

Avec la participation de



GOVERNEMENT

Liberté  
Égalité  
Fraternité



RÉGION  
NORMANDIE



Vallée de la Seine



# Projet ALTERFI : Quelles énergies alternatives pour les mobilités ?

# SOMMAIRE

<b>Introduction</b>	<b>10</b>
---------------------	-----------

<b>Résumé - Conclusion</b>	<b>15</b>
----------------------------	-----------

## 1. HYDROGÈNE 20

1.1 Généralités	21
1.1.1 Dénomination des différents types d'hydrogène	21
1.1.2 Production d'hydrogène et bilan environnemental	22
1.1.3 Difficultés techniques liées au développement de l'hydrogène	26
1.1.3.1 Transport et Stockage de l'hydrogène	27
1.1.3.2 Bilan énergétique	28
1.1.3.3 Technologie d'électrolyseurs et intermittence de leur fonctionnement	29
1.1.4 Coûts	31
1.2 Transport routier	33
1.2.1 Bilan CO <sub>2</sub> et Analyse de cycle de vie	33
1.2.2 Autonomie	34
1.2.3 Projets en cours	35
1.3 Transport fluvial	36
1.4 Transport maritime	37
1.5 Transport ferroviaire	38
1.6 SWOT	41

# SOMMAIRE

## 2. AMMONIAC 42

2.1 Généralités	43
2.1.1 Bilan énergie et capacité de production	44
2.1.2 Bilan environnemental	45
2.1.3 Stockage	47
2.1.4 Coûts	48
2.1.5 Infrastructure de transport	50
2.1.6 Projet en cours	50
2.2 Transport maritime	51
2.2.1 Projet démonstrateur	51
2.2.2 Craquage de l'ammoniac et pile à combustible	51
2.3 SWOT	52

## 3. E-MÉTHANOL 53

3.1 Généralités	54
3.1.1 Bilan environnemental	54
3.1.1.1 Les différents modes d'obtention du CO <sub>2</sub>	55
3.1.1.2 Bilan carbone de production des réactifs H <sub>2</sub> et CO <sub>2</sub>	56
3.1.1.3 Caractéristiques	57
3.1.2 Rétrofit	58
3.1.3 Coût théorique de production du e-méthanol	59
3.1.4 Production industrielle de e-méthanol et perspectives	60
3.2 Transport routier	61
3.3 Transport maritime	62
3.4 SWOT	63

# SOMMAIRE

## 4. E-DIESEL 64

4.1 Bilan environnemental	65
4.2 Transport routier	67
4.3 Transport maritime	68
4.4 SWOT	69

## 5. GAZ NATUREL : GNV, LNG, BIOMÉTHANE 70

5.1 Généralités	71
5.1.1 Bilan environnemental	71
5.1.1.1 Gaz naturel d'origine fossile	71
5.1.1.2 Biométhane	71
5.1.1.3 Gaz naturel et moteur à combustion	72
5.1.2 Stockage	73
5.1.3 Capacité de production du biométhane	74
5.2 Transport routier	76
5.2.1 Usage	76
5.2.2 Surcoût	77
5.2.3 Rétrofit	77
5.3 Transport fluvial	79
5.4 Transport maritime	80
5.5 Transport ferroviaire	81
5.6 SWOT : Gaz Naturel-GNC-GNV	82
5.7 SWOT : Bio méthane	83

# SOMMAIRE

## 6. HVO

84

6.1 Généralités	85
6.1.1 Bilan environnemental	85
6.1.2 Surcoût	86
6.2 Transport routier	87
6.3 Transports maritime et fluvial	88
6.4 SWOT	89

## 7. B100

90

7.1 Généralités	91
7.1.1 Production	91
7.1.2 Bilan environnemental	91
7.2 Transport routier	92
7.2.1 Flotte captive	92
7.2.2 Crit'Air 1	92
7.2.3 Rétrofit	93
7.3 SWOT	94

# SOMMAIRE

<b>8. ÉLECTRICITÉ</b>	<b>95</b>
8.1 Généralités	96
8.1.1 Bilan environnemental	96
8.1.2 Batterie	97
8.2 Transport routier	98
8.3 Transport fluvial	101
8.3.1 Le branchement à quai	101
8.3.2 Moteurs hybrides	101
8.4 Transport maritime	102
8.5 Transport ferroviaire	103
8.6 SWOT	104

# ILLUSTRATIONS

## FIGURES

Figure 1 : Baisse programmée des émissions de GES <sup>3</sup> (Émission du Scope1 / périmètre « Métropole et Outre-mer inclus dans l'union européenne »)	10
Figure 2 : Part des émissions de GES par type de transport en France en 2019	11
Figure 3 : Bilan carbone de production d'hydrogène par électrolyse	24
Figure 4 : Écart de rendement d'un système complet de pile à combustible PEM et SOFC vs un moteur thermique	25
Figure 5 : Rendement d'usage de l'électricité sur les filières hydrogène et batterie	28
Figure 6 : Coûts de l'hydrogène en fonction du prix du kWh électrique et du rendement d'électrolyse	31
Figure 7 : Coût estimé des différents modes de production d'hydrogène	32
Figure 8 : Principe de traction électrique avec pile à combustible	33
Figure 9 : lignes ferroviaires susceptibles d'accueillir une expérimentation hydrogène	39
Figure 10 : Principes de fabrication de l'ammoniac	43
Figure 11 : Bilan carbone de production d'ammoniac	45
Figure 12 : Évolution des prix des carburants fossiles et de l'ammoniac entre 2020 et début 2022	49
Figure 13 : Obtention du CO <sub>2</sub> et bilan carbone final (d'après Renewable Methanol : IRENA 2021)	56
Figure 14 : Synthèse du e-méthanol : émission carbone liée à la fabrication des réactifs	57

# ILLUSTRATIONS

## FIGURES

Figure 15 : Coût du e-méthanol en fonction des prix de l'hydrogène et du CO <sub>2</sub> - d'après	59
Figure 16 : Bilan CO <sub>2</sub> des e-fuels en fonction de l'intensité CO <sub>2</sub> du kWh électrique	66
Figure 17 : Coût total de possession d'un transporteur longue distance en 2030	67
Figure 18 : Émission CO <sub>2</sub> global sur le cycle de vie d'un transporteur longue distance en 2030	67
Figure 19 : Production et usage du biométhane	71
Figure 20 : Masse de gaz stockée en fonction de la pression	73
Figure 21 : Loi de programmation pluriannuelle 2020 relative à l'injection de biométhane	74
Figure 22 : Capacités de production de biométhane et projet enregistré en 2022	75
Figure 23 : Points de distribution GNV et BIOGNV en Normandie et Ile-de-France	76
Figure 24 : Comparaison des coûts de différents agro-carburants avec les carburants fossiles	86
Figure 25 : Évolution des prix batterie en \$/kWh	97
Figure 26 : Comparaison du TCO d'un camion frigorifique de 16 tonnes	99
Figure 27 : Benchmark de propulsions alternatives selon Bombardier (rapport Simian)	103

# ILLUSTRATIONS

## TABLEAUX

Tableau 1 : Carburants étudiés par filière de transport	13
Tableau 2 : Chiffres clés de la production d'hydrogène par électrolyse	22
Tableau 3 : Bilan CO <sub>2</sub> WtW de la production d'hydrogène	23
Tableau 4 : Les différents types d'électrolyseurs	29
Tableau 5 : Volumes de stockage de l'hydrogène et autonomie	34
Tableau 6 : Bilan CO <sub>2</sub> des différents types de motorisations ferroviaires	38
Tableau 7 : Chiffres clés de la production d'ammoniac	44
Tableau 8 : Prix comparés des carburants en \$/kWh	48
Tableau 9 : CAPEX de la filière ammoniac	49

# ILLUSTRATIONS

## ANNEXES

Annexe 1 : Schéma de production des RFNBO carbonés et non carbonés	106
Annexe 2 : Appellation des différents carburants et process de fabrication	106
Annexe 3 : Bilan WtW des carburants	107
Annexe 4 : Énergie volumique et énergie massique pour différents carburants	108
Annexe 5 : Émission CO <sub>2</sub> à la tonne.km et les différentes filière de transport	109
Annexe 6 : Inventaire des émissions GES par secteurs d'activité	112
Annexe 7 : Abréviations	113
Annexe 8 : Unités et conversion	113

# Introduction

En 2019 l'empreinte carbone de la France est de 606 millions de tonnes équivalent CO<sub>2</sub> (Mt CO<sub>2</sub> eq); l'empreinte carbone correspondante est d'environ 9,0 tonnes par personne<sup>1</sup>. D'après les rapports du GIEC, et pour contenir une augmentation de température de 2 °C, le budget CO<sub>2</sub> de chaque terrien est compris entre 1,6 t et 2,8 t de CO<sub>2</sub> par an jusqu'en 2100. En référence, 1 t de CO<sub>2</sub> correspond à une distance de 7 000 km parcourue avec un véhicule thermique qui consommerait 5 l d'essence/100 km.

Le transport représente le premier secteur émetteur de gaz à effet de serre (GES) en France avec 31 % des émissions directes de GES en France en 2019, soit de l'ordre de 135,9 Mt CO<sub>2</sub>e, pour une part annuelle indicative de 133 Mt CO<sub>2</sub>e. « Pourtant, les émissions de ce secteur ne connaissent pas de diminution tendancielle : elles stagnent depuis les années 2000, marquées par les crises de 2008 et Covid-19 de 2020.<sup>2</sup> »

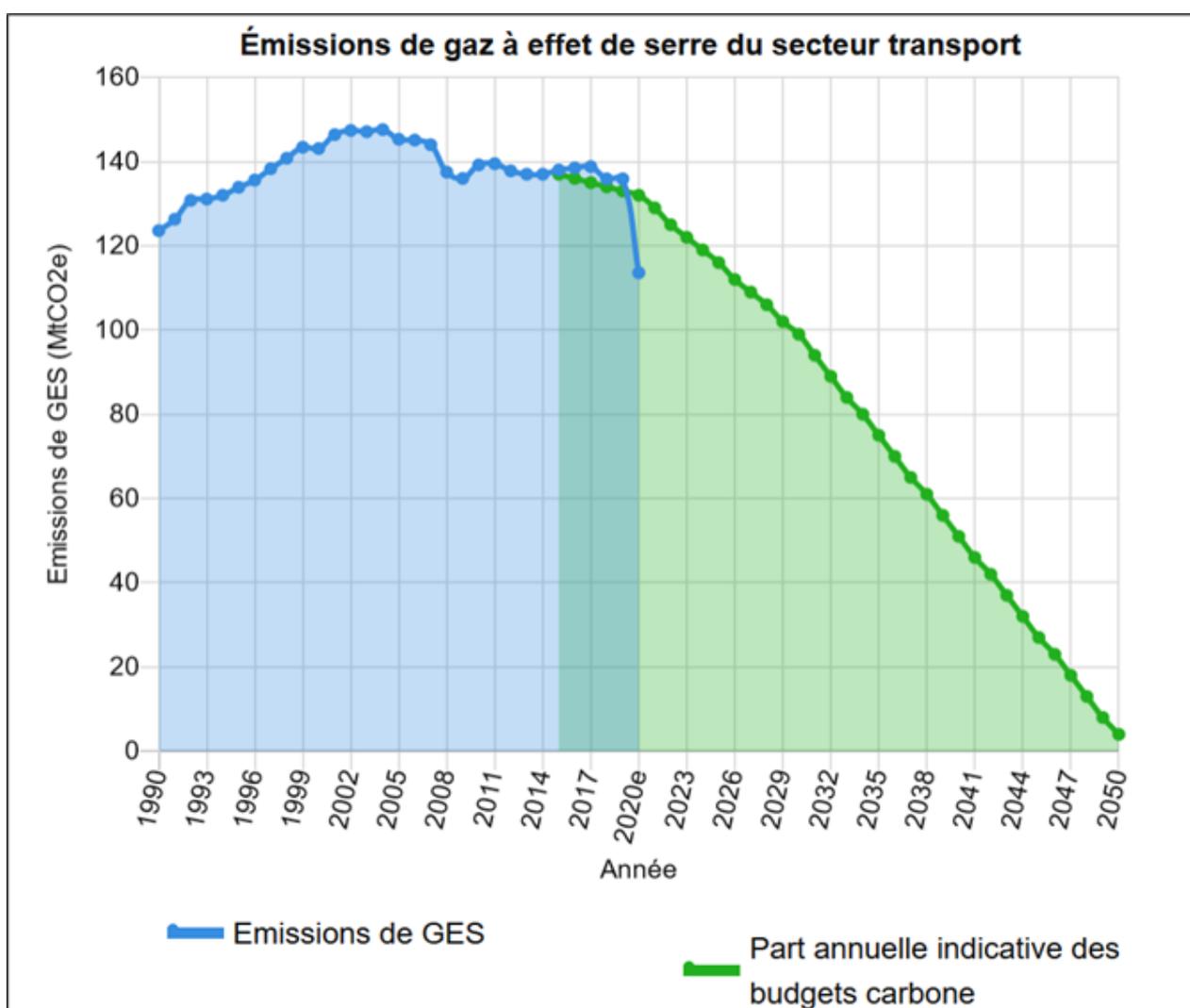


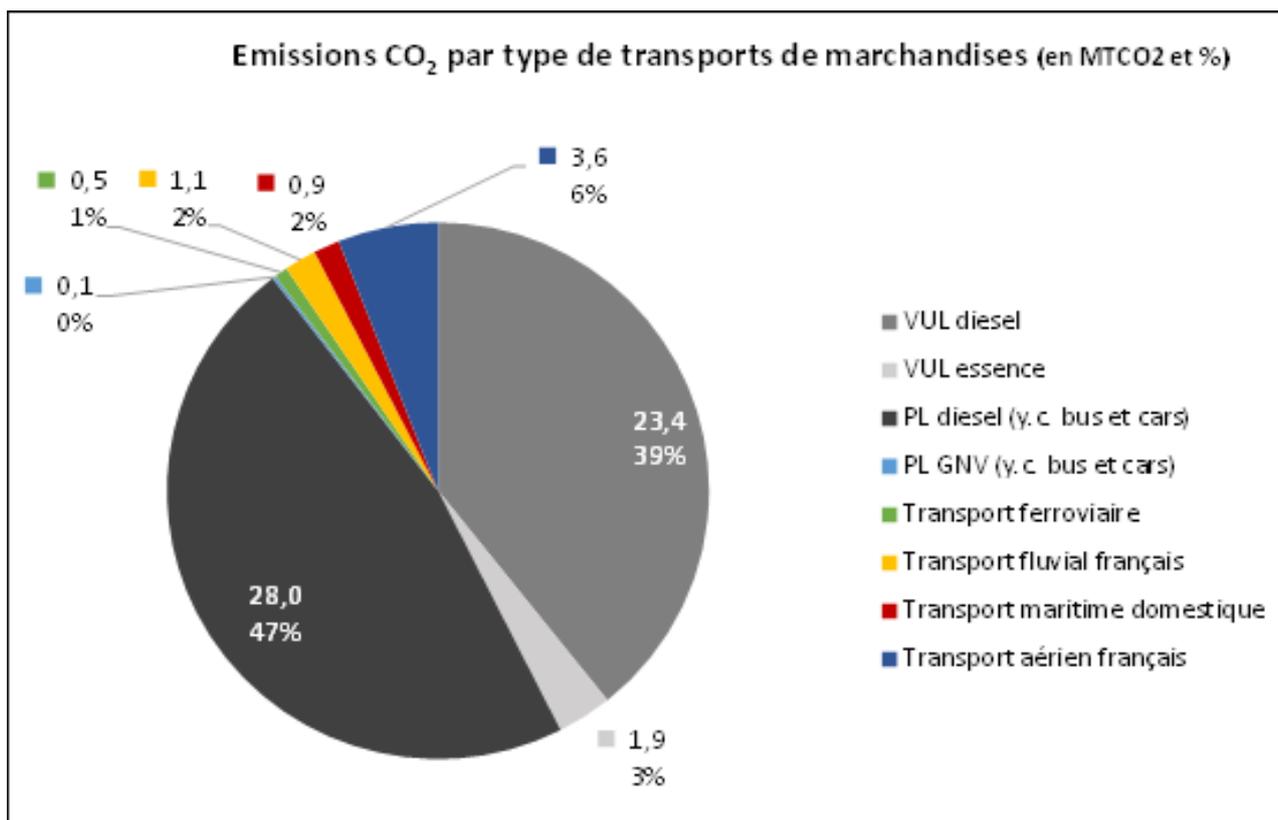
Figure 1 : Baisse programmée des émissions de GES<sup>3</sup>  
(Émission du Scope 1 / périmètre « Métropole et Outre-mer inclus dans l'union européenne »)

<sup>1</sup> <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/lempreinte-carbone-de-la-france-de-1995-2021>

<sup>2</sup> <https://indicateurs-snbcd.developpement-durable.gouv.fr/emissions-de-gaz-a-effet-de-serre-du-secteur-a30.html>

<sup>3</sup> Citepa, avril 2021 - Format SECTEN et MTE/DGEC

Parmi ces émissions liées au transport, environ 40 % peuvent être attribuées au transport de marchandises dont 94 % directement au transport routier.



*Figure 2 : Part des émissions de GES par type de transport en France en 2019<sup>4</sup>*

L'accord de Paris, adopté le 12 décembre 2015, prévoit de contenir l'élévation de la température moyenne de la planète nettement en dessous de 2° C par rapport aux niveaux préindustriels. Cet engagement a été renforcé par le pacte de Glasgow pour le climat (en 2021) dans lequel la conférence des parties à la CCNUC est résolue à poursuivre les efforts déployés pour limiter l'augmentation de la température à 1,5° C.

En parallèle, la rupture d'approvisionnement en énergie fossile de la part de la Russie a mis l'Europe au pied du mur et l'a contrainte à adopter un plan d'urgence pour atteindre une certaine autonomie énergétique (REPowerEU Plan<sup>5</sup>). La nécessité urgente de prendre des mesures en vue non seulement de réduire les émissions de gaz à effet de serre mais également de produire son propre carburant a contraint l'Union à intensifier ses efforts sur ces 2 aspects.

Le règlement (UE) 2023/857, du 19 avril 2023, a sévérié l'objectif de réduction de l'ensemble de ses émissions de GES à -40 % par rapport au niveau de 2005 (et -55 % par rapport à 1990) ; dans le cadre du Règlement sur la répartition de l'effort (RRE), cette obligation a été déclinée à chacun des pays de l'Union et se traduit pour la France par une baisse de 47,5 % de ses émissions par rapport à 2005<sup>6</sup> (au lieu des -37 % prévus par le règlement (UE) 2018/842). En ce qui concerne les moyens permettant d'atteindre ce nouvel objectif, les négociateurs du Conseil et du Parlement sont parvenus (le 30 mars 2023), à un accord politique provisoire visant à porter la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique globale de l'UE à 42,5 % d'ici 2030<sup>7</sup>. Cet accord politique provisoire devra à présent être approuvé par les deux institutions.

<sup>4</sup> CITEPA, 2018. Chiffres SECTEN 2018 : inventaire des émissions GES en France (voir annexe 4)

<sup>5</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>

<sup>6</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R0857>

<sup>7</sup> <https://www.consilium.europa.eu/fr/press/press-releases/2023/03/30/council-and-parliament-reach-provisinal-deal-on-renewable-energy-directive/>

Dans le secteur des transports cet accord permettrait aux états membres de choisir entre :

- Un objectif contraignant de réduction de 14,5 % de l'intensité d'émission de gaz à effet de serre dans les transports grâce à l'utilisation d'énergies renouvelables d'ici 2030 ;
- Un objectif contraignant d'au moins 29 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie dans le secteur des transports d'ici 2030.

L'accord provisoire fixe un sous-objectif combiné contraignant de 5,5 % pour les biocarburants avancés (généralement produits à partir de matières premières non alimentaires) et les carburants renouvelables d'origine non biologique ou les Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBOs, principalement l'hydrogène renouvelable et les carburants de synthèse à base d'hydrogène renouvelable/voir annexe 1) dans la part des énergies renouvelables fournie au secteur des transports. Cet objectif comprend une exigence minimale de 1 % de RFNBO dans la part des énergies renouvelables fournie au secteur des transports en 2030.

Parmi les différentes filières de transport, le transport fluvial et le fret ferroviaire sont parmi les plus efficaces en terme de CO<sub>2</sub> émis par tonne.kilomètre transportée (voir annexe 6) avec un facteur 10 environ par rapport au transport routier ; un simple report d'activité du transport routier vers les autres filières permettrait d'éviter, à iso carburant, des émissions correspondantes de CO<sub>2</sub>.

Cependant, Transport & Environment<sup>8</sup> montre que le potentiel des filières fluviales et ferroviaires resteront limitées jusqu'en 2050, puisque l'état n'a engagé aucun chantier d'expansion, et les scénarios optimistes

(3,3 % pour la part modale du fluvial et 12 % pour le ferroviaire) ne permettraient que des baisses à la marge des émissions de CO<sub>2</sub> (de l'ordre de 4 %).

