d'e-fuel (Müller et al. 2020)

(European Commission. Directorate General for Energy. 2022) s'accorde avec Muller et al. et propose ceci :

Process	Recommended FU
Product: Energy carrier - Transportation fuel	1 vehicle km (or 1 tonne km) using a specified means of transport
Product: Energy carrier - Other	Define FU quantifying the energy service
Product: Chemical/material - chemically identical	1 kg of product
Product: Chemical/material - chemically different	Define FU based on equal technical performance
Energy storage system	Define FU quantifying the storage characteristics
Comparison of various CCU processes	1 kg of CO ₂ input

Figure 9: Arbre de décision pour déterminer une UF pertinente d'ACV d'e-fuel (European Commission. Directorate General for Energy. 2022)

En d'autres termes :

- Pour **comparer 2 carburants identiques** (même structure chimique et même composition [particulièrement important vis-à-vis du contenu en carbone biogénique]), (Müller et al. 2020) (guide des ACV de CCU) recommande de prendre une unité relative au contenu énergétique, en particulier le Low Heating Value (en français PCI : Pouvoir Calorifique Inférieur).
 - Ex d'UF : Produire 1 MJ d'e-fuel (+ conditions de réalisation).
- Pour **comparer 2 carburants avec une structure chimique différente**, (Müller et al. 2020) recommande de choisir une UF en fonction de l'utilisation du carburant, i.e. une UF relative à une distance parcourue. En effet, la combustion du carburant diffère d'un carburant à un autre tout comme l'autonomie du véhicule.
 - Ex d'UF : Alimenter en énergie un véhicule de référence sur 100 km (+ conditions de réalisation)
- Si votre objectif est de **comparer différents types de stockage d'électricité**, alors le système de production d'électricité seul doit être comparé aux systèmes de production d'électricité avec les différentes alternatives de stockage d'électricité. Puis vous pouvez comparer les réductions d'impacts des différentes solutions de stockage d'électricité. (Müller et al. 2020)
 - Ex d'UF : Stocker et utiliser sous forme de carburant liquide 1 kWh d'énergie électrique

Ces éléments correspondent à l'état des lieux bibliographiques. Selon nous, la vision présentée dans cet arbre de décision est partielle et discutable. Par exemple, il n'adresse pas la comparaisonle cas où on voudrait comparer des produits de fonctions très différentes (un fuel et un produit chimique par exemple).

Ces recommandations sont résumées en partie 5.4.

Cas d'étude :

Fonction du système : Produire du e-kérosène
Unité fonctionnelle : Produire 1 MJ PCI de e-kérosène
Flux de référence : 0,0227 kg de e-kérosène

4.2.2.1.3 Procédés multifonctionnels

Les ACV d'e-fuels nous amènent quasi-systématiquement à s'intéresser à des procédés multifonctionnels, c'est-à-dire à des systèmes remplissant au moins deux fonctions de nature très différentes. En effet, un la production d'un e-fuel remplit simultanément plusieurs fonctions :

- Une fonction de carburant,
- Une fonction de réutilisation de CO₂ (CCU),
- Eventuellement, une fonction de gestion de surplus d'électricité.

En outre, le CO₂ est en général lui-même issu d'un procédé multifonctionnel :

- Une centrale électrique qui produit d'une part de l'électricité et d'autre part du CO₂,
- Une usine de production d'ammoniac qui génère aussi du CO₂,
- Etc.

Il existe plusieurs méthodes pour gérer cette multifonctionnalité, celles-ci sont expliquées en partie 4.2.2.3 Gestion de la multifonctionnalité d'un système.

Cas d'étude :

Procédé multifonctionnel :

Deux options sont étudiées dans l'ACV cas d'étude : du CO₂ issu d'une centrale à charbon en Allemagne et du CO₂ d'une aciérie Française.

Ces 2 usines amont sont des systèmes multifonctionnels :

- La centrale à charbon émet 0,89 kg de CO₂ par kWh d'électricité (ou 1 kg de CO₂ pour 1,12 kWh d'électricité)
- L'aciérie émet 0,06 kg de CO₂ par kg d'acier produit.

En approximation, nous considérons que la capture du CO₂ ne modifie pas le fonctionnement de la centrale à charbon ou de l'aciérie.

4.2.2.2 Frontières du système : périmètre, description du système et critères de coupure

Les frontières du système sont l' «ensemble de critères qui spécifient quels processus élémentaires font partie du système de produits » (ISO 14044 2006)).

Cet ensemble de critères inclut :

- Le périmètre de l'étude (cf partie 4.2.2.2.1, page 73)
- Une description du système avec un diagramme de flux (cf partie 4.2.2.2.2, page 76)
- Les règles de coupures (cf partie 4.2.2.2.3, page 80)

4.2.2.2.1 Périmètre de l'ACV

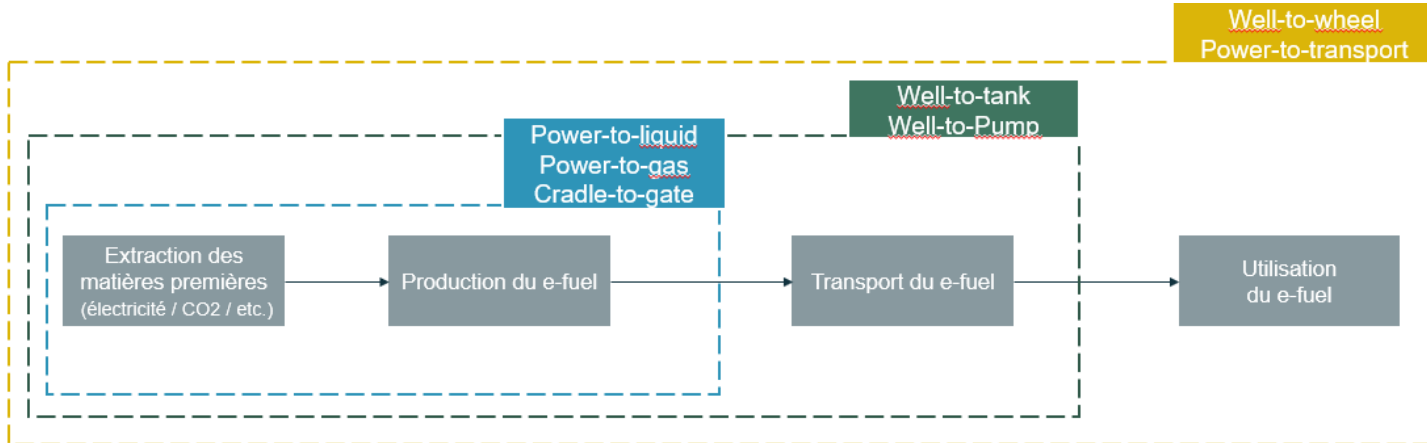
Le périmètre se décompose en 3 composantes : le périmètre « étapes de cycle de vie », le périmètre temporel, et le périmètre géographique.

Etapes du cycle de vie prises en compte :

Les producteurs de carburant utilisent une terminologie spécifique pour exprimer les étapes du cycle de vie prises en compte dans leurs ACV :

- **Well-to-Wheel (du puits à la roue)** pour toute ACV prenant en compte l'ensemble du cycle de vie. Cette expression est équivalente à l'expression Cradle to grave (du berceau à la tombe), étant donné que les phases usages et fin de vie sont confondues dans le cas d'un carburant.
- **Well-to-tank (du puits au réservoir)** lorsque la phase usage/fin du vie du carburant est écartée. Elle correspond à l'expression Cradle to customer gate dans les ACV classiques (du berceau à la porte du consommateur). **Well-to-Pump** est parfois aussi utilisé pour désigner les mêmes étapes.

Le tableau suivant illustre ces terminologies :



En outre, lors de conversion d'électricité en un autre produit, les terminologies suivantes sont aussi utilisées :

- **Power-to-gas** : carburant gazeux fabriqué à partir d'électricité, considéré sur un cycle de vie Well-to-Tank,
- **Power-to-liquid** : carburant liquide fabriqué à partir d'électricité, considéré sur un cycle de vie Well-to-Tank,
- **Power-to-transport** : carburant liquide ou gazeux considéré en cycle de vie Well-to-Wheel,
- **Power-to-chemicals** : produit chimique fabriqué à partir d'électricité, considéré sur un cycle de vie Cradle-to-gate ou cradle-to-customer gate. Hors scope dans le cadre des e-fuels.
- **Power-to-X** : Expression qui peut s'utiliser dans n'importe quel cas, et souvent utilisé pour résumer l'ensemble des possibilités précédentes.

Comme pour le choix de l'unité fonctionnelle, le choix des étapes du cycle de vie à prendre en compte dépend de l'objectif de l'ACV. (Müller et al. 2020) propose cet arbre de décision :

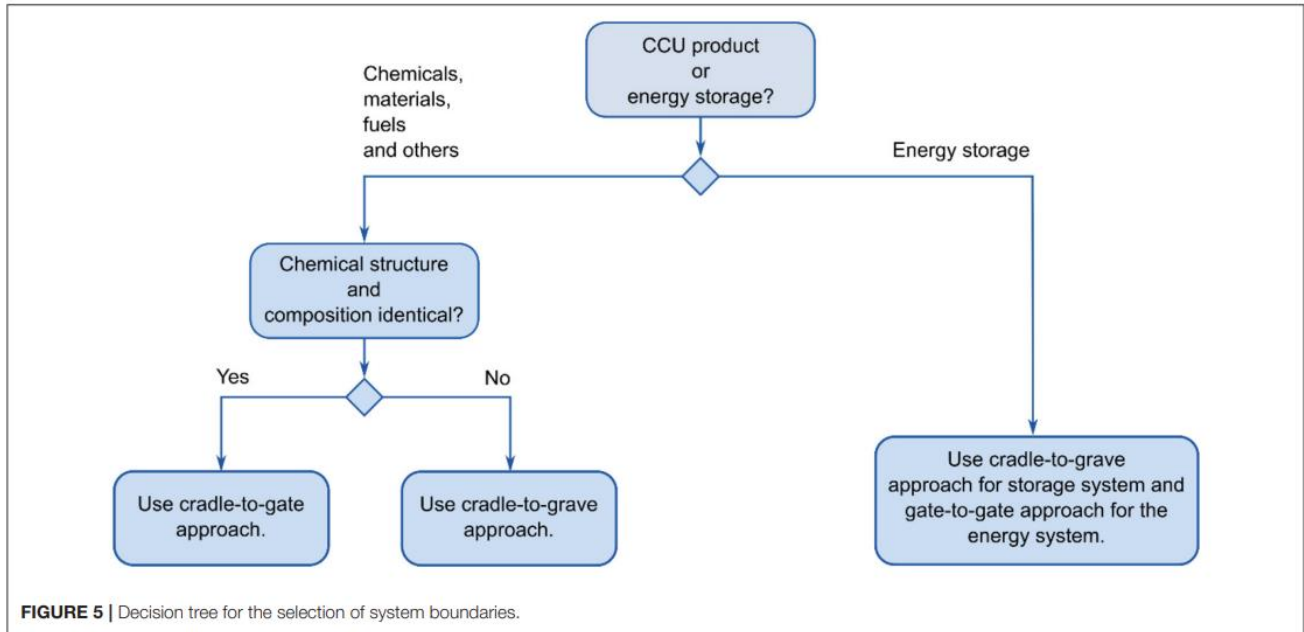


Figure 10: Arbre de décision sur les étapes de cycle de vie à prendre en compte dans une ACV e-fuel

Lors d'une comparaison d'un e-fuel avec un carburant de référence d'origine fossile :

- Si les deux carburants ont une composition identique, alors le périmètre cradle-to-gate (ou well-to-tank) est suffisant. En effet, la phase usage/fin de vie est alors considérée comme identique dans les deux cas et n'a pas à être étudiée.
- Si les deux carburants ont des compositions différentes, alors l'approche cradle-to-grave (ou well-to-wheel) est nécessaire. En effet, les impacts environnementaux des deux combustions motrices peuvent alors être différentes.

La bibliographie rapporte que, de manière générale, l'e-fuel et son carburant fossile équivalent ont des compositions chimiques différentes, ce qui implique des émissions de combustion différentes (cf partie 3.6 page 65).

Les recommandations sur le périmètre des étapes du cycles de vie sont synthétisées en partie 5.3, page 121

Périmètre temporel :

Une ACV est toujours valable dans un cadre temporel donné, qui dépend notamment de la période temporelle utilisée pour les données d'inventaire, tant génériques que spécifiques. Une bonne pratique est de définir une année de référence au niveau de l'unité fonctionnelle, qui va permettre de juger la qualité des données utilisées au regard de cette exigence temporelle.

Une ACV peut être présente ou prospective (2030, 2040, 2050...). Ce dernier point est traité spécifiquement en .dans l'étude de Score LCA « *Recommandations pratiques pour l'ACV prospective/ références et exemples dans le domaine de l'énergie* ».

Périmètre géographique :

Une ACV est toujours valable dans un cadre géographique donnée, qui dépend notamment du périmètre géographique utilisé pour les données d'inventaire, tant génériques que spécifiques. Une bonne pratique est de définir un périmètre géographique au niveau de l'unité fonctionnelle (exemple : en France), qui va permettre de juger la qualité des données utilisées au regard de cette exigence temporelle.

Cas d'étude :

Périmètre « cycle de vie » : well-to-gate

Périmètre géographique : production en Europe et plus précisément centrale à charbon allemande et aciérie européenne.

4.2.2.2.2 Description du système

La description du système se compose à minima d'un **schéma du système**, explicitant le périmètre et la technologie utilisée.

Ci-dessous, des exemples de schéma du système issus de la bibliographie :

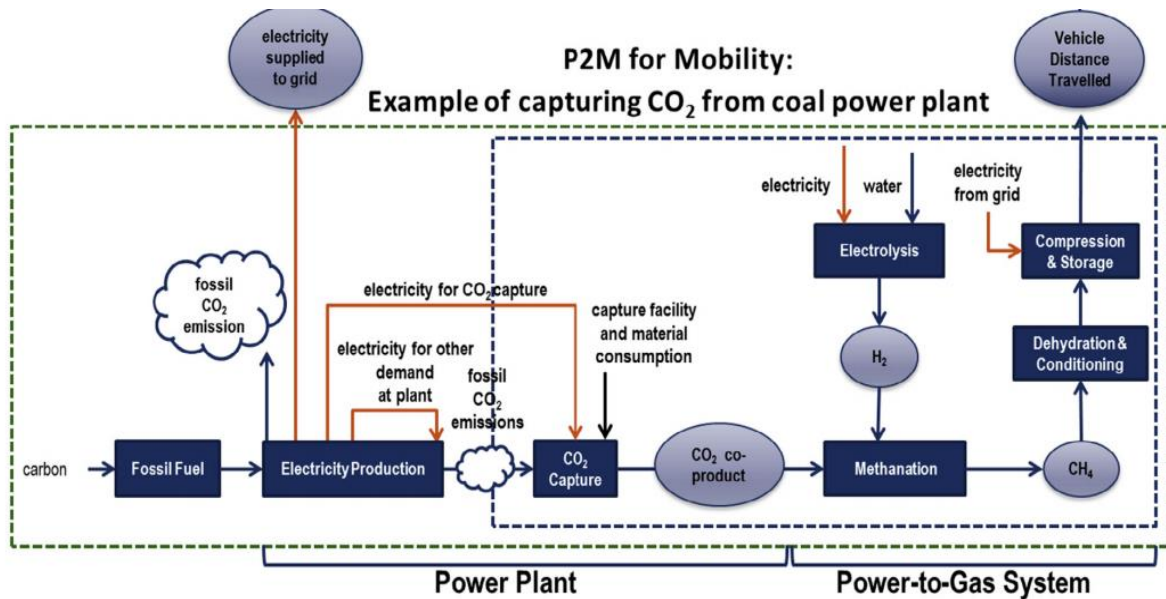


Figure 11 : (Zhang et al. 2017). Schéma du système décrivant un périmètre Well-To-Pump, étendu ou non à l'usine produisant le CO₂

Avis critique sur cette Figure 11 :

- Le flux « Fossil CO₂ emission » apparaît en double (sous forme de nuage) alors qu'il s'agit bien du même flux,
- Le schéma ne traduit pas clairement le fait que les émissions atmosphériques du véhicule lors de son usage sont hors scope (on ne voit que la « distance parcourue par le véhicule » en haut à droite du schéma),
- L'ensemble de ces deux points ne facilite pas la compréhension de la prise en compte du CO₂ dans le système.

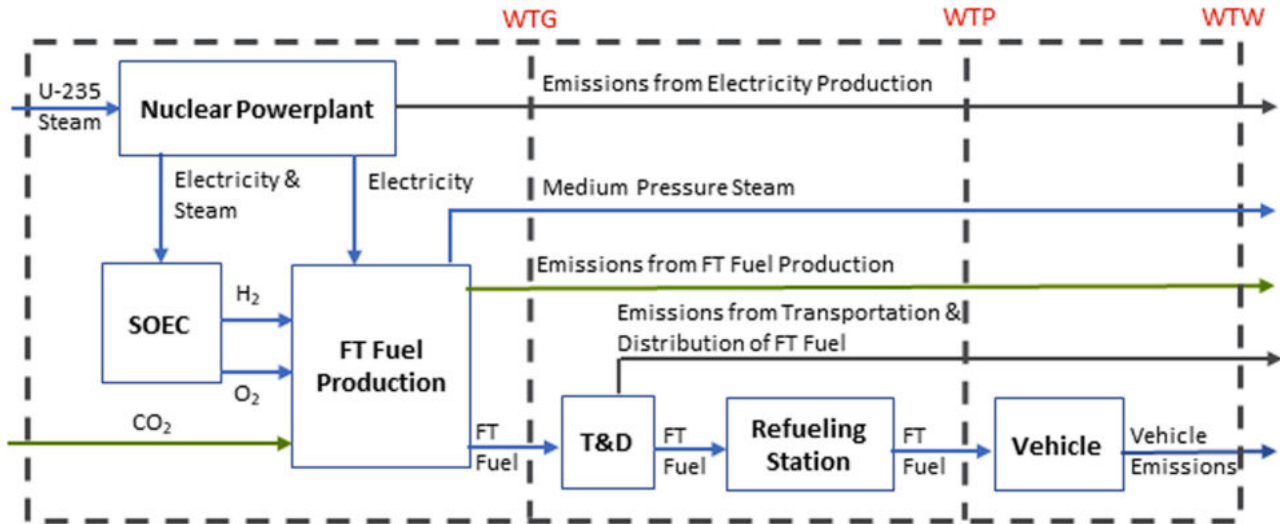


Fig. 4. System boundary for FT fuel production indicating WTG, WTP, and WTW.

Figure 12 : (Delgado et al. 2023) Schéma du système d'un e-fuel décrivant un périmètre Well-to-Gas (WTG), Well-to-Pump (WTP) ou Well-to-Wheel (WTW). FT = Fischer-Tropsch, T&D = Transportation & Distribution, SOEC = Solid Oxid Electrolyzer Cell

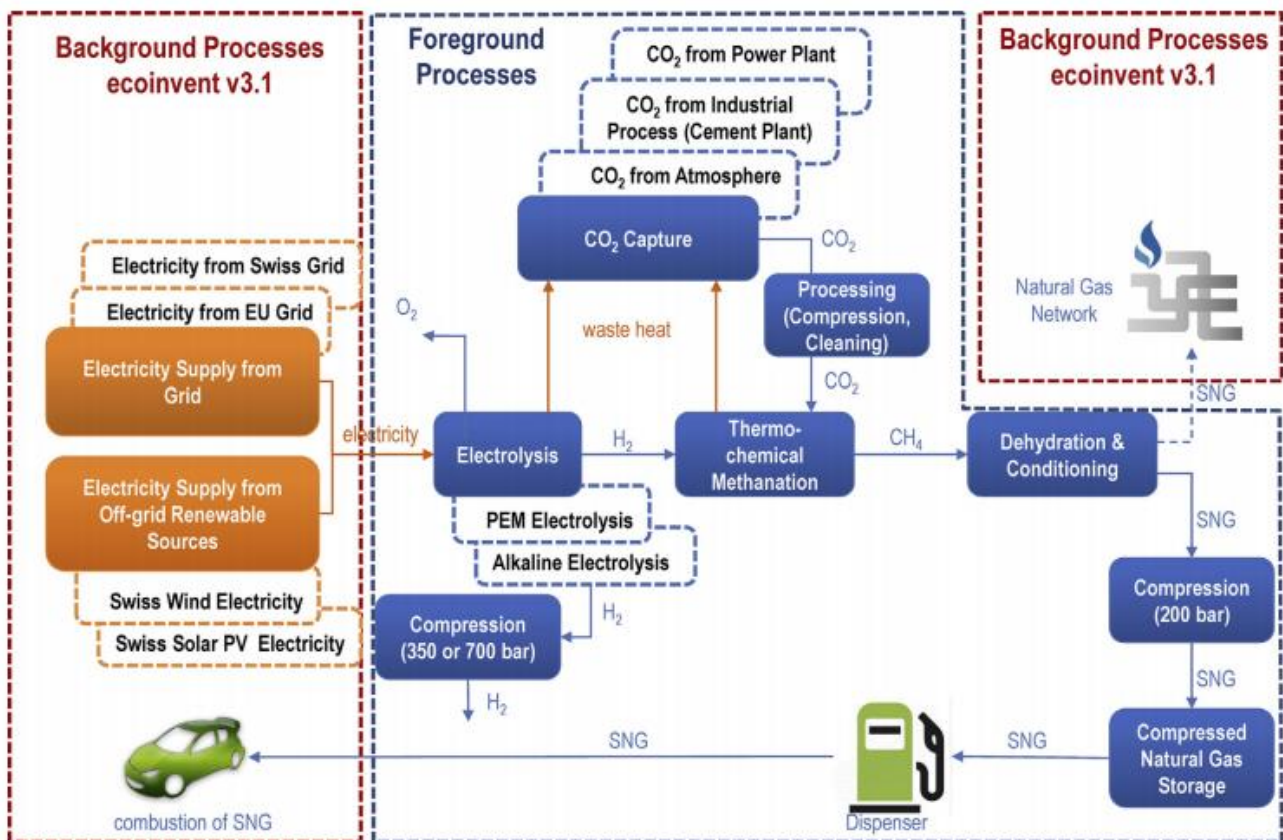


Fig. 1. System boundary of Power-to-Gas with alternative process options.

Figure 13 : (Zhang et al. 2017) Schéma du système décrivant un périmètre Well-to-Wheel d'un e-methane

Avis critique sur cette Figure 13 :

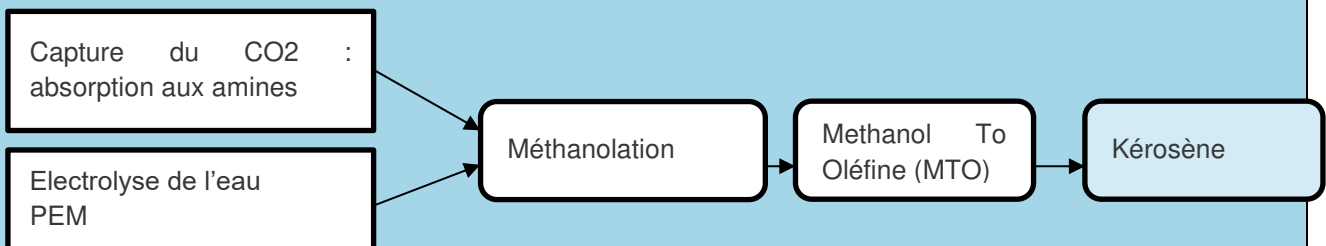
- Ce Schéma ne fait pas apparaître clairement les émissions directes à l'environnement prises en compte.

Dans une ACV d'e-fuel, la description du système doit préciser, entre autres, les éléments suivants :

- Concernant le CO₂ utilisé en matière première, lorsque l'e-fuel en utilise :
 - L'**origine du CO₂** (DAC, CCU centrale électrique, CCU cimenterie, CCU usine d'ammoniac, CCU avec du carbone d'origine biogénique, etc.).
 - La **technologie de capture et de purification** utilisée (cf. partie 2.2.2)
 - Si une étape de pré-traitement des fumées est nécessaire avec la capture du CO₂.
 - Le type de transport du CO₂ s'il y en a (sous forme liquéfié en camion/train ou sous forme gazeuse comprimé en pipeline)
- Concernant le N₂ utilisé en matière première, lorsque l'e-fuel en utilise :
 - La **technologie de capture et de purification** utilisée (cf. partie 2.2.9)
- En ce qui concerne l'électrolyseur :
 - Le **type d'électrolyseur** (PEM, AEL, SOEC, ou autre),
 - Si l'**oxygène** co-produit est **valorisé** ou non, et si oui comment (technologie de captage, application (marché de valorisation), etc.),
 - L'origine de l'électricité :
 - Production directe ou électricité du réseau,
 - Mix électrique avec ou sans garantie d'origine sur tout ou une partie de l'électricité
- La description du **système de distribution** (en particulier pour le e-méthane, qui peut être liquéfié ou injecté dans un réseau).
- La description de l'**usage** :
 - Les catégories de véhicules et de moteurs qui pourront utiliser l'e-fuel,
 - Les conditions d'utilisation. En particulier, il est nécessaire de préciser si l'utilisateur pourra utiliser l'e-fuel exactement comme le carburant de référence, ou est-ce qu'il lui faudra, par exemple, mélanger du e-fuel avec du carburant fossile (si la composition chimique des deux n'est pas strictement équivalente et qu'il manque certains éléments à l'e-fuel pour remplir sa fonction s'il est utilisé seul).