Dans ce même rapport, T&E additionne à ces 4 % l'ensemble des gains potentiels concernant les améliorations technologiques relatives à l'efficacité énergétique des camions et l'amélioration de la logistique pour arriver à un gain potentiel de 18 % en 2050 loin derrière les objectifs de la SNBC de -33 %. Dans ce contexte, il apparaît évident que l'usage de carburants de substitution neutres et décarbonés reste une solution incontournable pour atteindre nos objectifs.

Ce projet sera porté principalement par le développement de l'électricité renouvelable (photovoltaïque et éolien), les RFNBO et les agro-carburants (voir annexe 2). Mais pour respecter nos engagements et atteindre cette cible, il sera nécessaire de faire des choix prenant en compte les contraintes actuelles, technologiques et financières, telles que le potentiel réel de décarbonation (annexe 3) des carburants, leur capacité de stockage et de transport (voir annexe 4), le bilan énergétique lié à leur fabrication, les coûts des investissements liés aux infrastructures (CAPEX) et les coûts liés à la production même des carburants (OPEX).

<sup>8</sup> Transport & Environment (2020). Comment décarboner le fret français d'ici 2050 ?

Le rapport propose de mettre en lumière ces différentes thématiques pour chacune des sources d'énergie listées ci-dessous en vue de dégager les meilleurs candidats et permettre aux gestionnaires de flottes de transport un choix éclairé.

Typologie	Carburant	Abréviation	Filière de transport
RFNBO non carbonés	Hydrogène	H <sub>2</sub>	routier, ferroviaire, fluvial, maritime
	Ammoniaque	NH <sub>3</sub>	fluvial, maritime
RFNBO carbonés (RCF)	e-méthanol	e-MeOH	
	e-diesel	e-diesel	
Carburant fossile	Gaz naturel	LNG- GNC	routier, fluvial, maritime
Agro carburants	Bio Gaz naturel	Bio GNC	routier, fluvial, maritime
	HVO	HVO	routier, fluvial, maritime
	B100	B100	routier
Électricité	Électricité réseau France et électricité renouvelable		routier, ferroviaire, fluvial

*Tableau 1 : Carburants étudiés par filière de transport*

D'un point de vue méthodologie, nous nous attachons à définir le bilan CO<sub>2</sub> des carburants dans une approche WtW (Well to Wheels pour le routier ou Well to Wake pour les navires), c'est-à-dire un comptage des émissions de CO<sub>2</sub> depuis l'extraction du carburant (pour les carburants fossiles), leur fabrication (synthèse de l'ammoniac, de l'hydrogène, des agro carburants et raffinage des produits pétroliers), leur transport et distribution jusqu'à la station d'avitaillement et pour finir leur utilisation dans un moteur (à combustion interne ou électrique) afin d'assurer la traction finale du moyen de transport.

Le périmètre d'étude des émissions Well to Wheels ou Well to Wake est donc bien le même pour les transports terrestre ou maritime. Ces bilans ne prennent pas en compte les émissions liées aux infrastructures de production qui sont en général négligeables au regard des quantités de carburants et d'énergie produites par ces infrastructures. Les émissions de CO<sub>2</sub> par carburant utilisées dans ce rapport

sont issues des rapports WtW du JEC<sup>9</sup> et des données de la base Carbone de l'ADEME<sup>10</sup>. (voir annexe 3)

Outre le bilan carbone, il nous a semblé également important d'aborder la notion de bilan énergétique relatif à la fabrication, elle-même, du carburant. En effet, la décarbonation de notre économie impacte non seulement les transports mais tous les pans de l'industrie et l'électricité renouvelable nécessaire à la production des RFNBO, à la mobilité électrique, à la décarbonation de tous les secteurs de l'industrie ou à l'habitation ne sera pas rapidement disponible; il sera donc nécessaire de prioriser la production de tous les carburants par la mise en balance de l'énergie dépensée pour leur fabrication et leur distribution au regard des émissions de CO<sub>2</sub> évitées. En conséquence, la consommation énergétique liée à la production des carburants sera vraisemblablement un des paramètres clés à prendre en compte pour faire des choix cohérents et prioriser les filières de production de ces nouveaux carburants.

<sup>9</sup> JRC-JEC\_WtW/WtT/jec\_wtt\_v5\_119036\_main\_final.pdf

le consortium Joint Research Committee, EUCAR et CONCAWE (JRC-JEC) collaborent pour mettre régulièrement à jour les bilans GES (WtT, TtW et WtW) des différents carburants automobiles, présents et à venir ; cette base sert de référence à la commission européenne.

<sup>10</sup> Base Empreinte® ADEME, <https://base-empreinte.ademe.fr/donnees/jeu-donnees>

La rédaction de ce rapport a été réalisée sur la base de documents assez récents (en général postérieurs à 2021) car les données macro-économiques ont fortement évoluées suite au Covid, à la rupture d’approvisionnement en gaz par la Russie et aux sécheresses en cours; on pouvait encore lire dans un rapport Agrimer en 2019 sur la compétitivité des biocarburants<sup>11</sup> « L’agriculture exerce une pression encore limitée sur la ressource en eau ».

Cependant, les hypothèses prises dans ces rapports, aussi bien qualitatives que quantitatives, sont très souvent inexistantes et seul le recoupement des « avis » d’un document à l’autre permet d’asseoir la crédibilité des chiffres avancés. Enfin, bon nombre de ces rapports ont une vision tout à fait neutre des données traitées et relaient souvent les valeurs avancées de programmes subventionnés tous très optimistes dans leurs délais et leurs capacités de réalisation. En ce qui nous concerne, nous avons pris la liberté d’émettre certains commentaires de réserve à différentes occasions.

Enfin, il sera indispensable dans un second temps de prendre en compte le rendement lié à la consommation du carburant lui-même, c’est-à-dire le rendement lié à la transformation de l’énergie chimique en énergie mécanique de traction, qui dépend du type de motorisation et de l’usage final.

En effet, le rendement énergétique (et donc la quantité de carburant consommé pour un usage donné) d’un moteur thermique ou d’une pile à combustible est fortement dépendant de leurs plages de fonctionnement, c’est-à-dire de la puissance nécessaire pendant les différentes phases d’usage du moyen de transport: stationnement, manœuvres, transport à vie et en charge, avec ou sans éco conduite etc. Le choix optimum du couple carburant/motorisation ne pourra donc se faire que sur la base d’**une connaissance approfondie des usages** (puissance, énergie) en fonction du temps. Cette triple synergie carburant-motorisation-usage ne fera pas l’objet de ce rapport.



<sup>11</sup> [https://www.franceagrimer.fr/fam/content/download/70586/document/VEILLE\\_CONCU\\_BIOCAR\\_2020.pdf?version=2](https://www.franceagrimer.fr/fam/content/download/70586/document/VEILLE_CONCU_BIOCAR_2020.pdf?version=2)

# Résumé - Conclusion

## Les sources d'énergie :

Nous distinguerons 2 grandes familles de carburant avec **les e-fuels ou carburants renouvelables d'origine non-biologique** (RFNBO - Renewable Fuel of Non-Biological Origin) d'une part et les **bio-carburants** d'autre part (voir annexe 2).

## Les RFNBO



**Les RFNBO** sont produits selon un procédé industriel qui convertit l'énergie électrique en énergie chimique. Ces carburants ne peuvent être envisagés, d'un point de vue décarbonation, que sous leur forme « verte » c'est-à-dire produits à partir d'hydrogène vert et donc majoritairement d'électricité renouvelable.

La dénomination RFNBO n'est accordée que si l'empreinte carbone du carburant remplaçant est inférieure de 70 % à l'empreinte carbone du carburant remplacé<sup>12</sup> (dans notre cas le diesel). Même si cette directive n'est pas encore officielle ce sont ces hypothèses que nous prendrons pour jouer nos scénarios dans la suite du rapport. Le déploiement de cette filière suscite un engouement et une profusion de projets très ambitieux à travers le monde même si les technologies de l'électrolyse de l'eau 100 % renouvelable ne sont pas encore au stade industriel.

Parmi ces carburants on trouve :

- Les RFNBO non carbonés comme l'hydrogène ou l'ammoniac ;
- Les RFNBO carbonés, ou RCF (Recycled Carbon Fuel) comme le e-diesel ou le e-méthanol (voir annexe 1).

La production de RFNBO carbonés fait intervenir les 2 réactifs que sont l'hydrogène et le CO<sub>2</sub>. Ce dernier est soit prélevé directement dans l'atmosphère soit récupéré en tant que sous-produit d'un process industriel.

Quelle que soit l'origine du CO<sub>2</sub> employé pour leur synthèse (fossile, biologique ou atmosphérique), ces carburants de synthèse se caractérisent par une empreinte carbone réduite d'au moins 70 % par rapport à un carburant fossile de référence, en général le gazole. Leur similitude avec les carburants traditionnels sur le plan de la densité énergétique et de la facilité de combustion en font des candidats très attendus dans les secteurs où l'énergie embarquée est importante, comme les secteurs maritime et aérien.

Ils sont désormais reconnus par l'Europe (ambition « Fit for 55 » de juillet 2021 de la commission européenne) comme une solution complémentaire à déployer pour la décarbonation des transports. Pour ces RFNBO carbonés, le bilan carbone dépendra majoritairement des bilans de production de l'hydrogène et d'obtention du CO<sub>2</sub> ; si le CO<sub>2</sub> utilisé dans la fabrication du carburant n'est pas prélevé sur des effluents gazeux issus d'une combustion, i.e. s'il est d'origine atmosphérique ou biologique, celui-ci ne sera pas comptabilisé dans le bilan final lors de la combustion du carburant.

On trouve également ces carburants sous les dénominations de e-fuel, d'électro-fuels, power-to-X (PtX), power-to-liquid (PtL), ou carburants synthétiques.

<sup>12</sup> [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda\\_23\\_595](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_23_595)

# Les biocarburants

Les bio-carburants quant à eux sont eux fabriqués à partir de végétaux qui ont prélevé le CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère pour leur croissance et comme pour les RFNBO les émissions de CO<sub>2</sub> à la combustion ne sont pas comptabilisées. **Les biocarburants** présentent donc un très bon bilan de gaz à effet de serre (GES) mais sont sujets à controverse puisque la culture dédiée pour la fabrication des carburants, dits de 1<sup>ère</sup> génération, présente des effets secondaires dommageables pour l'environnement.

La dénomination bio-carburant est remplacée progressivement par l'appellation « agro » carburants accusés de participer au

green washing en masquant tous les effets délétères de l'agriculture industrielle intensive (destruction de la biodiversité notamment).

Les biocarburants de 2<sup>nde</sup> génération qui respectent au contraire tous les critères, dont la non-concurrence avec les cultures alimentaires, peinent cependant à se déployer au-delà **de productions anecdotiques** au regard des besoins actuels. Les coûts d'investissement élevés et la dissémination des matières premières rendent difficile une production de masse susceptible d'amortir rapidement les coûts d'investissement nécessaires (CAPEX).



**Les agrocarburants (HVO et B100)** bénéficient pour leur part d'une production industrielle déjà bien établie, d'un réseau de distribution en croissance constante et suscitent une attente très importante de par leur énergie volumique proche de celle du gazole; des volumes de production sont d'ores et déjà réservés par les « poids lourds » du transport comme le secteur aéronautique.



Le **gaz naturel** présente l'avantage d'une grande disponibilité et d'une maîtrise complète de toute la chaîne de valeur mais sa capacité de décarbonation est faible voire controversée; de nombreuses voix s'élèvent aujourd'hui et demandent de réaliser des mesures plus précises des émissions de polluants et notamment les fuites de gaz inhérentes à son usage.





Le **bio méthane** est quant à lui un très bon candidat pour la décarbonation des carburants ; sa distribution rendue possible par les gazoducs qui sillonnent le territoire et la gestion des bilans carbone relativement simple à travers les Garanties d'Origine (GO) en font un candidat potentiellement très intéressant. Toutefois son coût aligné sur le prix du gaz ne permet pas aux gestionnaires de flottes d'investir sereinement dans cette filière. De même que pour le gaz naturel, les problèmes de fuites seront à gérer sérieusement et risquent d'entraîner des surcoûts liés au post traitement catalytique.



L'**électricité renouvelable**, dite verte, va accélérer son implantation dans le paysage énergétique français sous contrainte européenne. Si son rôle dans la décarbonation n'est pas remis en cause, son utilisation, par définition **intermittente**, entraînera des conséquences non négligeables sur l'amortissement des infrastructures (CAPEX).

En effet, le coût optimisé d'une infrastructure prend nécessairement en compte un taux d'usage maximal (environ 8 000 heures dans l'année) ainsi qu'un dimensionnement adapté à une cadence de production nominale.

D'une part, la disponibilité limitée de l'énergie électrique ne permettra pas de faire fonctionner les infrastructures en continu ; d'autre part, le fonctionnement en dehors des plages nominales entrainera soit des dégradations anticipées (diminution

de la durée de vie) soit des rendements de production plus bas. Chacune de ces contraintes, diminution du taux d'usage, du rendement ou de la durée de vie, entraîne une augmentation de la part du CAPEX dans le coût final du produit (par exemple l'hydrogène ou les e-fuels).

L'**électricité française** peu carbonée pourrait avantageusement pallier ces intermittences et contribuer à minimiser les coûts finaux.



Les récentes avancées technologiques des batteries (en coût et en volume) permettent de stocker des quantités conséquentes d'énergie ; l'association des batteries aux moteurs hybrides constitue un véritable bras de levier pour la décarbonation dans tous les secteurs du transport sous réserve d'un dimensionnement adapté à chaque usage ; l'énergie embarquée, la puissance des bornes de recharge, la possibilité d'électrifier tels tronçons ferroviaire, quais ou routes seront autant d'investissement à réaliser et à mettre en correspondance des besoins précis du client final.

# Les filières :

## Transport fluvial

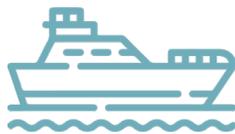


Notre étude rejoint sur de nombreux points les priorités avancées dans le cadre des « Engagements pour la croissance verte » (ECV) du secteur fluvial, signés en juillet 2021 entre l'État, les gestionnaires d'infrastructures portuaires et fluviales et les opérateurs économiques de la filière.

Ainsi les axes prioritaires de décarbonation qui se dégagent sont les suivants :

- Favoriser l'électrification des quais sur chaque bassin de navigation en remplacement des groupes électrogènes de bord d'une part et en capacité de recharge des batteries d'autre part.
- Favoriser l'usage d'agro carburant tel que le B100, l'HVO mais plus sûrement à long terme le Bio GNC tout en privilégiant la mise en place d'unité de production à proximité des voies d'eau.
- Favoriser les motorisations hybrides permettant de cumuler les avantages de l'électricité stockée dans les batteries et de l'amélioration du fonctionnement moteur sur des points de fonctionnement optimisés en utilisant, selon leur disponibilité, les carburants cités ci-dessus.

## Transport maritime



Pour ce secteur, seuls l'agro-carburant HVO est en mesure de proposer rapidement (mais dans une faible proportion) une première solution à la décarbonation. L'électrification à quai doit être également privilégiée.

Les bénéfices CO<sub>2</sub> du GNL sont trop faibles (voire inexistants) pour promouvoir cette filière et le stockage du BioGNC comprimé trop volumineux pour assurer des transports sur les très longues distances.

Le e-ammoniac ne sera pas disponible avant 2030 et pourrait être monopolisé par les besoins de l'industrie de la chimie lourde ; d'autre part son rendement de production risque à moyen terme de pas être compatible avec la sobriété imposée de notre société future pour accepter de le brûler dans un moteur.



## Transport routier



Les récentes avancées technologiques des batteries, leur usage dans la filière automobile et la pression des normes européennes mettent la motorisation 100 % électrique en bonne place dans la course à la décarbonation pour les transports sur de courtes distances (< 300 km).

Pour les transports sur longues distances (> 500 km) l'HVO reste le très bon candidat ; de même le BioGNC liquéfié, mais qui encore absent dans les stations d'avitaillement en France, devra attendre pour faire valoir ses atouts indiscutables. Le B100, siglé « agro » carburant ne devraient pas être promu sur le long terme.

## Transport ferroviaire



Ici encore, l'électrification et les batteries semblent être une des voies les plus rapides et parmi les moins chères pour permettre un gain notable sur les émissions CO<sub>2</sub>.

Sur des tronçons difficilement électrifiables, les batteries pourraient prendre le relais et assurer ainsi le transport sur tout ou partie d'une ligne. Par ailleurs, la motorisation hybride reste une priorité dans l'achat de nouvelle machine et les agro carburants combinés à une électricité décarbonée pourront pleinement jouer leur rôle.



# 1. HYDROGÈNE

---



## 1.1 Généralités

Utilisé à ce jour essentiellement dans la chimie lourde, les engrais ou le raffinage, ce vecteur d'énergie, pourrait contribuer à décarboner certains secteurs industriels, à assurer le stockage de l'électricité renouvelable ou à alimenter le secteur des transports. L'Europe met d'immenses espoirs dans ce carburant du futur et fixe comme objectif pour la fin de la décennie une production de l'ordre de 10 Mt/an d'hydrogène renouvelable<sup>13</sup>. Les actes délégués du 13 février 2023<sup>14</sup> proposent les règles selon lesquelles l'hydrogène et les RFNBO pourront être considérés comme renouvelables.

### 1.1.1 Dénomination des différents types d'hydrogène



Selon son mode de production et son contenu CO<sub>2</sub> final on classe l'hydrogène sous différentes appellations ; une terminologie légale a été adoptée par l'ordonnance n° 2021-167 du 17 février 2021. L'article L. 811-1 du Code de l'énergie distingue désormais :

« **L'hydrogène renouvelable** (anciennement hydrogène vert) est l'hydrogène produit soit par électrolyse en utilisant de l'électricité issue de sources d'énergies renouvelables telles que définies à l'article L. 211-2, soit par toute une autre technologie utilisant exclusivement une ou plusieurs de ces mêmes sources d'énergies renouvelables et n'entrant pas en conflit avec d'autres usages permettant leur valorisation directe. Cette électricité peut être fournie dans le cadre d'une opération d'autoconsommation individuelle ou collective définie aux articles L. 315-1 et L. 315-2. Dans tous les cas, son procédé de production émet, par kilogramme d'hydrogène produit, une

quantité d'équivalents dioxyde de carbone inférieure ou égale à un seuil.

**L'hydrogène bas-carbone** (anciennement hydrogène jaune ou bleu) est l'hydrogène dont le procédé de production engendre des émissions inférieures ou égales au seuil retenu pour la qualification d'hydrogène renouvelable, sans pouvoir, pour autant, recevoir cette dernière qualification, faute d'en remplir les autres critères.

**L'hydrogène carboné** (anciennement hydrogène gris) est l'hydrogène qui n'est ni renouvelable, ni bas-carbone. »

<sup>13</sup> [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_23\\_594](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_594)

<sup>14</sup> [https://energy.ec.europa.eu/publications/delegated-regulation-minimum-threshold-ghg-savings-recycled-carbon-fuels-and-annex\\_en](https://energy.ec.europa.eu/publications/delegated-regulation-minimum-threshold-ghg-savings-recycled-carbon-fuels-and-annex_en)

Et [https://energy.ec.europa.eu/publications/delegated-regulation-union-methodology-rfnbos\\_en](https://energy.ec.europa.eu/publications/delegated-regulation-union-methodology-rfnbos_en)

Les **seuils** évoqués dans ce texte de loi, fixant le niveau maximum d'émission carbone nécessaire à la fabrication de l'hydrogène renouvelable ou bas carbone, n'est pas encore précisé par les directives européennes mais ils devront sans doute respecter les mêmes cibles. On peut néanmoins reprendre la proposition de révision de la directive sur les énergies renouvelables (RED III) qui introduit l'hydrogène renouvelable comme un « carburant renouvelable d'origine non-biologique » (RFNBO) respectant un

critère de réduction des émissions de GES de 70 % par rapport à un comparateur de 94 gCO<sub>2</sub>eq/MJ (gazole), correspondant à un seuil de 3,38 kgCO<sub>2</sub>eq/kg H<sub>2</sub> (ou 28 gCO<sub>2</sub>/MJ H<sub>2</sub>). Même s'il subsiste certaines zones d'ombre, c'est donc un bilan proche de 3,38 kg/CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>, que l'hydrogène renouvelable et l'hydrogène bas-carbone devront respecter. C'est cette valeur que nous prendrons comme référence dans la suite de ce rapport.

## 1.1.2 Production d'hydrogène et bilan environnemental



En France l'hydrogène est produit par vapo reformage de gaz naturel (41 %) mais il est majoritairement un co-produit de l'industrie pétrolière (53,5 %) et de l'électrolyse chlore-soude (5,5 %) et 0,02 % par électrolyse<sup>15</sup>.

Le tableau ci-dessous donne les principaux bilans énergétiques de référence relatifs à la production d'hydrogène par électrolyse et à son stockage.

contenu énergétique PCI	32.97	kWh/kgH <sub>2</sub>
électrolyse de l'eau (rendement 0.65 vs PC5)	61	kWh/kgH <sub>2</sub>
	1.83	MJélec/MJ H <sub>2</sub>
consommation d'eau pour l'électrolyse	9	kgH <sub>2</sub> O/kgH <sub>2</sub>
énergie de compression H <sub>2</sub>	0.10	MJ/MJ H <sub>2</sub>
énergie de liquéfaction H <sub>2</sub>	0.30	MJ/MJ H <sub>2</sub>
électrolyseur 1 GW (8 000 h/an)	131	ktH <sub>2</sub> /an
	1.18	Mt H <sub>2</sub> O/an

Tableau 2 : Chiffres clés de la production d'hydrogène par électrolyse

Il est communément admis un rendement d'électrolyse de l'ordre de 65 à 70 % (LHV) (nécessitant respectivement 61 et 57 kWh par kg d'H<sub>2</sub>) pour les électrolyseurs PEM ou Alcalin. Nous avons pris dans toute la suite du rapport la valeur conservatrice de 65 %. De plus l'énergie dépensée pour la compression ou la liquéfaction de l'hydrogène est respectivement voisine de 10 % et 30 % de l'énergie stockée.

Les bilans WtW de l'hydrogène relatifs à son mode de production sont résumés dans le tableau ci-dessous.

	Production/ Distribution	Livraison en station	gCO <sub>2</sub> eq / kg H <sub>2</sub>	gCO <sub>2</sub> eq / MJ H <sub>2</sub> PCI	Sources
<b>vaporeformage Gaz Naturel</b>	Europe	comprimé 8 Mpa	13,9	116	JEC
	Europe	liquéfié	15,8	132	JEC
	Europe + CCS	comprimé 8 Mpa	4,8	40	ADEME
<b>vaporeformage bio méthane</b>	France	comprimé	2,63	22	ADEME
<b>Electrolyse (rendement 65 %)</b>	photovoltaïque	comprimé	3,22	27	ADEME
	éolien	comprimé	0,95	8	ADEME
	mix Europe	comprimé	25,2	175	JEC
	mix France	comprimé	4,27	36	(EU) C (2023) 1086

*Tableau 3 : Bilan CO<sub>2</sub> WtW de la production d'hydrogène*

Selon la source l'approvisionnement et la forme de stockage de l'hydrogène, comprimé à 880 bars ou liquéfié, les bilans varient de 102 à 132 gCO<sub>2</sub>/MJ H<sub>2</sub>; le processus de reformage totalise à lui seul 74 gCO<sub>2</sub>/MJ H<sub>2</sub>, les émissions complémentaires résultant du transport des matières premières, du conditionnement et du transport/distribution de l'hydrogène sur le lieu d'avitaillement. A iso rendement moteur il n'y a donc aucun bénéfice à utiliser de l'hydrogène carboné par rapport à du gazole.

Associé à un stockage de carbone par CCS (carbon capture and storage) l'hydrogène issu du reformage présente un niveau d'émission de 40 gCO<sub>2</sub>/MJ H<sub>2</sub> et donc une diminution notable par rapport au gazole (92-94 gCO<sub>2</sub>/MJ) de 55 %.

Le vapo-reformage de bio-méthane présente quant à lui un bilan CO<sub>2</sub> très favorable; cependant les surcoûts énergétique

et financier d'une telle transformation ne semblent pas pertinents au regard d'une utilisation directe du biométhane en injection directe dans le réseau de gaz naturel.

D'après les propositions de la CE, l'électrolyse présente un bilan acceptable d'un point de vue de la décarbonation si l'intensité CO<sub>2</sub> du kWh électrique est suffisamment basse pour permettre un bilan carbone final inférieur à 28 gCO<sub>2</sub>/MJ H<sub>2</sub> (70 % de la valeur du gazole) ou bien 3,38 kgCO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>. Le graphe ci-dessous montre que cette valeur est atteinte pour des intensités CO<sub>2</sub> du kWh comprises entre 40 et 72 gCO<sub>2</sub>/kWh selon les rendements d'électrolyse (respectivement 50 % et 85 %); par exemple avec un rendement de 65 % il faut un mix national inférieur à 55 gCO<sub>2</sub>/kWh pour atteindre la cible de 3,38; en France, avec un mix électrique de 70,56 gCO<sub>2</sub>/kWh<sup>16</sup>, un rendement de 83 % est nécessaire pour atteindre cette cible.

<sup>16</sup> la valeur 70,56 gCO<sub>2</sub>/kWh (ou 19,6 gCO<sub>2</sub> eq/MJ électrique) est issue du document C (2023) 1086 de la commission européenne ; cette valeur du mix français peut être sujette à discussion selon la prise en compte dans son calcul des imports (Allemagne etc...) et de la production d'électricité très polluante, principalement à base de fuel, dans les départements hors métropole. [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=PI\\_COM%3AC%282023%291086](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=PI_COM%3AC%282023%291086)

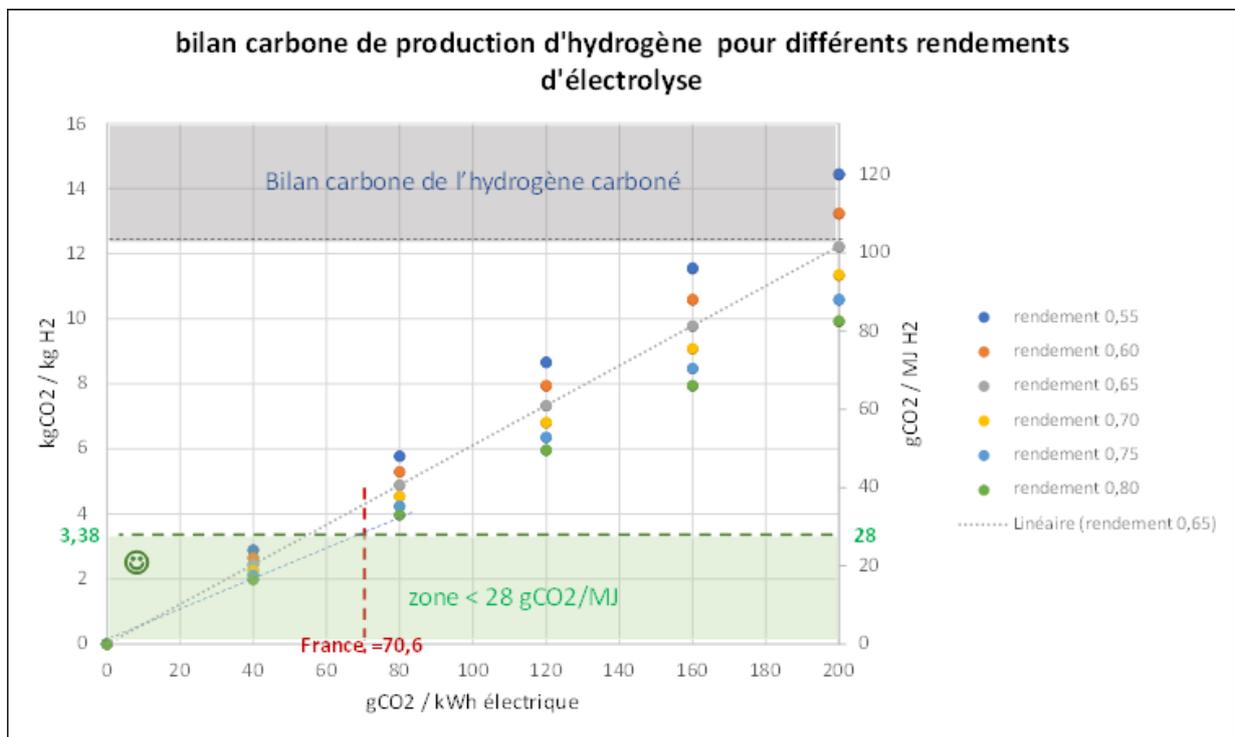


Figure 3 : Bilan carbone de production d'hydrogène par électrolyse

### Objectifs de production à court terme

REPowerEU<sup>17</sup> propose comme cible pour l'UE à l'horizon 2030 une production de 10 millions de tonnes par an d'hydrogène renouvelable. Pour aider à compléter le déploiement de cette filière dès 2030, l'UE pourrait importer 10 Mtonnes d'hydrogène renouvelable supplémentaires.

En France, le remplacement de l'hydrogène

carboné provenant du reformage de gaz naturel (41 % des 900 ktH<sub>2</sub>/an) par de l'hydrogène bas carbone nécessiterait une consommation électrique de l'ordre de 22 TWh (pour un rendement d'électrolyse de 65 %) et des capacités d'électrolyseur (pour un fonctionnement 8 000 h/an) de l'ordre de 2,8 GW soit environ 3 tranches de centrales nucléaires.



<sup>17</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>

## Émissions de polluants autres que le CO<sub>2</sub>

Dans le secteur des transports l'hydrogène peut être utilisé pour produire de la chaleur dans un moteur à combustion interne ou pour produire de l'électricité dans une pile à combustible.

- Dans un moteur thermique, les températures de combustion d'hydrogène plus élevées devraient entraîner des émissions de NOx plus importantes qu'il s'agira de post traiter. La mise au point du moteur thermique 100 % hydrogène ne semble pas mûre à l'échelle industrielle et grand public.

- La pile à combustible présente les avantages d'un meilleur rendement théorique, d'absence d'émissions polluantes

et du confort de la traction électrique. Cependant, en ce qui concerne les bilans énergétiques et CO<sub>2</sub> finaux, il faut noter que le rendement d'une pile à combustible varie beaucoup avec son point de fonctionnement.

Dans le cas illustré ci-dessous, et contrairement au moteur thermique ICE (internal combustion engine), le rendement de la pile PEMFC (Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell) varie énormément en fonction de son point de fonctionnement. On constate que ce rendement chute drastiquement pour une puissance délivrée inférieure à 15 % de la puissance maximale empêchant ainsi tout fonctionnement « au ralenti ».

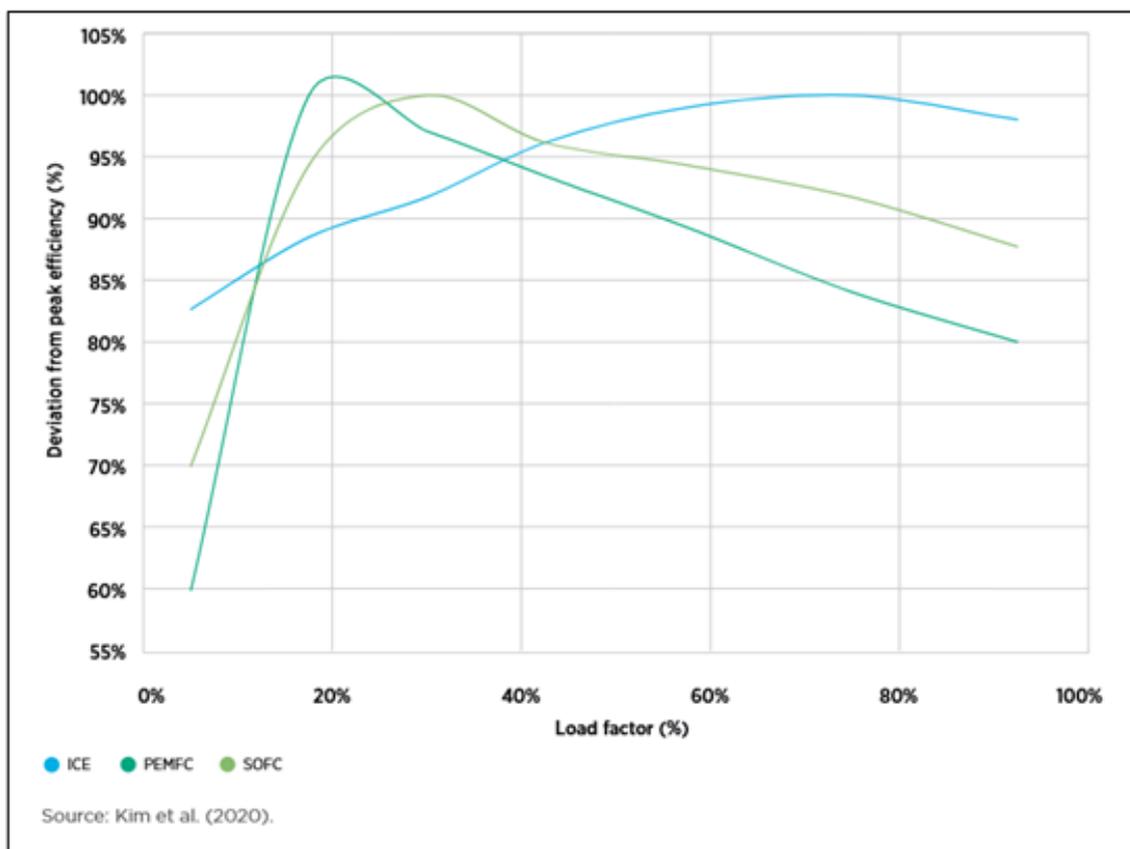


Figure 4 : Écart de rendement d'un système complet de pile à combustible PEM et SOFC vs un moteur thermique<sup>18</sup>

Seules des simulations précises sur les appels de puissance liés à l'usage permettront de quantifier la consommation d'hydrogène et de conclure précisément sur l'intérêt de la technologie PEMFC.

<sup>18</sup> IRENA (2022), Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part II - Technology review of hydrogen carriers, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

## 1.1.3 Difficultés techniques liées au développement de l'hydrogène



Trois paramètres clés liés aux lieux géographiques de production de l'hydrogène renouvelable, à la capacité de production des énergies renouvelables et à leur intermittence risquent cependant d'obérer l'usage de l'hydrogène comme carburant à court et moyen terme :

Les pays les plus compétitifs pour la production d'électricité verte dédiée à l'électrolyse ne sont pas les pays aujourd'hui consommateurs et un **transport d'hydrogène** entre les lieux de production et de consommation sera donc nécessaire. La très faible énergie massique de l'hydrogène (sous forme liquide ou gazeuse) rend ce transport onéreux et une intense recherche se développe actuellement pour définir un vecteur de transport plus dense énergétiquement sous forme d'ammoniac ou de e-fuel par exemple.

**Le bilan énergétique** global de conversion de l'électricité en hydrogène suivie de sa combustion dans un moteur est très faible comparativement à une utilisation directe de l'électricité couplé à un moteur électrique (voir figure 6). La décarbonation globale de l'industrie, des transports et des ménages impose le remplacement des carburants fossiles par des quantités d'énergie renouvelables si importantes, que l'électricité verte produite dans un horizon proche ne permettra pas de subvenir à tous ces besoins. L'électricité renouvelable qui doit alimenter les

électrolyseurs sera mise en concurrence avec d'autres usages ; une priorisation devra donc se faire et le rendement énergétique lié à l'utilisation de cette électricité en sera un des inducteurs principaux.

**L'intermittence** des énergies renouvelables entraîne des variations de puissance électrique qui sont incompatibles avec la longévité des électrolyseurs (vieillesse accélérée des matériaux et des catalyseurs) et qui ne permettent plus de travailler régulièrement dans les plages de fonctionnement optimisées d'un point de vue du rendement. Il est donc nécessaire de prévoir des réservoirs d'énergie tampons pour pallier ce déficit (réservoir d'hydrogène, batterie etc.) ou de concevoir de nouveaux matériaux/nouveaux process moins sensibles à ces variations (prioritairement de température).

L'association d'électricité renouvelable et d'électricité issue du réseau national permettraient de stabiliser la production et de minimiser les coûts de production mais augmenterait en contre-partie le bilan carbone final de l'hydrogène.



### 1.1.3.1 Transport et Stockage de l'hydrogène

L'hydrogène, compte tenu de la taille de sa molécule (et corrélativement de sa température de liquéfaction extrêmement basse  $-253\text{ °C}$ ), présente une énergie volumique très faible. La taille des réservoirs nécessaire pour couvrir l'autonomie d'un trajet ne permet pas son usage dans le domaine maritime et limite son usage à des trajets relativement courts. La liquéfaction bien

que très dispendieuse en énergie (environ 30 % de l'énergie embarquée) et source de perte par boil-off est souvent obligatoire.

Pour comparaison les contenus énergétiques d'un litre de gazole, d'un litre d'hydrogène liquide et d'un litre d'hydrogène gazeux sous 700 bars, sont respectivement de 9 kWh, 2.4 kWh et 1.4 kWh.

#### Gazoduc :

- Une première solution pour éviter le stockage concerne l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel à hauteur de 6 % en volume (projet GRYHD et Jupiter 1 000 en cours) ; une cible de 10 % est proposé à l'horizon 2030.
- Des projets de gazoduc dédiés à l'hydrogène ont récemment fait l'objet de signatures de contrats, entre la France et l'Espagne (H<sub>2</sub>MED) ou entre l'Allemagne, le Danemark et la Norvège, et devraient voir le jour d'ici 2028.

#### Stockage à 700 bars :

- Il est communément admis une capacité de 1 kWh H<sub>2</sub>/litre de réservoir.
- Quantum communique sur une capacité 1,2 kWh/l de réservoir et 1,5 kWh/kg<sup>19</sup> (chiffres variables en fonction de la taille et la technologie du réservoir).
- Pour un transport routier, 28 tonnes de réservoir permettent de transporter 0,955 tonne d'hydrogène comprimé (source JEC).

#### Stockage à l'état liquide :

- Environ 1,3 kWh /litre de réservoir (résultat variable en fonction de la taille et la technologie du réservoir).
- Pour un transport routier 24 tonnes de réservoirs permettent de transporter 3,5 tonnes d'hydrogène liquide (source JEC).



<sup>19</sup> <https://www.qtw.com/product/hydrogen/>

### 1.1.3.2 Bilan énergétique

Utilisé comme carburant dans un moteur thermique ou dans une pile à combustible, les rendements moyens communément admis sont respectivement de 50 et 40 % (mais comme dit précédemment, fortement variables en fonction du point de fonctionnement de la pile ou du moteur et donc de l'usage du client final).

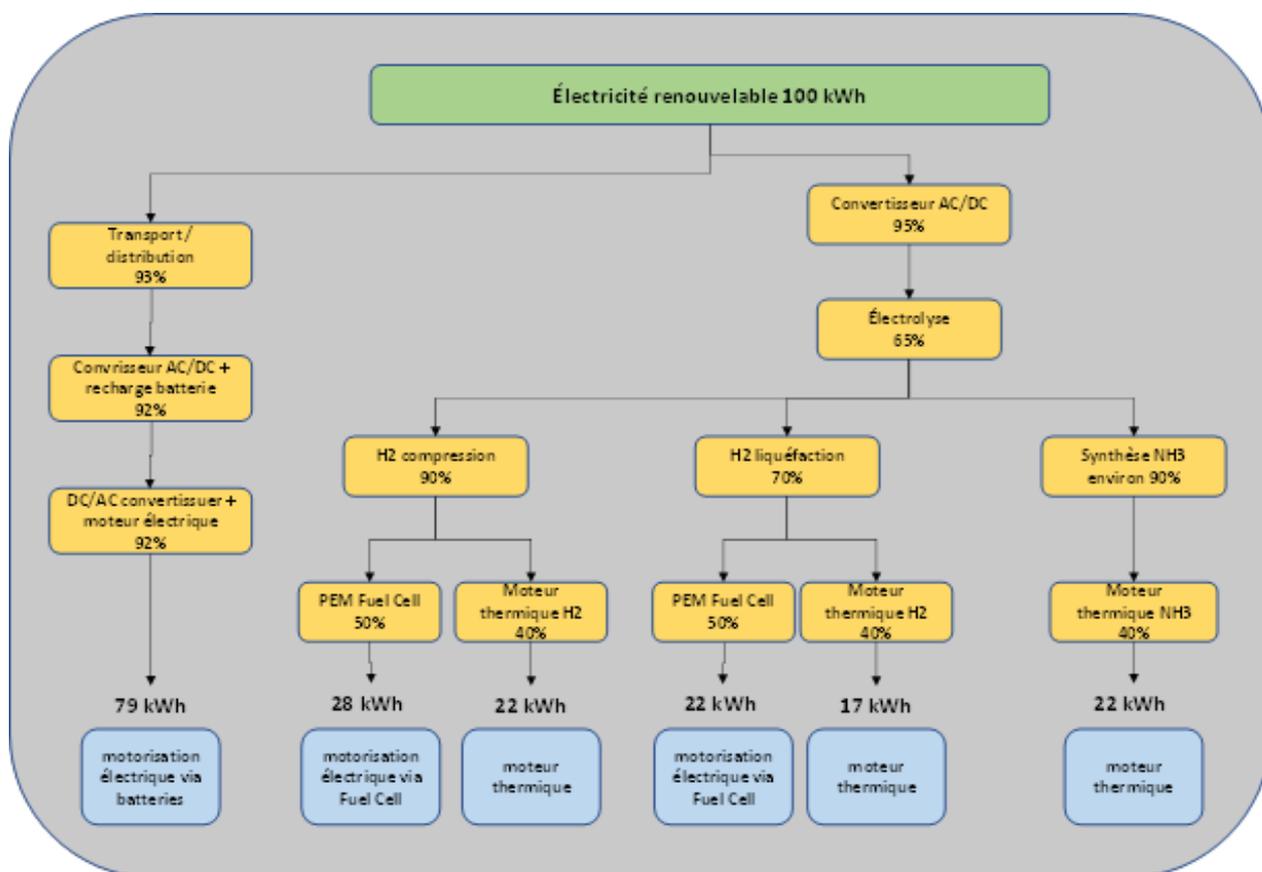


Figure 5 : Rendement d'usage de l'électricité sur les filières hydrogène et batterie

Le produit des différents rendements à chaque étape donne le rendement final de la chaîne du processus utilisé ; ainsi la filière électrolyse présente un rendement maximum de 28 %. On constate également sur cet exemple simple que la filière pile à combustible ne se distingue qu'à la marge de la filière moteur thermique. Ce schéma n'a pas valeur démonstrative mais indicative et ici encore, seul l'usage final, avec ses appels temporels de puissance et d'énergie, permettra de simuler la consommation d'énergie finale.