Cas d'étude :

Description du système :



Capture du CO₂ :

- Une étape de pré-traitement des fumées est incluse dans l'étape appelé « capture du CO₂ »
- La capture du CO₂ est une absorption aux amines d'un flux d'émission provenant soit d'une centrale à charbon en Allemagne, soit d'une aciérie (en Europe).
- Il n'y a pas d'étape de purification du CO₂
- l'ICV de la capture du CO₂ correspond à celui indiqué dans l'étude ScoreLCA sur les CCU et CCS. L'infrastructure est incluse dans l'étude.
- Ci-dessous le taux de capture et de traitement des fumées, le flux de fumées entrant, le flux de fumées sortant et le flux de fumées capté pour la centrale à charbon (tableau 1) et l'aciérie (tableau 2).

1. Centrale à charbon	Taux de capture de CO ₂ et de traitement des fumées (%)	Fumées avant CCU (kg/kWh)	Fumées captées par le CCU (kg/kWh)	Fumées émises à l'air (après CCU) (kg/kWh)
Source de l'information :	ScoreLCA CCU CCS	Donnée Ecoinvent	Calculé = fumées avant CCU * taux de capture/traitement	Calculé = fumées avant CCU – fumées captées par le CCU
CO ₂	90	8,90E-01	8,01E-01	8,90E-02
H ₂ O	5	1,33E-03	6,66E-05	1,27E-03
SO ₂	90	6,33E-04	5,70E-04	6,33E-05
Nox	12,5	5,99E-04	7,49E-06	5,92E-04
HCl	95	2,01E-05	1,91E-05	1,00E-06
HF	90	1,25E-05	1,13E-05	1,25E-06
PM	50	1,02E-04	5,10E-05	5,10E-05
NH ₃ (kg/tCO ₂)	21	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00

2. Aciérie	Taux de capture de CO ₂ et de traitement des fumées (%)	Fumées avant CCU (kg/kWh)	Fumées captées par le CCU (kg/kWh)	Fumées émises à l'air (après CCU) (kg/kWh)
Source de l'information :	ScoreLCA CCU CCS	Donnée Ecoinvent	Calculé = fumées avant CCU * taux de capture/traitement	Calculé = fumées avant CCU – fumées captées par le CCU
CO ₂	90	6,27E-02	5,64E-02	6,27E-03
H ₂ O (m3)	5	6,12E-03	3,06E-04	5,81E-03
SO ₂	90			
Nox	12,5	2,12E-05	2,65E-07	2,10E-05
HCl	95			
HF	90			
PM	50	4,47E-05	2,24E-05	2,24E-05
NH ₃ (kg/tCO ₂)	21			

La compression du CO₂ est prise en compte dans l'étape de méthanolation.

L'électrolyse de l'eau est réalisée par PEM (Proton exchange Membrane), trois sources d'électricité seront étudiées : 1. Electricité du réseau, 2. Electricité éolienne, 3. Electricité solaire

Ci-dessous, les principales informations de l'électrolyseur :

Hypothèses de dimensionnement	ADEME - Analyse du cycle de vie relative à l'hydrogène - Septembre 2020
Durée de vie stack PEM :	60 000 h
Durée de vie infrastructure PEM :	20 ans
Technologie d'électrolyse :	PEM
Puissance :	1 MW
Capacité de production H ₂ :	16,8 kg/h
Durée de fonctionnement annuelle :	6 000 h

L'infrastructure de l'électrolyseur et les stacks sont pris en compte.

L'étape de post-traitement après MTO (Methanol-To-Olefins) est incluse dans l'étape de MTO.

L'infrastructure de méthanolation et de MTO sont considérées comme négligeable dans ce cas d'étude.

Les ICV d'électrolyse, de méthanolation et de l'étape de MTO ont été fourni par le cabinet d'étude S3d Ingénierie.

4.2.2.2.3 Critères de coupure (en anglais : cut-off)

Les critères de coupure consistent à indiquer les éléments pris en compte ou non dans l'ACV, en fonction d'une valeur de critère (contribution massique, économique, environnementale) en dessous de laquelle des éléments peuvent être exclus du périmètre de l'évaluation.

Les règles de coupures classiques en ACV s'appliquent par ailleurs. En particulier, le PEF recommande une règle de coupure à 3% sur les aspects masse, économique ou impacts environnementaux (European Commission - Joint Research Centre 2021)

En ce qui concerne la prise en compte ou non des infrastructures (électrolyseurs, moyens de production renouvelable en particulier, mais aussi usines, etc.), veuillez vous référer à la partie 3.

Les règles de coupures classiques en ACV s'appliquent par ailleurs. En particulier, le PEF recommande une règle de coupure à 3% sur les aspects masse, économique ou impacts environnementaux (European Commission - Joint Research Centre 2021)

Cas d'étude :

Aucun critère de coupure particulier n'a été appliqué ici. L'ensemble des flux comptabilisés dans Ecoinvent ont été considérés.

Les infrastructures ont également été conservées.

4.2.2.3 Gestion de la multifonctionnalité d'un système

4.2.2.3.1 Eléments de contexte dans le cas des e-fuels

Comme évoqué au paragraphe 04.2.2.1.1, la grande majorité des ACV d'e-fuels sont confrontés à des systèmes multifonctionnels.

Les e-fuels utilisant du CO₂ en matière première utilisent très majoritairement du CO₂ purifié issu d'une industrie produisant d'abord un autre produit (électricité, ciment, ammoniac, etc.). Dans la situation actuelle, ces fumées de CO₂ sont émises à l'air et s'apparentent donc à un déchet (valeur économique nulle). Après capture du CO₂ de ces fumées, le CO₂ purifié est utilisable en tant que matière première.

Dans une situation de croissance de la production des e-fuels, ce CO₂ devient une ressource, i.e. il représente une matière première dans le procédé de production du e-fuel. En ce sens, l'industrie dont est issu ce CO₂ peut être vue comme une industrie qui produit à la fois un produit principal (électricité, ciment, ammoniac, etc.) ET, de façon secondaire, le CO₂ utilisé par les e-fuels.

Par exemple, dans le cas d'un e-fuel utilisant du CO₂ capturé dans les fumées d'une centrale électrique à charbon, le système « centrale électrique à charbon » est multifonctionnel : la centrale à charbon produit de l'électricité **et** du CO₂.

La question qui se pose est donc la suivante : **comment gérer la multifonctionnalité de l'industrie productrice du CO₂ ?** Autrement dit, comment répartir les impacts environnementaux de l'industrie émettrice de fumées de CO₂ entre son produit principal et le CO₂ purifié ?

On rappelle par ailleurs que d'après (Koj, Wulf, et Zapp 2019) et (Ince et al. 2021), la gestion de la multifonctionnalité du système e-fuel est **clé dans l'ACV des e-fuels** car c'est un des 2 paramètres les plus influant dans les résultats d'une ACV (avec la source d'électricité pour l'électrolyse).

Remarque concernant le e-ammoniac

Pour produire du e-ammoniac, du N₂ est capté de l'air. Etant donné que ce gaz ne présente aucun enjeu environnemental (contrairement au CO₂), il n'y a pas de sujet méthodologique particulier à traiter.

a. CO₂ : Déchet ou co-produit ?

Pour l'industrie émettrice de fumées de CO₂, la question de son statut économique se pose :

- Le CO₂ est-il un déchet, sans valeur économique et dont les impacts environnementaux de son traitement seront attribués à la fonction principale de l'industrie ? Dans ce cas, l'industrie émettrice de fumées de CO₂ est ramenée à un système monofonctionnel.
- Le CO₂ est-il un coproduit, avec une valeur économique, et auquel il faut, au contraire, attribuer des impacts environnementaux ?

Dans la suite de ce rapport nous illustrerons les explications avec le schéma suivant :

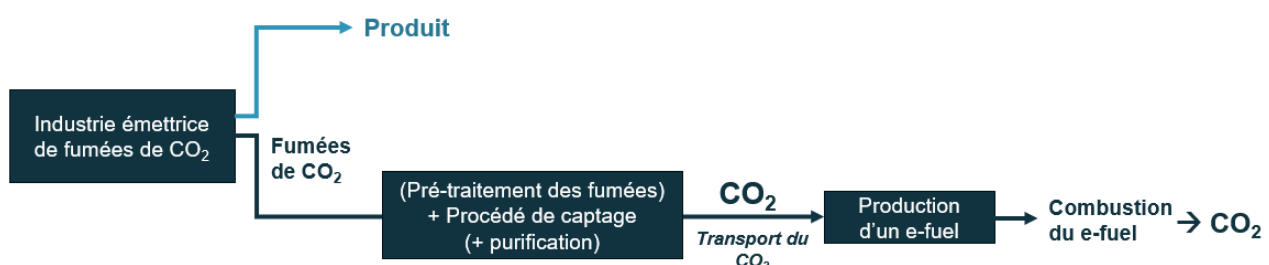


Figure 14: Schéma représentant la multifonctionnalité de l'industrie émettrice de fumées de CO₂

Pour l'industrie et pour le producteur du e-fuel, le e-fuel est un **CCU (Carbon Capture and Utilisation)**, le CO₂ **capturé** a une **valeur**. Ce n'est pas un déchet qui nécessite d'être traité mais une matière première, valorisable. Le CO₂ pur (ou à concentration suffisamment élevée) est donc un co-produit.

Remarque : Il existe 2 cas particuliers :

- Procédé produisant du **CO₂ pur** (donc sans étape de purification) : fermentation d'éthanol, procédé de séparation NH₃/CO₂ (Yoo et al. 2022) (Müller et al. 2020)
- Procédé dont la **capture de CO₂ influe sur le procédé** : par exemple, dans une centrale électrique, le combustible peut être brûlé en présence d'oxygène pur à la place d'air afin de produire des fumées avec une concentration élevée de CO₂. On appelle ce procédé une *oxycombustion*. (SCORE LCA 2021).

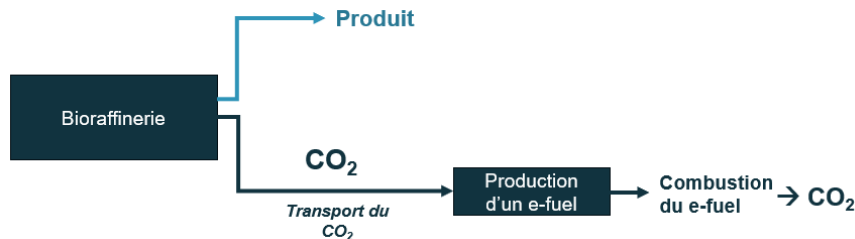


Figure 15 : Exemple d'une industrie produisant une du CO₂ concentré

Remarque sur l'attribution du pré-traitement des fumées

Avant d'entrer en unité de capture du CO₂, les fumées de CO₂ doivent parfois être prétraitées pour être conforme aux exigences des méthodes de capture du CO₂ (par exemple, à une trop forte concentration, les NO_x pourraient réagir avec la monoéthanolamine). Ces prétraitement vont au-delà des restrictions réglementaires.

Les charges (consommations d'énergie, d'intrants, etc.) et les bénéfices (capture des émissions de NO_x, SO_x, etc.) liés à ce prétraitement supplémentaire des fumées font partie intégrante du périmètre de la capture du CO₂ dans ce rapport.

Pour plus de détails, veuillez vous référer à l'étude Score LCA sur les CCU CCS (SCORE LCA 2021) et à l'état de l'art technologique partie 2.2.2 page 16.

Remarque sur les autres co-produits de la fabrication des e-fuels

Lors de l'électrolyse de l'eau, du dioxygène est produit. Si ce dioxygène est valorisé alors il s'agit d'un co-produit. Le système « électrolyseur » est alors un système multifonctionnel avec 2 fonctions : produire du dihydrogène et produire du dioxygène. La gestion de la multifonctionnalité du système « électrolyseur » s'applique de la même manière que celle du système « industrie émettrice de fumées de CO₂ ».

Cas d'étude :

Dans le cas de la centrale à charbon, l'ajout d'un procédé de captage de CO₂ peut affecter le rendement de la centrale à charbon : celui-ci passe alors à 38% (cf étude ScoreLCA sur les CCU CSS).

Dans notre étude de cas, nous avons considéré que l'efficacité de la centrale à charbon n'était pas impactée par la capture de CO₂.

b. Gérer la multifonctionnalité : les différentes méthodes disponibles

Pour gérer les systèmes multifonctionnels, la norme ISO14044 recommande plusieurs méthodologies applicables dans le cas des ACV d'e-fuel. Ce sont, par ordre de priorité :

1. L'extension des frontières du système,
2. La subdivision,
3. Les affectations (allocations en anglais).

D'autres référentiels évoquent d'autres méthodologies, qui combinent les précédentes et qui peuvent s'avérer pertinentes dans le cas des ACV d'e-fuel :

- L'extension / substitution (amendement A2 de la norme ISO 14044)
- La substitution / affectation (méthode de Circular Footprint Formula du PEF).

A l'heure actuelle, il n'y a pas de consensus sur la méthodologie la plus pertinente à appliquer dans le cadre d'ACV d'e-fuels (Koj, Wulf, et Zapp 2019) :

Power-to-X systems, A review of technological and methodological choices in LCA, Koj et al. (2019)

Functional unit - related to	System boundary	Multi-functionality			
				Power-to-Chemicals	
				Hoppe 2018 [71]	mass product ignored
				Power-to-Power	
				Abdon 2017 [72]	energy product n.a.
				Walker 2017 [73]	energy product n.a.
				Power-to-Transport	
				Sternberg 2015b ⁶	energy product, usage substitution
				[34]	
				Gableimer 2013	distance product, WTW n.a.
				[52]	
				Trost 2011 [74]	distance usage system expansion
				Steinmüller 2014	mass, distance product, usage allocation
				[53]	
				Spielmann 2015	distance usage ignored
				[56]	
				Walker 2015 [54]	distance usage n.a.
				Reiter 2015 [55]	energy, distance product, usage ignored
				Jess 2016 [75]	energy usage system expansion, allocation
				Zhang 2017 [57]	distance/energy product, usage system expansion, subdivision
				Uusitalo 2017* [76]	distance/energy product, usage substitution
				Deutz 2018 [77]	distance product, usage substitution
				Koj 2018 [58]	distance usage allocation
Power-to-Gas					
Lardon 2017 [49]	mass	product	n.a.		
Jentsch 2014 [59]	energy	product	allocation		
Sternberg 2016 [50]	energy	product	system expansion		
KIT 2017 [60]	energy	product	system expansion/substitution		
Parra 2017 [61]	energy	product	allocation		
Collet 2017 [62]	energy	product	system expansion/substitution		
Al-Subaie 2017 [63]	energy	product, WTW	n.a.		
Vo 2017a [48]	energy	product	n.a.		
Vo 2017b [64]	energy	product, WTW	substitution		
Castellani 2018 [65]	volume	product	system expansion		
Tschiggerl 2018 [66]	energy	product	n.s.		
Vo 2018 [67]	energy	product	system expansion		
Power-to-Liquids					
Schmidt 2016 [42]	energy	product	ignored		
Sternberg 2015a [68]	energy	product	substitution		
Hoppe 2016 [69]	mass	product	n.s.		
Biernacki 2018 [70]	mass	product	ignored		

→ Une prise en compte très **hétérogène** dans les ACV

Figure 16: Revue des choix méthodologiques dans les ACV d'e-fuels

Dans les paragraphes qui suivent nous allons expliquer chaque méthodologie, leurs avantages et leurs limites et nous les analyserons sur le cas d'étude.

4.2.2.3.2 Extension des frontières du système (ou expansion des frontières)

Explication

Dans la méthodologie d'extension des frontières du système, le périmètre du système est **élargi** : il englobe le système de production e-fuel X et le système multifonctionnel Y.

L'unité fonctionnelle est alors également « élargie » au système multifonctionnel : elle traduit l'unité fonctionnelle de X et de Y simultanément.

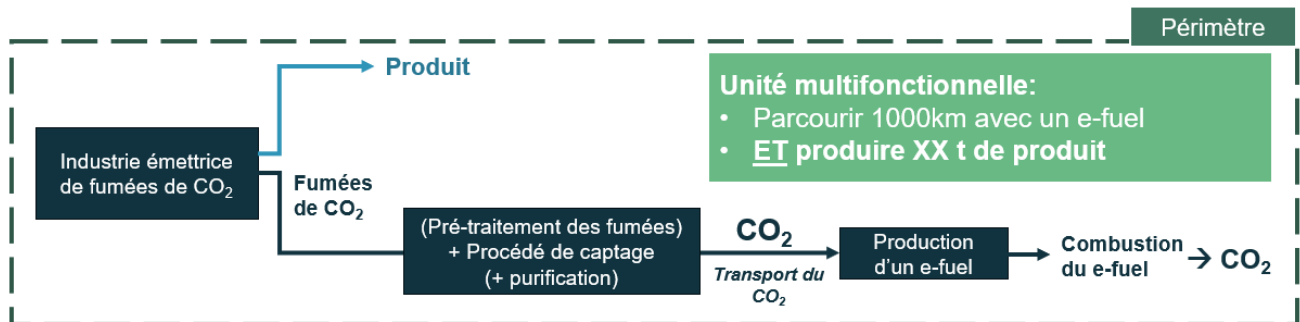


Figure 17 : Schéma de l'approche extension des frontières

Par exemple, dans le cas de la centrale à charbon avec CCU en e-fuel, le périmètre du système étendu englobe la production d'électricité de la centrale à charbon et la production de e-fuel à partir du CO₂ capté. L'unité fonctionnelle deviendrait alors : « produire 1MJ de e-kérosène ET produire 0,3 kWh d'électricité » (exemple fictif).

Forces et limites

- On s'affranchit ainsi de la multifonctionnalité du système produisant les fumées de CO₂ : il n'y a pas besoin d'allouer les impacts de la centrale à charbon (par exemple) entre l'électricité et le CO₂. Dans cette méthodologie, on s'affranchit donc des incertitudes liées à la méthodologie utilisée pour répartir les impacts de la centrale à charbon.
- Cette méthodologie permet de prendre en compte l'origine des fumées de CO₂ : par exemple un système multifonctionnel « e-fuel + bioraffinerie » dans le cas où les fumées de CO₂ sont issues d'une bioraffinerie n'aura pas les mêmes impacts qu'un système multifonctionnel avec le même e-fuel mais une origine des fumées de CO₂ différente (par exemple « e-fuel + cimenterie »).
- Cependant, cette méthodologie ne calcule pas les impacts pour les produits individuels, ce qui peut être bloquant pour les études sous aspects réglementaires (exemple : Renewable Fuel Standard, RFS, aux USA ou le Low Carbon Fuel Standard, LCFS en Californie où il est nécessaire de calculer l'empreinte carbone du e-fuel seul).
- De plus, cette méthodologie nécessite de collecter les données de la centrale à charbon et du e-fuel, ce qui peut rendre l'étude longue et chronophage.

Cette méthodologie est intéressante pour avoir un point de vue très général : le point de vue de régulateur politique ou de la société dans son ensemble. En effet, il est plus intéressant pour le régulateur politique ou la société dans son ensemble d'avoir les impacts du système au global, en prenant tout en compte.

Les impacts de ce système élargi peuvent être comparés à la production conventionnelle de quantité équivalents de méthane classique et d'électricité sans captage de CO₂.

Forces	Limites
Pas d'attribution entre l'industrie amont et les e-fuels (affranchissement de la multifonctionnalité)	Collecte de données importante (système multifonctionnel + produit issu de CCU)
Prise en compte de l'origine du CO ₂	Système multifonctionnel → les impacts sont mesurés pour le e-fuel ET le produit principal de l'industrie émettrice de CO ₂ (impacts non dissociables)

Cas d'étude :

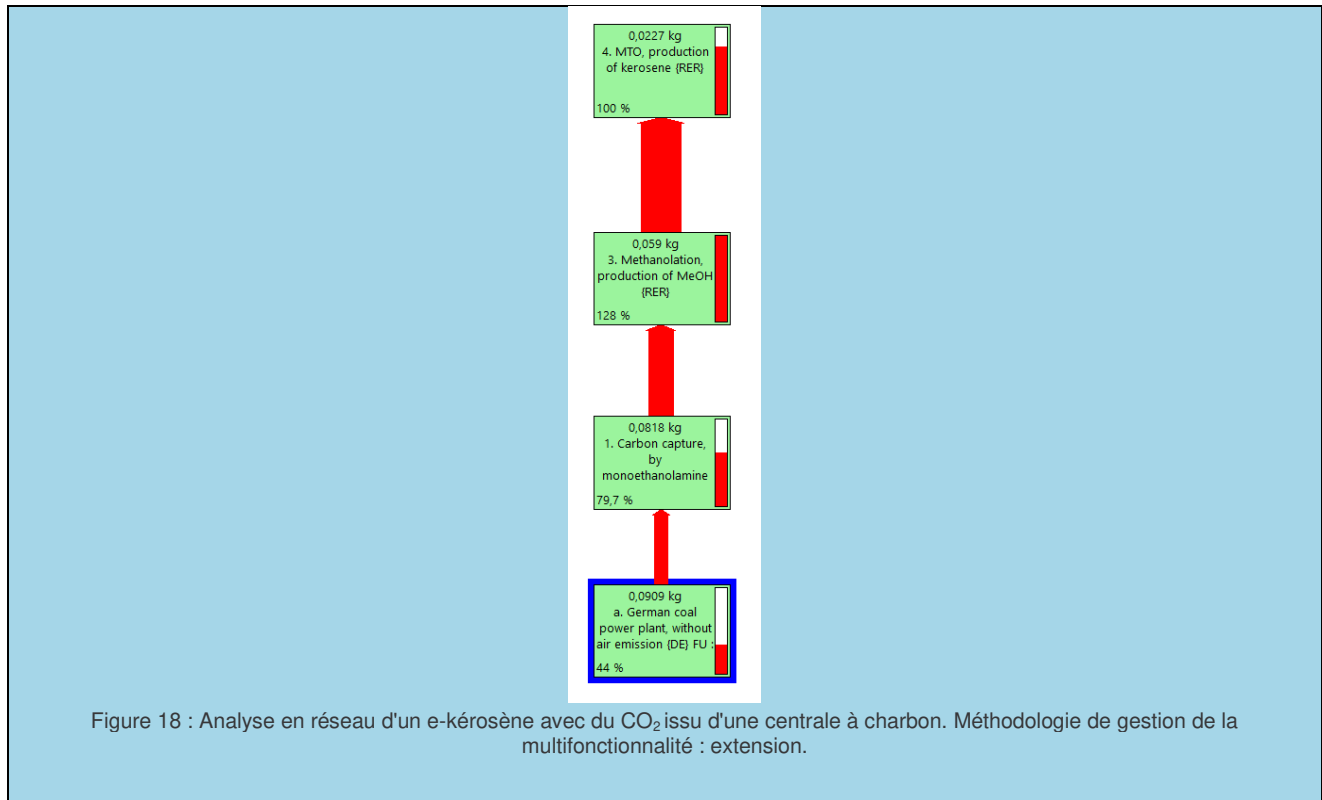
Modélisation :

Prise en compte de la centrale à charbon ou de l'aciérie et du e-kérosène.

L'unité fonctionnelle devient : « produire 1 MJ PCI de e-kérosène et 0.10 kWh d'électricité ou 1.45 kg d'acier ».

Méthodologie pour définir l'unité fonctionnelle :

Dans l'exemple ci-dessous (cas d'un e-kérosène issu de CO₂ d'une centrale à charbon), le processus «a. German coal power plant, without air emission » a comme unité fonctionnelle « produire 1kg de CO₂ par une centrale à charbon ». Or pour produire 1 kgCO₂, la centrale à charbon produit 1,12kWh d'électricité. D'après l'analyse en réseau, pour produire 1MJ d'e-kérosène, il faut 0,09kg de CO₂. 1MJ d'e-kérosène équivaut donc à la production de 0,09*1,12 = 0,10 kWh d'électricité.



4.2.2.3.3 Extension – substitution

Explication

Prenons exemple sur un e-fuel produit avec du CO₂ capté d'une centrale à charbon.

La méthodologie « extension-substitution » se réalise en 3 étapes :

1. Le système « e-fuel » est étendu pour obtenir un système « centrale à charbon avec CCU en e-fuel »
2. On soustrait à ce système étendu le système **centrale à charbon sans CCU** ou **un équivalent du système centrale à charbon sans CCU**, par exemple, de l'électricité du réseau.

Cette étape est appelée la substitution : on substitue au système « centrale à charbon avec CCU en e-fuel » de l'électricité du réseau ou de l'électricité d'une centrale à charbon sans CCU.

3. On obtient alors le système « e-fuel » isolé

L'étude de ScoreLCA explique en détails et donne des exemples de cette méthodologie (SCORE LCA 2021).

Cette méthodologie est issue de l'amendement A2 de la norme ISO14044 (NF EN ISO 14044:2006/A2 2020). L'amendement donne l'exemple suivant : « un processus de combustion de combustible génère des coproduits de chaleur qui sont utilisés pour le chauffage urbain ainsi que pour l'électricité. L'inventaire, c'est-à-dire les intrants et les extrants, lié à la consommation d'électricité ainsi évitée peut être déduit de l'inventaire lié au processus de combustion de combustible lors de la détermination de l'inventaire lié au chauffage : on évite de l'électricité du réseau. ».

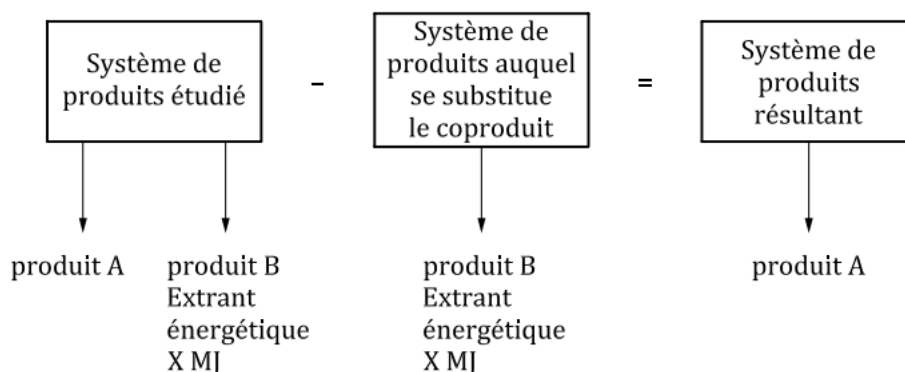


Figure D.1 — Exemple d'expansion de la frontière du système permettant d'éviter l'affectation

Figure 19 : Exemple de l'amendement A2 de la norme 14044

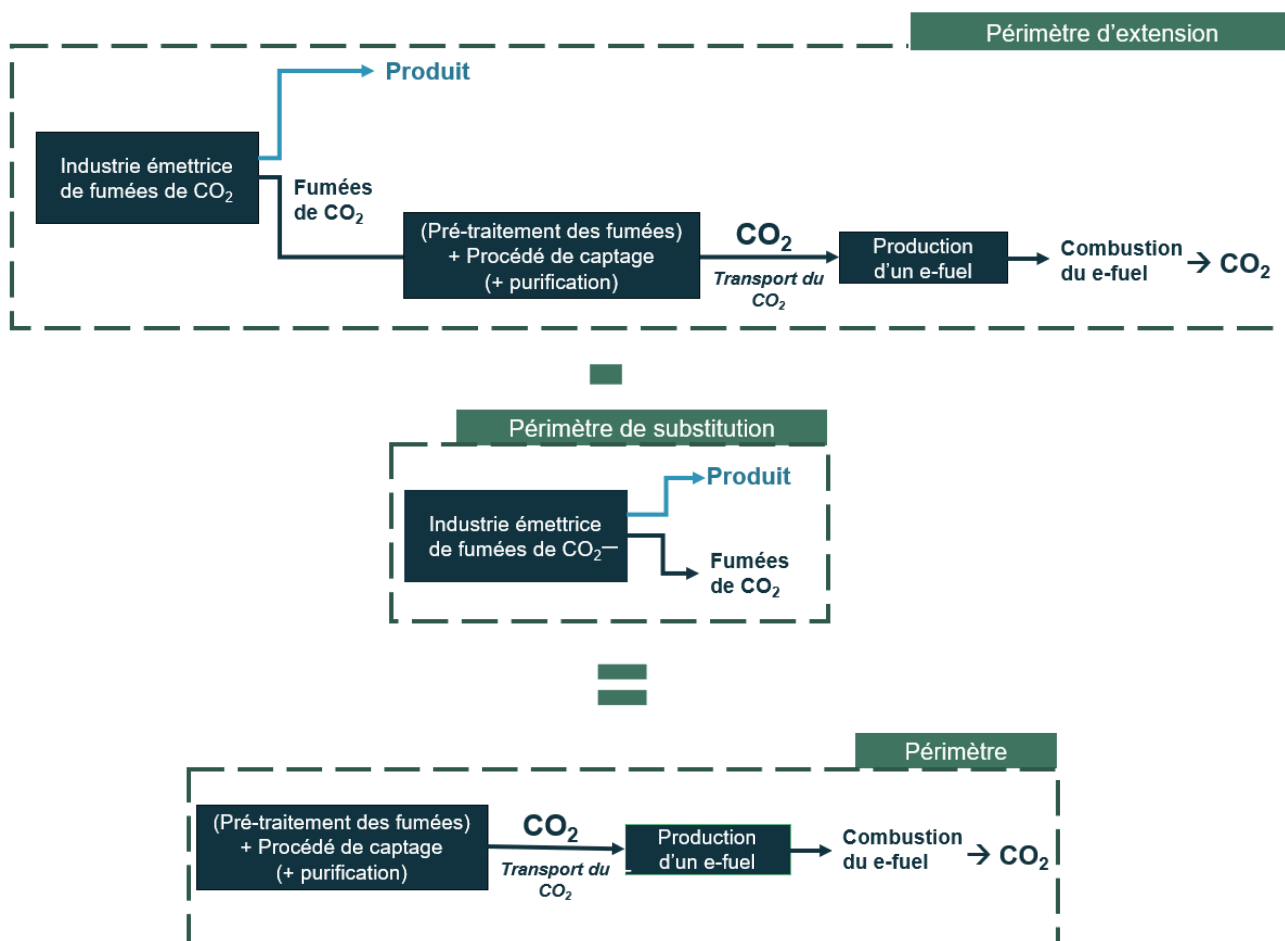


Figure 20 : Schéma de l'approche d'extension - substitution

Forces et limites

Forces	Limites
Impacts du produit de l'industrie amont et du e-fuel dissociables	Collecte de données importante (système multifonctionnel + e-fuel)

Pas ou peu de prise en compte de l'origine du CO₂ (sauf biogénique vs fossile)

ACV non additionnables entre l'industrie amont et le e-fuel

Cas d'étude :

Modélisation :

Prenons exemple sur une centrale à charbon.

Pour modéliser le système, nous avons :

1. Copié la donnée ecoinvent de production d'électricité à partir de charbon à laquelle nous avons supprimé toutes les émissions à l'air. Cette donnée équivaut à la production de 0,89 kg de CO₂ par une centrale à charbon (car 1 kWh d'électricité génère 0,89 kg de CO₂)
2. Copié la donnée ecoinvent de production d'électricité à partir de charbon à laquelle nous avons supprimé tous les intrants et sortants sauf les émissions à l'air auxquelles nous avons appliqué le taux de capture du procédé de captage (par exemple, si le procédé de captage capture 90% de CO₂ et 5% de particules fines, alors nous appliquerons un $*(1-0,9)$ aux émissions de CO₂ et un $*(1-0,05)$ aux émissions de particules fines). Cette donnée équivaut aux émissions à l'air après le procédé de captage pour un flux d'air entrant à 0,89 kg de CO₂.
3. Dans la donnée de procédé de capture, nous appelons les 2 données précédentes créées.
4. Pour la substitution : en impacts évités dans la donnée de procédé de captage, nous mettons la production d'électricité en quantité équivalente à celle de CO₂ nécessaire (la donnée ecoinvent de production d'électricité à partir de centrale à charbon sans modification).

Remarque : Dans le cas des CCU où capter le CO₂ **ne modifie pas le procédé du système multifonctionnel**, la méthode extension – substitution se simplifie.

Il ne reste que les inventaires suivants:

- L'inventaire de production (et d'utilisation) du e-fuel en tant que tel
- L'inventaire du procédé de captage
- Un flux négatif d'émissions, correspondant aux émissions captés CO₂

Nous appellerons cette simplification « méthodologie d'extension-substitution simplifiée » dans la suite de ce rapport.

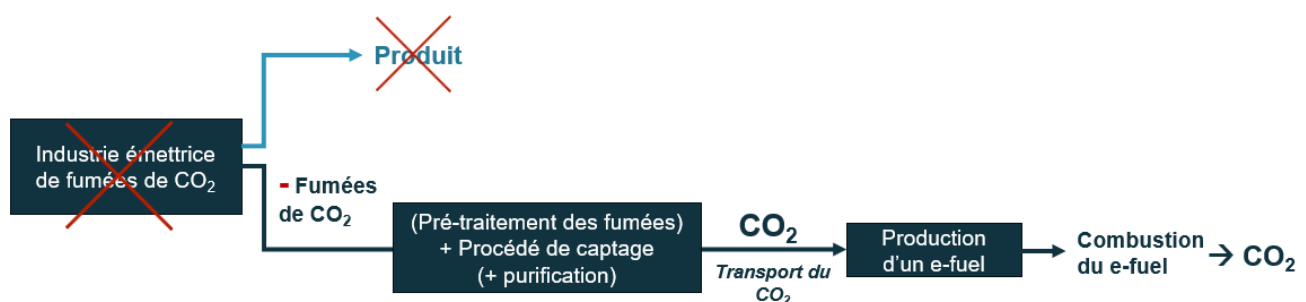


Figure 21 : Schéma de l'approche extension-substitution simplifiée, en rouge les inventaires qui se simplifient

Forces et limites :

Forces	Limites
Impacts du produit de l'industrie amont et du e-fuel dissociables	Pas ou peu de prise en compte de l'origine du CO ₂ (sauf biogénique vs fossile)
Collecte de données facile (uniquement e-fuel)	ACV non additionnables entre l'industrie amont et le e-fuel
	Extrapolation des normes ISO14040 et 14044.

Cas d'étude :

Modélisation :

Pour modéliser les impacts évités, nous avons :

1. Créé une donnée de flux gaz capté (la composition du gaz capté) :

En copiant la donnéeecoinvent de production d'électricité à partir de charbon à laquelle nous avons tout supprimé sauf les émissions à l'air. Nous appliquons le taux de capture des émissions par le procédé de captage (par exemple, si le procédé de captage capture 90% de CO₂ et 5% de particules fines, alors nous appliquerons un *(0,9) aux émissions de CO₂ et un *(0,05) aux émissions de particules fines) et nous supprimons les émissions à l'air qui ne sont pas captées.

2. Appelé cette donnée en émission évitée dans notre processus de capture de CO₂. Notre processus de capture de CO₂ est en kg de CO₂ capté dans le procédé de capture de CO₂. Comme le taux de capture est de 90%, il faut en réalité 1/0,9 kg de CO₂ intrant. Il faut donc appeler 1/0,9kg d'émission évité.

Autres méthodologies combinées (exemple avec extension – allocation) :

L'article de (Ballal et al. 2023) utilise une méthodologie d'extension des frontières / allocation.

Ballal et al. compare différents e-SAFs : e-SAFs avec 3 sources de CO₂ différentes (DAC, bioraffinerie et centrale à gaz) et utilisant 3 électrolyseurs différents pour chaque source : PEM, AEL et SOEC, ce qui fait 9 e-SAFs comparés.

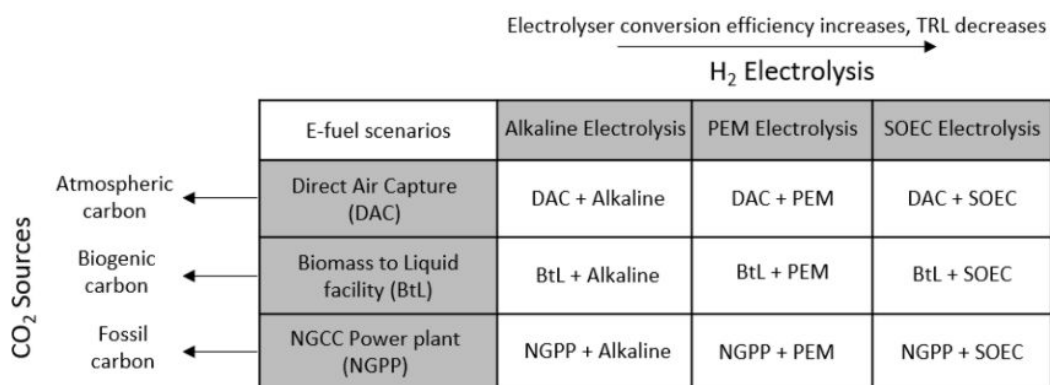


Fig. 1. Scenarios for e-fuel production systems. A total of nine scenarios are conceivable based on the combination of three carbon dioxide sources and three hydrogen production options: DAC + Alkaline, DAC + PEM, DAC + SOEC; BtL + Alkaline, BtL + PEM, BtL + SOEC; NGPP + Alkaline, NGPP + PEM, NGPP + SOEC.

Figure 22 : Ballal et al.

Pour répartir les impacts entre le CO₂ et le biofuel ou l'électricité (pour la bioraffinerie et la centrale à gaz), ils réalisent une extension des frontières du système puis ils répartissent les impacts en faisant une allocation énergétique entre le e-SAF et le biofuel/électricité.

Nous déconseillons cette méthodologie car la répartition des impacts est réalisée en aval du CCU entre le e-fuel et le biofuel/électricité et pas au moment de la multifonctionnalité, entre le CO₂ de la bioraffinerie/centrale à gaz et le biofuel/électricité.

4.2.2.3.4 Subdivision

Explication

- La norme (ISO 14044 2006) définit la méthodologie « **subdivision** » permettant de répartir les impacts d'un système entre son produit et son co-produit comme la « division du processus élémentaire à affecter en deux sous-processus ou plus et en recueillant les données d'intrant et d'extrait rattachées à ces sous-processus ».
- En d'autres mots, la subdivision nécessite **de séparer tous les flux intrants et sortants de l'usine émettrice des fumées CO₂ entre le CO₂ et le produit principal**. Cependant, le CO₂ est toujours produit simultanément avec le produit principal, ce qui rend la subdivision **impossible dans le cas d'un CCU**. (Müller et al. 2020)
- D'autres articles nomment la subdivision, le fait d'attribuer uniquement les impacts de la capture du CO₂ au CO₂. Le terme subdivision est alors utilisé en **abus de langage** (par exemple l'article de (Zhang et al. 2017) utilise cet abus de langage). En réalité, cette méthodologie s'appelle « **la méthode des stocks** ».

Dans ce rapport, nous appellerons « méthode des stocks » la méthodologie consistant à attribuer les impacts liés à la capture du CO₂ au e-fuel. Cette méthodologie est un cas particulier d'affectation où le produit s'attribue 100% des impacts et le co-produit (les émissions de l'usine), 0% des impacts. Cette méthodologie est détaillée en partie 4.2.2.3.6.

Dans ce dernier cas, un « critère de coupure » est établi entre l'usine émettrice des fumées de CO₂ et la capture du CO₂ : la production du CO₂ n'est pas prise en compte, seul son captage est pris en compte dans les impacts.

4.2.2.3.5 Affectation (ou allocation en anglais)

Explication :

L'affectation (ou allocation en anglais) consiste à répartir les impacts du système multifonctionnel (centrale à gaz, cimenterie, etc) entre le produit principal (électricité, ciment, ammoniac, etc) et le co-produit (le CO₂) en fonction de relations physiques sous-jacentes existant entre eux. Par exemple, la masse, l'énergie ou le volume. Si aucune relation physique ne peut être établie alors une autre relation peut être choisie, par exemple une relation économique.

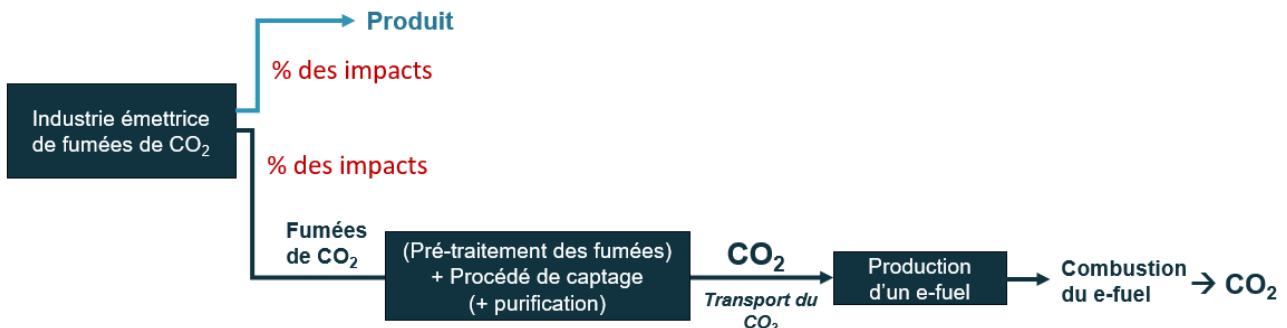


Figure 23 : Schéma de l'approche affectation

Forces et limites :

Cette méthodologie s'applique difficilement pour les CCU. Trouver une relation physique pertinente entre le CO₂ et le co-produit (électricité, ciment, ammoniacque) s'avère compliqué à cause de la nature gazeuse du CO₂.

En effet, le CO₂ est :

- Très léger
- Très volumineux
- Ne contient pas d'énergie.

A contrario, l'électricité contient de l'énergie mais n'a pas de masse, ni de volume ; le ciment a une masse très importante et un faible volume ; etc.

Les résultats d'ACV vont donc varier énormément en fonction d'une affectation massique, volumique ou énergétique.

Une relation physique pertinente entre le CO₂ et le co-produit est donc compliquée à établir.

Une affectation économique serait peu fiable car en fonction de sa source et de la localisation de production, le CO₂ coûte plus ou moins cher (par exemple, il peut y avoir ou non une taxe carbone).

En conclusion, aucun type d'affectation ne semble fiable pour les CCU.

Forces	Limites
Simplicité de la collecte de données	Résultats très variables en fonction de de l'affectation choisie
Système monofonctionnel (résultats pour le e-fuel uniquement)	Arbitrage pour gérer la multifonctionnalité
Prise en compte de l'origine du CO ₂	

4.2.2.3.6 Cas particulier d'affectation : la méthode des stocks

Dans ce rapport, nous appellerons la « méthode des stocks » la méthodologie consistant à attribuer les impacts liés à la capture du CO₂ au e-fuel. Cette méthodologie est un cas particulier d'affectation où le produit s'attribue 100% des impacts et le co-produit (les émissions de l'usine), 0% des impacts.

Dans cette méthodologie, un « critère de coupure » est établi entre l'industrie émettrice des fumées de CO₂ et la capture du CO₂ : la production du CO₂ n'est pas prise en compte, seul son captage est pris en compte dans les impacts (et l'éventuel pré-traitement des fumées). Il est à noter qu'il est possible de définir le critère de coupure entre la capture de CO₂ et le procédé utilisant le CO₂.

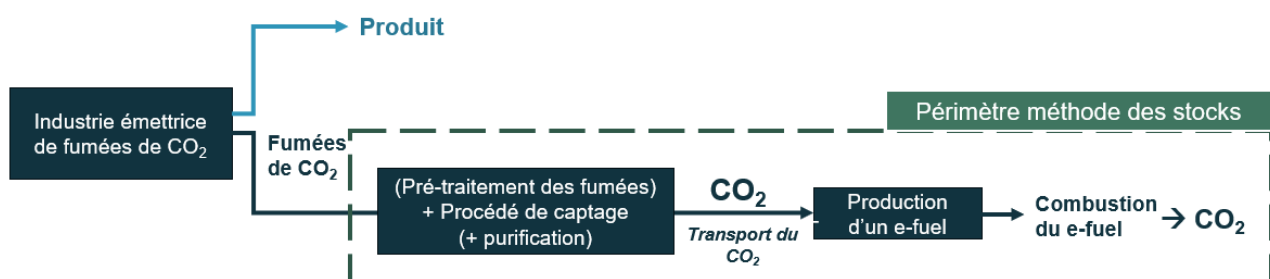


Figure 24 : Schéma de l'approche méthode des stocks

Exemple avec un e-méthane à partir de CO₂ capté d'une centrale à charbon (Zhang et al. 2017)

Dans le cas de la méthode des stocks, le processus multifonctionnel de la centrale à charbon (production d'électricité et de CO₂) est coupé **en deux activités de production distinctes**, afin que les impacts environnementaux associés aux produits CO₂ et électricité puissent être quantifiés.

Dans cette méthodologie, tous les intrants et sortants de la centrale à charbon sont catégorisés sur la base des causalités physiques puis ils sont exclusivement affectés au CO₂ ou à l'électricité en fonction de l'objectif de leur utilisation ou de leur origine.

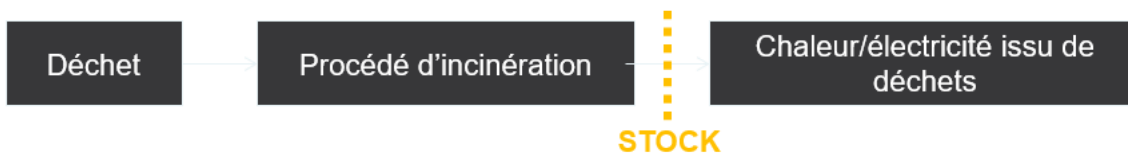
Par exemple, une élimination supplémentaire des émissions de SO₂ (pour éviter la réaction avec l'absorbant utilisé pour la capture du CO₂) et une fraction de l'électricité générée par la centrale sont nécessaires pour la capture du CO₂. Ces intrants sont attribués au CO₂ parce qu'ils sont "causés" par le piégeage du CO₂.

Remarque : on peut aussi voir cette approche comme une règle de coupure entre le déchet (le flux contenant du CO₂) et son « recyclage » : le procédé de captage.

Pour information,ecoinvent cut-off a aussi une règle de coupure entre les déchets et leur recyclage.



Par contre, pour la valorisation énergétique à partir de déchet, la règle de coupure est entre le procédé d'incinération et la chaleur/électricité produite.



La méthode des stock revient à faire de la CFF avec un A=1 (le cas où il y a moins d'offre de CO₂ que de demande de CO₂, ce qui n'est pas le cas), les impacts du recyclage du flux de CO₂ est entièrement attribué au producteur de e-fuel. (cf partie 4.2.2.3.7page 92).

Forces et limites

Les impacts du « recyclage » du flux de CO₂ sont entièrement attribués au producteur de e-fuel : le producteur de e-fuel est désavantagé alors que l'industrie émettrice de CO₂ est avantagée.

Forces	Limites
Simplicité de la collecte de données	Arbitrage pour gérer la multifonctionnalité
Impacts du produit de l'industrie amont et du e-fuel dissociables (Système monofonctionnel)	Non prise en compte de l'origine du CO ₂ Point de vue producteur de CO ₂ : bénéfique de la non-émission du flux de CO ₂ Point de vue utilisateur de CO ₂ : L'utilisateur de CO ₂ s'attribue les impacts de tout le procédé de « recyclage » du CO ₂ en un autre produit → ACV additionnables

Cas d'étude :

Modélisation :

Dans la méthode des stocks, nous ne prenons que le procédé de captage en compte, sans tenir compte de l'industrie émettrice de CO₂.

4.2.2.3.7 Méthodologie d'allocation/substitution : Circular Footprint Formula (CFF)

Avant-propos

Pour rappel, le JRC est le centre de recherche européen (Joint Research Center), à l'origine du Product Environmental Footprint (PEF). Dans le rapport technique du JRC sur l'ACV des plastiques alternatifs (Nessi et al. 2021), le JRC donne sa position concernant la méthodologie de la prise en compte de la multifonctionnalité dans le cas des plastiques issus de CCU :

« Within the current industrial and market conditions, raw gaseous CO₂ released from point emission sources shall be considered as a waste for recycling (with recycling taking place through capture and conversion into a useful CO₂-based product). The use of CO₂ as a feedstock for polymers production shall hence be modelled via the Circular Footprint Formula (CFF), which shall be applied in any recycling situation and defines the upstream system boundary”

Pour rappel, le JRC est le centre de recherche européen (Joint Research Center), à l'origine du Product Environmental Footprint (PEF).

La position de la commission européenne quant à la méthodologie de la prise en compte des CCU est claire : **pour tout CCU, il convient d'utiliser la CFF**. En effet, le CCU est un type de recyclage : le recyclage du CO₂ en un produit.

Pour le JRC, les fumées de CO₂ émises par l'usine n'ont pas de valeur économique, mais le CO₂ capturé en a une : les fumées de CO₂ sont donc un **déchets** et la capture du CO₂ est son **procédé de recyclage**. Cependant, si ces fumées de CO₂ sont **concentrées** (par exemple, dans le cas d'une usine d'ammoniac⁸), alors les fumées de CO₂ sont un **co-produit** et nécessitent d'être modélisées en tant que co-produit (i.e. extension des frontières, extension/substitution, subdivision, affectation). Il en est de même pour le CO₂ issu de DAC : le CO₂ est un co-produit de l'azote.

La CFF s'applique uniquement pour des déchets avec un procédé de recyclage.