#### Fuel Cell vs batterie :

Pour un même parcours routier, l'utilisation d'hydrogène dans la pile à combustible nécessite donc 2,5 fois plus d'énergie électrique que la traction alimentée par les batteries. Dans un contexte où les capacités d'électricité renouvelable (ou bas carbone) seront limitées, des arbitrages sur la base de rendements énergétiques pourraient être prioritaires.

### 1.1.3.3 Technologie d'électrolyseurs et intermittence de leur fonctionnement

On distingue trois types d'électrolyseurs<sup>20</sup>, la France disposant pour chacun d'entreprises à la pointe de l'innovation : une technologie ancienne et éprouvée, celle des électrolyseurs alcalins (dont Mc Phy est un fabricant reconnu), une technologie plus récente et qui reste à développer sur un plan industriel, à membranes échangeuses de protons ou PEM (avec Elogen) et une technologie à haute température très prometteuse mais encore peu mature au niveau technologique, celle des électrolyseurs à oxydes solides ou SOEC.

Chaque technologie possède ses avantages et inconvénients comme résumé dans le tableau ci-dessous. Les rendements des électrolyseurs PEM et alcalins avoisinent les 65 % (70 à 75 % dans les meilleurs cas), le rendement de la pile haute température pouvant atteindre les 80 %. Si la puissance nominale par unité de surface

joue directement sur le CAPEX, le prix du kWh et le rendement de l'électrolyseur influenceront sur les coûts d'OPEX ; il est couramment admis que la part du prix de l'électricité compte pour 80 % dans le prix final de l'hydrogène.

Dans un contexte de dissémination sur de petites unités de production, pour coller au plus proche de la production d'énergie électrique et limiter les pertes en ligne, l'électrolyse PEM pourrait bénéficier d'un CAPEX plus intéressant ; de même dans un contexte de variabilité de la puissance électrique (ou de phases d'arrêt-redémarrage fréquentes) la technologie PEM pourrait également présenter une durée de vie supérieure. En ce qui concerne les coûts d'investissement et à la faveur d'économies d'échelle suite à une production de masse, on peut espérer une réduction des coûts de l'ordre de 50 %, et atteindre dans les 5-10 prochaines années les 400 €/kW<sup>21</sup>.

Type d'électrolyseurs	Avantages	Inconvénients
Alcalin	- Technologie la moins chère	-Durée de vie et corrosion dûes à l'électrolyte
PEM	- Adaptabilité aux cyclages en puissance - Production d'H <sub>2</sub> sous pression	- Coût global +25 % vs électrolyseur alcalin - Disponibilité des catalyseurs Pt, Ir
Haute température	- Meilleur rendement (85 % possible) - Peut fonctionner en pile à combustible	- TRL 7 à 8 (CAPEX inconnu)

Tableau 4 : Les différents types d'électrolyseurs

<sup>20</sup> [https://www.senat.fr/fileadmin/Fichiers/Images/opecst/quatre\\_pages/OPECST\\_2021\\_0032\\_note\\_hydrogene.pdf](https://www.senat.fr/fileadmin/Fichiers/Images/opecst/quatre_pages/OPECST_2021_0032_note_hydrogene.pdf)

<sup>21</sup> <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction>

## Quelques exemples d'électrolyse industrielle :

### **Technologie PEM :**

- Mise en route en septembre 2021 à Bécancour, au Québec d'une unité d'électrolyseur PEM d'une capacité de 20 MW alimentée par une source d'électricité hydraulique.
- Construit dans la zone de Port-Jérôme-sur-Seine (Seine-Maritime), dans le cadre du projet Normand'Hy, un électrolyseur PEM (Air Liquide) d'une capacité de 200 MW doit produire annuellement 28 000 tonnes d'hydrogène afin d'alimenter les industriels du bassin normand dès 2025.

### **Technologie alcaline :**

- Sur le site de la Mède, Total et Engie collaborent sur le projet « Masshyla » de production d'hydrogène dit « renouvelable et bas carbone » d'une capacité de production de 50 tonnes par jour ; l'électrolyseur serait en partie alimentée par une centrale photovoltaïque de 8 MW.

### **Technologie SOEC :**

- Projet MultiPLHY - programme européen Clean Hydrogen Partnership : 2,6 MW (couplée à la chaleur résiduelle d'une raffinerie à Rotterdam).
- Consortium CEA, Genvia et Sylfen avec des ambitions de 1 MW en 2024 puis 300 MW en 2030.

**Remarque :** Dans les 3 cas ci-dessus (PEM et alcalin), l'électricité renouvelable (d'origine éolienne ou photo-voltaïque) est toujours couplée à une source complémentaire d'électricité non intermittente qui permet de stabiliser les niveaux de puissance d'alimentation.



## 1.1.4 Coûts



Pour un fonctionnement optimisé sur une source de puissance non intermittente (nucléaire) on peut considérer de manière simplifiée que la contribution de l'OPEX (pour l'essentiel correspondant au prix de l'électricité) rentre pour 80 % dans le coût final de production de l'hydrogène; ainsi le scénario illustré ci-dessous propose, pour différents rendements d'électrolyseurs, le coût attendu du kg d'hydrogène en fonction du prix du kWh électrique.

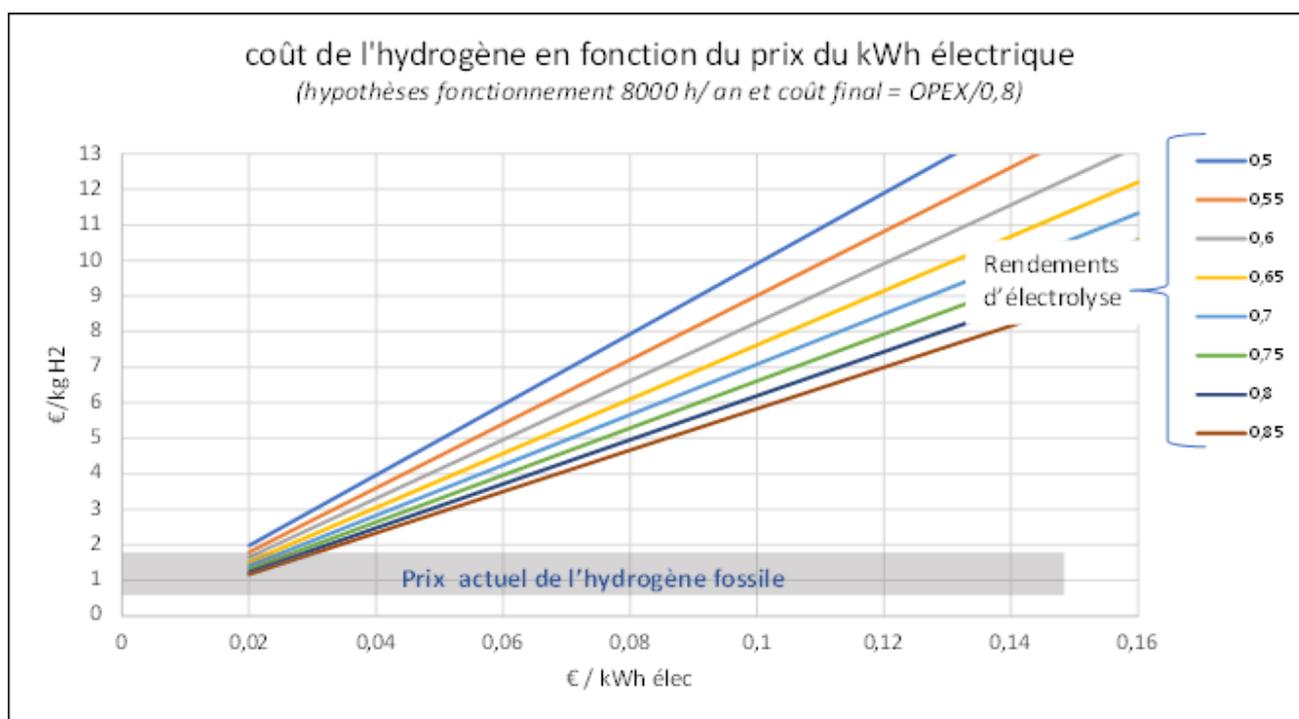


Figure 6 : Coûts de l'hydrogène en fonction du prix du kWh électrique et du rendement d'électrolyse

On constate qu'un prix inférieur à 0,03 €/kWh et un rendement d'électrolyse supérieur à 75 % sont nécessaires pour atteindre un coût équivalent à celui de l'hydrogène carboné.

Avec une taxe carbone de 100€/tonne CO<sub>2</sub>, le coût de l'hydrogène augmente d'environ 1 €/kg d'hydrogène<sup>22</sup>, ce qui permettrait de produire de l'hydrogène vert de manière compétitive avec un prix du kWh de l'ordre de 0,04 à 0,05 €.

Ces prévisions sont un peu plus pessimistes que celles de l'IEA présentées ci-dessous.

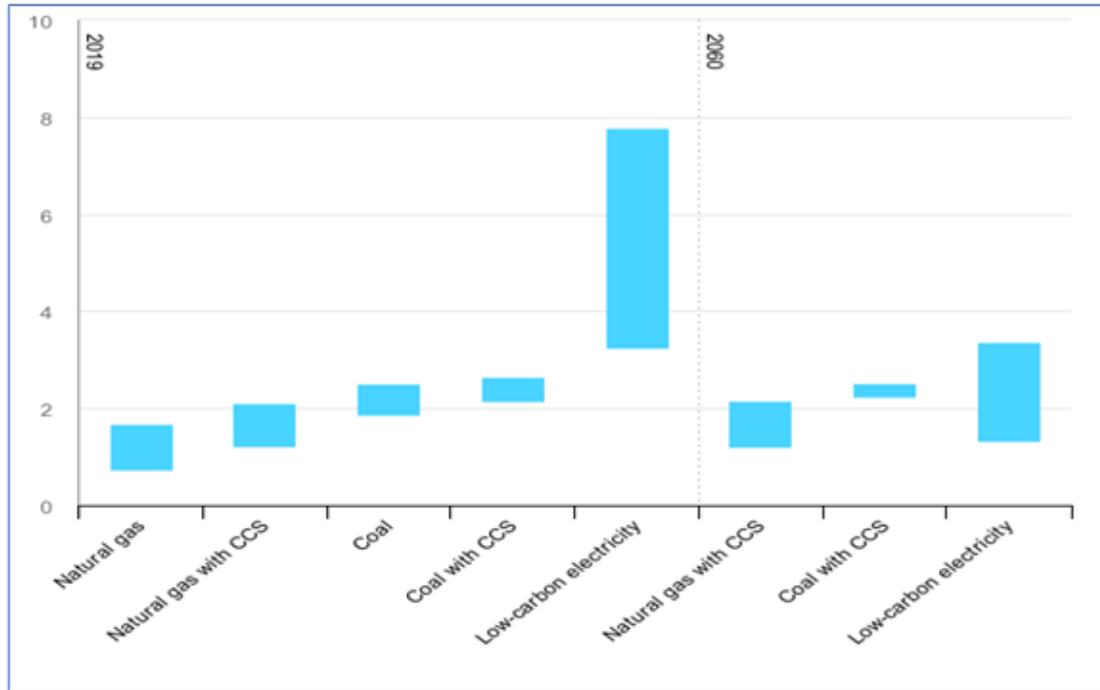


Figure 7 : Coût estimé des différents modes de production d'hydrogène<sup>23</sup>

Outre le prix du kWh, le taux d'usage de l'électrolyseur est un paramètre important à prendre en compte puisqu'il intervient directement dans l'amortissement du CAPEX. Le scénario ci-dessous<sup>24</sup> présente un coût actualisé de production d'hydrogène renouvelable, avec un taux d'usage réduit à 3 200 heures/an, de l'ordre de 5 €/kg H<sub>2</sub> en prenant en compte les hypothèses suivantes :



• Coût de l'électricité : 50 €/MWh



• Rendement électrolyseur : 65 %



• CAPEX électrolyseur : 700 €/kW



• Coût moyen du capital : 10 %

<sup>22</sup> En prenant 110 gCO<sub>2</sub>/MJ pour la production d'hydrogène par SMR et 28 g/MJ la production d'hydrogène bas carbone, on obtient une taxe CO<sub>2</sub> de : ((110-28) /1E6) tCO<sub>2</sub>/MJ x 120 (MJ/kgH<sub>2</sub>) x 100 €/t CO<sub>2</sub> = 0,984 €/kgH<sub>2</sub>

<sup>23</sup> IEA, Global average levelised cost of hydrogen production by energy source and technology, 2019 and 2050, IEA, Paris <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-average-levelised-cost-of-hydrogen-production-by-energy-source-and-technology-2019-and-2050>, IEA. Licence: CC BY 4.0

<sup>24</sup> Green hydrogen cost reduction IRENA 2020



### 1.2.1 Bilan CO<sub>2</sub> et Analyse de cycle de vie



Une étude de l'ICCT<sup>25</sup> (International Council on Clean Transportation) permet de comparer les bilans de cycles de vie (incluant la fabrication du camion, du carburant, du réservoir d'hydrogène et de la pile à combustible) entre l'utilisation d'hydrogène en pile à combustible d'une part et le gazole dans un moteur thermique d'autre part (hypothèse d'usage dans les 2 cas d'une durée de vie de 20 ans et 1,3 millions de km pour un 44 tonnes).

Cette étude démontre que si l'hydrogène gris n'apporte qu'une diminution à la marge voire nulle des émissions CO<sub>2</sub>, l'hydrogène vert en pile à combustible permettra une réduction notable de 60 à 70 % des émissions de CO<sub>2</sub> par rapport à celles d'un poids lourd à motorisation gazole traditionnelle.

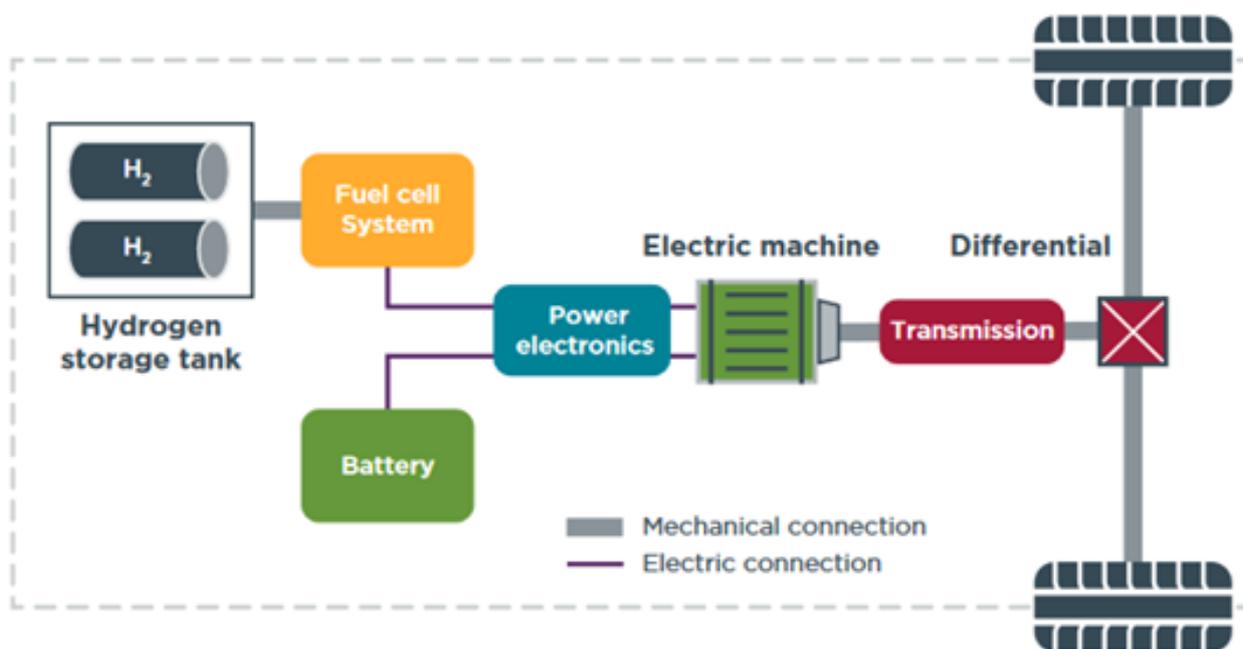


Figure 8 : Principe de traction électrique avec pile à combustible

## 1.2.2 Autonomie



Dans une autre étude de l'ICCT<sup>26</sup>, les auteurs dimensionnent l'espace disponible susceptible d'accueillir les réservoirs d'hydrogène et calculent la masse d'hydrogène embarquée en utilisant l'hydrogène comprimé à 350 bars, 700 bars ou liquéfié.

Avec un volume de stockage disponible estimé à 2 000 litres on obtient des capacités de stockage respectivement de 32, 54 et 72 kg d'H<sub>2</sub> (voir tableau ci-dessous). En combinant ces capacités à la consommation moyenne de 9 kg d'H<sub>2</sub>/100 km pour un poids lourd de 19 tonnes on obtient les autonomies ci-dessous.

Technologie de stockage	Capacité maximale de stockage embarquée (kg)	Autonomie (km)	
		Technologie actuelle	Technologie future
<b>350 bars</b>	32	370	500
<b>700 bars</b>	54	600	800
<b>Liquide</b>	72	800	1000

Tableau 5 : Volumes de stockage de l'hydrogène et autonomie

Si l'hydrogène comprimé semble actuellement être la voie privilégiée de stockage pour des raisons de coûts, Daimler a récemment expérimenté l'alimentation de pile à combustible à partir de 2 réservoirs d'hydrogène liquide permettant de **couvrir une autonomie de 1 000 km.**

Toutefois, on rappelle que le stockage sous forme d'hydrogène liquide nécessite de dépressuriser régulièrement le réservoir en

admettant une certaine quantité de fuite de gaz dans l'atmosphère (boil-off) de l'ordre de 1 à 5 % du contenu du réservoir par jour; un tel système de stockage nécessite donc de maximiser l'utilisation du moyen de transport dans le temps. En raison de ses coûts énergétique et financier et de la contrainte de la logistique de l'hydrogène liquide, l'hydrogène comprimé restera sans doute un candidat plus adapté aux flottes à rayonnements local et national.

<sup>26</sup> Fuel cell electric tractor-trailers : Technology overview and fuel economy ICCT 2022

## 1.2.3 Projets en cours



L'hydrogène comme carburant routier fait actuellement l'objet de nombreux projets aussi bien dans le cadre de son utilisation en pile à combustible que dans un moteur thermique.

Côté constructeur, Hyundai développe un moteur à combustion interne de 11 litres d'une puissance de 300 kW (402 chevaux), qui pourrait être disponible à l'horizon 2025. D'autres constructeurs (Cumins, etc.) ont des projets similaires qui pourraient déboucher sur une production en série à court terme.

Le rendement théoriquement plus élevé et l'absence d'émission de NOx d'une pile à combustible sont les principaux atouts de cette technologie. Tous les constructeurs européens de poids lourds prévoient un développement des piles à combustible pour la 2<sup>nd</sup>e moitié de la décennie actuelle avec des ambitions d'autonomie de l'ordre de 1000 km.

Aux Pays-Bas, dans le cadre du projet européen HyTrucks, Air Liquide, le port d'Anvers et le réseau de stations DATS 24 du groupe de distribution Coruyt mettront en place, d'ici 2025, un réseau pour alimenter en hydrogène près de 300 à 1 000 camions aux Pays-Bas, en Belgique et en Allemagne. Shell New Energies s'est aussi associé à Daimler Truck pour créer un réseau d'avitaillement en hydrogène reliant les grands sites de Daimler à ses propres sites de production et aux ports de Rotterdam, Cologne et Hambourg. Air Liquide, pour sa part, a été retenu par Daimler Truck pour fournir un système de ravitaillement mobile en hydrogène et en établir les futures normes internationales.

En Normandie on peut noter différents programmes visant au déploiement de l'hydrogène avec :

### Le projet EAS-Hymob

- (Easy AccesS to Hydrogen Mobility) qui doit permettre de constituer un premier maillage de 15 infrastructures de recharge hydrogène (350 et 700 bars) sur les grands axes routiers normands reliant les grandes agglomérations. L'installation de chaque station de ravitaillement sera synchronisée avec le déploiement d'une flotte d'environ 250 véhicules hydrogène.

### Le projet ROAD

- (Sté Chéreau) et la fabrication industrielle d'un semi-remorque frigorifique prévue fin 2023.

### Nomad Car Hydrogène

- (pile à combustible) porté par TRANSDEV.