Mis-à-part cette exception, lorsque le CO₂ brut est considéré comme un déchet à recycler, les processus ultérieurs de captage, de purification, de compression/liquéfaction éventuelle et de transport, ainsi que (selon la filière) d'utilisation, constituent les éléments d'une chaîne de recyclage visant à convertir les déchets de CO₂ en un produit utile à base de CO₂, remplaçant à terme un produit équivalent issu de ressources primaires (par exemple, les sources fossiles conventionnelles). En d'autres termes, la voie de synthèse basée sur le CO₂ (commençant par la capture ou la purification, en fonction de la source de CO₂) peut être assimilée à un processus de recyclage « étendu » (chaîne de recyclage), qui transforme le CO₂ résiduel en un produit utile, plus ou moins proche, basé sur le CO₂.

Identifier le point de substitution

⁸ En effet, dans le cas de la production d'ammoniac, la séparation du CO₂ contenu dans le mélange gazeux de CO₂ et de H₂ généré dans le processus est nécessairement effectuée, ce qui permet d'obtenir un flux de CO₂ presque pur.

Appliquer la CFF à un CCU requiert dans un premier temps d'identifier le point de substitution, c'est-à-dire le point le plus proche dans la chaîne de production où le produit « recyclé » remplace un produit équivalent normalement produit avec des ressources fossiles (i.e. un produit conventionnel).

Sur le principe, ce point de substitution pourrait être identifié comme le CO₂ capturé qui remplace son équivalent dans le même procédé. Par exemple, dans le cas de e-méthanol, le CO₂ capturé pourrait alors remplacer le monoxyde de carbone (CO) du reformage du gaz naturel utilisé pour produire du méthanol.

Cependant, les procédés de e-fuel diffèrent des procédés classiques fossiles en termes de matières premières et de consommation d'énergie et/ou en termes de technologie.

Basée sur ces considérations, il est plus approprié de considérer le point de substitution comme le 1er produit/instant remplaçant le produit/intrant équivalent dans le **procédé conventionnel** (par exemple, pour les e-diesels, procédé conventionnel = procédé de raffinage du pétrole). Ainsi, dans le cas des e-fuels, le point de substitution⁹ serait le carburant.

Dans l'étude du JRC sur les plastiques alternatifs, le JRC donne l'exemple de polyéthylène/polypropylène issu de CO₂ : le PE/PP issu de CO₂ est fabriqué par voie méthanol (synthèse de méthanol à partir de CO₂ et d'H₂ puis conversion du méthanol en oléfines (Methanol To Olefin, MTO)). On pourrait penser que le premier intrant remplaçant un équivalent fossile dans la chaîne de production du PP/PE est le CO₂ pour produire du méthanol : dans la production de méthanol, le CO₂ remplace de CO du reformage de gaz naturel. Cependant, le procédé conventionnel pour produire du PE/PP n'est pas la voie méthanol mais à partir de naphta de pétrole (vapocraquage du naphta qui donne des oléfines). Ainsi, le méthanol issu de CO₂ **ne se substitue pas** au méthanol fossile dans la production de PP/PE, alors que les oléfines issues de CO₂ **se substituent** au oléfines conventionnelles. Le point de substitution recommandé est donc les oléfines.

e-fuel	Procédé utilisé pour les e-fuels	Procédé conventionnel	Point de substitution pour des procédés de recyclage du CO ₂ (hors DAC, usine d'ammoniaque, etc.)
e-hydrogène	NA	NA	NA
e-ammoniaque	NA	NA	NA

⁹ Le point de substitution peut être à 2 niveaux différents : le niveau 1 ou le niveau 2.

Le point de substitution au niveau 1 correspond à une matière 100% recyclé qui substitue une matière 100% vierge.

Le point de substitution au niveau 2 est appliqué dans les cas où l'on n'a pas accès à l'information pour faire des données d'ACV "matière première 100% vierge" et "matière première 100% recyclée". On peut dans ce cas utiliser des données d'ACV "majoritairement vierge" et "majoritairement recyclé". En effet, à ce point de substitution niveau 2 la MP « recyclée » peut contenir du « vierge » et la MP « vierge » peut contenir du « recyclé ».

C'est le cas en particulier de l'acier inox pour lequel les filières de production d'acier inox vierge à 100% n'existent plus en Europe. L'acier inox en Europe est produit à partir de fours électriques qui intègrent forcément des ferrailles (acier recyclé).

Lors d'une étude ACV où le fabricant d'inox n'est pas intégré, il est impossible de créer une fiche matière avec la méthode habituelle puisque la fiche "acier inox 100% vierge" n'existe plus (devenue obsolète car ce type d'acier inox vierge n'existe plus).

Dans le cas des CCU, le point de substitution est toujours au niveau 1.

e-méthanol	RGWS pour obtenir un gaz de synthèse ($\text{CO}_2 + \text{H}_2 \rightarrow \text{CO} + \text{H}_2\text{O}$) puis conversion en méthanol ($\text{CO} + 2\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_3\text{OH}$)	Gazéification du charbon ou vaporeformage de gaz naturel pour obtenir un gaz de synthèse ($\text{CO} + \text{H}_2$) puis conversion en méthanol	Gaz de synthèse
	Méthanolation ($\text{CO}_2 + 3\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2\text{O}$)		Méthanol
e-méthane	Méthanation	Epuration du gaz naturel (qui comporte 50 à 60% de CH_4)	Méthane
e-kérosène	Méthanolation ou RGWS et synthèse $\text{CO} + \text{MTO}$	Raffinage du pétrole	kérosène
e-gasoil	Méthanolation ou RGWS et synthèse $\text{CO} + \text{MTO}$	Raffinage du pétrole	gasoil
e-essence	Méthanolation ou RGWS et synthèse $\text{CO} + \text{MTO}$	Raffinage du pétrole	essence
e-DME	Méthanolation ou RGWS et synthèse $\text{CO} + \text{MTO}$	Raffinage du pétrole	DME

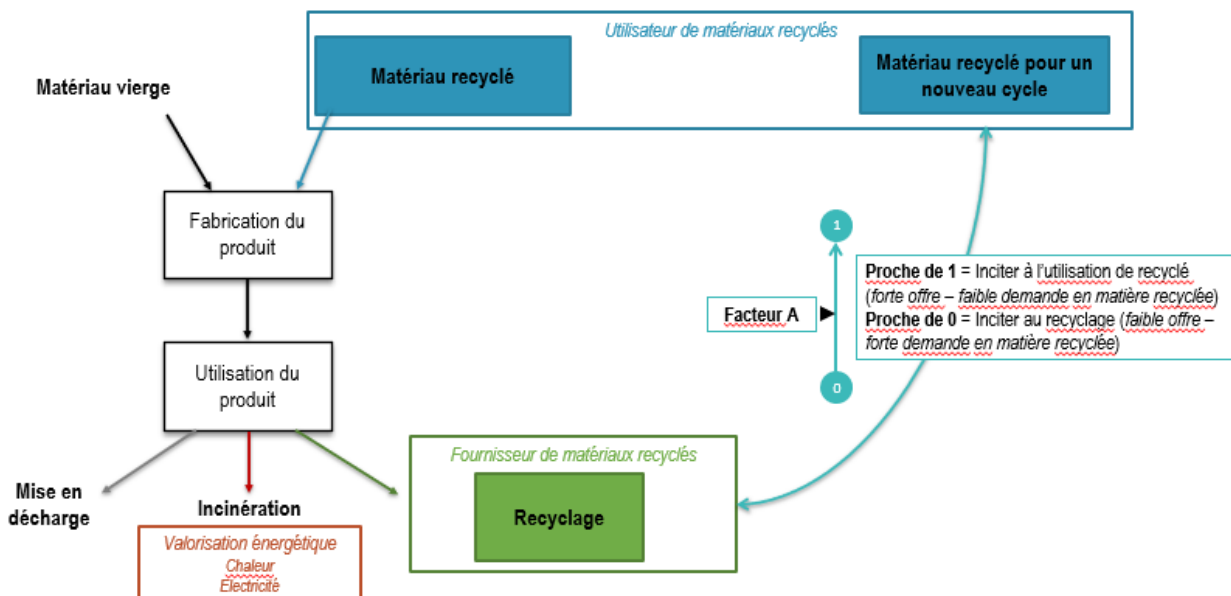
Explication de la CFF

La CFF a été créée par la commission européenne par le biais du Product Environmental Footprint.

Elle permet de partager les impacts et bénéfices du recyclage entre le producteur de déchet (flux de CO_2 d'une usine) et l'utilisateur de ce déchet (les e-fuels) via le facteur A : elle rend ainsi le système circulaire.

La valeur du « facteur A » vise à refléter les réalités du marché, en tenant compte de la relation entre la demande et l'offre de matériaux recyclés.

Elle se compose de 2 parties : une partie **matériau** en amont et une partie **fin de vie** (recyclage en fin de vie, valorisation énergétique, et élimination).



La formule mathématique de la CFF est :

$$(1 - R_1) \times E_v + R_1 \times \left(A \times E_{Recycled} + (1 - A) \times \frac{Q_{Sin}}{Q_p} \times E_v \right) + R_2 \times (1 - A) \times \left(E_{RecycledEoL} - \frac{Q_{Sout}}{Q_p} \times E_v^* \right) + R_3 \times (1 - B) \times (E_{ER} - LHV \times X_{ER,heat} \times E_{SE,heat} - LHV \times X_{ER,elec} \times E_{SE,elec}) + (1 - R_2 - R_3) \times E_D$$

Avec :

- la partie matériau : $(1 - R_1) \times E_v + R_1 \times \left(A \times E_{Recycled} + (1 - A) \times \frac{Q_{Sin}}{Q_p} \times E_v \right)$
- la partie recyclage en fin de vie : $R_2 \times (1 - A) \times \left(E_{RecycledEoL} - \frac{Q_{Sout}}{Q_p} \times E_v^* \right)$
- la partie valorisation énergétique : $R_3 \times (1 - B) \times (E_{ER} - LHV \times X_{ER,heat} \times E_{SE,heat} - LHV \times X_{ER,elec} \times E_{SE,elec})$
- la partie élimination : $(1 - R_2 - R_3) \times E_D$

Ci-dessous, la définition de chaque paramètre :

Paramètre	Définition
R1	proportion de matière qui a été recyclée dans un précédent système
A	facteur d'allocation des bénéfices et charges entre le producteur et l'utilisateur de matières recyclées
Q _p	qualité de la matière première vierge
Q _{sin}	qualité de la matière première secondaire, utilisée par le système (c'est-à-dire la qualité du matériau recyclé au point de substitution)
E _v	Émissions spécifiques et ressources consommées (par unité fonctionnelle) résultant de l'acquisition et du prétraitement de matières vierges.
E _{recycled}	inventaire du procédé de recyclage de la matière recyclée, incluant la collecte, le tri et le transport de la matière à recycler
R2	proportion de la matière dans le produit qui sera recyclée (ou réutilisée) dans un système ultérieur. Il doit prendre en compte les pertes lors de la collecte ou du recyclage. Mesuré à la sortie de l'usine de recyclage
Q _{sout}	qualité de la matière première secondaire, produite par le système (c'est-à-dire la qualité du matériau recyclé au point de substitution)
E _{recyclingEoL}	inventaire du procédé de recyclage en fin de vie, incluant la collecte, le tri et le transport de la matière à recycler
E _v [*]	inventaire de la production de la matière vierge qui est considérée comme substituée par la matière recyclée
B	facteur d'allocation pour les procédés de valorisation énergétique : il s'applique à la fois aux charges et aux bénéfices
X _{ER,elec} et X _{ER,heat}	efficacité du processus de valorisation énergétique pour l'électricité et la chaleur respectivement
LHV	pouvoir calorifique inférieur du matériau contenu dans le produit qui sera valorisé énergétiquement
R3	proportion de la matière contenue dans le produit qui sera valorisé énergétiquement
E _{ER}	inventaire du procédé de valorisation énergétique (ex : incinération ou enfouissement avec valorisation énergétique)

$E_{se,elec}$ et $E_{se,heat}$	inventaire du procédé de production d'énergie considéré comme substituée par la production d'énergie issue du procédé de valorisation énergétique
ED	inventaire du procédé d'élimination des déchets, sans valorisation énergétique

Déterminons les différents paramètres :

Paramètre	Carburant
R1	1
A	0,5 et éventuellement 0,2 si on veut pousser le CCU
Q_p	1
Q_{sin}	1
E_v	Emission de CO_2 fossile
$E_{recycled}$	Donnée à modéliser :

	périmètre du procédé de recyclage = de la capture du CO_2 à l'e-fuel
R2	NA (ou 0)
Q_{sout}	1
$E_{recyclingEoL}$	NA Pas de fin de vie pour un carburant
E_v^*	= E_v^* = Emission de CO_2 fossile
B	NA

$X_{ER,elec}$ et $X_{ER,heat}$	NA
LHV	NA
R3	0
E_{ER}	NA
$E_{se,elec}$ et $E_{se,heat}$	NA
ED	Combustion de CO_2 fossile ou biogénique

A noter : L'inventaire de E_v pourrait être discuté. Pour rappel, $E_v = E_v^*$ = inventaire de la production de la matière vierge. On pourrait déterminer E_v soit comme du CO_2 vierge compressé et liquéfié (=bombe de CO_2), soit comme une émission de CO_2 . Cependant, les bombes de CO_2 ne sont jamais utilisées comme intrant dans une production de e-fuel : en effet, produire du e-fuel sans capture de CO_2 n'a pas de sens. C'est pourquoi, nous choisissons E_v = une émission de CO_2 .

Ce qui donne pour la partie matériau de la CFF :

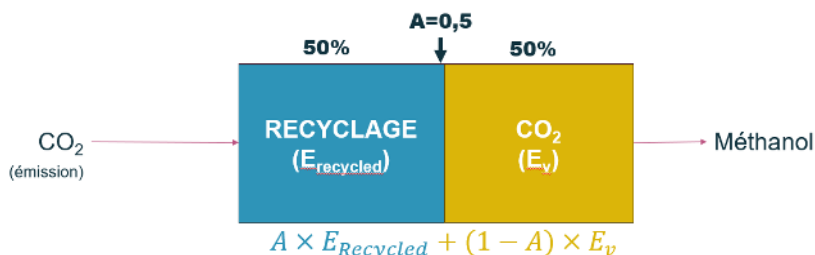
$$A \times E_{Recycled} + (1 - A) \times E_v$$

Avec $E_{recycled}$: le procédé de recyclage, E_v : le CO_2 fossile qui aurait dû être émis.

Prenons un exemple, la fabrication du e-méthanol :



En considérant $A=0,5$, la CFF devient :



Avec $A = 0,5$, le fabricant de méthanol s'attribue **50% du procédé de recyclage** (du CO_2 au méthanol). Cet impact est **complété par 50% d'émission CO_2** .

Les 50% des impacts du procédé de recyclage restants sont attribués à l'acteur qui a récupéré le CO_2 à la sortie de son usine (centrale charbon, aciérie, ...).

Pour notre cas d'étude (fabrication e-fuel, sans prendre en compte la phase d'usage), nous n'utilisons que la partie matériau amont de la formule avec R1 notamment à 1.

En cas extrêmes, quand $A=1$ (équivalent à la méthode des stocks) le fabricant de e-fuel s'attribue 100% des impacts du procédé de recyclage (capture CO_2) et 0% d'émission de CO_2 vers l'air, alors que quand $A=0$ il s'attribue à l'inverse 0% des impacts du procédé et 100% d'émission de CO_2 vers l'air.

FOCUS FACTEUR A

La complexité de la mise en place de la CFF réside dans la détermination des différents facteurs de la CFF et notamment du facteur A.

Le JRC précise : « Due to the innovative nature of CO₂-based pathways for polymer production (and of CCU systems in general), the following requirements may be revised in the future, as far as CO₂-based production routes and the market of captured CO₂ and of CO₂-based polymers and plastic products possibly become more established. Providing more specific modelling requirements is not feasible at the current stage ».

Le facteur A doit être au niveau du point de substitution, c'est-à-dire, au niveau du CO₂ capturé. D'après l'étude du JRC, en 2021, il y a équilibre entre offre et demande de CO₂ capturé, donc $A = 0,5$.

De plus, $A=0,5$ est la valeur recommandée de A par défaut par le PEF.

A noter : l'étude du JRC sur les plastiques alternatifs date de 2021. Or depuis 2021, le marché du CCU a énormément évolué : les investissements mondiaux en capital-risque ont plus que doublé entre 2021 et 2022 (les États-Unis attirant la plupart des investissements en capital-risque). (European Commission. Joint Research Centre. 2023).

Figure 13. Later-stage VC investment by region, 2010-2022 (EUR million)

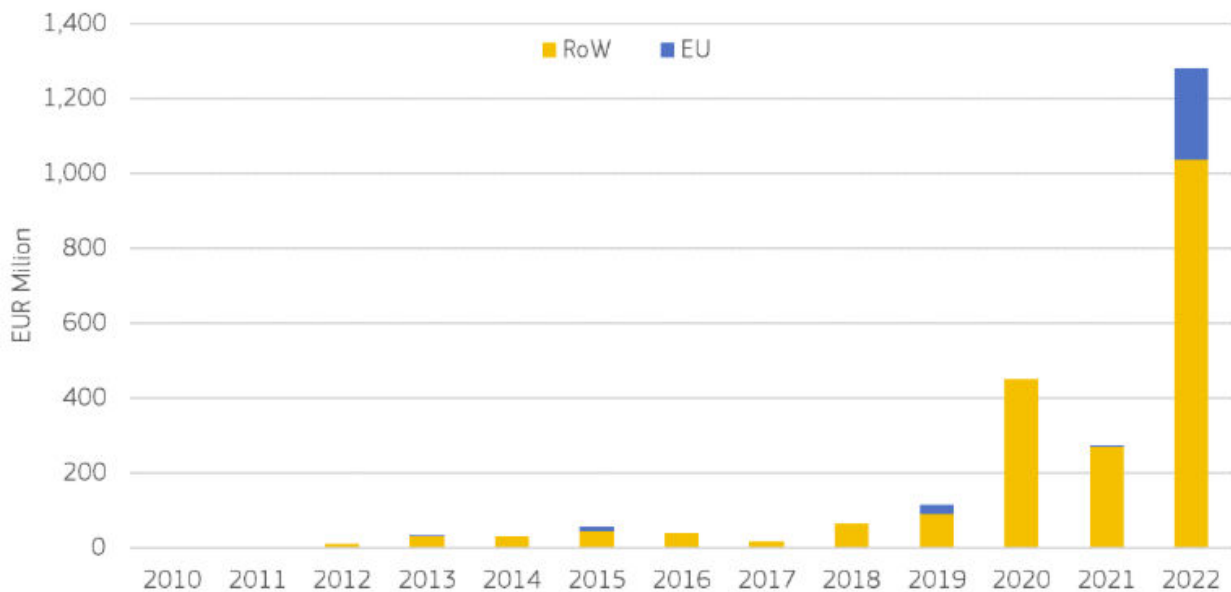
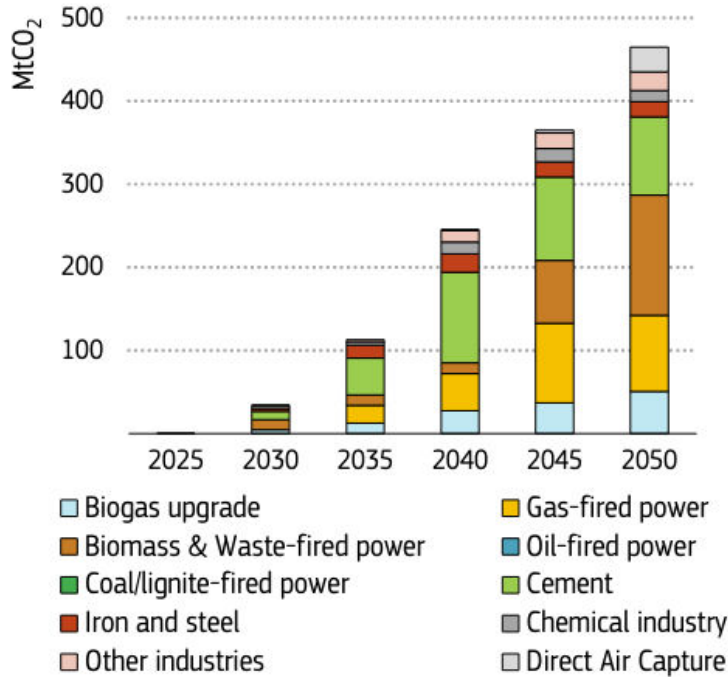


Figure 25: Investissements mondiaux en capital-risque pour les CCU

Le marché continuera d'évoluer rapidement (cf figure ci-dessous), le facteur A sera donc à mettre à jour (European Commission. Joint Research Centre. 2023).

Figure 4. CO₂ captured by source in the EU, 2025-2050, based on the net-zero in the EU in 2050.



Source: JRC analysis based on the POTEnCIA model.

Figure 26: Perspectives d'évolution du CO₂ capturé dans l'Union Européenne, 2025-2050, basé sur un scénario 0 émission nette de CO₂ en 2050 - JRC

Modélisation du cas d'étude :

E_R, correspond au « procédé de recyclage du CO₂ » c'est-à-dire, à l'ICV correspondant à la capture du CO₂. Nous avons modélisé le e-SAF avec A=0,5, et également avec A=1 et A=0 (approches 100 :0 et 0 :100).

4.2.2.3.8 Résumé des méthodologies et résultats sur le cas d'étude

	Normes et référentiels ACV	Collecte des données ?	ACV additionnelles ?	Prise en compte de l'origine du CO ₂ ?	Résultats e-fuel/produit dissociables	Robustesse	Renvoi	
EXTENSION	ISO14044, n°1	Importante (usine + CCU)	NA	OUI	NON	Forte	p83	
EXTENSION-SUBSTITUTION	ISO14044, amendement A2	Importante (usine + CCU)	NON	OUI	OUI	Forte	p85	
EXTENSION-SUBSTITUTION SIMPLIFIÉE (flux capté en émissions évitées)	Extrapolation de la méthode d'extension - substitution	Satisfaisante (CCU)	NON	NON (sauf bio vs fossile)	OUI	Moyenne (car on considère que le captage de CO ₂ n'influe pas sur le procédé de l'usine)	p85	
SUBDIVISION	ISO14044, n°2	Non applicable aux CCUs						p89
ALLOCATION	ISO14044, n°3	Importante (usine + CCU)	OUI	OUI	OUI	Faible	p89	
ALLOCATION : Méthode des stocks	ISO14044, n°3 (allocation à 100:0)	Satisfaisante (CCU)	OUI	NON	OUI	Faible	p89	
CFF	PEF	Satisfaisante (CCU)	OUI	OUI	OUI	Faible	p92	

4.2.2.3.9 Cas particulier des DACC (Direct Air Carbon Capture)

Les projets d'e-fuels peuvent utiliser une technologie DACC (Direct Air Carbon Capture – Capture directe du carbone dans l'air), au lieu d'une technologie de capture de CO₂ industriel, pour leurs besoins en CO₂. Dans ce cas, la question de la multifonctionnalité ne se pose pas : la seule fonctionnalité du système DACC est de fournir du CO₂ pour la fabrication du e-fuel. L'inventaire du DACC est donc naturellement complètement intégré à l'inventaire de l'étape « matière première » du cycle de vie du e-fuel.

On considère que le CO₂ ainsi produit est une « ressource » issue de l'écosphère.

A l'image du sujet du carbone biogénique, se pose alors la question de la comptabilisation de ce flux de CO₂ vis à vis de son impact sur le changement climatique.

4.2.2.3.9.1 Comptabilisation des émissions retardées

Dans le cas des e-fuels, la durée de vie du produit étant très courte, il ne semble pas pertinent de considérer de bénéfique lié à l'émission retardé du CO₂ en phase d'usage (par rapport à la période où il a été capté de l'air par le système DACC) (Gerand et al. 2021).

4.2.2.3.9.2 Approche neutralité carbone vs. comptabilité carbone

Le CO₂ issu de l'atmosphère capté par le dispositif DACC (et qui sera rejeté à l'atmosphère lors de la combustion du e-fuel) s'inscrit dans un cycle court du CO₂ (contrairement au CO₂ issu de ressources fossiles). A ce titre, il l'image du carbone biogénique, il doit soit :

- être considéré comme ne contribuant pas au changement climatique en phase d'usage (contrairement au CO₂ issu de ressources fossiles), auquel cas on privilégie l'approche 0 :0 de « neutralité carbone ». Une fois la capture (0) considéré, tous les flux de carbone (CO₂, CO, CH₄...) issus des process aval du DACC doivent être comptabilisés comme « biogéniques » pour être correctement pris en compte par les méthodes de caractérisation,

Soit

- être considéré comme contribuant au changement climatique en phase d'usage (au même titre que le CO₂ issu de ressources fossiles). Dans ce cas, il conviendra de considérer un captage initial de CO₂ dans l'atmosphère pour traduire la non-contribution de CO₂ au changement climatique sur le temps long (moins de 100 ans) : c'est l'approche -1 :+1 de « comptabilité carbone. Une fois la capture (-1) considéré, tous les flux de carbone (CO₂, CO, CH₄...) issus des process aval du DACC doivent être comptabilisés comme « fossils » pour être correctement pris en compte par les méthodes de caractérisation.

4.2.3 CHOIX DES INDICATEURS D'IMPACTS

4.2.3.1 Méthodes de caractérisation habituelles en ACV

Les ACV d'e-fuels peuvent utiliser les méthodes de caractérisation habituelles en ACV. En particulier, le set d'indicateurs « Environnement Footprint » (EF) est recommandé par le Centre commun de recherche (CCR) de la Commission européenne. Ses 16 indicateurs couvrent une large gamme d'enjeux environnementaux. Il est possible d'utiliser d'autres méthodes de caractérisation de portée similaire (méthode ReCiPe) ou différente (IPCC 2021 par exemple, qui est une méthode monocritère, centrée sur le changement climatique). (European Commission - Joint Research Centre 2021)

En fonction des objectifs de l'ACV, une partie seulement des indicateurs peuvent être retenus dans l'analyse. Le PEF propose par exemple une méthode de sélection des indicateurs les plus pertinents par rapport au produit ou système évalué, parmi les 16 indicateurs.

Environmental Impacts Covered



Figure 27 : les 16 indicateurs de la méthode EF et score unique

La méthode consiste à sélectionner les indicateurs qui contribuent à 80% du score unique en cumulé et dans l'ordre décroissant, suite aux étapes successives de normalisation et de pondération des résultats caractérisés. Il est nécessaire de garder à l'esprit que la construction des facteurs repose sur des biais et des méthodologies spécifiques à la méthode EF, ce qui multiplie les incertitudes sur le résultat du score unique. Ainsi, le résultat d'une comparaison basée uniquement sur le score unique ne montre qu'une tendance. L'un de ses principaux objectifs est d'aider à la prise de décision en ayant une vision globale des impacts via un indicateur unique. Il est nécessaire de prendre en compte les autres indicateurs lors de l'analyse des résultats. Le score unique n'est pas destiné à la communication externe.

4.2.3.2 La réglementation RED, une méthode spécifique de calcul d'empreinte carbone pour les carburants

En Europe, les fabricants d'e-fuels souhaitent souvent se conformer aux exigences de la réglementation Renewable Energy Directive (RED), car cette conformité leur ouvre des possibilités de financement public pour leurs projets. Cette directive contient en particulier l'exigence d'une réduction d'empreinte carbone d'un carburant alternatif par rapport à une référence fossile, exigence évolutive au cours du temps (cf évolutions successives RED, RED II, RED III...). (« RED III » 2023; « RED II » 2003).

Le calcul d'empreinte carbone RED, s'il est proche dans sa structure à un calcul d'impact environnemental d'ACV, n'est pas un calcul conforme aux exigences des normes 14 040 et 14 044.

En voici quelques caractéristiques :

- Un calcul RED est toujours un calcul sur **l'ensemble du cycle de vie** d'un carburant, depuis les émissions liées à la production des intrants jusqu'à la combustion du carburant,
- Le calcul est toujours donné pour **1 MJ PCI** de carburant fourni au niveau du moteur. Cela correspond à l'unité fonctionnelle « Produire et utiliser 1 MJ PCI d'e-fuel » en ACV.
- Les **allocations** sont systématiquement **énergétiques**,
- **Aucune infrastructure** n'est prise en compte,

- Le facteur d'impact de toutes les énergies renouvelables qui interviennent à chaque étape du cycle de vie est toujours de **0 kgCO₂eq/MJ**
- Les résultats sont calculés uniquement pour l'indicateur changement climatique,
- Seuls trois gaz à effet de serre sont pris en compte pour le calcul de l'impact : le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄) et le protoxyde d'azote (N₂O). Les facteurs d'impact sont indiqués dans la réglementation, et sont différents, par exemple, de ceux de la méthode IPCC 2021.

Du fait de ces différences de périmètre et de méthode de caractérisation, un calcul qui serait conforme à la fois aux exigences des normes ISO 14 040 et 14 044 d'une part et de la réglementation RED d'autre part **n'est pas possible**. Un même projet, avec les mêmes inventaires, donnera des résultats d'empreinte différents pour chacune des deux approches.

4.2.3.3 Sélection des indicateurs pour le cas d'étude

Pour le cas d'étude, EVEA a sélectionné des indicateurs jugés pertinents pour les e-fuels, au regard des différents enjeux environnementaux qui peuvent se poser.

Nous avons sélectionné les indicateurs suivants : changement climatique, utilisation de ressources fossiles, utilisation de ressources minérales (infrastructure éolienne et électrolyseur), écotoxicité (aluminium des éoliennes et électrolyseur), utilisation des terres (éolien) et utilisation de l'eau (électrolyseur).

Bien-entendu, d'un cas d'étude à un autre, en fonction des hypothèses et du périmètre, d'autres indicateurs pourraient se révéler pertinents notamment en utilisant la méthode de sélection du PEF.

4.2.4 AUTRES ENJEUX DES ACV DES E-FUELS

4.2.4.1 Carbone biogénique

Introduction

L'objectif dans cette partie est de déterminer comment prendre en compte une origine biosourcée de CO₂ (exemple, d'une bioraffinerie) vs une origine pétrosourcée du CO₂ (exemple, d'une cimenterie).

On se concentre ici sur **l'origine du carbone constitutif du CO₂** et non sur le procédé de fabrication pour fabriquer le CO₂.

L'enjeu autour de cette thématique réside dans la durée des cycles considérés :

Contrairement aux matières premières fossiles, le carbone de la biomasse (ou carbone biogénique) provient d'une molécule de CO₂ captée par la plante pendant sa croissance (sur un cycle court).

L'impact de son émission en usage/fin de vie est donc compensée par le prélèvement initial dans l'atmosphère par la plante.

Que ce soit une origine biosourcée de CO₂ (issu de matière organique) ou une origine pétrosourcée, le e-fuel permet de « retarder » l'émission de CO₂ de l'industrie amont -celui-ci sera réémis lors de la combustion du e-fuel- mais ne permet pas de stocker l'émission de l'industrie amont (il y a stockage à partir d'une durée de vie du produit de 100ans).

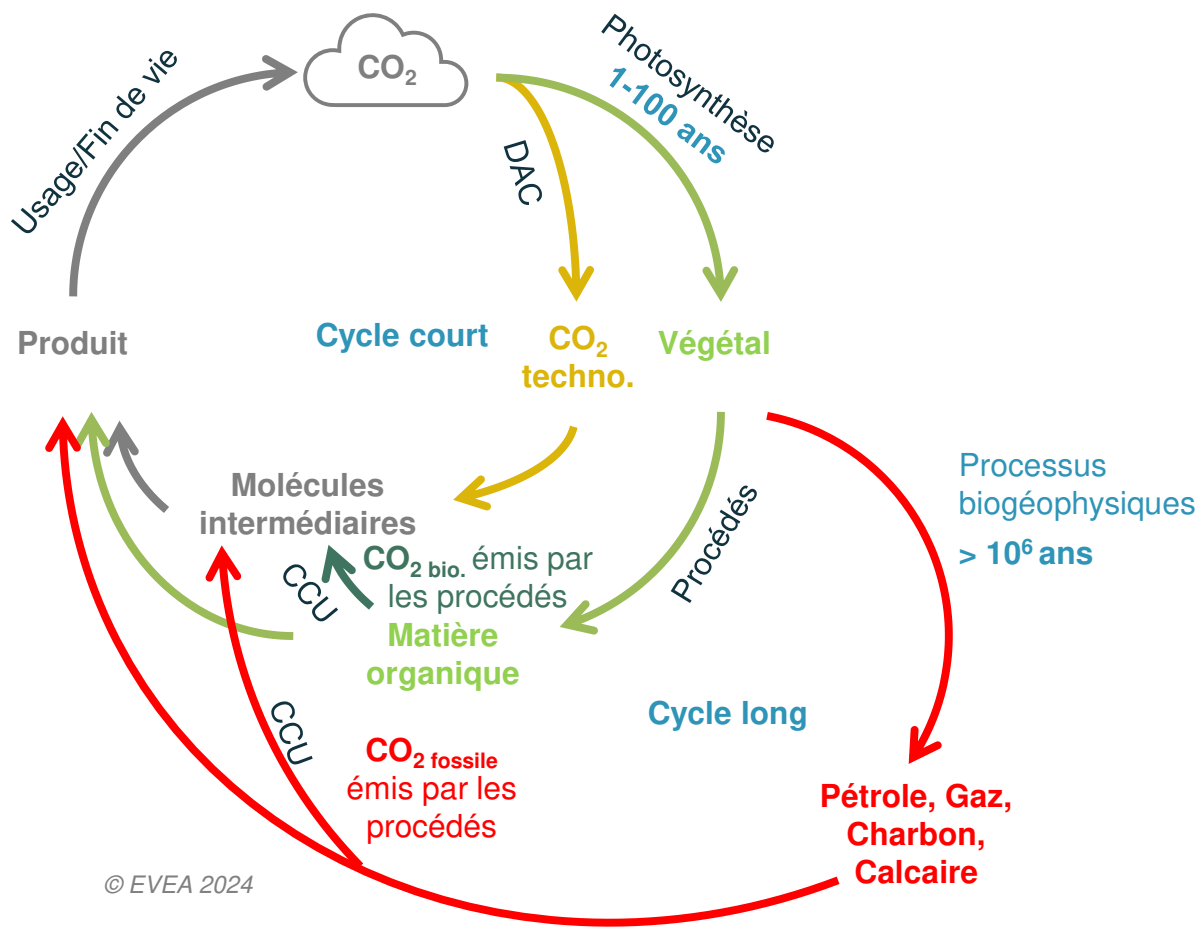


Figure 28 : E-fuels et cycles du carbone : le CO₂ mis en œuvre pour les e-fuel s'inscrit soit dans un cycle court (CCU à partir de carbone biogénique, Direct Air Capture (DAC ou TCDR (Technological Carbon Dioxide Removal)) qui fait passer le CO₂ de l'atmosphère à la technosphère), soit dans un cycle de long en retardant une émission de CO₂ fossile (CCU à partir de CO₂ émis par les procédés mettant en œuvre du carbone fossile).

Explication du carbone biogénique

Les gaz à effet de serre comme le CO₂ ou le CH₄ ont le même effet sur notre climat, que leur atome de carbone soit biogénique ou fossile

La plante capte du dioxyde de carbone lors de l'étape de production agricole ou sylvicole. Le carbone biogénique est le carbone capté par la plante [sous forme de CO₂], transformé en carbone organique puis généralement émis en fin de vie lors d'un processus de décomposition naturelle ou de combustion de cette biomasse.

Les gaz à effet de serre comme le CO₂ ou le CH₄ ont le même effet sur notre climat, que leur atome de carbone soit biogénique ou fossile. Cependant, **le carbone originaire de la biomasse provient de CO₂ capté par la plante lors de sa croissance** et, à ce titre, a un impact compensé par ce prélèvement dans l'atmosphère réalisé au préalable. Alors que dans le cas de carbone d'origine fossile, on déstocke du carbone fossile (produit par des plantes il y a des millions d'années puis fossilisé) qui se retrouve pour tout ou partie dans l'atmosphère, augmentant l'effet de serre.

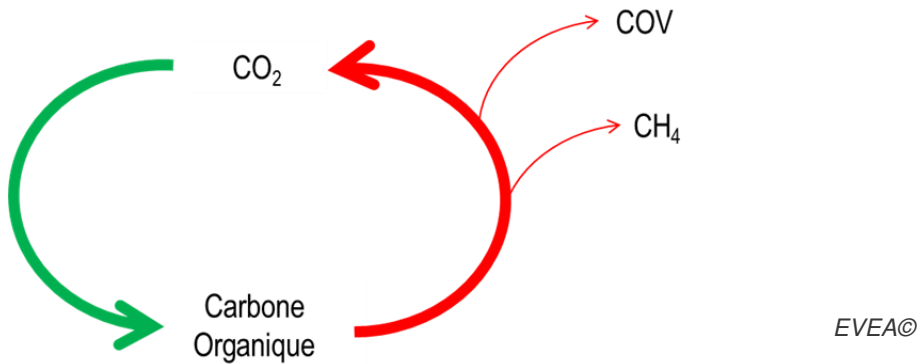


Figure 29 : Illustration de cycle du carbone biogénique

En cradle-to-grave :

En usage/fin de vie, un **produit fossile (ou issu de CCU à partir de CO₂ fossile)** ajoute du carbone à l'**atmosphère** (passage du cycle long au moment de l'extraction du pétrole au cycle court au moment de la fin de vie du produit biosourcé)

En usage/fin de vie, le carbone rejeté à l'atmosphère par un **produit biosourcé (ou issu de CCU à partir de DAC ou de CO₂ biogénique)** **reste dans le cycle court**.

Le biosourcé a donc un avantage par rapport au pétrosourcé.

En cradle-to-gate :

La fin de vie des produits n'est pas prise en compte.

Il faut néanmoins pouvoir distinguer biosourcé et pétrosourcé en cradle-to-gate.

Deux approches sont généralement utilisées pour prendre en compte, de manière spécifique, ce carbone biogénique :

- « **Carbon neutral** » (0 : 0) : le CO₂ capté par la plante n'est pas comptabilisé dans l'inventaire (et n'a donc aucun bénéfice sur le changement climatique). On fait l'hypothèse que la biomasse est constante dans le temps et que tout le CO₂ qui est capté sera émis sous la même forme (du CO₂). Dès lors tous les flux s'annulent.

NB : (0 : 0) est un diminutif pour (0 absorption de CO₂ biogénique : 0 émission de CO₂ ou de CH₄ biogénique)

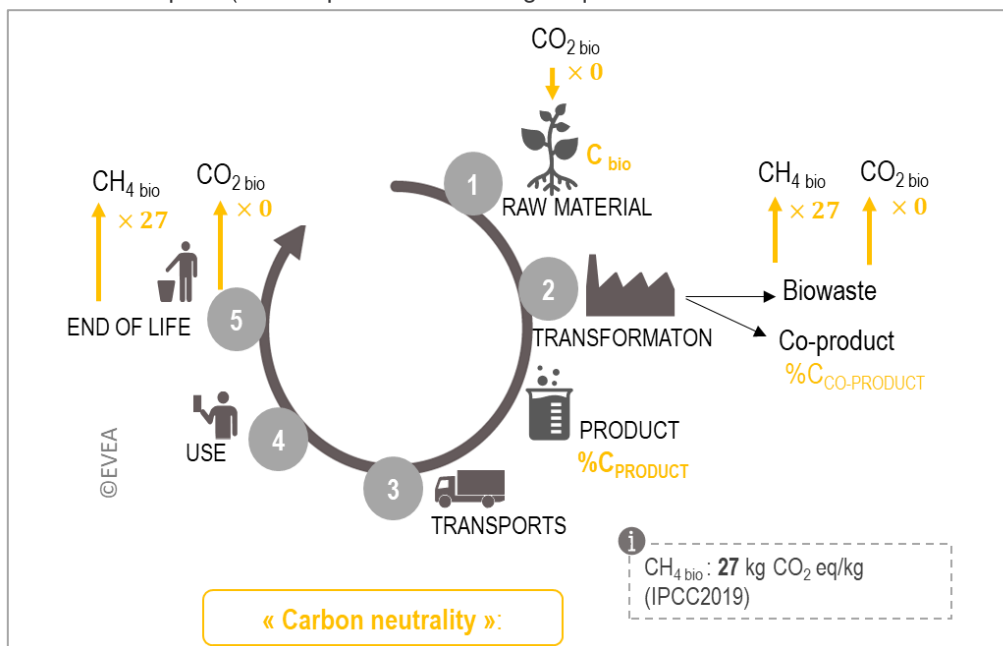


Figure 30 : Illustration de l'approche "carbon neutral" pour la prise en compte du carbone biogénique

- « Carbone storage » (-1 ; +1) : On comptabilise directement le différentiel entre la captation et l'émission, en comptabilisant le carbone biomasse inclus durablement dans la technosphère et l'augmentation de la biomasse.

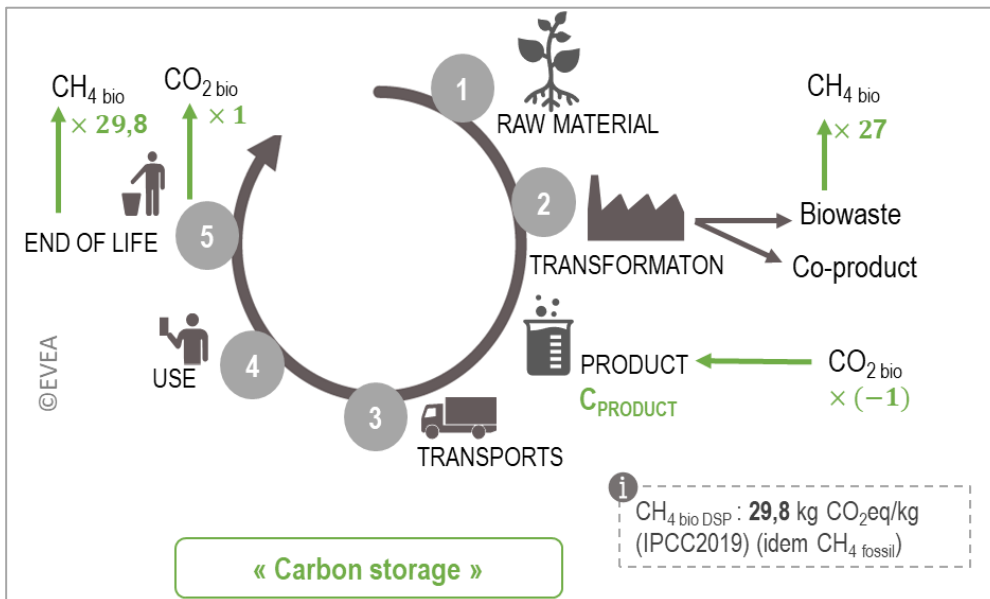


Figure 31 : Illustration de l'approche "Carbon storage" pour la prise en compte du carbone biogénique

Le guide méthodologique du PEF recommande une approche en (0 :0). Il est possible d'indiquer les résultats de l'approche en (-1 ;+1) à titre informatif. La norme ISO 14067 sur l'empreinte carbone des produits recommande une approche (-1 ;+1).

Intérêt d'une approche en (-1 ;+1) :

En cradle-to-gate et en (0 :0) **recommandée par le PEF**, un e-fuel « biosourcé » n'a pas d'avantage par rapport à un e-fuel « pétro-sourcé ». En effet, car le e-fuel « pétro-sourcé » déstocke le carbone fossile à la phase d'usage du e-fuel, lors de sa combustion. Or la phase d'usage est exclue du périmètre cradle-to-gate. En cradle-to-grave et en (0:0), le e-fuel "biosourcé" a un avantage par rapport au e-fuel « petrosourcé ».

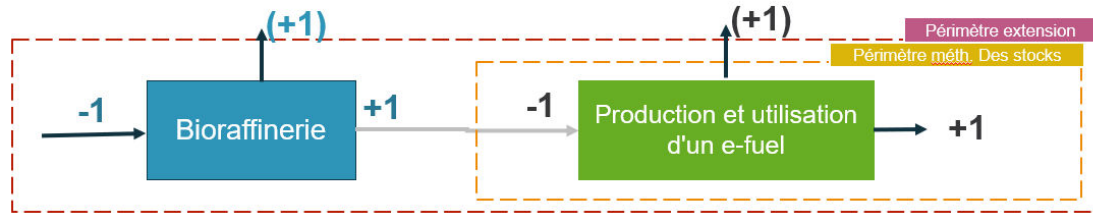
L'approche en (-1 ;+1) permet de donner un avantage au e-fuel « biosourcé » en cradle-to-gate et en cradle-to-grave par rapport au e-fuel « pétro-sourcé ».

En cradle-to-grave et en (0:0), le e-fuel "biosourcé" a un avantage par rapport au e-fuel « petrosourcé ».

		Somme en cradle-to-grave	Somme en cradle-to-gate
En -1/+1	En biogénique	0	-1
	En fossile	+1	0
En 0/0	En biogénique	0	0
	En fossile	+1	0

Les 8 configurations sont détaillées ci-dessous :

En biogénique, -1/+1, périmètre : cradle-to-grave

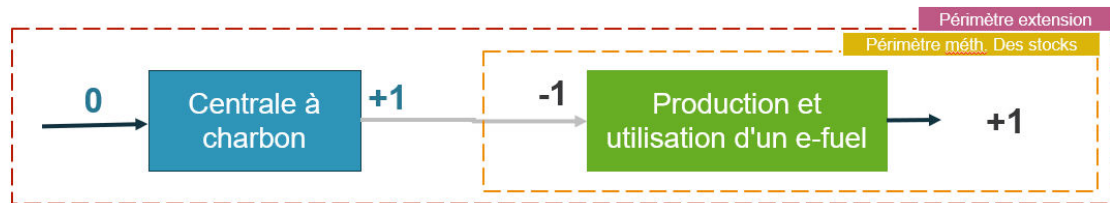


Extension	-1					+1
Extension - substitution	-1					+1
	- (-1)		- (+1)			
Méthode des stocks	-1		0		0	+1
CFF	-1 * A		+1 * A		-1 * A	+1 * A
Allocation	-1		+1		-1	+1

→ En biogénique et en cradle-to-grave, la somme fait 0

Figure 32: Détail de la comptabilité carbone biogénique, en (-1;+1) pour un e-fuel utilisant du CO₂ d'origine biogénique, en cradle-to-grave (well to wheel)

En fossile, -1/+1, périmètre : cradle-to-grave

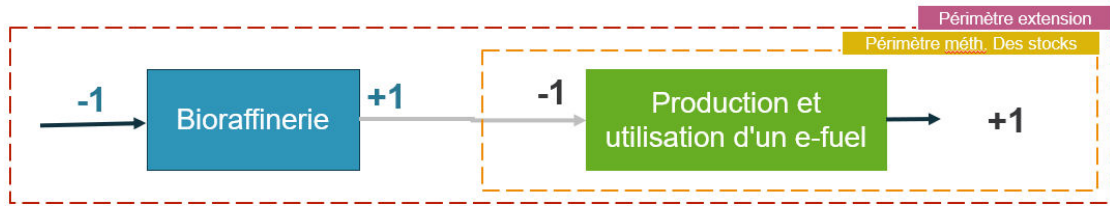


Extension	0					+1
Extension - substitution	0					+1
	- (0)		- (+1)			
Méthode des stocks	0		0		0	+1
CFF	0		+1 * A		-1 * A	+1
Allocation	0					+1

→ En fossile et en cradle-to-grave, la somme fait +1

Figure 33: Détail de la comptabilité carbone biogénique, en (-1;+1) pour un e-fuel utilisant du CO₂ d'origine fossile, en cradle-to-grave (well to wheel)

En biogénique, -1/+1, périmètre : **cradle-to-gate**

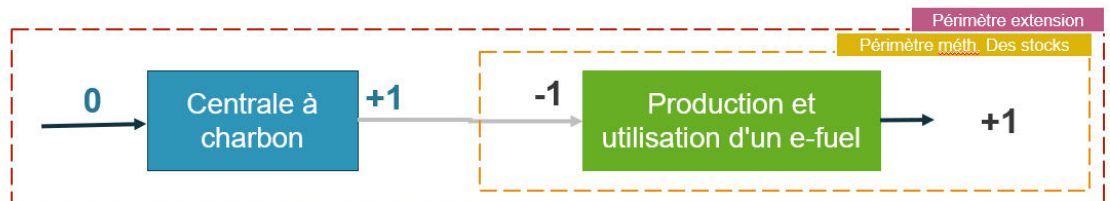


Extension	-1						
Extension - substitution	-1						
	- (-1)		- (+1)				
Méthode des stocks	-1		0		0		
CFF	-1		+1 * A		-1 * A		
Allocation	-1						

→ En biogénique, cradle-to-gate, la somme fait -1

Figure 34: Détail de la comptabilité carbone biogénique, en (-1;+1) pour un e-fuel utilisant du CO₂ d'origine biogénique, en cradle-to-gate

En **fossile**, -1/+1, périmètre : **cradle-to-gate**

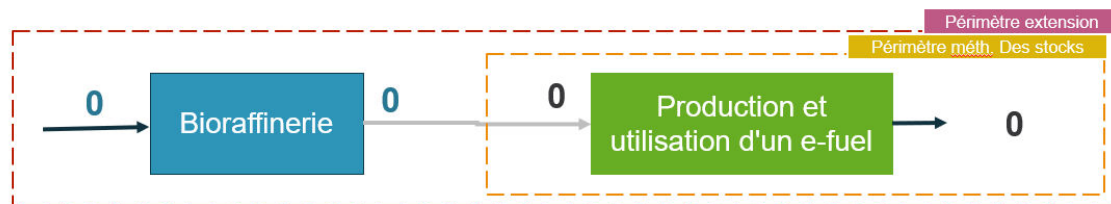


Extension	0						
Extension - substitution	0						
	- (-1)		- (+1)				
Méthode des stocks	0		0		0		
CFF	0		+1 * A		-1 * A		
Allocation	0						

→ En fossile, cradle-to-gate, la somme fait 0

Figure 35: Détail de la comptabilité carbone biogénique, en (-1;+1) pour un e-fuel utilisant du CO₂ d'origine fossile, en cradle-to-gate