## 1.3 Transport fluvial



La disposition possible de réservoirs d'hydrogène fréquente et régulière le long des berges reliés entre eux par un pipeline d'hydrogène pourrait faciliter l'avitaillement des navires fluviaux. Encore une fois, et compte tenu de la faible énergie volumique de l'hydrogène, le compromis volume de réservoir, durée d'avitaillement sera un facteur clé pour le choix de ce carburant ; seule une étude au cas par cas des usages pourra permettre de conclure quant à son intérêt. Le passage en zone urbaine ZFE pourrait profiter de ce type de motorisation électrique pour des questions non seulement de pollution mais également de silence.

### Projets :

Le projet PROMOVAN H<sub>2</sub> (pour propulsions et motorisations innovantes) réunissant LMG Marin, CFT et E2F sous la houlette de VNF, cherche à modéliser des systèmes de propulsion utilisant en priorité les technologies de l'hydrogène. Promovan H<sub>2</sub> s'inscrit dans la continuité de Promovan 1 (2009-2014) qui avait modélisé les cycles de navigation de différents types de bateaux, dont les pousseurs et automoteurs pour le fret fluvial, afin d'optimiser leurs cycles de consommation énergétique. Promovan H<sub>2</sub> va fournir des fiches techniques par types de bateau (et donc de leurs cycles de consommation énergétique) qui indiqueront comment les équiper en solutions zéro émission.

Dans le cadre du consortium, Flagships Sogestran Group a équipé un automoteur d'une pile de 400 kW (le ZULU stationné au Havre).

La compagnie norvégienne Norled a inauguré fin mars 2023 le premier ferry à hydrogène liquide au monde, le MF Hydra (capacité de 80 véhicules et 300 passagers) ; ce bateau possède une motorisation hybride batterie - pile à combustible. Les 2 piles à combustible de 200 kW chacune sont alimentées à partir d'un réservoir d'hydrogène liquide de 80 m<sup>3</sup> ; toutefois, ce ferry s'apparente plus à un bac de type fluvial évoluant dans les fjords qu'à un navire.

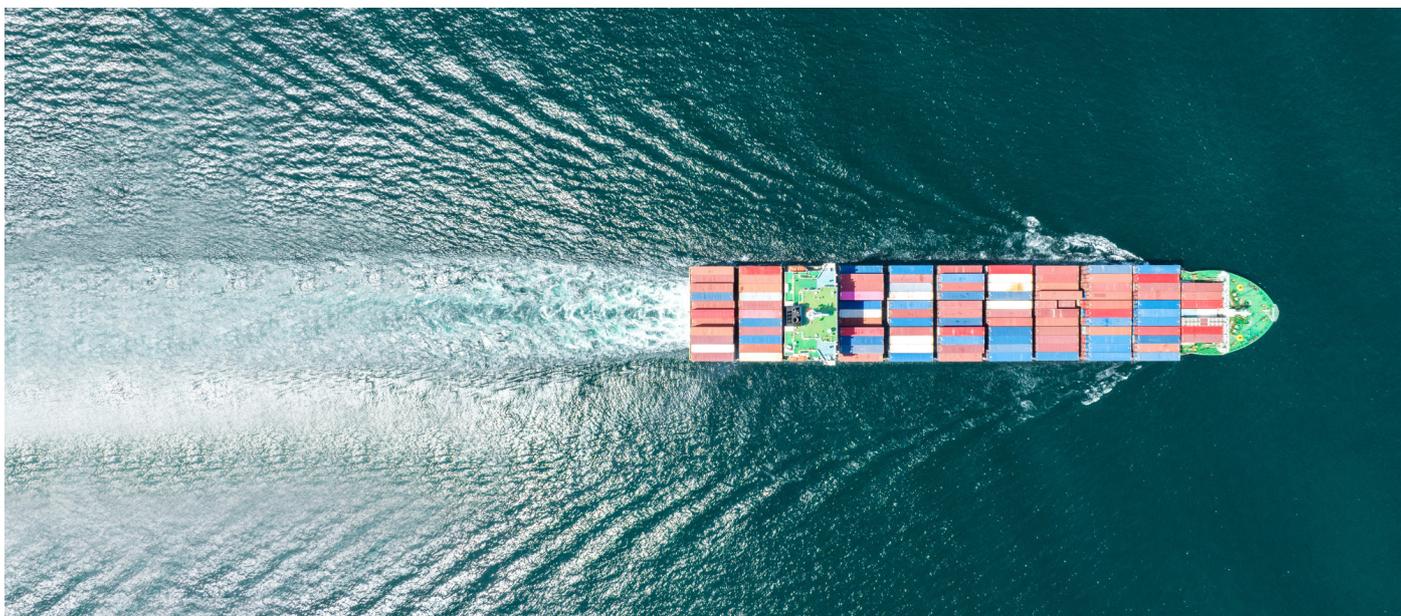


## 1.4 Transport maritime



Le volume de stockage de l'hydrogène nécessaire aux transports maritimes longue distance ne permet pas de développer une propulsion à l'hydrogène ; les solutions potentielles concerneront des e-carburants (de densité énergétique plus élevée) produits à partir d'hydrogène vert tel que le e-ammoniac (3,2 MWh/m<sup>3</sup>), le e-méthanol (4,3 MWh/m<sup>3</sup>) ou les e-fuel (9 MWh/m<sup>3</sup>).

En revanche, l'hydrogène peut être utilisé dans une pile à combustible pour subvenir au réseau de bord en substitution des groupes électrogènes classiques, notamment lorsque le bateau est au mouillage à proximité de zones résidentielles. Dans cette optique, le projet ELEMENTA H<sub>2</sub> vise le développement d'une barge flottante pour l'alimentation électrique autonome de navires, via une pile à combustible (1,5 MW) et un stockage d'hydrogène pressurisé embarqué. Le cas d'application identifié permettra d'alimenter des navires en cours de chargement-déchargement dans le Port de Rouen.



## 1.5 Transport ferroviaire



Aujourd'hui près de mille trains TER bimodes ou seulement Diesel circulent en France. Ces matériels roulants datent pour moitié des années 1990 et des années 2000. Ainsi, ce sont près de 450 trains qui devront être renouvelés à partir de 2028/2030, et le reste environ dix à quinze ans plus tard. Avec une consommation pouvant atteindre 200 litres de gasoil pour parcourir 100 km, les TER diesel polluent environ 9 fois plus que leurs homologues électriques. Le tableau 6, confirme cette hiérarchie, même en Allemagne où l'électricité est plus fortement carbonée. L'hydrogène utilisée en pile en combustible n'est compétitif, ici encore, que si l'électricité fournie à l'électrolyseur est fortement décarbonée.

	traction	Source d'énergie	KgCO <sub>2</sub> /km
Voie électrifiée 5 kWh électrique/km	électrique	électricité France	0,40
		électricité Allemagne	2,31
Pile à combustible 5 kWh électrique/km	électrolyse + PaC	électricité France	1,32
		électricité Allemagne	7,68
	steam reforming + PaC	gaz naturel	4,18
Train moteur diesel 1 l gazole/km	thermique	diesel	3,31
Train moteur hybride 1 l gazole/km	thermique - batterie	hybride	2,82

Tableau 6 : Bilan CO<sub>2</sub> des différents types de motorisations ferroviaires

Dans le cadre du rapport du député B. Simian<sup>27</sup>, sur « le verdissement des matériels roulants du transport ferroviaire en France » Alstom et Bombardier ont été audités et ont détaillé leur stratégie respectivement pour la technologie pile à combustible et la technologie batterie (voir chapitre sur l'électricité). En résumé, les coûts d'exploitation semblent beaucoup plus élevés pour la technologie hydrogène mais les solutions optimales diffèrent en fonction des usages finaux (voir chapitre suivant sur le déploiement de la filière hydrogène).



<sup>27</sup> Rapport final sur le verdissement des matériels roulants du transport ferroviaire en France (nov 2018)

Le rapport Simian publie une carte des lignes susceptibles d'accueillir une expérimentation hydrogène ; en Normandie et Ile de France, seule la ligne Fécamp – Le Havre a été proposée.

Carte des lignes / zones identifiées par les Régions au terme de la consultation écrite comme susceptible d'accueillir une expérimentation hydrogène

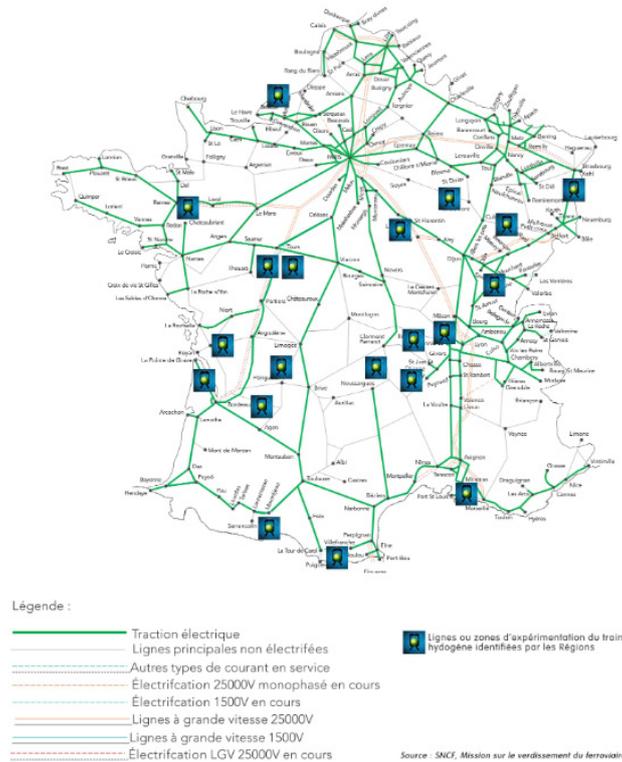


Figure 9 : lignes ferroviaires susceptibles d'accueillir une expérimentation hydrogène

## Déploiement de la filière hydrogène :

Actuellement en France, 12 rames Regiolis H<sub>2</sub> sont actuellement en fabrication par Alstom et seront livrées aux régions en 2025 ; leur traction électrique est assurée à 100 % par une pile à combustible. Une rame pré-série a effectué ses premières circulations sur réseau ouvert en France sur la ligne Tours-Loches début février 2023. Disposant d'une autonomie de 600 km ces rames pourront transporter 220 passagers.

En Allemagne, il a été mis en service en août 2022 cinq trains à pile à combustible sur la ligne Cuxhaven-Buxtehude, dans le nord-ouest de l'Allemagne longue de 126 km ; 15 trains de passagers diesel seront à terme remplacés par le modèle Coradia iLint de Alstom. Ces trains seront rechargés quotidiennement sur une station hydrogène déployée par Linde, partenaire du projet. Dotée d'une capacité de 1 600 kilos de

H<sub>2</sub> par jour, celle-ci est présentée comme l'une des plus grandes stations au monde.

Cependant, une étude commandée par le Land de Baden-Württemberg (Allemagne) et publiée en octobre 2022 conclut que l'électrification des lignes ferroviaires existantes, ou l'option pour des trains hybrides à batteries seraient bien moins coûteuses, que le remplacement des modèles actuels par des trains à pile à combustible. Selon le ministre des transports du Land, Winfried Hermann, « Les trains à pile à hydrogène ne seront plus envisagés dans un avenir proche pour diverses raisons opérationnelles et économiques. En comparaison directe, cette technologie n'a pu s'imposer sur aucun des itinéraires examinés dans le Bade-Wurtemberg, en raison des caractéristiques de l'infrastructure et de l'exploitation ».

<sup>28</sup> <https://www.H2-mobile.fr/actus/allemande-pourquoi-land-abandonne-trains-hydrogene/>

Parmi les inconvénients pointés par le rapport : « stations de remplissage coûteuses ; faible efficacité, consommation d'énergie élevée et coût élevé ; nécessité éventuelle d'augmenter le nombre de trains car l'autonomie ne serait pas suffisante pour une journée entière de voyage ; disponibilité limitée de l'hydrogène vert ; et nécessité de réapprovisionner continuellement les stations de remplissage d'hydrogène ».

Nous citons également cette conclusion du rapport Simian qui nous semble ici pertinente : « Le choix dépend largement des usages et des profils de charge du système énergétique de propulsion, eux-mêmes liés aux caractéristiques des lignes ferroviaires sur lesquelles le matériel est amené à circuler. Pour de très longs trajets, de grandes vitesses, des lignes en forte déclivité, il est peu probable que des solutions de type hydrogène s'imposent. Mais les perspectives restent largement ouvertes pour les autres usages (trains régionaux, tram-train et trains de manœuvre notamment). »

Les solutions technologiques les plus intéressantes seront donc le fruit d'un

compromis entre différents paramètres liés aux infrastructures, aux coûts de maintenance, à l'autonomie au prix de l'électricité réseau et au prix de l'hydrogène décarboné.

Enfin une remarque du rapport de B. Simian ouvre la voie à une synergie intéressante :

« Depuis la réforme de 2008, les grands ports maritimes sont gestionnaires de leur réseau ferroviaire. En outre des opérateurs ferroviaires de proximité interviennent dans ces ports. Des industries de raffinage, pétrochimiques, chimiques mais aussi sidérurgiques sont localisées dans les zones industrialo-portuaires de ces grands ports maritimes. Elles produisent de l'hydrogène gris qui peut être produit en excès. Il existe donc une réelle opportunité pour l'expérimentation d'une locomotive fret à hydrogène dans ces grands ports maritimes. Les ports pourraient constituer un terrain d'expérimentation d'une telle locomotive dont l'utilisation pourrait être ultérieurement élargie en fonction des résultats obtenus et en utilisant de l'hydrogène vert. La France pourrait être ainsi précurseur dans le domaine. »



## 1.6 SWOT

- L'hydrogène vert, produit par électrolyse à partir d'électricité renouvelable, présente un excellent pouvoir de décarbonation par rapport au gazole (-90 %).
- Volonté européenne de déploiement de l'électrolyse : installation de 6 gigawatts (GW) d'électrolyseurs pour la production d'un million de tonnes d'hydrogène renouvelable d'ici 2024 puis de 40 GW pour dix millions de tonnes d'ici 2030.
- Possibilité de circuler dans les zones ZFE
- Projets signés de pipeline d'hydrogène reliant divers pays européens (FR-ES et DE-DK)
- Si pile à combustible, retrofit possible sur les trains électriques existants
- Trains à hydrogène (pile à combustible) produits industriellement et d'ores et déjà en activité
- Filières automobile et poids lourds déjà fortement impliquées industriellement et qui tirent les prix des piles à combustibles vers le bas.
- Transport routier : l'hydrogène liquide permet d'envisager une autonomie de l'ordre de 1 000 km.

- Nombreux scénarios à l'étude permettant de diminuer le coût futur de l'hydrogène, touchant la taille et la fabrication des électrolyseurs, la réduction de catalyseurs à partir de métaux précieux, la chimie des membranes électrolytes et bénéficiant d'un taux d'apprentissage identique à celui du photovoltaïque.
- Un prix du CO<sub>2</sub> voisin de 250 €/t permettrait à l'hydrogène renouvelable ou décarboné de concurrencer l'hydrogène gris issu de la conversion d'hydrocarbures. Un prix entre 100 € et 200 €/t inciterait a minima au CCS en vue de passer de l'hydrogène gris à l'hydrogène bleu.
- Processus innovants pour produire de l'hydrogène propre permettant d'abaisser les coûts d'OPEX : pyrolyse du méthane (sans production de CO<sub>2</sub>), Steam Reforming de bio méthane, électrolyse haute température à haut rendement.
- Le déploiement français de Small Modular Reactor permettrait l'alimentation de giga électrolyseurs à proximité (moins de perte énergétique sur le réseau) et une consommation locale (moins de perte énergétique dans les transports).

- L'hydrogène vert 100 % électricité renouvelable (hors filière hydraulique) n'est pas encore prête technologiquement et serait 2 à 3 fois plus cher que l'hydrogène bleu.
- Très faible énergie volumique compensée par des volumes de réservoir important = coût plus élevé et diminution du volume de marchandise embarquées.
- Logistique de distribution de l'hydrogène à mettre en place (approvisionnement, stockage, avitaillement).
- Perte énergétique importante pour le stockage sous forme comprimée (10 %) et sous forme liquéfiée (30 %).
- A plus de 20-30 USD/MWh électrique l'électrolyse (techno actuelle) n'est pas compétitive avec l'H<sub>2</sub> bleu.
- Compromis coût de production/ coût de transport : les grosses capacités de production d'électricité renouvelables se trouvent éloignées de l'Europe et nécessitent un coût d'acheminement élevé ; inversement de petites unités de productions locales plus chères permettraient de minimiser les coûts de transport.
- La réglementation européenne fixe une limite à l'hydrogène jaune (nucléaire).
- Stockage et consommation de l'hydrogène excédentaire dans les gazoducs déjà en place (6 % en volume en énergie et 10 % dans un proche avenir) ; cette utilisation de l'hydrogène ne nécessite pratiquement aucun coût supplémentaire d'infrastructure.
- Coût d'investissement (hors infrastructure) supérieur de 30 % vs train diesel et 20 % vs hybride
- Coût d'investissement (hors infrastructure) supérieur au moteur diesel (700 à 1 000 €/kW pour la pile à combustible vs 300 € pour le moteur diesel et 500 € pour un moteur hybride).

- Autre usage de l'hydrogène que celui de la pile à combustible : l'hydrogène fabriquée dans des pays riches en EnR pourrait être converti directement sur place en carburant plus dense en énergie (SAF, e-MeOH, e-diesel) pour être transporté vers les pays du Nord.
- L'hydrogène vert pourrait remplacer en priorité l'hydrogène gris (70 Mt/an) dans la chimie lourde (pétrole, NH<sub>3</sub>) retardant sa disponibilité pour le transport.

# 2. AMMONIAC

---



## 2.1 Généralités

Tout comme l'hydrogène, l'ammoniac peut être classé dans la catégorie des RFNBO non carbonés sous réserve que le bilan  $\text{CO}_2$  de sa fabrication soit inférieur de 70 % à celui du carburant remplacé (ici le carburant diesel pris en référence); nous prendrons donc pour hypothèse dans ce rapport, une cible d'émission pour la production de l'ammoniac inférieure à  $28 \text{ gCO}_2/\text{MJ NH}_3$  (identique à celle de l'hydrogène).

L'ammoniac possède deux atouts qui font de lui un carburant de remplacement potentiel des carburants fossiles; sa facilité de stockage sous forme liquide avec une énergie volumique suffisante pour envisager des trajets sur de longues distance et l'absence d'émission  $\text{CO}_2$  lors de sa combustion. Sur ce dernier point, l'hydrogène rentrant dans la fabrication de l'ammoniac doit donc être d'origine renouvelable

pour produire du « e- $\text{NH}_3$  » et non plus, comme traditionnellement pour les 180 Mt produites annuellement via le procédé Haber Bosch, d'origine fossile (issu de vapo-reformage de méthane ou de charbon); la problématique économique de l'ammoniac renouvelable rejoint donc en de nombreux points celle de l'hydrogène renouvelable.

Par contre, les médiocres qualités de l'ammoniac en tant que combustible moteur font encore l'objet de différents travaux pour permettre à terme un développement industriel de cette filière; des motoristes tels que MAN, Wärtsilä, HIMSEN pensent pouvoir proposer une technologie aboutie dès 2024. L'ammoniac peut également être craqué par reformage et décomposé en azote et hydrogène, hydrogène qui pourra alimenter à son tour un moteur thermique ou une pile à combustible.

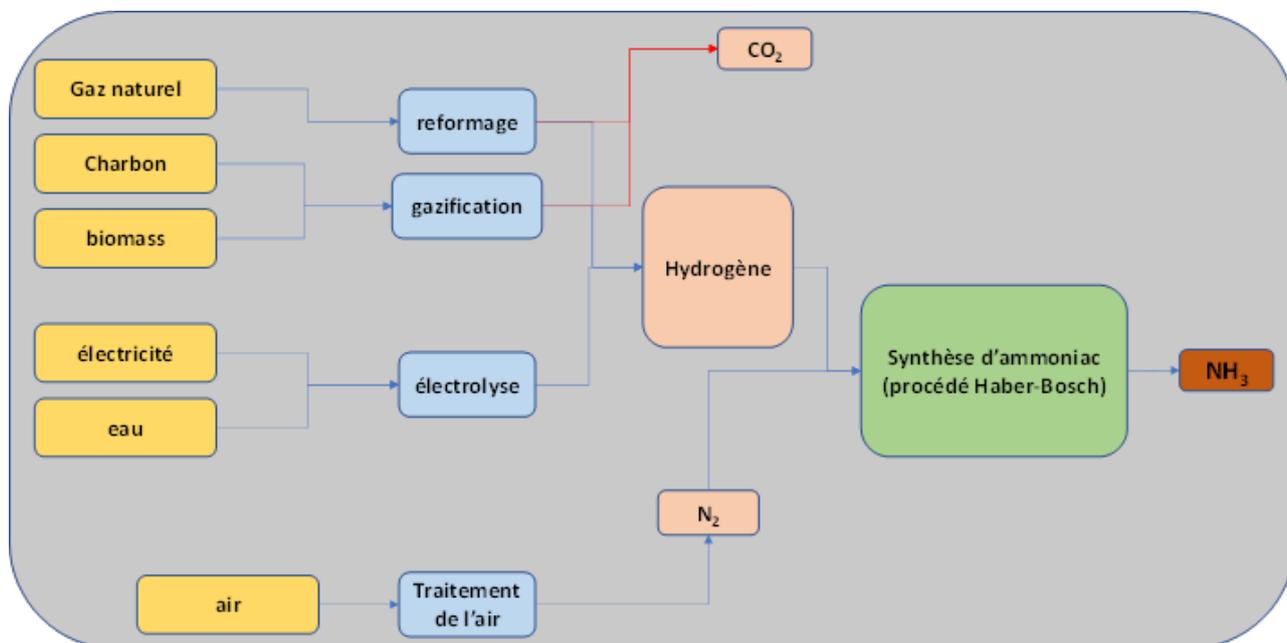


Figure 10 : Principes de fabrication de l'ammoniac

## 2.1.1 Bilan énergie et capacité de production



On considère ici une fabrication d'ammoniac à partir d'hydrogène obtenu par électrolyse. Le tableau ci-dessous présente les postes les plus consommateurs d'énergie (en gras) et qui permettent d'estimer le bilan énergétique final de la production d'ammoniac (>12 kWh électrique /kg NH<sub>3</sub>).

Les **trois étapes principales** concernent :

- L'électrolyse de l'eau (rendement 65 %)
- La production d'azote par extraction de l'air et concentration
- Les consommations auxiliaires nécessaires dans tout le processus de transformation

Contenu énergétique H <sub>2</sub>	33,0	kWh/kg H <sub>2</sub>
Contenu énergétique NH <sub>3</sub>	18,6	MJ/kg NH <sub>3</sub>
	5,17	kWh/kg NH <sub>3</sub>
% massique H <sub>2</sub> dans NH <sub>3</sub>	0,177	kg H <sub>2</sub> /kg NH <sub>3</sub>
Rendement électrolyseur	0,65	
Électrolyse de l'eau	61	kWh/kg H <sub>2</sub>
Consommation d'eau pour l'électrolyse	9	kg H <sub>2</sub> O/kg H <sub>2</sub>
Séparation N <sub>2</sub>	0,8	kWh/kg N <sub>2</sub>
% massique N <sub>2</sub>	0,82	kg N <sub>2</sub> /kg NH <sub>3</sub>
<b>Électrolyse de l'eau</b>	<b>10,8</b>	<b>kWh/kg NH<sub>3</sub></b>
<b>Séparation N<sub>2</sub></b>	<b>0,66</b>	<b>kWh/kg NH<sub>3</sub></b>
<b>Auxiliaire pour synthèse NH<sub>3</sub></b>	<b>0,66</b>	<b>kWh/kg NH<sub>3</sub></b>
<b>Énergie de production e-NH<sub>3</sub></b>	<b>12,12</b>	<b>kWh/kg NH<sub>3</sub></b>
<b>1GW d'électricité verte (8 000 h/an)</b>	<b>660</b>	<b>kt NH<sub>3</sub>/ an</b>

Tableau 7 : Chiffres clés de la production d'ammoniac

On peut noter un rendement final (hors énergie nécessaire à la production d'électricité elle-même) inférieur à 43 % (= 5,17/12,12).

Ce tableau permet de fixer un ordre de grandeur des puissances nécessaires à mettre en jeu pour la production d'ammoniac ; il faut environ 1 GW d'électrolyse avec un taux d'usage de 8 000 heures par an pour assurer la production d'hydrogène nécessaire à la fabrication de 660 kt de NH<sub>3</sub>/an (à comparer aux 180 Mt produit annuellement).

## 2.1.2 Bilan environnemental



La combustion de l'ammoniac présente un certain nombre d'avantages en terme d'émissions TtW de gaz polluants, tels que l'absence d'émissions de CO<sub>2</sub>, de composés soufrés (SOx), d'hydrocarbures (HC), et de particules.

Cependant l'ammoniac ne peut présenter un intérêt d'un point de vue de la décarbonation globale WtW que s'il est produit à partir d'hydrogène décarboné (voir paragraphe 1.1.2.); en effet, l'hydrogène actuellement utilisé dans la fabrication de l'ammoniac est produit par vapo-reformage de méthane principalement mais aussi de charbon ou de naphta ; le bilan CO<sub>2</sub> global WtW résultant est de 1,6 à 3,8 tCO<sub>2</sub>/tNH<sub>3</sub> selon la source fossile primaire (respectivement méthane ou charbon)<sup>29</sup> soit de 90 à 137 gCO<sub>2</sub>/MJ d'NH<sub>3</sub>. Le bilan WtW du e-ammoniac est de 12 gCO<sub>2</sub>/MJ, soit une réduction de 87 % par rapport au gazole.

De la même manière que pour l'hydrogène, on peut calculer le bilan carbone de fabrication de l'ammoniac, lié à la

consommation d'électricité et à son contenu CO<sub>2</sub>. Le tableau 7 indique une consommation énergétique globale de 12,12 kWh par kg d'ammoniac se répartissant pour (environ) 90 % dans la production d'hydrogène, 5 % dans la production d'azote et 5 % pour le process chimique de synthèse. Sous réserve de l'hypothèse que l'ensemble de ces besoins énergétiques sont assurés par l'énergie électrique, le graphe ci-dessous représente l'évolution du bilan carbone de fabrication de l'ammoniac en fonction de l'intensité carbone du kWh électrique.

On constate donc que, pour produire un ammoniac suffisamment décarboné répondant à la norme de 28 gCO<sub>2</sub>/MJ le seuil maximal du mix électrique est de 43 gCO<sub>2</sub>/kWh.

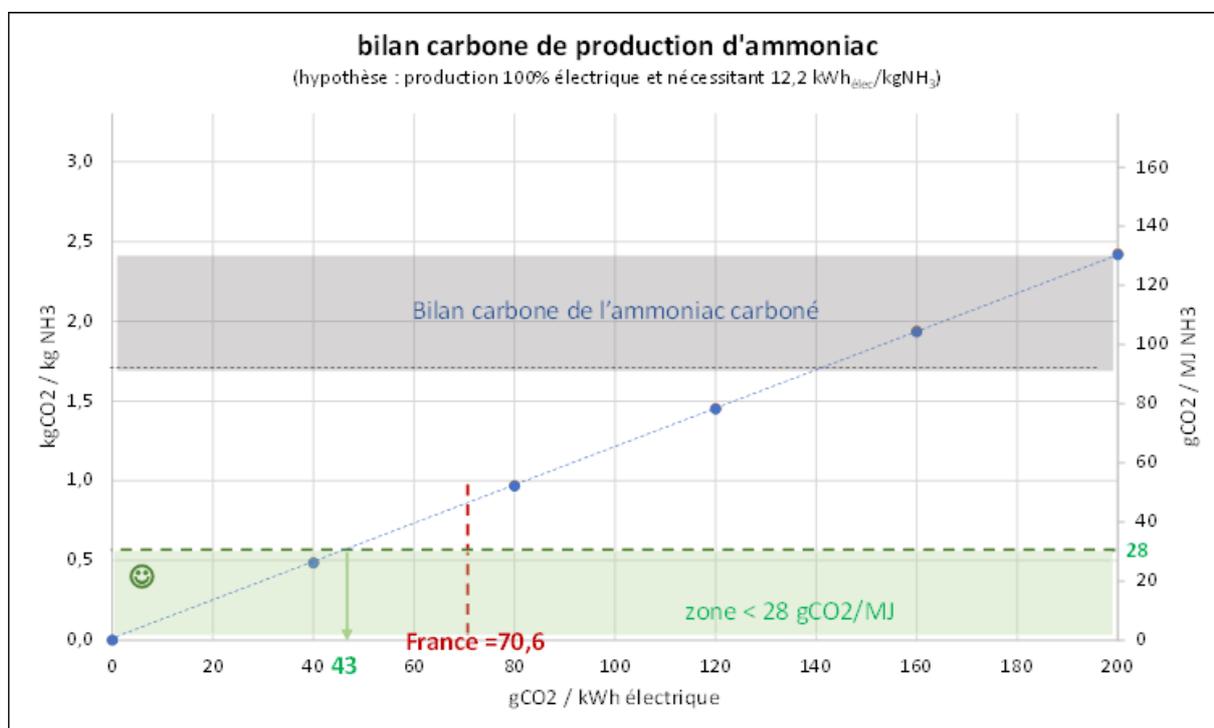


Figure 11 : Bilan carbone de production d'ammoniac

<sup>29</sup> Potential of ammonia as fuel in shipping (EMSA-2021/2022-4837444)

## Emissions liées à la combustion de l'ammoniac :

La très faible propagation de flamme de l'ammoniac et sa haute température d'auto-inflammation (630 °C vs 210 °C pour le diesel) rendent nécessaire l'utilisation d'un carburant secondaire (« pilot fuel » de type gazole ou hydrogène) qui aidera à réguler la combustion finale; cette alimentation parallèle de 5 à 10 % en carburant fossile génère nécessairement des émissions de CO<sub>2</sub> et de NOx qui augmenteront le bilan final WtW et dont une partie, les NOx, devra être éliminée par un post-traitement catalytique.

D'autre part les émissions potentielles de N<sub>2</sub>O (protoxyde d'azote) dont le potentiel de

réchauffement global très élevé (265 sur 100 ans) pourrait annuler tous les avantages de l'ammoniac doivent faire l'objet d'une attention particulière. En ce qui concerne les fuites d'ammoniac (de type « imbrulés »), la limite de rejet par les moteurs thermiques équipés de SCR fixée à 10 ppm dans les transports routiers pourraient servir de référence à la navigation et nécessiterait (tout comme pour le traitement des NOx) des systèmes de post traitement adaptés. Tous ces systèmes de post traitement ont aujourd'hui une très bonne maturité industrielle mais présentent des surcoûts non négligeables.

## Toxicité :

La toxicité de l'ammoniac reste également un point important à maîtriser lors de son stockage, de son utilisation ou lors de fuites accidentelles. En effet, par inhalation il peut causer la mort (concentration > 300 ppm) ou des œdèmes pulmonaires et autres difficultés respiratoires (pour des concentrations de 70 à 300 ppm); il est corrosif avec la peau et les yeux pouvant causer des dommages permanents jusqu'à la cécité. S'il est déversé dans l'eau il se transforme en hydrate d'ammonium présentant une toxicité relative pour la faune aquatique. de réchauffement global très élevé (265 sur

100 ans) pourrait annuler tous les avantages de l'ammoniac doivent faire l'objet d'une attention particulière. En ce qui concerne les fuites d'ammoniac (de type « imbrulés »), la limite de rejet par les moteurs thermiques équipés de SCR fixée à 10 ppm dans les transports routiers pourraient servir de référence à la navigation et nécessiterait (tout comme pour le traitement des NOx) des systèmes de post traitement adaptés. Tous ces systèmes de post traitement ont aujourd'hui une très bonne maturité industrielle mais présentent des surcoûts non négligeables.



## 2.1.3 Stockage



L'ammoniac est stocké sous forme liquide à température ambiante sous forme comprimée (16-18 bars) ou à basse température (-33 °C) et pression ambiante.

Dans ces conditions, il est le carburant décarboné présentant l'énergie volumique la plus élevée avec 11,4 MJ par litre de réservoir (12,9 MJ/l de liquide) loin devant l'hydrogène liquide (5 MJ/litre de réservoir). L'ammoniac est énergétiquement moins dense que le gazole ou le VLSFO (very low sulphur fuel oil); cet écart devra-t-être compensé d'un facteur correspondant, soit par une augmentation de la taille des réservoirs soit par une fréquence d'avitaillement supérieure, entraînant dans les 2 cas respectivement une diminution de la capacité d'embarquement ou une diminution de vitesse de transport.

En général, et pour des raisons de quantité d'acier utilisée, le stockage de l'ammoniac sous pression sera préféré pour les petites quantités alors que les containers réfrigérés seront employés pour les grosses quantités, avec pour 1 tonne de réservoir en acier, une capacité de stockage d'ammoniac respectivement de 2,8 tonnes à température ambiante sous forme comprimée et 45 tonnes sous forme liquide à -33 °C.



## 2.1.4 Coûts



Les diverses sources de données<sup>30 31</sup>, nous permettent de calculer des prix indicatifs des carburants et de remplir le tableau ci-dessous (données prises pour le VLSFO 640 USD/t; Gaz Naturel 4 USD/MBtu; NH<sub>3</sub> fossile 400 USD/tonne; NH<sub>3</sub> carboné + CCS 484 USD/tonne).

L'ITF<sup>32</sup> (International Transport Forum) estime un coût de production de l'e-ammoniac à 140 \$/MWh en prenant en compte un prix de 50 \$/MWh électrique; ces chiffres sont cohérents avec ceux pris pour l'hydrogène incluant une part d'OPEX dans le prix final de 80 %; en effet,  $(50/0,43)/140 = 83 \%$ . Ainsi pour un prix actuel de 100 €/MWh électrique, on peut estimer le prix de l'e-ammoniac à 280 €/MWh.

Inversement, on peut conclure qu'un prix de 20 à 30 USD/MWh d'électricité (environ 18 à 27 €/MWh) permettrait de concurrencer les prix des carburants fossiles actuels. Dans son rapport (réf 11) IRENA aboutit à une conclusion similaire : « these "actual VLSFO" price levels would need electricity cheaper than USD 25/MWh and an electrolyser cost lower than USD 400/kWélec. Thus, the cost of ammonia will remain higher than fossil fuel alternatives in the short to medium term. »

Carburant	VLSFO	Gaz naturel	NH3 fossile	NH3 bleu	Carburant NH3 vert	
USD/MWh de carburant	54	45	77	94	54 (20 USD/Mwh <sub>élec</sub> )	88 (30 USD/Mwh <sub>élec</sub> )

Tableau 8 : Prix comparés des carburants en \$/kWh

Les chiffres donnés ci-dessus évoluent constamment dans le temps en fonction des cours du Brent ou des aléas géopolitiques. Cependant, à iso contenu énergétique, l'ammoniac d'origine fossile reste en général 40 % plus cher que les carburants fossiles.



<sup>30</sup> IRENA 2022 : Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal; Part II

<sup>31</sup> Ammonia: zero-carbon fertiliser, fuel and energy store Issued: February 2020 DES5711; The Royal Society

<sup>32</sup> The Potential of E-fuels to Decarbonise Ships and Aircraft, International Transport Forum Policy Papers, 2023, No. 111, OECD Publishing, Paris.

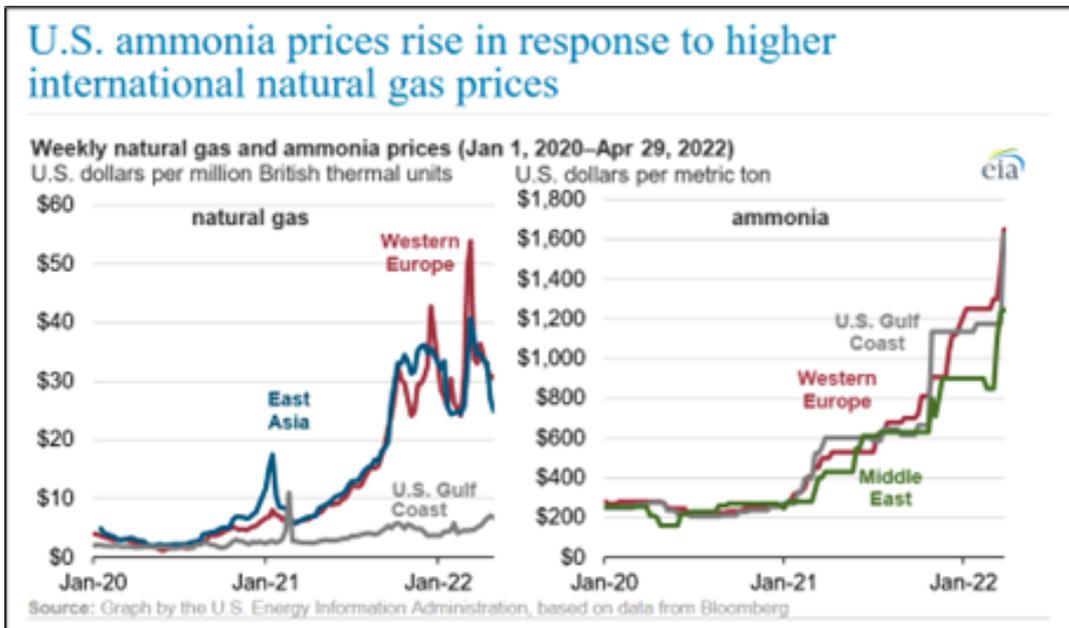


Figure 12 : Évolution des prix des carburants fossiles et de l'ammoniac entre 2020 et début 2022

Le tableau 9 recense les investissements nécessaires pour la mise en œuvre d'unités de production de taille comparable à celles actuelles i.e. 3 000 tNH<sub>3</sub>/j (et permettant les économies d'échelle indispensables); l'installation d'électrolyseur d'une capacité de un GW nécessite des investissements de l'ordre du milliard d'euros; les énergies intermittentes renouvelables ne pourront assurer qu'un taux de charge partiel et le coût final du carburant ammoniac s'en trouvera notablement

augmenté. L'intermittence du fonctionnement (avec les montées et chutes de puissance corrélatives) pose d'autre part des problèmes de fiabilité (vieillesse prématurée des catalyseurs et des infrastructures) qui font aujourd'hui l'objet de nombreux travaux de recherche. Au prix d'une chute de rendement importante, des réservoirs d'hydrogène tampon pourraient fournir la puissance manquante, ajoutant ainsi 35 à 150 USD/tNH<sub>3</sub> (10 à 40 %) au prix final.

Le tableau ci-dessous donne les principaux investissements CAPEX à réaliser dans la filière NH<sub>3</sub>; ces valeurs trouvées dans la littérature ne sont jamais précisément justifiées et sont donc à prendre avec beaucoup de précautions.

Filière ammoniac	Système	Prix	Capacité installée
électrolyseur	électrolyseur	900 USD/kW	1 GW
Stockage sur bateau	stockage sur bateau	651 USD/tNH <sub>3</sub>	3 000 t de carburant
Moteur NH <sub>3</sub>	VLSFO	680-930 USD/kW	10 MW
Post traitement	post traitement catalytique	50-100 USD/kW	10 MW

Tableau 9 : CAPEX de la filière ammoniac

## 2.1.5 Infrastructure de transport



L'ammoniac est stocké dans des réservoirs isothermes (jusqu'à 45 kt) ou dans des réservoirs sous pression (1 à 2 kt). 38 ports à travers le monde exportent de l'ammoniac alors que 88 en importent dont 8 qui simultanément en exportent et en importent.

Le port de Rotterdam a signé un MoU avec Transhydrogen Alliance pour importer 0,5 Mt H<sub>2</sub>/an (ou 3,8 Mt/an d'ammoniac) à partir de 2024. Sur terre, il existe déjà une infrastructure de pipelines dédiée à la distribution de l'ammoniac totalisant 3 060 km aux USA et 2 460 entre la Russie et l'Ukraine.

## 2.1.6 Projet en cours



La fabrication d'ammoniac vert à partir d'hydrogène vert reste encore au stade confidentiel même si des projets ambitieux à travers le monde laissent présager dès 2030 un véritable essor de cette filière.

Les projets en cours totalisent à la fin de la décennie une capacité de production de 34 Mt / an d'ammoniac vert (principalement en Amérique du Sud et Australie); pour mémoire un électrolyseur de 1 GW fonctionnant 8 000 heures par an (c'est-à-dire à capacité maximale) produira environ 0,66 Mt NH<sub>3</sub>/an. La globalité des projets (incluant ceux n'ayant pas encore de date de démarrage) totalise quelques

100 Mt/an de e-ammoniac; par exemple en Australie, le Western Green Energy Hub projette en 2030 l'installation d'un parc éolien et PV d'une capacité de 50 GW pour assurer la production de 3,5 Mt/an H<sub>2</sub> ou 20 Mt/an d'ammoniac. Pour rappel, 1 GW renouvelable de capacité installée en photovoltaïque et en éolien produit respectivement environ 15 % et 30 % du temps.

Il faut rester prudent sur la réalisation de ces projets pharaoniques qui alimentent un optimisme de rigueur et une communication qui se veut rassurante sur le dynamisme de cette filière.

## 2.2 Transport maritime



### 2.2.1 Projet démonstrateur



IRENA<sup>33</sup> positionne l'ammoniac renouvelable en 2050 comme le carburant majoritaire du mix énergétique pour la marine avec 43 % du mix (soit 187 Mt), quand bien même cette solution technologique n'est toujours pas validée à grande échelle.

Un certain nombre de projets visant à motoriser des navires à l'ammoniac sont en cours principalement dans les pays scandinaves : ZEEDS (Zero Emission Energy Distribution at Sea); NoGAPS (Nordic Green Ammonia Powered Ships). MAN ES développe un démonstrateur bicylindre pour 2024 qui équipera le RoRO « Ship Color fantasy ».