En biogénique, en 0/0, périmètre : cradle-to-grave

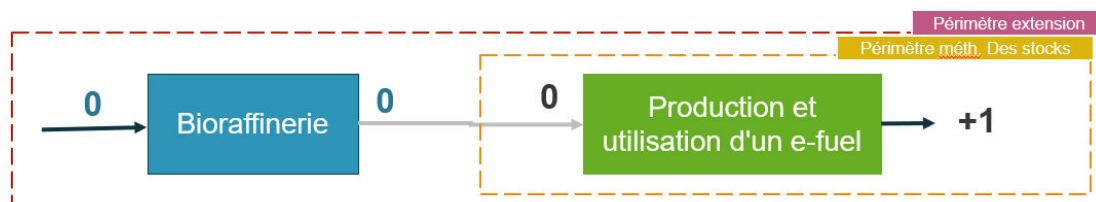


Extension	0						0
Extension - substitution	0						0
	- (0)		- (0)				
Méthode des stocks	0		0		0		0
CFF	0		0 * A		0 * A		0
Allocation	0		0		0		0

→ En biogénique, cradle-to-grave, la somme fait 0

Figure 36: Détail de la comptabilité carbone biogénique, en (0;0) pour un e-fuel utilisant du CO₂ d'origine biogénique, en cradle-to-grave

En fossile, en 0/0, périmètre : cradle-to-grave

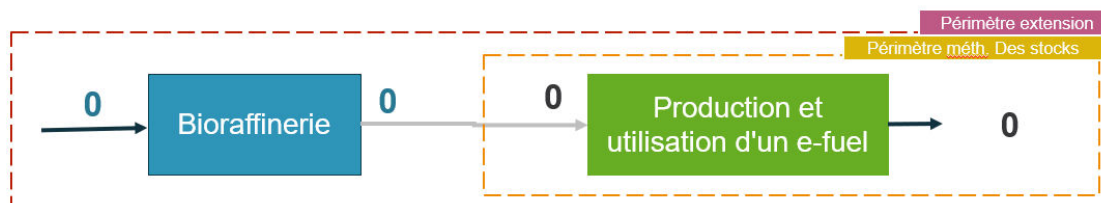


Extension	0						+1
Extension - substitution	0						+1
	- (0)		- (0)				
Méthode des stocks	0		0		0		+1
CFF	0		0 * A		0 * A		+1
Allocation	0		0		0		+1

→ En fossile, cradle-to-grave, la somme fait +1

Figure 37: Détail de la comptabilité carbone biogénique, en (0;0) pour un e-fuel utilisant du CO₂ d'origine fossile, en cradle-to-grave

En biogénique, en 0/0, périmètre : cradle-to-gate

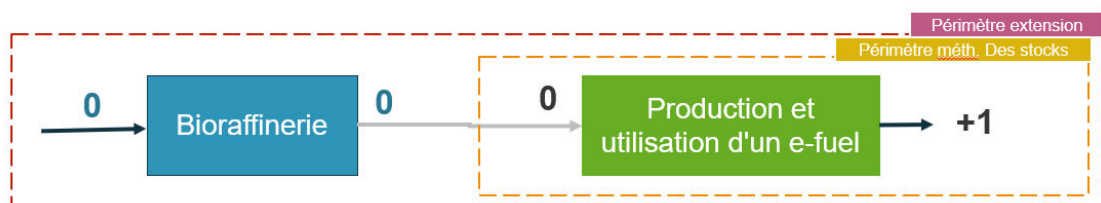


Extension	0						
Extension - substitution	0		- (0)				
Méthode des stocks	0		0		0		
CFF	0		0 * A		0 * A		
Allocation	0		0		0		

→ En biogénique, cradle-to-gate, la somme fait 0

Figure 38: Détail de la comptabilité carbone biogénique, en (0;0) pour un e-fuel utilisant du CO₂ d'origine biogénique, en cradle-to-gate

En fossile, en 0/0, périmètre : cradle-to-gate



Extension	0						
Extension - substitution	0		- (0)				
Méthode des stocks	0		0		0		
CFF	0		0 * A		0 * A		
Allocation	0		0		0		

→ En fossile, cradle-to-gate, la somme fait 0

Figure 39: Détail de la comptabilité carbone biogénique, en (-1;+1) pour un e-fuel utilisant du CO₂ d'origine fossile, en cradle-to-gate

4.2.4.2 ACV prospective

L'un des objectifs des e-fuels est d'utiliser les énergies renouvelables variables. Or, ces énergies sont progressivement mises en place pour atteindre les objectifs de production croissants dans les années à venir. Par ailleurs, comme détaillé en §2 « Etat de l'art des technologies des e-fuels retenus », les technologies de production des e-fuels ne sont pas toutes matures. Certaines verront le jour à l'échelle industrielle dans plusieurs années.

Pour toutes ces raisons, une approche prospective est intéressante dans le secteur des e-fuels.

L'ACV prospective consiste à projeter l'inventaire dans une situation future (e.g mix électrique d'une année future, CO₂ issu d'un procédé future ; etc.).

L'étude SCORE LCA no 2015-07, « Recommandations pratiques pour l'ACV prospective, références et exemples dans le domaine de l'énergie » précise les bonnes pratiques à mettre en œuvre, en particulier en ce qui concerne :

- La définition de l'objectif et du champ d'étude,
- L'identification des paramètres à projeter et des données à extrapoler à l'horizon temporel donné,
- Les interprétations d'ACV prospectives.

Depuis, les articles de (Arvidsson et al. 2018), de (Bisinella, Christensen, et Astrup 2021) et de (Thonemann, Schulte, et Maga 2020) donnent eux aussi des indications de bonnes pratiques à suivre dans le cas d'ACV prospectives, spécifiquement autour des sujets de mix électrique (particulièrement pertinents dans le secteur des e-fuels) mais sans spécificités concernant les e-fuels.

ACV attributionnelle, ACV conséquentielle

Pour un rappel sur ces différents types d'ACV et les recommandations associées (valables selon nous à ce stade dans le cas des e-fuels), vous pouvez vous référer à l'étude SCORELCA n° 2012-01 « Analyse du Cycle de Vie Conséquentielle : état de l'art et bonnes pratiques »

ACV conséquentielle

Les impacts des e-fuels varient en fonction du mix électrique utilisé et des technologies utilisées. Or le mix électrique futur dépend de la politique de transition énergétique du pays. Les décisions politiques vont également plus ou moins pousser le développement de certaines technologies (par exemple, les éoliennes sont plus efficaces qu'il y a 20 ans, les électrolyseurs SOEC sont encore en cours de développement, etc.). Une décision politique peut donc avoir une influence sur les résultats d'une ACV. L'ACV conséquentielle permet d'évaluer l'influence d'une décision (politique ou non) sur les résultats. Elle consiste à « identifier et modéliser tous les processus dans le système d'arrière-plan d'un système en conséquence des décisions prises dans le système d'avant-plan » (ILCD handbook, 2010).

L'ACV conséquentielle permet d'inclure les changements possibles liés à une décision dont bénéficiera les systèmes Power-to-X ou qui seront initiés par les systèmes Power-to-X.

Les ACV conséquentielles sont particulièrement pertinentes pour des modifications de systèmes qui représentent des enjeux significatifs à l'échelle de l'économie locale, nationale ou mondiale en fonction du périmètre étudié. Si les conséquences du passage d'un système à un autre sont significatives à l'échelle de cette économie, alors une approche conséquentielle est recommandée.

En l'occurrence, le sujet des e-fuels peut représenter des enjeux importants.

Par exemple, le passage massif des carburants fossiles aux e-fuels pourrait significativement augmenter la demande en électricité ce qui pourrait avoir des **conséquences** sur le système actuel de production de l'électricité. Faire une ACV conséquentielle consisterait donc à intégrer ces conséquences dans la méthode.

Par opposition, un ACV attributionnelle d'e-fuel se fait en utilisant un mix électrique donné. Eventuellement, ce mix électrique peut être un mix futur (il s'agit alors d'une ACV prospective, cf partie 4.2.4.2, page 111) mais sans que l'évolution de ce mix soit la conséquence de l'émergence des e-fuels.

A noter : les ACV conséquentielle sont souvent également des ACV prospectives (cas où le mix électrique futur est la conséquence de l'émergence des e-fuels).

Les normes ISO 14040, ISO 14044 et le PEF ne mentionnent pas l'ACV conséquentielle.

Exemple d'ACV conséquentielle :

L'article de (Menten et al. 2015) étudie cette approche pour évaluer les impacts environnementaux de mix électriques prospectifs en France. Dans cet article, l'approche conséquentielle met en œuvre l'outil de modélisation prospective du secteur énergétique français MIRET (modèle TIMES d'IFPEN), couplé à une approche ACV.

Le modèle d'optimisation économique TIMES-MIRET permet de mettre en évidence les modifications de flux énergétiques induits par des trajectoires de demandes en mobilité exogènes et sous contrainte d'objectifs tels que ceux de la Loi de la Transition Energétique pour la Croissance Verte (LTECV).

L'article étudie la méthodologie sur un cas d'étude : un biocarburant. Le modèle montre une sensibilité accrue à la **réglementation et au contexte économique**.

4.2.4.3 ACV statique, ACV dynamique

ACV dynamique

Pour un rappel sur ces différents types d'ACV et les recommandations associées (valables selon nous à ce stade dans le cas des e-fuels), vous pouvez vous référer à l'étude N°2020-01 « Indicateur ACV « Gaz à effet de serre », définition et application : l'enjeu temporel ».

Une ACV peut être dynamique de 2 façons :

- soit elle est dynamique **par sa modélisation/son inventaire** : modélisation au pas à pas, par exemple, prendre un mix de consommation électrique heure par heure. Ce type d'ACV dynamique prend en compte la **temporalité de la production du e-fuel** (ou la temporalité d'une autre étape du cycle de vie ou l'évolution année après année d'un mix électrique national).
- soit elle est dynamique **par sa caractérisation résultats** : par exemple, du CO₂ émit immédiatement et du CO₂ stocké puis émit 20 ans plus tard n'auront pas le même impact sur le changement climatique selon la convention retenue par inadvertance actuellement de l'horizon de 100 ans pour la caractérisation du changement climatique (IPCC 100 ans). Ce type d'ACV dynamique prend en compte la **temporalité des émissions**.

ACV dynamique par sa modélisation

Opter pour une approche dynamique pour mettre en valeur les aspects de l'interaction dynamique des sources d'énergie et des technologies de conversion.

On peut ici imaginer :

- faire varier l'inventaire du mix électrique de production du e-fuel
- faire varier l'inventaire des technologies de production du e-fuel (rendement dépendant des gains progressifs en maturité des technologies).

ACV dynamique par sa caractérisation

Le e-fuel stocke du CO₂ donc l'émission initiale du CO₂ (celle de l'usine produisant le CO₂) est retardée (émission lors de la combustion du e-fuel) de quelques années.

Pour intégrer cette dimension temporelle et ce stockage de CO₂, le praticien d'ACV peut utiliser une approche dynamique. Dans ce cas, il est nécessaire de disposer d'un inventaire dynamique pour obtenir un impact en fonction du temps.

La RE2020 décrit une méthodologie d'ACV dynamique simplifiée. Elle tient compte de l'année d'émissions, et considère l'impact sur un horizon fixe à 100ans.

Cependant, le CO₂ est stocké sur un court laps de temps (sachant le GWP est généralement calculé sur 100ans), tout comme les carburants traditionnels : **nous vous déconseillons de prendre en compte le stockage du CO₂ dans le e-fuel.**

Le guide de (Müller et al. 2020) conseille également de rester en ACV attributionnelle.

Remarque : Les normes ISO 14040, ISO 14044 et le PEF ne mentionnent pas l'ACV dynamique.

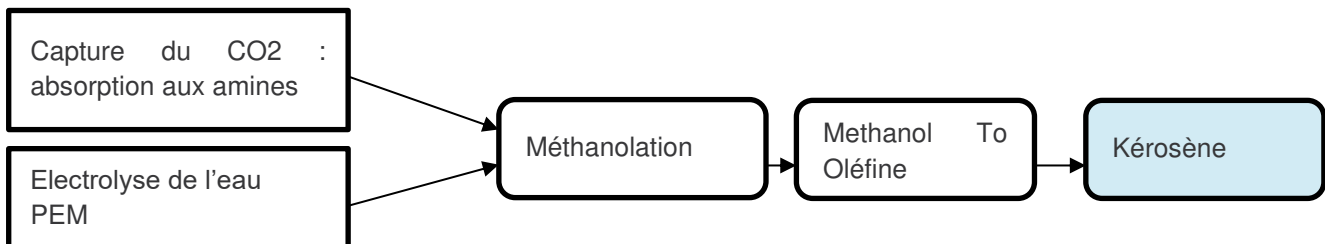
Toutes les ACV des Power-to-W sont aujourd'hui effectuées dans une approche statique, aucune n'a été réalisée en dynamique ou en conséquentielle (Koj, Wulf, et Zapp 2019).

4.3 Evaluation des impacts – Résultats du cas d'étude

4.3.1 INFLUENCE DE LA METHODE DE GESTION DE LA MULTIFONCTIONNALITE ET COMPARAISON AU FOSSILE

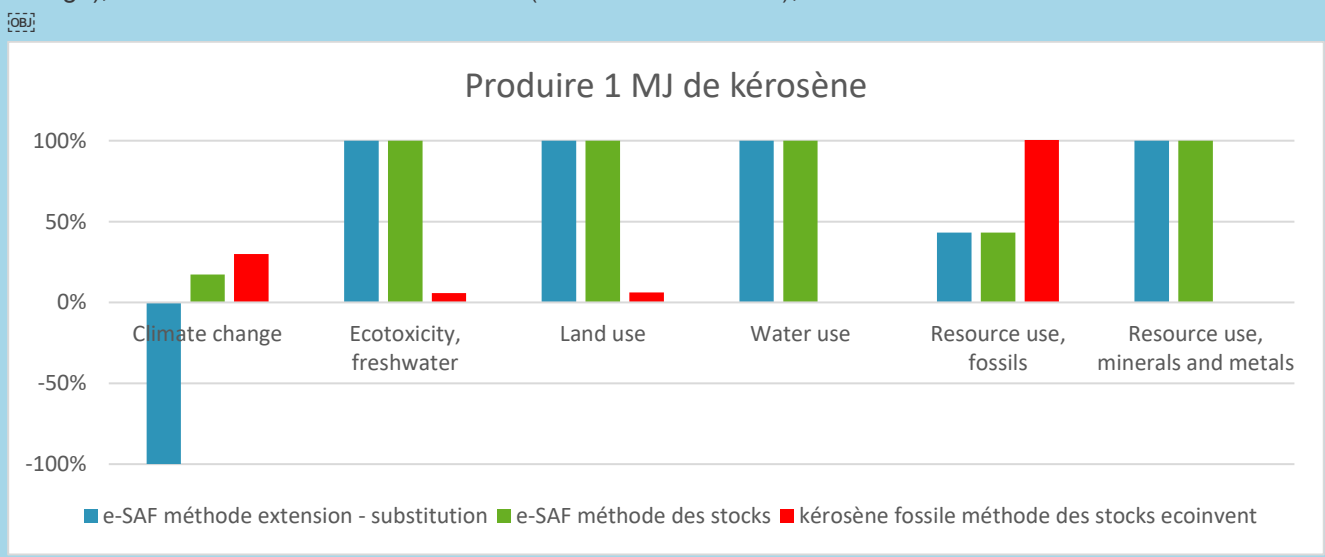
Pour rappel, avant de présenter les résultats, nous remettons ci-dessous la description du cas d'étude retenu et modélisé.

Le cas d'étude est l'ACV d'un e-kérosène en well-to-gate. Il permettra d'illustrer les enjeux décrits dans la suite de ce rapport.
Les étapes considérées sont les suivantes :



Cette ACV fictive est conduite pour une aide à la décision pour la construction d'une usine de e-kérosène avec du CO₂ issu d'une centrale à charbon en Allemagne ou avec du CO₂ issu d'une aciérie.
Ce cas d'étude fait suite au cas d'étude présenté dans l'étude ScoreLCA « LCA benefits and limitations for the assesement of CCS and CCU » de 2021.
Les ICV de la centrale à charbon, de l'aciérie et de l'étape de capture de CO₂ sont donc issus de cette étude de 2021.

Résultats pour 1 MJ PCI de e-kérosène, périmètre power-to-liquid (cradle to gate, sans combustion durant l'usage), CO₂ issu d'une centrale à charbon (donc carbone fossile), électricité éolienne :



Comparaison au fossile : Le kérosène fossile est plus impactant que le e-fuel sur le changement climatique pour toutes les méthodes et sur l'utilisation de ressources fossiles.

Toutes les méthodologies : En fonction de la méthodologie utilisée, les résultats du e-kérosène sont très différents, notamment sur le changement climatique.

Extension-substitution (cf p85) :

Les résultats sont négatifs sur le changement climatique car les impacts liés à l'industrie émettrice de fumées de CO₂ avec CCU en e-fuels sont inférieurs aux impacts de l'industrie émettrices de fumées de CO₂ sans CCU. Les pré-traitements des fumées de CO₂ avant capture du CO₂ permettent de traiter des particules fines, du HCl etc. (cf p76). On observe ainsi une diminution des impacts sur le changement climatique, les particules fines et l'acidification (indicateurs non montrés ici) par rapport à la méthode des stocks. En effet, contrairement à la méthode d'extension-substitution, la méthode des stocks ne prend pas en compte les avantages des CCU i.e. la capture de gaz avant émission à l'air.

Méthode des stocks (cf p90): la méthode des stocks est plus impactante que la méthode d'extension-substitution car elle s'attribue l'intégralité du processus de capture de CO₂ sans compensation.

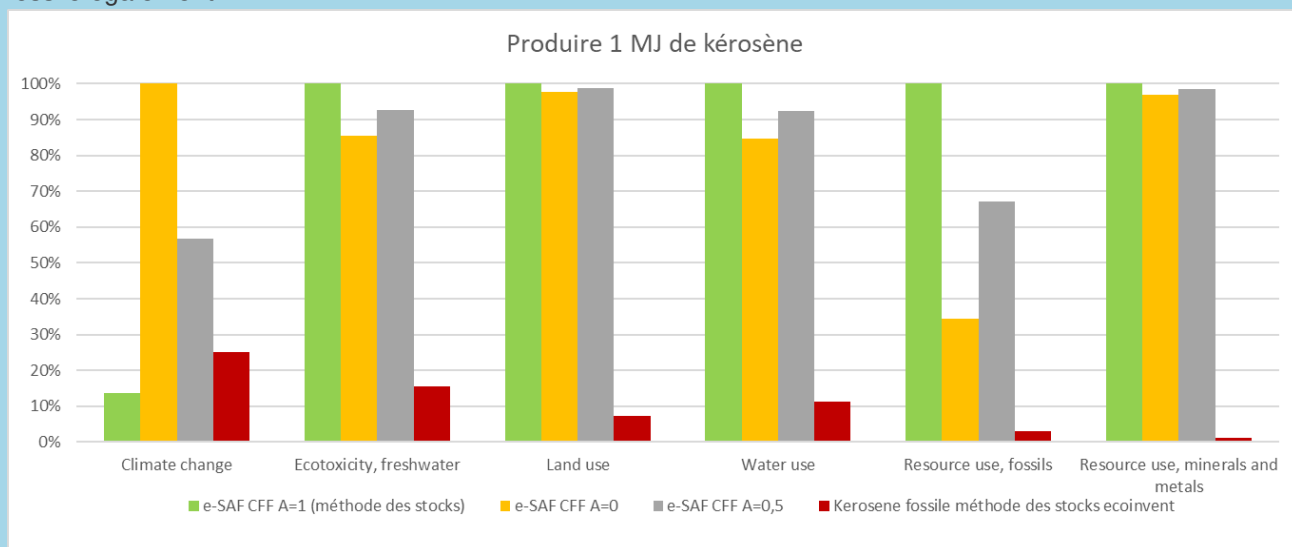
En effet, extension/substitution s'attribue l'intégralité du processus de capture de CO₂ mais a une compensation (substitution des émissions).

Comparaison au fossile : Le kérosène fossile est plus impactant que le e-fuel sur le changement climatique et sur l'utilisation de ressources fossiles pour toutes les méthodes.

Extension des frontières : Avec l'extension des frontières, l'unité fonctionnelle est modifiée pour « Produire 1MJ de e-kérosène et 0.10 kWh d'électricité », cette méthodologie n'est donc pas comparable avec les autres méthodologies dont l'unité fonctionnelle est « Produire 1MJ d'e-kérosène ».

Cependant, grâce à cette unité fonctionnelle « étendue », il s'agit de la seule méthodologie qui reflète le fait qu'on réduit également les impacts de l'électricité de la centrale à charbon en utilisant le CO₂ émis.

Résultats avec application de la méthode CFF, en faisant varier le facteur A et comparaison avec le kérosène fossile également :



Obj

CFF (cf p92) : La CFF partage les impacts du processus de capture du CO₂ (et pas ceux de la méthanolation, de l'électrolyse et de MTO) car le point de substitution a été choisi au niveau du CO₂ concentré (ou capté).

Une émission à l'air de 1kg de CO₂ est 20X plus impactante qu'1 kg de CO₂ capté et concentré (dit autrement, le procédé de capture du CO₂ génère 20X moins d'impact que l'émission vers l'air, sur le changement climatique). C'est ce qui explique notamment que les résultats avec A=0 et A=0,5 génèrent plus de GES que le kérosène fossile car des émissions de CO₂ sont comptées par rapport à l'amont centrale charbon.

Avec la CFF (quand A=0,5), le e-fuel s'attribue 50% des impacts de la capture du CO₂ et 50% d'émission à l'air de CO₂, c'est pourquoi la méthode des stocks (quand A=1) est moins impactante que la CFF.

Le producteur de CO₂ s'attribue 50% des impacts de la capture du CO₂ et **évite** 50% d'émission à l'air de CO₂.
 Quand A=1, cela équivaut à la méthode des stocks donc, et . La production s'attribue l'intégralité du processus de capture (inventaire CO₂ à 0 ?).

Quand A=0, cela équivaut à prendre en compte 100% d'émission de CO₂ vers l'air à la place du processus de capture.

Avec la CFF (quand A=0,5), le e-fuel s'attribue 50% des impacts de la capture du CO₂ et 50% d'émission à l'air de CO₂, c'est pourquoi la méthode des stocks (quand A=1) est moins impactante que la CFF.

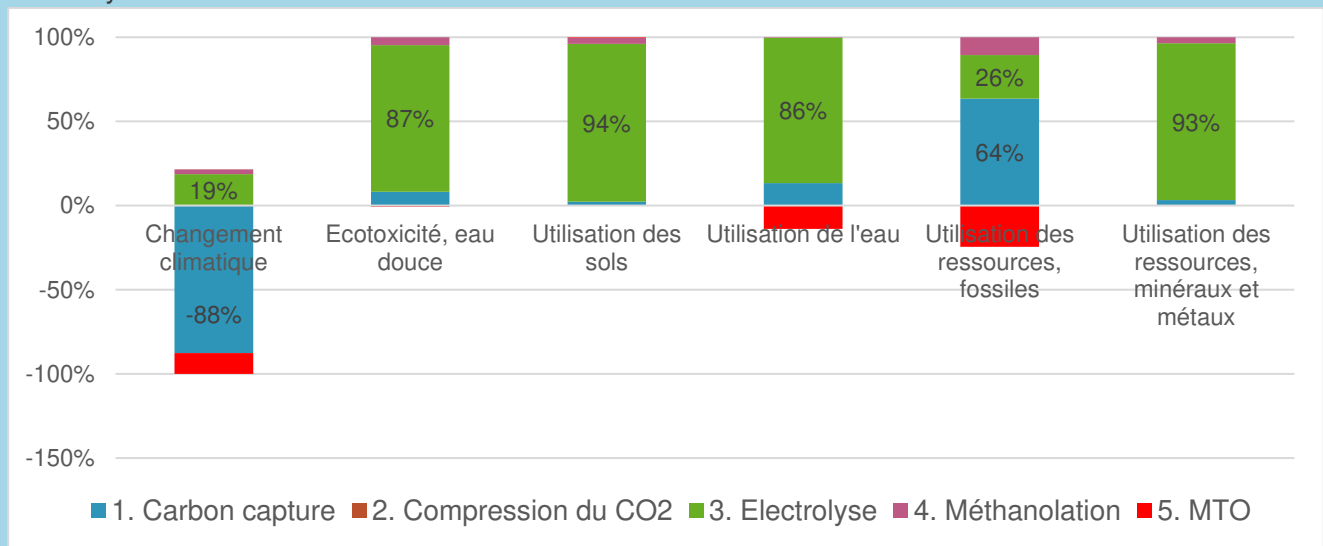
Le producteur de CO₂ s'attribue 50% des impacts de la capture du CO₂ et **évite** 50% d'émission à l'air de CO₂.

Nous pourrions également, en variante, modéliser une CFF avec A=0,2 et A=0,8, mais qui donnerait une évolution linéaire des résultats d'impacts sur les graphiques sans grande surprise.

Globalement, nous constatons donc qu'un e-SAF avec la méthode des stocks (comptabilisation des impacts du procédé de capture sans émission vers l'air) est plus intéressante que les autres approches et par rapport au kérosène fossile, ce qui n'est pas le cas pour les autres méthodes et sur les autres indicateurs.

4.3.2 PRINCIPAUX CONTRIBUTEURS PAR ETAPE

Résultats pour **1MJ PCI de e-kérosène**, périmètre **power-to-liquid**, CO₂ issu **d'une centrale à charbon**, gestion de la multifonctionnalité par la **méthode d'extension-substitution simplifiée**, électricité **éolienne** pour l'électrolyse.



Le principal contributeur aux impacts est l'électrolyse et plus particulièrement l'**électricité éolienne** sur presque tous les indicateurs ; sauf sur le changement climatique où le principal contributeur est les **émissions de CO₂ évités** à l'étape de carbon capture (en méthode des stocks ou en CFF, le principal contributeur aux impacts en changement climatique aurait été l'électricité) et sur l'utilisation de ressources fossiles où le principal contributeur est l'électricité du réseau.

L'étape de MTO est négative grâce à la chaleur évitée.

4.3.3 INFLUENCE DE L'ELECTRICITE ET COMPARAISON AU FOSSILE

Cas d'étude :

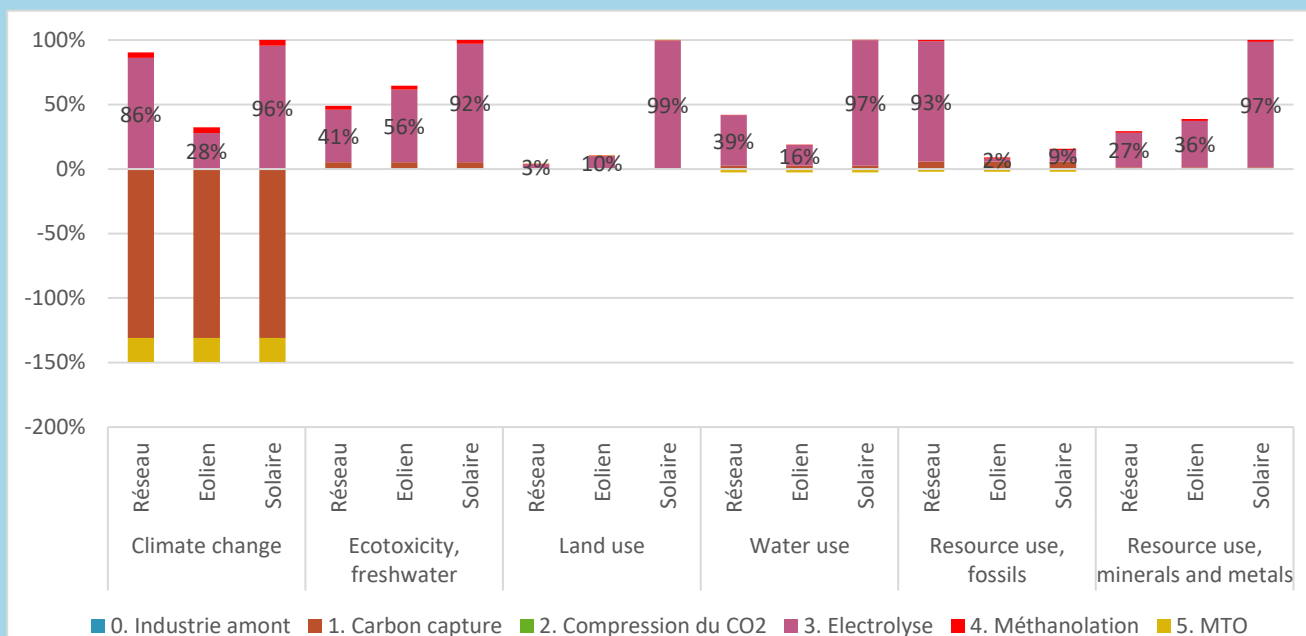
Résultats pour **1MJ PCI de e-kérosène**, périmètre **power-to-liquid**, CO₂ issu **d'une centrale à charbon**, gestion de la multifonctionnalité par la méthode extension/substitution, électricité du **réseau** ou **éolienne** ou **solaire**.

Choix des ICV :

- Electricité du réseau français
- Eolienne terrestre moyenne tension en France
- Panneaux solaire basse tension 570kWh en champs solaire

Choix des indicateurs d'impacts :

Pour plus de lisibilité, nous avons sélectionné des indicateurs pertinents avec une électricité du réseau, éolienne ou solaire, c'est-à-dire : changement climatique, utilisation de ressources fossiles (électricité du réseau), utilisation de ressources minérales (infrastructure éolienne/PV et électrolyseur), écotoxicité (aluminium des éoliennes/PV et électrolyseur), utilisation des terres (eolien, solaire) et utilisation de l'eau (électricité et électrolyseur).



Sur tous les indicateurs sauf le changement climatique, l'étape la plus contributrice aux impacts est **l'électrolyse** et plus particulièrement **l'électricité consommée**.

Sur **le changement climatique**, l'étape de **carbon capture** est la principale source des impacts. En effet, la méthode de gestion de multifonctionnalité choisie est **l'extension-substitution**, cette méthode équivaut à des émissions évitées dans le cas d'étude, d'où l'impact négatif sur le changement climatique (en méthode des stocks, le principal contributeur aux impacts en changement climatique aurait été l'électricité).

La majorité des impacts de l'éolien et du solaire est liée à l'infrastructure (en particulier au cuivre et à l'aluminium utilisé). Les panneaux solaires sont plus impactants que les éoliennes onshore.

Questions importantes :

Source de l'électricité

- Quel moyen de production électrique ou quel mix électrique ?

- Source directement connectée au site ?
- Si électricité verte, production sur site ou achetée avec garantie d'origine ?

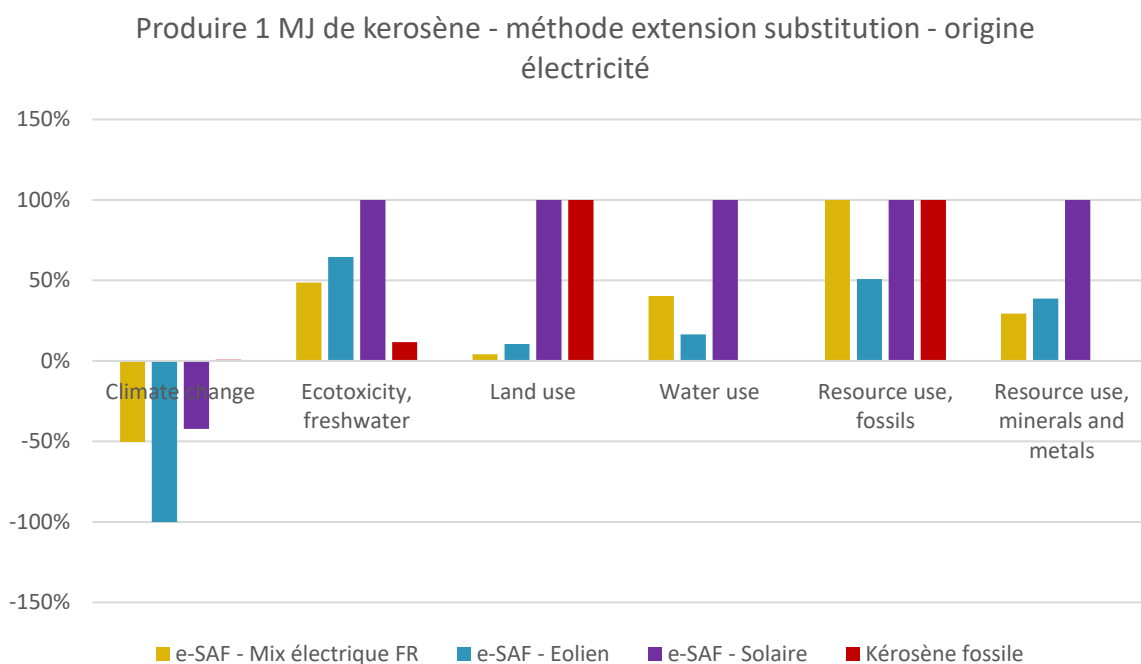
Mix électrique et horizon temporel :

- A quel horizon temporel ? Quel sera le mix en 20YY ? (prospectif)
- Seulement du surplus d'énergie car source intermittente ? (dynamique)

Qualité des données et modélisation

- Peut-on se fier aux donnéesecoinvent ?
- Comment modéliser ?

Concernant les garanties d'origine, vous pourrez vous référer à l'étude Score LCA (« *Mix électriques géographiques vs mix électriques marché : quelles recommandations en ACV ?* »)



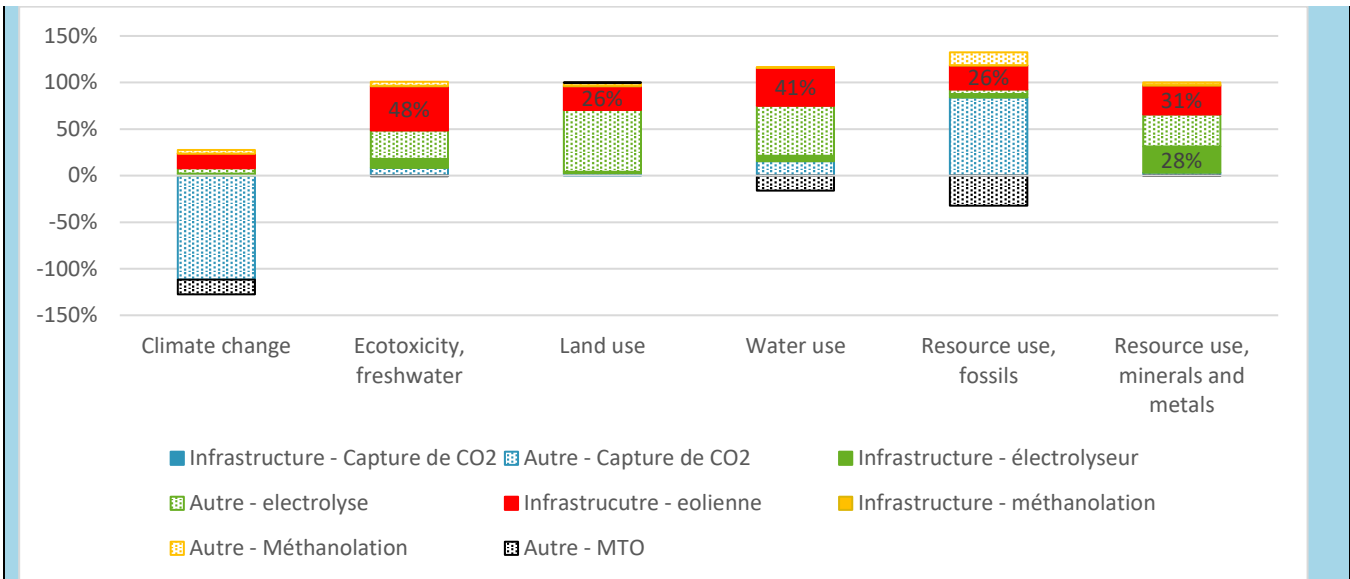
[08]

-Le type d'électricité influence énormément sur les résultats : par exemple, on observe une différence de plus de 80% entre le solaire et l'éolien sur l'utilisation des terres.

-le e-kérosène est moins impactant sur le changement climatique et l'utilisation des terres mais plus impactant sur les autres critères.. Pour rappel, la méthode de gestion de la multifonctionnalité choisie, l'extension-substitution, implique des émissions évitées et donc des impacts négatifs sur le changement climatique.

4.3.4 CONTRIBUTION DES INFRASTRUCTURES

Résultats pour **1MJ PCI de e-kérosène**, périmètre **power-to-liquid**, CO₂ issu **d'une centrale à charbon**, gestion de la multifonctionnalité par la **méthode des extension-substitution simplifié**, électricité **éolienne**.



Les infrastructures sont en couleurs pleines alors que le reste est en pointillé.

Les infrastructures de la **méthanolation** et de la **capture de CO₂** sont négligeables.

Les **éoliennes** sont particulièrement impactantes.

L'infrastructure de l'**électrolyseur** est impactante notamment sur l'utilisation de ressources minérales (à 28%) à cause du cuivre utilisé.

4.3.5 INFLUENCE DE L'ORIGINE DU CO₂ (ACIERIE OU CENTRALE A CHARBON)

Résultats pour 1MJ PCI de e-kérosène et 0.10 kWh d'électricité ou 1.45 kg d'acier, périmètre **power-to-liquid avec industrie émettrice de CO₂**, méthodologie d'extension, CO₂ issu **d'une centrale à charbon ou d'une aciérie**, électricité **éolienne**.

Ces 2 usines amont sont des systèmes multifonctionnels :

- La centrale à charbon émet 0,89 kg de CO₂ par kWh d'électricité
- L'aciérie émet 0,06 kg de CO₂ par kg d'acier produit.

Gestion de la multifonctionnalité : seules les méthodologies d'extension des frontières, et d'extension-substitution (sous réserve que la capture de CO₂ modifie le procédé) intègrent l'origine du CO₂. La CFF prend également en compte l'origine du CO₂.

Dans notre étude de cas, le procédé avec capture de CO₂ est inchangé par rapport à celui sans capture de CO₂. Avec l'extension des frontières, l'unité fonctionnelle est modifiée pour « Produire 1MJ de e-kérosène et 0.10 kWh d'électricité » et « Produire 1MJ de e-kérosène et 1.45 kg d'acier », les 2 systèmes ne sont donc pas comparables.

En conclusion, dans notre étude de cas, utiliser une origine de CO₂ différente ne modifie pas les performances environnementales du e-fuel.

5 Recommandations

5.1 Définir l'objectif de l'ACV

Le tableau suivant donne des recommandations sur des choix d'objectifs d'ACV d'e-fuel en fonction de leurs finalités.

Finalités de l'ACV	Exemple de raisons conduisant à réaliser l'ACV
Ecoconcevoir un e-fuel	Comparer les impacts environnementaux de différents systèmes e-fuels Comparer des variantes d'un système e-fuel
S'assurer de l'intérêt environnemental d'un e-fuel Communiquer sur l'intérêt environnemental d'un e-fuel	Comparer les impacts environnementaux d'un e-fuel avec une solution de référence (carburant fossile, émission de CO ₂ à l'air ou autre système de stockage d'énergie)
Communiquer sur les impacts environnementaux d'un e-fuel	Calculer l'empreinte environnementale d'un e-fuel pour communiquer auprès de partenaires externes

5.2 Choisir l'Unité fonctionnelle de l'ACV

Le tableau suivant recommande des unités fonctionnelles en fonction des différents objectifs d'ACV possibles pour les e-fuels, et des spécificités des systèmes étudiés. Les exemples ne peuvent pas couvrir la totalité des cas possibles : il est nécessaire de choisir une unité fonctionnelle adaptée à l'objectif précis de l'ACV réalisée.

Finalité de l'ACV	Objectif de l'ACV	Type d'unité fonctionnelle	Exemples d'unité fonctionnelle
S'assurer de l'intérêt environnemental d'un e-fuel Communiquer sur l'intérêt environnemental d'un e-fuel	Comparer des carburants aux mêmes compositions et propriétés physico-chimiques	Contenu énergétique	Produire 1 MJ PCI de carburant Produire et utiliser 1 MJ PCI de carburant
	Comparer des carburants aux compositions ou propriétés physico-chimiques différentes (rendement, etc.)	Service énergétique	Parcourir 100km avec un véhicule moyen, en France, en 2024 Transporter 1 tonne de marchandise, sur 1km, en France, en 2024 Parcourir 1000km avec un avion de catégorie X
	Comparer des procédés de traitement du CO ₂	Unités multifonctionnelles	Traiter 1kg de CO ₂ issue d'une industrie ET fournir X MJ de carburant
	Comparer des procédés de stockage énergétique	Unités multifonctionnelles	Soutirer 1 MW au réseau électrique pendant 1h ET fournir X MJ de carburant

Ecoconcevoir un e-fuel	Comparer les impacts environnementaux de différents systèmes e-fuels Comparer des variantes d'un système e-fuel	Contenu énergétique	Produire 1 MJ PCI de carburant Produire et utiliser 1 PJ PCI de carburant
Communiquer sur les impacts environnementaux d'un e-fuel	Calculer l'empreinte environnementale d'un e-fuel	Contenu énergétique	Produire 1 MJ PCI de carburant Produire et utiliser 1 PJ PCI de carburant

5.3 Choisir les étapes du cycle de vie prises en compte dans l'ACV

Etape du cycle de vie	Recommandation
Matière première	Toujours prendre en compte
Fabrication	Toujours prendre en compte
Distribution	A prendre en compte : <ul style="list-style-type: none"> - Si l'objectif est un calcul d'empreinte sur cycle de vie complet - Pour toute comparaison où les circuits de distribution sont différents entre les solutions Dans tous les autres cas, ne pas prendre en compte
Usage/Combustion	A prendre en compte : <ul style="list-style-type: none"> - Si l'objectif est un calcul d'empreinte sur cycle de vie complet - Pour toute comparaison où les compositions ou propriétés physico-chimiques sont différentes entre les solutions Dans tous les autres cas, ne pas prendre en compte
Infrastructures	Il est recommandé, notamment les systèmes d'électrolyse de l'eau pour produire l'H ₂ , les énergies renouvelables, etc., de considérer les infrastructures dans l'inventaire pour évaluer l'impact des métaux utilisés dans de telles infrastructures.

5.4 Gérer la multifonctionnalité du système

L'arbre de décision suivant résume les recommandations sur la gestion de la multifonctionnalité des e-fuels.

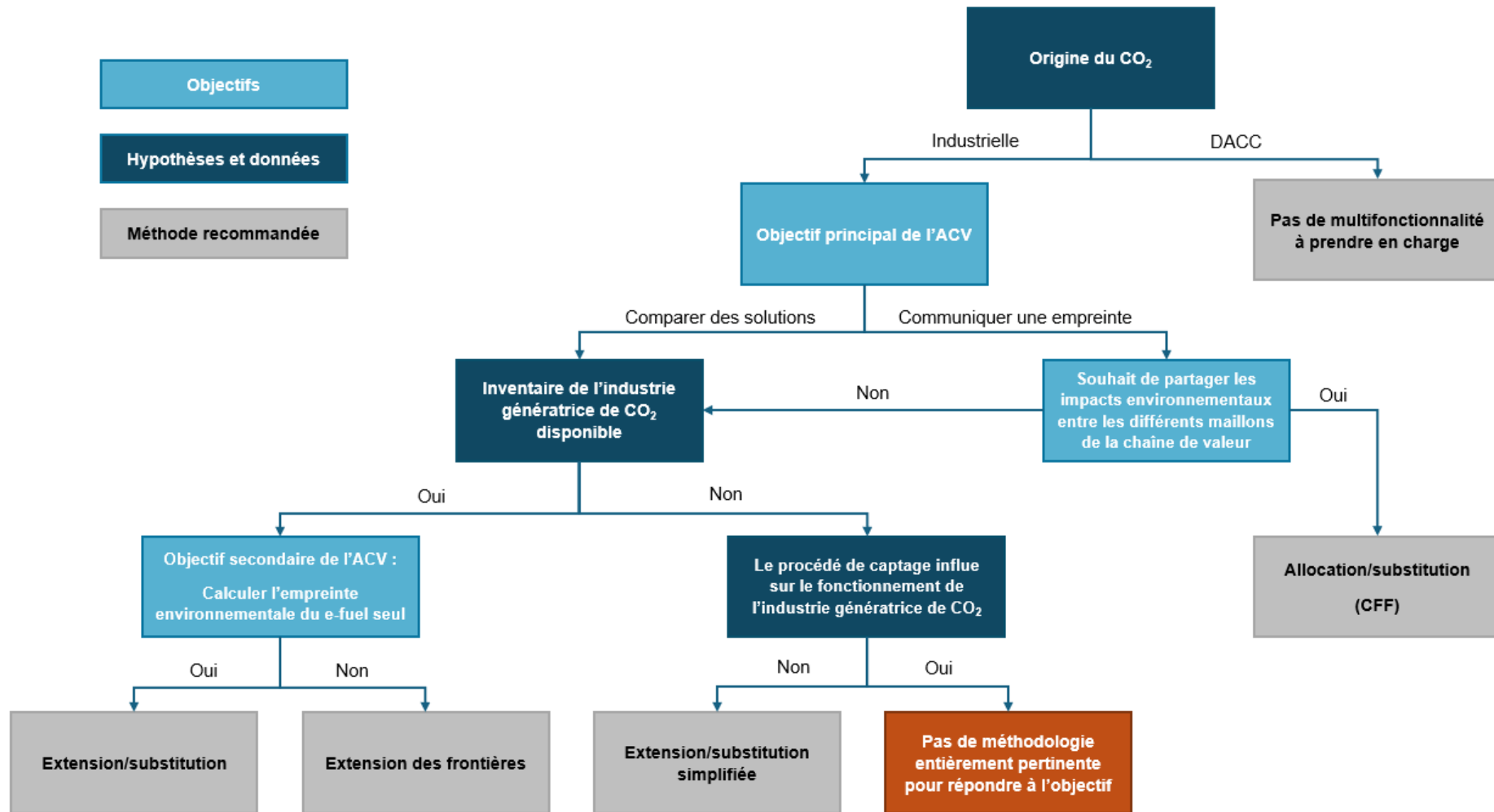


Figure 40: Recommandations de choix méthodologiques pour la gestion de la multifonctionnalité

Concernant l'allocation/substitution, le facteur A permet de choisir la répartition entre les différents maillons de la chaîne de valeur :

- Avec A=1, la totalité de l'impact est attribué au e-fuel. C'est l'équivalent de la méthode des stocks
- Avec A=0,5, les impacts sont distribués équitablement entre l'industrie émettrice de CO₂ et le e-fuel,
- La CFF propose aussi des cas intermédiaire :
 - A=0,2 favorise le e-fuel tout en lui attribuant une partie de l'impact
 - A=0,8 incite fortement l'industrie émettrice de CO₂ à s'équiper d'un procédé CCU

5.5 Choisir les données à utiliser pour la réalisation de l'inventaire

Les résultats d'ACV d'e-fuels sont toujours particulièrement sensibles aux données de **consommation électrique de l'électrolyseur**. Aussi, il est particulièrement important de s'assurer de la robustesse des données suivantes :

- Quantité d'électricité consommé par l'électrolyseur
- Mix électrique utilisé
- Inventaires des moyens de production électrique et de transport d'électricité.

Les recommandations sur le choix de ces données sont les suivantes :

Donnée	Recommandation
Quantité d'électricité consommée par l'électrolyseur	<ol style="list-style-type: none"> 1. Utiliser une donnée spécifique lorsque c'est possible, 2. A défaut, utiliser une donnée bibliographique, avec une attention particulière sur la représentativité technologique de la donnée utilisée.
Mix électrique utilisé	<ol style="list-style-type: none"> 1. Utiliser une donnée spécifique lorsque c'est possible (production d'électricité dédiée, contrat avec un fournisseur qui garantit un certain mix) 2. En cas d'utilisation d'électricité du réseau, utiliser la donnée la plus à jour possible. En France, RTE donne le mix électrique le plus à jour. 3. Eviter d'utiliser des données secondaires issues de bases de données, qui peuvent être moins à jour que des données d'autres sources.
Inventaire des moyens de production et de transport d'électricité	<ol style="list-style-type: none"> 1. Si possible, utiliser des données spécifiques (production dédiée) 2. Le cas échéant, la base de données d'ACV ecoinvent fournit des données secondaires avec une excellente représentativité géographique, une bonne représentativité technologique, mais une représentation temporelle limitée.

Concernant l'utilisation de mix électrique géographique versus mix électriques marché, se référer à l'étude spécifique de SCORE LCA sur le sujet (étude n° 2022-01).

Une autre donnée à laquelle les résultats d'ACV d'e-fuels sont sensibles est l'inventaire du **procédé de captage** de CO₂. Sur ce point, les recommandations sont les suivantes :

1. Au mieux, utiliser un **inventaire spécifique**
2. A défaut, utiliser des données bibliographiques représentatives, en particulier d'un point de vue **technologique**,
3. A défaut, la base de données Ecoinvent fournit une donnée, qu'il est nécessaire d'adapter au mieux.

5.6 Choisir les indicateurs d'impact

Le PEF recommande d'utiliser la méthode environmental footprint (EF), qui propose un ensemble de 16 indicateurs environnementaux couvrant un large spectre d'enjeux. Le PEF propose en outre une méthodologie de sélection des indicateurs, sur lesquels concentrer l'analyse :

1. Elaboration du score unique :

- a. **Normalisation** : La normalisation permet de calculer et de comparer l'ampleur de l'impact par rapport à une unité de référence. Dans la méthode EF 3.1, les facteurs de normalisation indiquent l'impact global par habitant de la planète.
- b. **Pondération** : Les résultats normalisés sont ensuite multipliés par l'ensemble des facteurs de pondération de la méthode EF, représentatifs de l'importance relative de chaque catégorie d'impact sur l'ensemble des enjeux environnementaux traités par le PEF.
- c. **Agrégation** : Les résultats pondérés sont enfin agrégés pour former le score unique.

2. **Sélection des indicateurs** : Les indicateurs sélectionnés sont les indicateurs présentant le plus d'impacts en contribution au score unique, et qui représentent a minima 80% du score unique pour toutes les voies technologiques étudiées.