En septembre 2022, NYK Line (Japon) a reçu un agrément de principe pour la mise en opération d'un navire transporteur d'ammoniac et utilisant l'ammoniac comme combustible principal (Ammonia-Fueled Ammonia Gas Carrier); une démarche HAZID sur les risques de fuites et les émissions de N<sub>2</sub>O a été conduite avec succès; la phase opérationnelle est prévue en 2026.

### 2.2.2 Craquage de l'ammoniac et pile à combustible



Le craquage d'ammoniac à haute température permet de produire de l'hydrogène par une réaction inverse de la réaction de Haber Bosch. L'hydrogène ainsi produit peut alimenter une pile à combustible (après purification des gaz) ou servir de fuel pilote dans un moteur thermique.

Néanmoins le craquage catalytique est endothermique et nécessite une forte demande d'énergie (13 % de l'énergie stockée dans le meilleur des cas<sup>34</sup>) entraînant une perte de rendement conséquente. Ce concept reste d'une relative complexité technique (notamment dans la gestion des phases transitoires) et d'un surcoût non négligeable. Les projets suivants utilisent ce système de production d'énergie pour le réseau de bord :

#### Ship FC Viking Energy

- Ship FC Viking Energy envisage en 2024 une pile à combustible haute température (SOFC) à ammoniac de 2 MW pour son réseau de bord; la pile sera livrée et installée par Wärtsilä fin 2023.

#### Amogy

- La société Amogy présente un projet de craquage catalytique de l'ammoniac en hydrogène susceptible d'alimenter une pile à combustible ou de servir de fuel pilote.

<sup>33</sup> <https://www.irena.org/publications/2022/May/Innovation-Outlook-Renewable-Ammonia>

<sup>34</sup> Ammonia: zero-carbon fertiliser, fuel and energy store Issued: February 2020 DES5711; The Royal Society

## 2.3 SWOT

- Bilan CO<sub>2</sub> très positif si l'H<sub>2</sub> est produit à partir d'électricité renouvelable ou bas carbone (< 43 gCO<sub>2</sub>/kWh élec); très faibles émissions de soufre et de particules limitées à la combustion du "pilot fuel".
- Facilité de stockage liquide à -33 °C à pression atmosphérique (ou 18 bars T° amb) allié à une énergie volumique supérieure à l'hydrogène liquide.
- Combustible multi-usage (moteur à combustion, pile à combustible, etc.).
- Possibilité d'unités de production industrielle à grande échelle par le process Haber Bosch.
- Possibilité d'utiliser des réservoirs similaires à ceux utilisés pour le LPG (rétrofit).
- Transporteur d'hydrogène et récupération d'hydrogène par craquage d'ammoniac.

- Production d'H<sub>2</sub> renouvelable et augmentation programmée du parc d'électricité renouvelable et de la filière nucléaire en France.
- Moteur à combustion d'NH<sub>3</sub> pour filière maritime développement = développement en 2024 (MANES et Wärtsila)
- Possibilité de cracker une partie de NH<sub>3</sub> en H<sub>2</sub> pour servir de "green pilote fuel".

- Seule l'électricité d'origine renouvelable ou nucléaire permettra la production de NH<sub>3</sub> bas carbone.
- Bilan GHG : émissions de polluants (N<sub>2</sub>O, Nox et NH<sub>3</sub> imbrulés) encore mal quantifiées (cycle diesel est privilégié vs cyclé Otto); le N<sub>2</sub>O a un pouvoir GHG et une durée de vie particulièrement élevés (GWP100= 265). La catalyse nécessaire présentera un surcoût.
- Bilan GHG : émissions polluantes résultant de la combustion du "pilot fuel".
- Toxicité et pollution avec de graves conséquences sur l'environnement en cas de fuites de NH<sub>3</sub> dans l'atmosphère ou dans l'eau.
- Développement nécessaire d'une nouvelle filière de moteur à combustion interne à ammoniac; pas de retrofit moteur possible.
- Nécessite d'initier la combustion par un "pilot fuel" (Gazole).
- Énergie volumique 3 fois plus faible que le gazole.
- Énergie de production très élevée (due à la production de H<sub>2</sub>)
- Aucun projet de fabrication et d'utilisation de e-NH<sub>3</sub> en France.
- Il n'y a pas encore de standards en place pour permettre l'usage de l'ammoniac comme carburant. Chaque bateau doit faire l'objet d'une demande d'autorisation spécifique.
- Le verdissement de l'industrie de l'ammoniac déjà en place pour les besoins de la chimie lourde pourrait concurrencer la mise en place de cette nouvelle filière énergétique.

- Règlementation spécifique pour les NOx et NH<sub>3</sub>.
- Électricité renouvelable et nucléaire utilisée prioritairement pour des transports électrifiés, et en concurrence avec d'autres usages émetteurs de CO<sub>2</sub> moins énergivores.
- Les projets de la fabrication de e-NH<sub>3</sub> (et donc d'hydrogène par électrolyse) seront localisés principalement dans les pays où la production d'électricité renouvelable excédera la demande nationale (souveraineté énergétique des pays européens menacée).

# 3. E-MÉTHANOL

---



## 3.1 Généralités

Le méthanol est le plus simple des alcools qui peut être utilisé comme carburant de combustion en mélange ou pur dans un moteur thermique traditionnel moyennant quelques modifications mineures.

Le e-méthanol est un carburant de type RFNBO (renewable fuel of non-biological origin) en tout point identique au méthanol fossile. La production annuelle de méthanol est de 110 Mt/an avec moins de 0,2 Mt/an de méthanol renouvelable.

### 3.1.1 Bilan environnemental

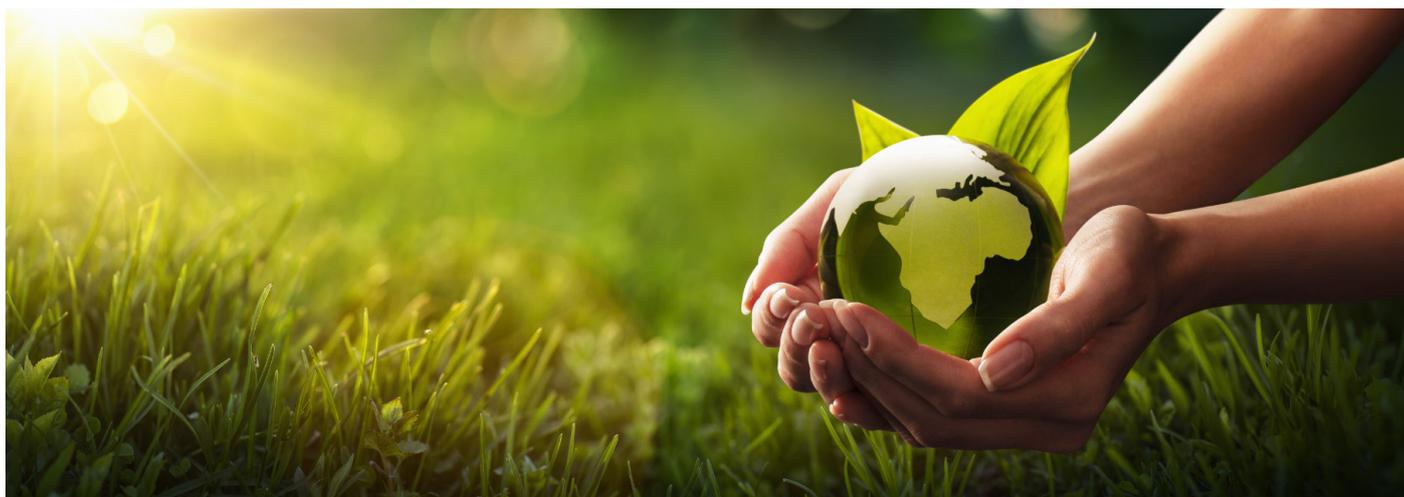


Le méthanol d'origine fossile est produit à partir de gaz naturel; son cycle de fabrication et combustion génère une émission  $\text{CO}_2$  de 93 à 101 g/MJ selon les modes d'approvisionnement du méthane.

Le e-méthanol est quant à lui produit directement à partir d'hydrogène d'origine électrolytique et de  $\text{CO}_2$ ; ce  $\text{CO}_2$  peut être capté soit dans l'atmosphère ou soit dans les effluents de diverses industries consommatrices d'énergie (centrale électrique, cimenterie etc.).

La production d'une tonne de e-méthanol nécessite au minimum 0,19 tonne d'hydrogène et 1,38 tonne de  $\text{CO}_2$ <sup>35</sup>.

L'hydrogène et le  $\text{CO}_2$  sont ici obtenus par des processus faisant appel uniquement à des consommations d'électricité. De manière similaire à l'ammoniac, les émissions liées à la production du e-méthanol correspondront donc essentiellement à l'énergie électrique dépensée pour la production d'hydrogène d'une part et pour la concentration du  $\text{CO}_2$  d'autre part.



<sup>35</sup> D'après l'équation  $\text{CO}_2 + 3 \text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2\text{O}$ , 1 mole de méthanol (32 g) nécessite 1 mole de  $\text{CO}_2$  (44 g) et 3 moles d'hydrogène (6 g).

### 3.1.1.1 Les différents modes d'obtention du CO<sub>2</sub>

On distingue principalement 3 technologies permettant de concentrer le CO<sub>2</sub> ; les technologies CCS (Capture Carbon Storage), BECCS (Bio-energy with Carbon capture and storage) et DAC (Direct Air Carbon Capture).

#### Technologie CCS :

• La technologie CCS consiste à prélever le CO<sub>2</sub> présent dans les gaz issus de combustion des centrales électriques fonctionnant au gaz ou au charbon par exemple ou issus d'autres industries émettrices de CO<sub>2</sub> telles que la fabrication d'aluminium ou de ciment. Le CO<sub>2</sub> est présent dans ces gaz avec une forte teneur de l'ordre de la dizaine de pour cents et un système de filtration permet d'atteindre assez facilement une concentration supérieure à 99 %. Dans ce cas, l'usage du CO<sub>2</sub> pour la fabrication du carburant a seulement permis de retarder les émissions de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère ; le bilan carbone final est donc voisin de celui d'un carburant fossile traditionnel.

#### Technologie BECCS :

• Le technologie BECCS est également basée sur la concentration du CO<sub>2</sub> dans les effluents industriels qui proviennent ici de la dégradation ou de processus de transformation de la biomasse (fabrication d'éthanol, etc.) ; dans ce cas, on considère le bilan carbone comme neutre (c'est-à-dire équivalent à zéro gCO<sub>2</sub> lors de la combustion) puisque le CO<sub>2</sub> rejeté a été prélevé dans le stock atmosphérique avant d'être restitué, après combustion, dans ce même stock.

Il faudra bien entendu que l'énergie nécessaire à toutes les étapes de concentration du CO<sub>2</sub> soit d'origine renouvelable. Les coûts sont compris entre 30 et 80 €/t CO<sub>2</sub><sup>36</sup> en fonction des matières premières utilisées.

#### Technologie DAC :

• La technologie DAC permet de récupérer le CO<sub>2</sub> directement à partir de l'atmosphère, de manière similaire à la capture du CO<sub>2</sub> par la biomasse ; comme précédemment pour le BECCS, le bilan carbone est ici considéré comme neutre. Mais pour atteindre une concentration finale de plus de 99 % à partir de la très faible concentration initiale du CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère (0,042 %), une forte dépense énergétique est nécessaire<sup>37</sup> ; 1 tonne de CO<sub>2</sub> nécessite environ 1 à 2 MWh thermique et 400 kWh électrique. Les coûts de production du CO<sub>2</sub> sont donc beaucoup plus élevés et communément admis entre 300 et 600 \$/tonne CO<sub>2</sub><sup>38</sup>.

<sup>36</sup> Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage CCUS in clean energy transitions IEA 2020.

<sup>37</sup> <https://www.protocol.com/bulletins/direct-air-capture-energy-use>

<sup>38</sup> Renewable Methanol : IRENA 2021

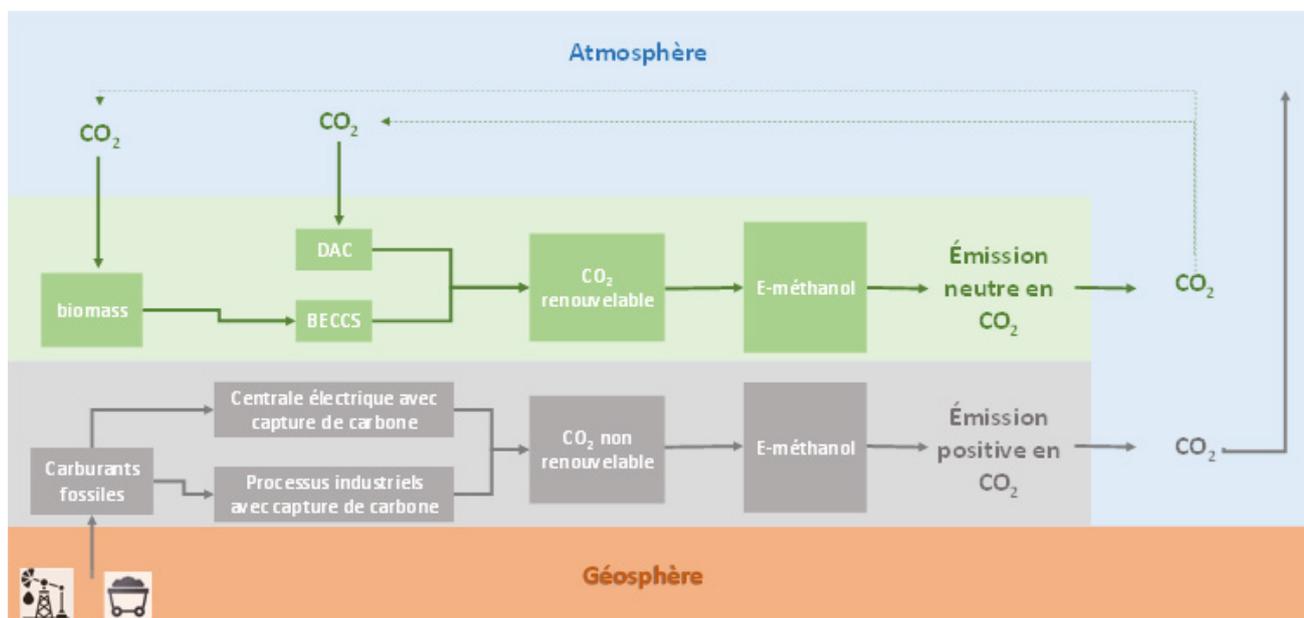


Figure 13 : Obtention du CO<sub>2</sub> et bilan carbone final (d'après Renewable Methanol : IRENA 2021)

### 3.1.1.2 Bilan carbone de production des réactifs H<sub>2</sub> et CO<sub>2</sub>

La figure ci-dessous indique le bilan CO<sub>2</sub> correspondant à la fabrication des réactifs H<sub>2</sub> et CO<sub>2</sub> dans les proportions indiquées ci-dessus pour la fabrication du méthanol (0,18 kg H<sub>2</sub> pour 1,38 kg CO<sub>2</sub>) ; dans ces calculs l'énergie nécessaire au process de fabrication du e-MeOH est considéré comme négligeable.

**3 scénarios** d'obtention du CO<sub>2</sub> sont représentés sur ce graphe avec :

- 1 scénario basse énergie de 100 Wh/kg CO<sub>2</sub> correspondant aux technologies BECCS ou CCS
- 2 scénarios moyenne et haute énergie (respectivement 1 000 et 2 000 Wh/kg CO<sub>2</sub>) correspondant à la technologie DAC.

Enfin, et de manière identique à l'hydrogène ou à l'ammoniac, pour prétendre à la classification RFNBO, le bilan carbone des e-fuels carbonés doit permettre une réduction de 70 % des émissions par rapport au gazole, soit 28 gCO<sub>2</sub>/MJ méthanol.

D'après ces courbes on peut donc conclure qu'une intensité carbone inférieure à 47 gCO<sub>2</sub>/kWh électrique est nécessaire pour atteindre cette cible. Seule l'électricité renouvelable et quelques rares pays européens tels que la Suède et la Norvège permettraient d'atteindre cette cible.

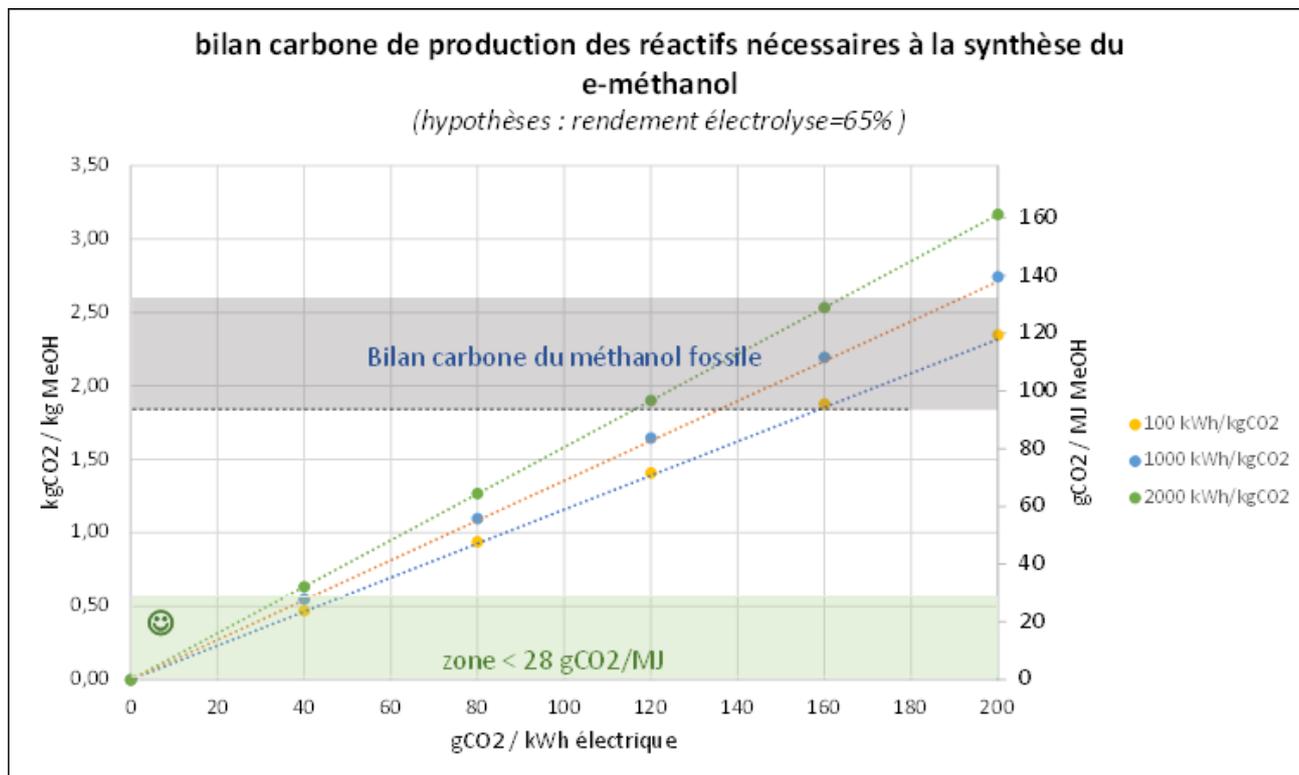


Figure 14 : Synthèse du e-méthanol : émission carbone liée à la fabrication des réactifs

### 3.1.1.3 Caractéristiques

La combustion du méthanol n'émet pas de soufre, très peu de particules (due à l'absence de liaison carbone - carbone) et moins de NOx qu'un carburant classique.

Le méthanol est un liquide incolore, soluble dans l'eau. Sa température d'ébullition est de 64,6 °C et sa densité est de 0,791 kg par m<sup>3</sup> à 20 °C. C'est un liquide facilement inflammable (point d'éclair : 12 °C en coupelle fermée) dont les vapeurs peuvent former des mélanges explosifs avec l'air (dans les limites de 6,7 à 36,5 % en volume). Les solutions aqueuses peuvent aussi s'enflammer aisément. Les feux de méthanol se caractérisent par des flammes importantes très peu visibles à la lumière du jour, un faible dégagement de fumées et un rayonnement thermique intense.

#### Toxicité sur l'homme :

L'exposition aiguë provoque des signes neurologiques (ébriété, céphalées, etc.) et une irritation digestive ou respiratoire selon la voie d'exposition. L'intoxication se caractérise surtout par une acidose métabolique et des troubles visuels pouvant conduire à la cécité. Les projections dans l'œil peuvent induire une irritation superficielle. En cas d'exposition répétée, des céphalées et des troubles visuels ont été décrits.

## 3.1.2 Rétrofit



Étant donné son indice d'octane élevé, le méthanol peut être utilisé comme additif ou en remplacement de l'essence dans les moteurs thermiques. Il peut également être utilisé dans les moteurs diesel modifiés. Son énergie volumique réduite de moitié par rapport à l'essence obligera à modifier la taille des réservoirs ou à augmenter les fréquences d'avitaillement.

Le Stena Germanica navire suédois a rétrofité ses quatre moteurs Sulzer semi-rapides 8ZAL 40S développant 32 000 chevaux pour une dépense annoncée de 22 millions d'euros. Un kit de rétrofit développé par Wärtsilä et Stena Teknik, permettra de transformer les moteurs classiques en hybride méthanol-diesel<sup>39</sup>.