Il est recommandé que **les indicateurs suivants soient retenus dans tous les cas**, car ils correspondent à des enjeux environnementaux identifiés dans les filières fuels et e-fuels :

- Changement climatique
- Epuisement des ressources fossiles
- Epuisement des ressources minérales et métalliques

Enfin, il est recommandé d'utiliser au moins un **indicateur de flux complémentaire**, caractérisant l'efficacité énergétique de la production du e-fuel. Un exemple d'indicateur complémentaire de cette catégorie est le suivant :

$$\text{Efficacité énergétique} = \frac{\text{Contenu énergétique PCI du e - fuel}}{\text{Quantité d'énergie consommée à toutes les étapes du cycle de vie du e - fuel}}$$

6 Référentiels et sources bibliographiques étudiés

6.1 Référentiels étudiés

Les référentiels étudiés pour la rédaction des recommandations sont les suivantes :

- La norme NF EN ISO 14040 : l'ACV, principes et cadre,
- La norme NF EN ISO 14044 : l'ACV, exigences et lignes directrices,
- La norme NF EN ISO 14063 : Communication environnementale,
- La norme NF EN ISO 14083 : Gaz à effet de serre - Quantification et déclaration des émissions de gaz à effet de serre résultant des opérations des chaînes de transport
- La réglementation européenne RED 2 et 3¹⁰

6.2 Synthèse des sources bibliographiques

Koj et al.

Revue de 32 ACV de Power-to-X. L'article s'intéresse particulièrement à comment sont réalisées les ACV et les méthodologies utilisées.

Zhao et al.

Comparaison des 3 typologies d'électrolyseur et leurs impacts environnementaux

Zhang et al.

Comparaison des méthodologies d'expansion du système et de subdivision appliqué à une ACV de e-methane (en well-to-wheel).

ScoreLCA, CCS et CCU

Guide sur la prise en compte des CCU et CCS en ACV

Ince et al.

Revue de 24 ACV de Power-to-X. Donne des résultats mais s'intéresse peu à la méthodologie.

Muller et al.

Guide méthodologique pour l'ACV de CCU

Yoo et al.

Propose une approche alternative à l'extension des frontières, « l'approche incrémentale ». Cette approche est souvent nommée subdivision par abus de langage.

Delgado et al.

Analyse technico-économique et ACV d'un e-fuel à partir d'électricité nucléaire

Fraunhofer (Lozanovski et al.)

Guide pour réaliser des ACV de production d'hydrogène.

Deutz et al.

¹⁰ Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1184 of 10 February 2023 supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023R1184&qid=1704969010792>

ACV wind-to-wheel d'un diesel contenant 24% d'oxymethylene ether. Celui-ci est produit à partir de CO₂ issu de l'air ou d'une usine à biogaz et source d'électricité pour l'électrolyse : éolien.

Ballal et al.

Comparaison de l'empreinte carbone d'un e-SAF avec 3 sources de CO₂ différentes (DAC, bioraffinerie et centrale à gaz) et 3 électrolyseurs différents (AEL, PEM et SOEC), ce qui revient à la comparaison de 9 e-SAFs différents. Etude prospective à 2050.

6.3 Bibliographie

- Ballal, Vedant, Otávio Cavalett, Francesco Cherubini, et Marcos Djun Barbosa Watanabe. 2023. « Climate Change Impacts of E-Fuels for Aviation in Europe under Present-Day Conditions and Future Policy Scenarios ». *Fuel* 338 (avril):127316. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.127316>.
- Delgado, Hernan E., Vincenzo Cappello, Guiyan Zang, Pingping Sun, Clarence Ng, Pradeep Vyawahare, Amgad A. Elgowainy, Daniel S. Wendt, Richard D. Boardman, et Jason Marcinkoski. 2023. « Techno-Economic Analysis and Life Cycle Analysis of e-Fuel Production Using Nuclear Energy ». *Journal of CO2 Utilization* 72 (juin):102481. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2023.102481>.
- Deutz, Sarah, Dominik Bongartz, Benedikt Heuser, Arne Kätelhön, Luisa Schulze Langenhorst, Ahmad Omari, Marius Walters, et al. 2018. « Cleaner Production of Cleaner Fuels: Wind-to-Wheel – Environmental Assessment of CO₂-Based Oxymethylene Ether as a Drop-in Fuel ». *Energy & Environmental Science* 11 (2): 331-43. <https://doi.org/10.1039/C7EE01657C>.
- European Commission - Joint Research Centre. 2021. « Product Environmental Footprint Method ».
- European Commission. Directorate General for Energy. 2022. *LCA4CCU: Guidelines for Life Cycle Assessment of Carbon Capture and Utilisation*. LU: Publications Office. <https://data.europa.eu/doi/10.2833/161308>.
- European Commission. Joint Research Centre. 2023. *Clean Energy Technology Observatory, Carbon Capture Utilisation and Storage in the European Union: Status Report on Technology Development, Trends, Value Chains and Markets : 2022*. LU: Publications Office. <https://data.europa.eu/doi/10.2760/882666>.
- Garcia-Garcia, Guillermo, Marta Cruz Fernandez, Katy Armstrong, Steven Woolass, et Peter Styring. 2021. « Analytical Review of Life-Cycle Environmental Impacts of Carbon Capture and Utilization Technologies ». *ChemSusChem* 14 (4): 995-1015. <https://doi.org/10.1002/cssc.202002126>.
- IPCC. 2014. « Global warming potential values ».
- ISO 14040. 2006. « Management environnemental — Analyse du cycle de vie — Principes et cadre ».
- ISO 14044. 2006. « Management environnemental — Analyse du cycle de vie — Exigences et lignes directrices ».
- Itul, A., Diaz Rincon, A., Eulaerts, O.D., Georgakaki, A., Grabowska, M., Kapetaki, Z., Ince, E., Letout, S., Kuokkanen, A., Mountraki, A., Shtjefni, D. and Jaxa-Rozen, M., Clean Energy Technology Observatory: Carbon capture utilisation and storage in the European Union - 2023 Status Report on Technology Development, Trends, Value Chains and Markets, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2023, doi:10.2760/882666, JRC134999.
- Koj, Jan Christian, Christina Wulf, et Petra Zapp. 2019. « Environmental Impacts of Power-to-X Systems - A Review of Technological and Methodological Choices in Life Cycle Assessments ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 112 (septembre):865-79. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.06.029>.
- Li, Chengjiang, Qianwen Hao, Honglei Wang, Yu-jie Hu, Guoteng Xu, Quande Qin, Xiaolin Wang, et Michael Negnevitsky. 2024. « Assessing green methanol vehicles' deployment with life cycle assessment-system dynamics model ». *Applied Energy* 363:123055. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.123055>.
- Matzen, Michael, et Yaşar Demirel. 2016. « Methanol and Dimethyl Ether from Renewable Hydrogen and Carbon Dioxide: Alternative Fuels Production and Life-Cycle Assessment ». *Journal of Cleaner Production* 139 (décembre):1068-77. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.08.163>.
- Menten, Fabio, Stéphane Tchong-Ming, Daphné Lorne, et Frédérique Bouvart. 2015. « Lessons from the Use of a Long-Term Energy Model for Consequential Life Cycle Assessment: The BTL Case ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 43 (mars):942-60. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.11.072>.
- Müller, Leonard Jan, Arne Kätelhön, Marvin Bachmann, Arno Zimmermann, André Sternberg, et André Bardow. 2020. « A Guideline for Life Cycle Assessment of Carbon Capture and Utilization ». *Frontiers in Energy Research* 8 (février):15. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2020.00015>.

- Nessi, S., T. Sinkko, C. Bulgheroni, P. Garcia-Gutierrez, J. Giuntoli, A. Konti, E. Sanye-Mengual, et al. 2021. *Life Cycle Assessment (LCA) of Alternative Feedstocks for Plastics Production. Part 1, the Plastics LCA Method*. Luxembourg: Publications Office of the European Union.
- NF EN ISO 14044:2006/A2. 2020. « Management environnemental — Analyse du cycle de vie — Exigences et lignes directrices — Amendement 2 ».
- « RED II ». 2003. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511610851.034>.
- « RED III ». 2023.
- RTE. 2024. « Bilan électrique 2023 ».
- SCORE LCA, Mix électriques géographiques versus mix électriques marché : quelles recommandations en ACV ?, 2024, 112 pages, n°2022-01
- SCORE LCA, indicateur ACV « gaz à effet de serre », définition et application : l'enjeu temporel, 2021, 10p, n°2020-01.
- SCORE LCA, LCA benefits and limitations for the assessment of CCS and CCU, February 2021, 134 pages, n°2019-04.
- Yoo, Eunji, Uisung Lee, Guiyan Zang, Pingping Sun, Amgad Elgowainy, et Michael Wang. 2022. « Incremental Approach for the Life-Cycle Greenhouse Gas Analysis of Carbon Capture and Utilization ». *Journal of CO2 Utilization* 65 (novembre):102212. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2022.102212>.
- Zhang, Xiaojin, Christian Bauer, Christopher L. Mutel, et Kathrin Volkart. 2017. « Life Cycle Assessment of Power-to-Gas: Approaches, System Variations and Their Environmental Implications ». *Applied Energy* 190 (mars):326-38. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.098>.
- Zhao, Guangling, Mikkel Rykær Kraglund, Henrik Lund Frandsen, Anders Christian Wulff, Søren Højgaard Jensen, Ming Chen, et Christopher R. Graves. 2020. « Life Cycle Assessment of H2O Electrolysis Technologies ». *International Journal of Hydrogen Energy* 45 (43): 23765-81. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.05.282>.

ANNEXE 1 : Synthèse de l'état de l'art bibliographique sur la contribution des infrastructures dans l'ACV des e-fuels

Etat de l'art bibliographique

- D'après (Zhang et al. 2017) l'infrastructure de l'électrolyseur est un faible contributeur aux impacts :

332

X. Zhang et al./Applied Energy 190 (2017) 326–338

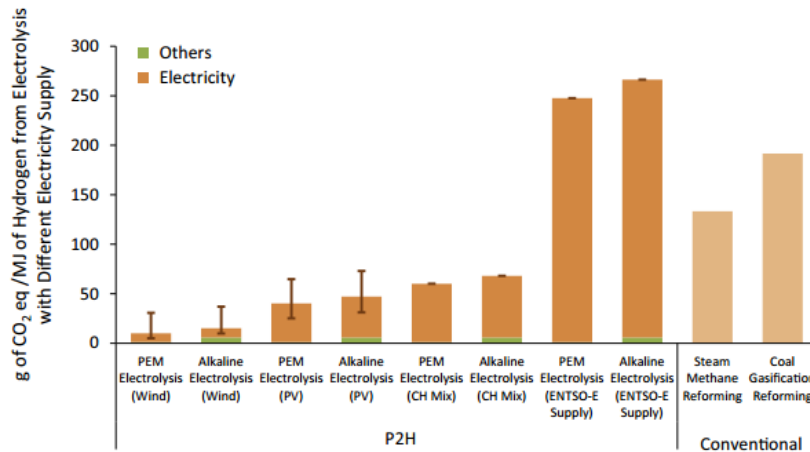


Fig. 4. Life cycle GHG emissions of hydrogen production: Power-to-Hydrogen vs. conventional hydrogen production (100 kW electrolyzer; based on lower heating value (LHV) of hydrogen of 10.8 MJ/Nm³ [52].) category “others” include contributions from inputs other than electricity supply to electrolysis, such as facilities, water, and chemicals required for electrolysis; error bars represent variation in wind and PV power generation performance.

- D'après (Zhao et al. 2020), l'infrastructure de l'électrolyseur est un faible contributeur aux impacts, même sur l'indicateur MRSP (Mineral Resource Scarcity Potential) :

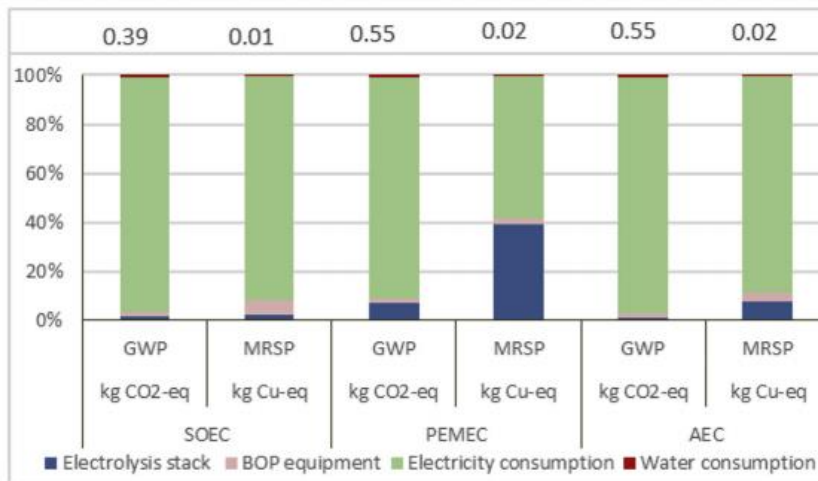


Fig. 6 – Characterisation impact results for the production 1 kg of hydrogen production from three types H₂O electrolysis stack.

ANNEXE 2: Contribution de l'électrolyse et de l'électricité dans l'ACV des e-fuels

D'après (Zhang et al. 2017) :

X. Zhang et al./Applied Energy 190 (2017) 326–338

333

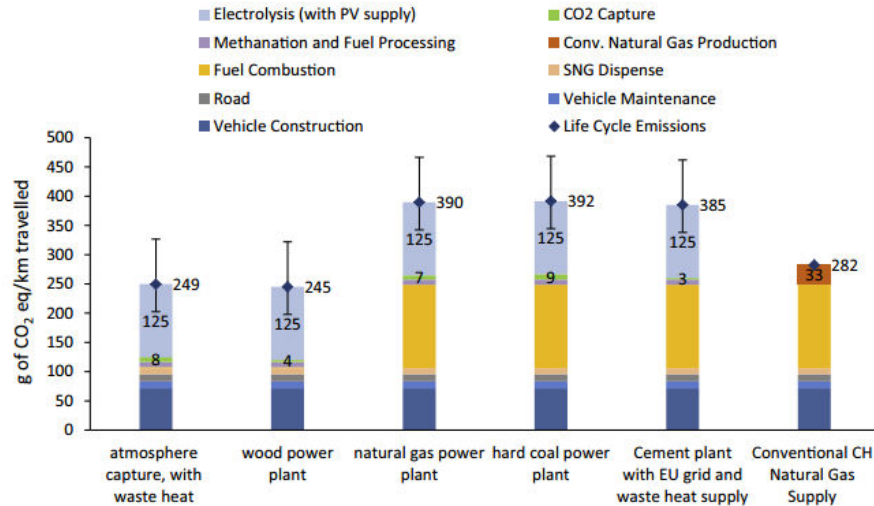


Fig. 5. Life cycle GHG emissions of Power-to-Methane for mobility: Power-to-Methane vs. conventional Swiss natural gas supply using the subdivision approach for CCU. Swiss natural gas supply and vehicle according to ecoinvent version 3.1 [33]; electricity for electrolysis (100 kW PEM electrolyzer) from PV in Switzerland; error bars represent variation in PV power generation performance.

→ Hydrogène principal contributeur (en empreinte carbone)

332

X. Zhang et al./Applied Energy 190 (2017) 326–338

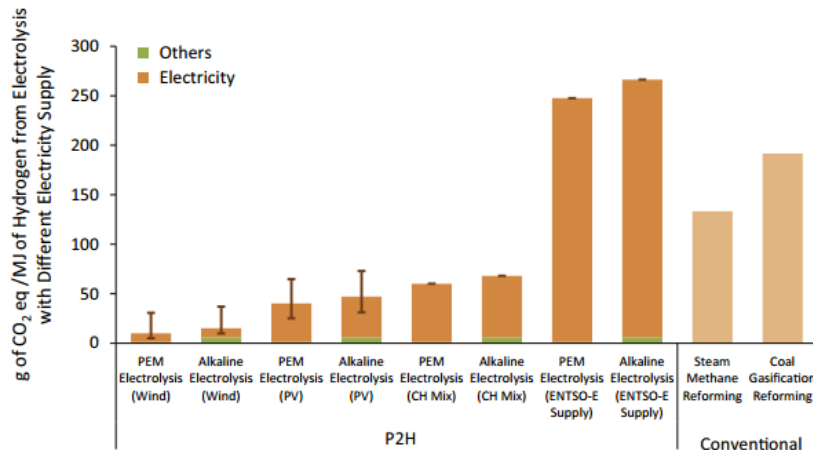


Fig. 4. Life cycle GHG emissions of hydrogen production: Power-to-Hydrogen vs. conventional hydrogen production (100 kW electrolyzer; based on lower heating value (LHV) of hydrogen of 10.8 MJ/Nm³ [52].) category "others" include contributions from inputs other than electricity supply to electrolysis, such as facilities, water, and chemicals required for electrolysis; error bars represent variation in wind and PV power generation performance.

→ Dans la production d'hydrogène, électricité principal contributeur de l'empreinte carbone.

D'après (Koj, Wulf, et Zapp 2019) :

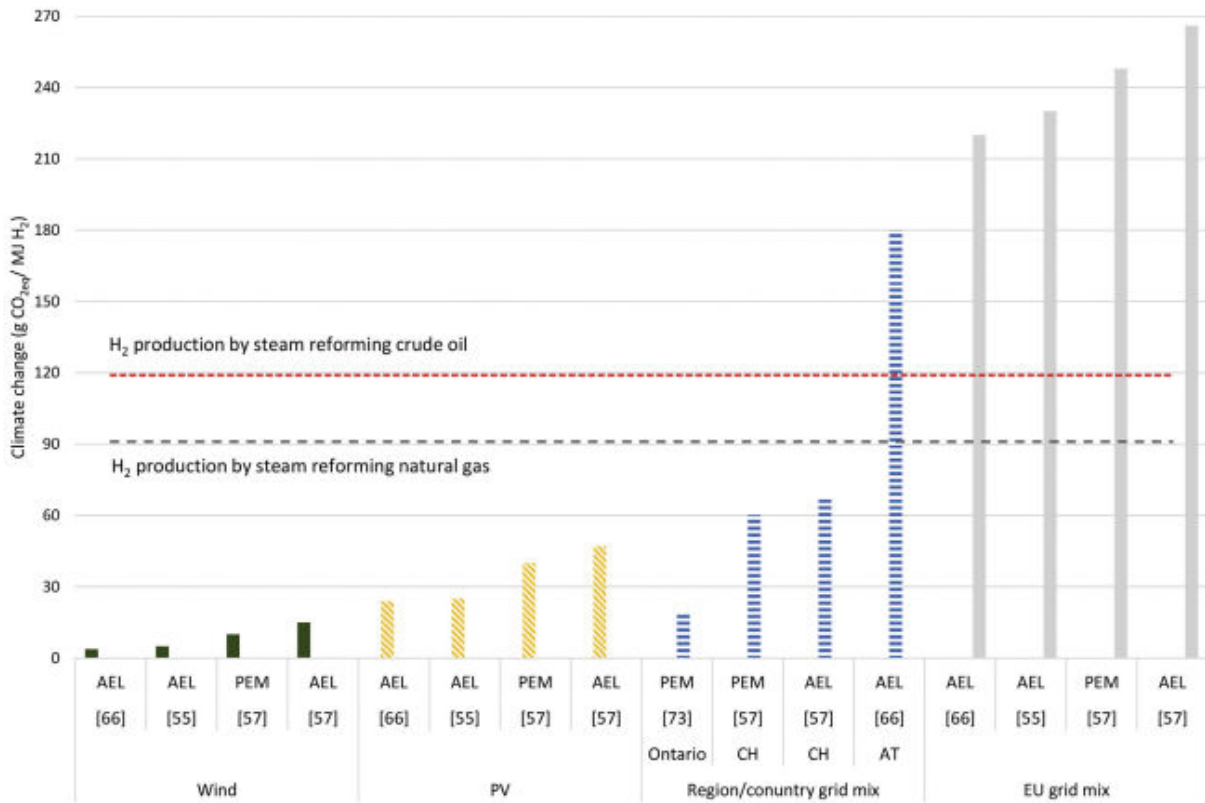


Fig. 2. Effects of electricity supply and electrolysis technology on climate change results of Power-to-Hydrogen in comparison to conventional hydrogen production processes [55,57,66,73].

→ Electricité principal contributeur aux impacts de l'hydrogène (en empreinte carbone)

D'après (Zhao et al. 2020) :

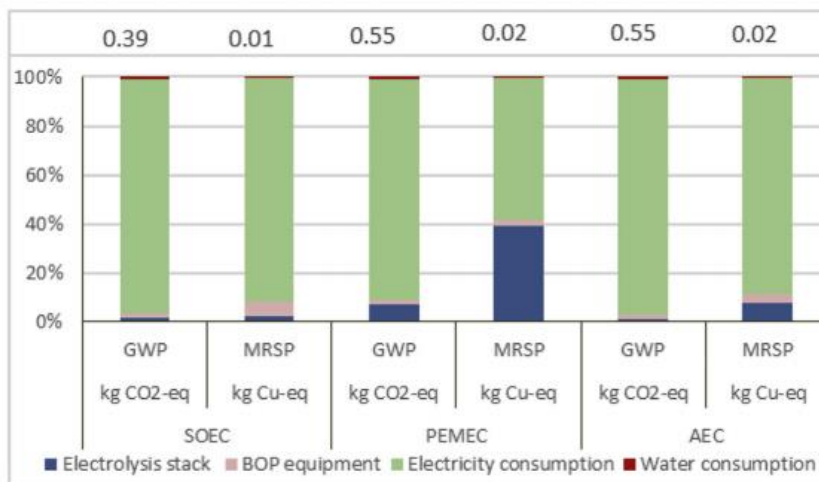
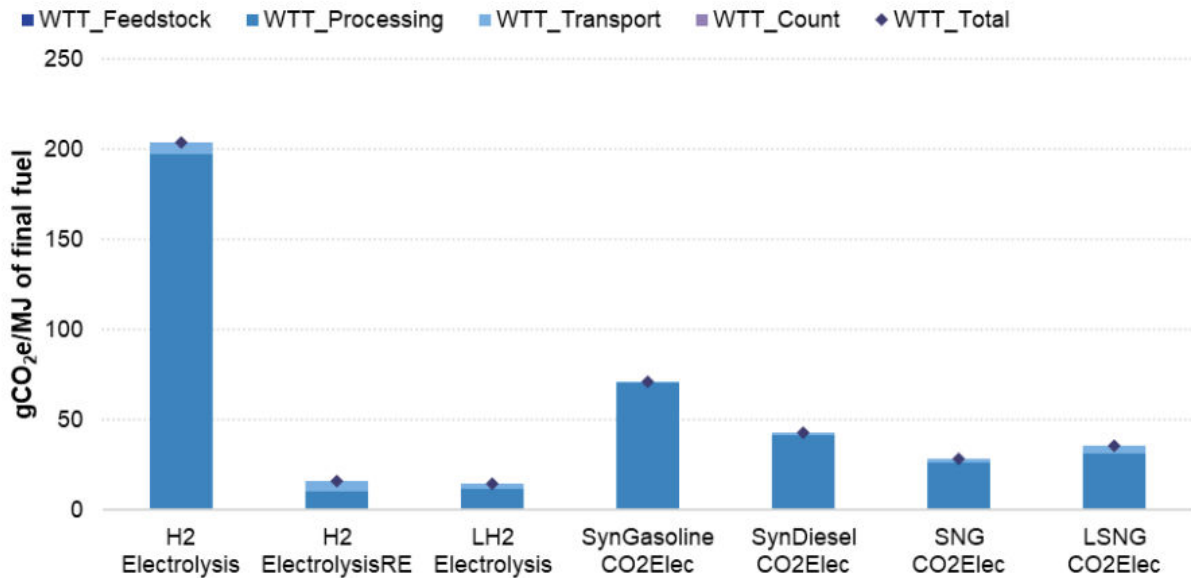


Fig. 6 – Characterisation impact results for the production 1 kg of hydrogen production from three types H₂O electrolysis stack.

→ Electricité principal contributeur aux impacts de l'hydrogène sur l'empreinte carbone et MRSP : Mineral Resource Scarcity Potential

Figure 5.24: GWP impacts resulting from methodology implementation for e-fuels (Co-products addressed via substitution | grid electricity for H2 Electrolysis | renewable electricity for all other e-fuels)



Notes: For the results in the graph above, H₂-Electrolysis is modelled using an average grid mix for Europe, while the other chains, including H₂-ElectrolysisRE, are modelled using renewable electricity for their production (including the electrolysis, compression and liquefaction). The fossil fuel comparator is 94gCO₂eq/MJ in FQD and RED2 (European Union, 2018)

The non-GWP impacts of e-fuels are illustrated in Figure 5.25. As noted previously, the lower efficiency for the production of syngasoline compared to syndiesel means higher impacts are typically seen for the syngasoline chain. The higher impacts from syngasoline, syndiesel, LH2 and SNG in abiotic resource depletion and HTP result from the worse performance of renewable electricity compared to grid electricity in these impact categories

Figure 5.25: Non-GWP impacts resulting from methodology implementation for e-fuels