### **Application en pile à combustible :**

Tout comme l'ammoniac, le méthanol peut être craqué en hydrogène pour être ensuite utilisé dans une pile à combustible; de manière similaire, la complexité de l'installation, la perte de rendement énergétique et la capacité à fonctionner à différentes puissances (hors du nominal) seront à mettre en regard de l'usage (puissance temporelle demandée par le système) avant d'investir dans un système aussi complexe.

---

<sup>39</sup> [www.meretmarine.com/fr/marine-marchande/le-stena-germanica-premier-ferry-converti-au-methanol](http://www.meretmarine.com/fr/marine-marchande/le-stena-germanica-premier-ferry-converti-au-methanol)

### 3.1.3 Coût théorique de production du e-méthanol



Le schéma suivant illustre l'influence des prix de l'hydrogène et du CO<sub>2</sub> sur le prix final du méthanol. Avec des hypothèses de 450 \$/tonne de CO<sub>2</sub> (obtenu par technologie DAC) et 5 000 \$/tonne d'hydrogène, le coût serait de 2 380 \$/tonne<sup>40</sup> (soit 0,29 \$/kWh) et donc environ 6 fois le prix du méthanol fossile actuel.

La simulation proposée prend également comme hypothèse un coût de production de 50 \$/tonne de méthanol donc quasiment négligeable. Ce coût descend à 1 100 \$/tonne, si le CO<sub>2</sub> est obtenu par la filière BECCS (80 \$/tonne CO<sub>2</sub>). Au global le coût de l'hydrogène intervient pour 60 à 85 % du prix final.

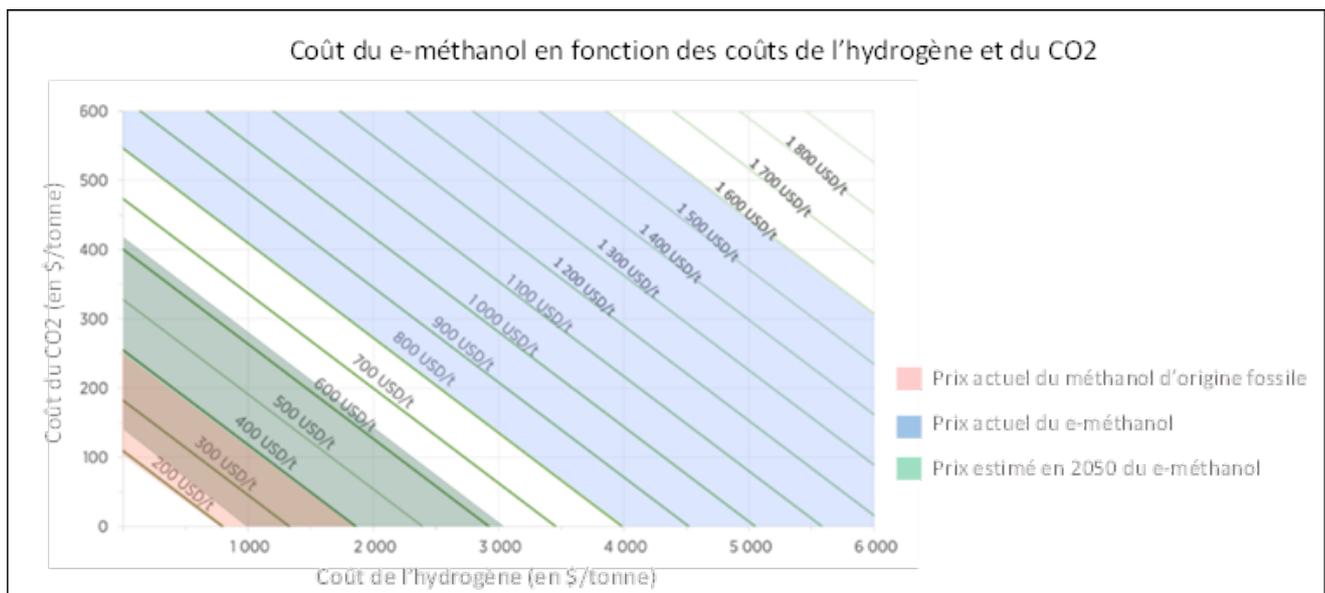


Figure 15 : Coût du e-méthanol en fonction des prix de l'hydrogène et du CO<sub>2</sub>

<sup>40</sup> D'après les bilans de l'équation de réaction chimique :  $1,38 \cdot 450 + 0,19 \cdot 5\,000 + 50 = 1\,607$  \$/tonne

## 3.1.4 Production industrielle de e-méthanol et perspectives



On trouve quelques démonstrateurs industriels de production de e-méthanol à travers le monde.

### Carbon Recycling International :

- Le groupe « Carbon Recycling International<sup>41</sup> » opère aujourd’hui le plus grand site de production au monde en Islande (l’usine George Olah) avec une production annuelle de 4 000 tonnes de e-méthanol à partir de CO<sub>2</sub> provenant de sources géothermiques et d’hydrogène électrolytique.
- Le groupe a démarré la construction d’une centrale en Chine pour produire jusqu’à 110 000 tonnes par an de méthanol bas carbone<sup>42</sup> avec du CO<sub>2</sub> capté dans les effluents d’une aciérie ; dans ce cas l’hydrogène utilisé n’est pas un hydrogène renouvelable.

### Ørsted :

- Très récemment, Ørsted a annoncé une décision d’investissement sur le site de production FlagshipONE à Örnsköldsvik, en Suède pour une production annuelle de 50 000 tonnes à partir de 2025. (Ørsted, 2022a). Le groupe s’est engagé l’an dernier auprès de Maersk à lui réserver 300 000 t par an à partir de 2025. La capacité de l’électrolyseur sera de 70 MW et le CO<sub>2</sub> sera approvisionné à partir des effluents de centrales thermiques couplées à la production de chaleur issue de la biomasse.

Dans son rapport IRENA recense également une douzaine de projets d’ici 2030 à travers le monde.

Toutes les productions actuelles utilisent la technologie CCU comme source d’approvisionnement en CO<sub>2</sub>, telle que les sources géothermiques, les centrales thermiques ou les process de chimie lourde fortement émetteurs de CO<sub>2</sub> qui permettent de travailler sur des flux constants et prévisibles de CO<sub>2</sub>. En effet, les process actuels de fabrication de e-méthanol ne sont pas du tout adaptés à des fluctuations d’approvisionnement en CO<sub>2</sub> et dans ce cas la rentabilité du système en serait sévèrement affectée (amortissement du CAPEX, vieillissement des catalyseurs avec une augmentation d’OPEX et durée de

vie du système dans sa globalité). Pour cette raison, il n’est pas envisagé à l’heure actuelle d’alimenter une technologie DAC avec de l’électricité renouvelable. Même si des travaux de recherche sont actuellement menés pour pouvoir travailler dans des conditions dynamiques, le couplage de l’électricité du réseau avec l’électricité renouvelable, entraînant indubitablement des augmentations de coût et d’émission CO<sub>2</sub>, sera vraisemblablement un compromis à mettre en œuvre.

Enfin, le caractère exothermique de la réaction de production du e-méthanol doit permettre à terme de coupler cette chaleur émise aux process DAC ou d’électrolyse haute température améliorant ainsi l’efficacité globale du procédé.

<sup>41</sup> [www.carbonrecycling.is/project-goplant](http://www.carbonrecycling.is/project-goplant)

<sup>42</sup> <https://www.carbonrecycling.is/projects#projects-shunli>

## 3.2 Transport routier



Pour les moteurs thermiques d'automobile le méthanol peut être utilisé en mélange dans l'essence à hauteur de 3 % (vol) maximum en Europe et de 12 à 16 % en Chine.

Geely, le premier constructeur automobile chinois, commence à développer des véhicules (VP et poids lourds) spécialement adaptés à ce carburant ; l'hybride « Emgrand » fonctionne ainsi au M100 (100 % de méthanol). On note toutefois très peu d'expérimentation concernant le couple méthanol-poids lourd.



## 3.3 Transport maritime



Maersk a commandé 19 porte-conteneurs capables de fonctionner au méthanol de synthèse, qui devraient être livrés d'ici 2024, et cherche à organiser à la fois les processus de production du carburant vert et les nouveaux circuits de ravitaillement de sa flotte au long des routes maritimes.

Le groupe a annoncé le 3 novembre 2022 la signature d'un protocole de collaboration avec le gouvernement espagnol et prévoit les premières livraisons d'e-méthanol d'ici 2025, avec 200 000 tonnes la première année pour atteindre 2 Mt par an à partir de 2030<sup>43</sup>. Deux des ports de ce futur réseau se trouveront en Espagne, l'un sur la façade atlantique, l'autre au sud près du détroit de Gibraltar, à proximité de sites de production d'e-méthanol.

On peut également citer différents navires propulsés au méthanol comme le Stena Germanica (50 000 t - 32 000 Hp), un ferry retrofitté naviguant entre la Suède et l'Allemagne.

De son côté, Methanex, le plus grand producteur de méthanol au monde, opère une partie de sa flotte de pétrolier (50 000 DWT) avec des moteurs MAN diesel/méthanol.

### **Méthanol et pile à combustible :**

Freudenberg a récemment obtenu l'agrément pour l'utilisation d'une pile à combustible de 500 kW alimentée au méthanol via un reformeur ; la chaleur co-produite est utilisée dans le réseau de bord. Ce processus est similaire au reformage de l'ammoniac pour l'alimentation d'une pile à combustible.



<sup>43</sup> Marine Biofuel What to expect in the 2020s : Alfa Lava avril 2021

## 3.4 SWOT

- Bilan GHG très positif sous réserve d'électricité renouvelable ou bas carbone.
- Liquide à P° atmo et facilité de stockage ou transport.
- Combustible multi-usage (moteur à combustion, turbine, pile à combustible, etc.).
- Transporteur potentiel d'H<sub>2</sub>
- Combustion moteur : pas d'émission de particules, pas de SOX, peu de NOx (possibilité d'avoir un mix eau/MeOH qui diminue les émissions de NOx).
- Mentionné comme « rapidement biodégradable ».
- Process industriel en grande partie adaptable à la fabrication du e-MeOH (avec les réactifs H<sub>2</sub> et CO<sub>2</sub> atmo à la place du méthane); possibilité d'unités de production industrielle importante.
- Coût mineurs pour une nécessaire adaptation au stockage et à la distribution et à l'utilisation (rétrofit les installations en place).
- Peut être utilisé en toute proportion avec son homologue d'origine fossile.

- Production d'H<sub>2</sub> renouvelable pour e-MeOH : augmentation programmée du parc d'électricité renouvelable et de la filière nucléaire.
- Augmentation des rendements énergétiques de production à l'étude par couplage des Small Modular Reactor et électrolyseurs Haute Température.



- La production de e-MeOH ne présente un intérêt du point de vue des émissions GHG que si l'électricité est d'origine renouvelable ou nucléaire et si le CO<sub>2</sub> n'est pas d'origine industrielle.
- Coût de production du e-MeOH plus élevé que le MeOH d'origine fossile (x6).
- Énergie volumique moitié de celle du GO - répercution sur le volume de réservoir (en compétition avec la capacité de transport) ou la fréquence de remplissage (perte de temps).
- Pas de projets de fabrication en France.
- Énergie de production du e-MeOH très élevée (production de H<sub>2</sub> et concentration du CO<sub>2</sub>).
- Aspect corrosif pour certains métaux et usage incompatible avec certains matériaux plastiques.
- Hautement inflammable et explosif.
- Létal par ingestion ou inhalation.
- Évolution nécessaire de la réglementation pour une application plus large du MeOH comme combustible.

- Électricité renouvelable et nucléaire utilisée prioritairement pour des transports électrifiés, et en concurrence avec d'autres usages émetteurs de CO<sub>2</sub>.



# 4. E-DIESEL

---



## 4.1 Bilan environnemental



Tout comme le e-méthanol, le e-diesel est un carburant de type RFNBO. Son procédé industriel de fabrication (procédé Fischer-Tropsch) diffère quelque peu de celui du méthanol, mais les réactifs de base restent identiques, à savoir l'hydrogène produit par électrolyse et le CO<sub>2</sub> issu des procédés DAC ou CCU.

Le procédé Fischer-Tropsch (FT) est utilisé depuis le milieu du siècle dernier et de nombreux sites de productions sont actuellement opérationnels pour fabriquer différents composés hydrocarbonés synthétiques à très grande échelle, de l'ordre de 10 ktonnes/jour ; SASOL en Afrique du Sud s'approvisionne à partir de charbon pour faire du « coal-to-liquid ». Des unités « gas-to-liquids » opèrent de manière similaire pour produire du carburant liquide à partir du méthane en Malaisie, Qatar, Nigéria ou Afrique du Sud.

Le procédé Fischer Tropsch peut avoir différentes variantes industrielles. La variante « directe » dans laquelle le CO<sub>2</sub> réagit directement avec l'hydrogène (en présence de catalyseurs); dans ce cas la réaction est peu sélective et le rendement relativement faible. La seconde variante « indirecte » consiste à fabriquer dans un premier temps du gaz de synthèse (mélange de monoxyde de carbone et d'hydrogène appelé syngas) par réaction entre l'hydrogène et le CO<sub>2</sub> pour alimenter ensuite le réacteur FT; c'est cette 2<sup>nd</sup>e variante qui est couramment utilisée dans le procédé FT conventionnel et qui est actuellement privilégiée dans tous les futurs projets de fabrication de e-carburants.

Le syngas peut être produit à partir de diverses sources carbonées, telle que la gazéification du charbon, du méthane ou de la biomasse. Les carburants ainsi produits à partir de matière première carbonées ne sont pas considérés comme des e-fuels puisque l'électricité est une source mineure d'énergie dans le processus de préparation du syngas. Mais le procédé FT peut être utilisé pour produire des e-carburants si le CO<sub>2</sub> est approvisionné à partir de procédés DAC ou CCU et s'il est combiné à de l'hydrogène issu d'électrolyse de l'eau.

Les produits de sortie issus du procédé FT incluent un large spectre de produit carbonés depuis les produits gazeux comme le méthane jusqu'aux combustibles lourds tels que le diesel ou le kérosène. Le choix du catalyseur et les conditions de température et de pression permettront d'orienter sélectivement la réaction vers le produit final désiré. Comme pour le méthanol, tous ces processus sont largement optimisés pour des processus d'approvisionnement en réactifs (H<sub>2</sub> et CO<sub>2</sub>) stationnaires; l'intermittence d'approvisionnement lié à l'électricité renouvelable fait actuellement l'objet de différents travaux de recherche.



De même que pour le e-méthanol, on peut évaluer l'influence de l'intensité carbone du kWh électrique sur le bilan carbone final WtW du e-diesel. Le graphe ci-dessous<sup>44</sup> montre que ce bilan est inférieur à celui du diesel fossile si le mix électrique est inférieur à 110 gCO<sub>2</sub>/kWh. Cependant et pour avoir un gain CO<sub>2</sub> significatif de 70 %, valeur qui

conditionne l'appellation RFNBO à des e-carburants dont la production a nécessité moins de 28 gCO<sub>2</sub>/MJ (de la même manière que pour l'hydrogène, l'ammoniac ou le méthanol), le mix électrique maximum autorisé doit être alors voisin de zéro gCO<sub>2</sub>/kWh, c'est-à-dire 100 % renouvelable.

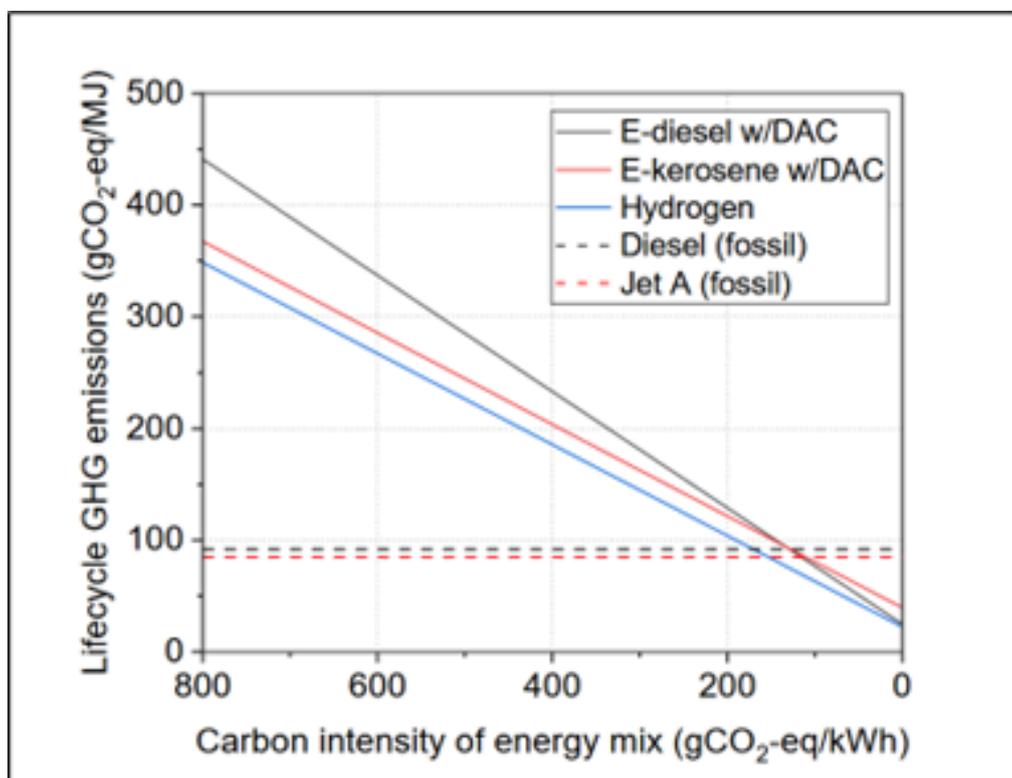


Figure 16 : Bilan CO<sub>2</sub> des e-fuels en fonction de l'intensité CO<sub>2</sub> du kWh électrique

<sup>44</sup> ITF (2023), "The Potential of E-fuels to Decarbonise Ships and Aircraft", International Transport Forum Policy Papers, No. 111, OECD Publishing, Paris.

## 4.2 Transport routier



Dans une note récente, Transport & Environnement<sup>45</sup> demande à la Commission Européenne de ne pas subventionner les e-carburants. En effet, cette note permet de conclure que pour les poids lourds longue distance, les bilans carbone et les bilans financier sont toujours défavorables par rapport à la traction batterie, comme l'illustrent les figures ci-dessous issues de ce rapport.

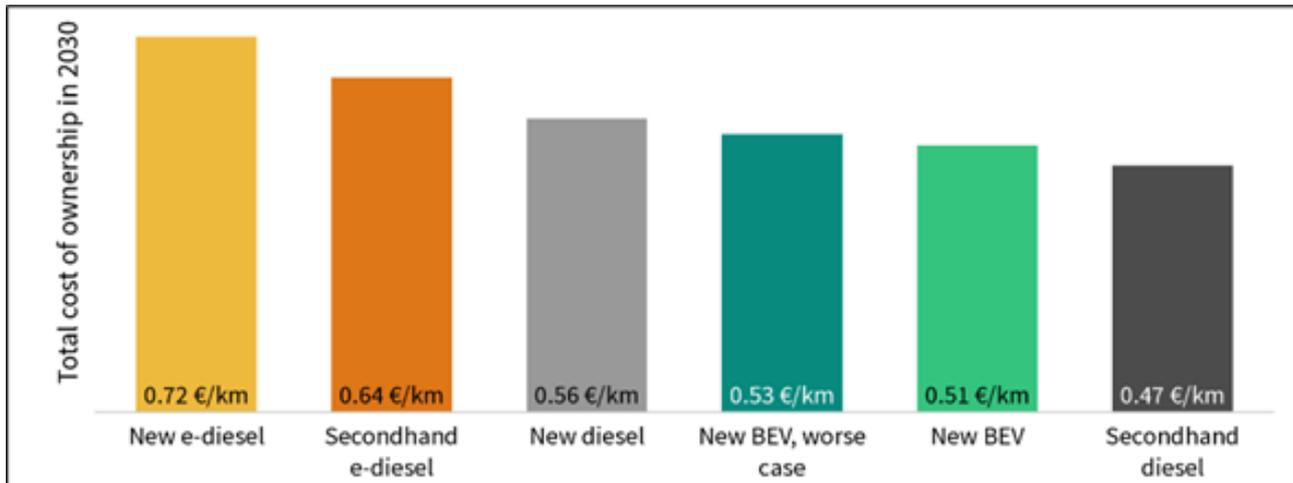


Figure 17 : Coût total de possession d'un transporteur longue distance en 2030

Des projections sont également réalisées pour l'année 2040 et renforcent ces conclusions : le e-diesel restera toujours plus cher et plus polluant qu'un poids lourd électrique équipé de batteries ; cet écart augmente si le mix de l'électricité (utilisée pour la production de e-diesel ou la recharge des batteries) augmente, c'est-à-dire si l'on utilise une électricité réseau plutôt qu'une électricité 100 % renouvelable.

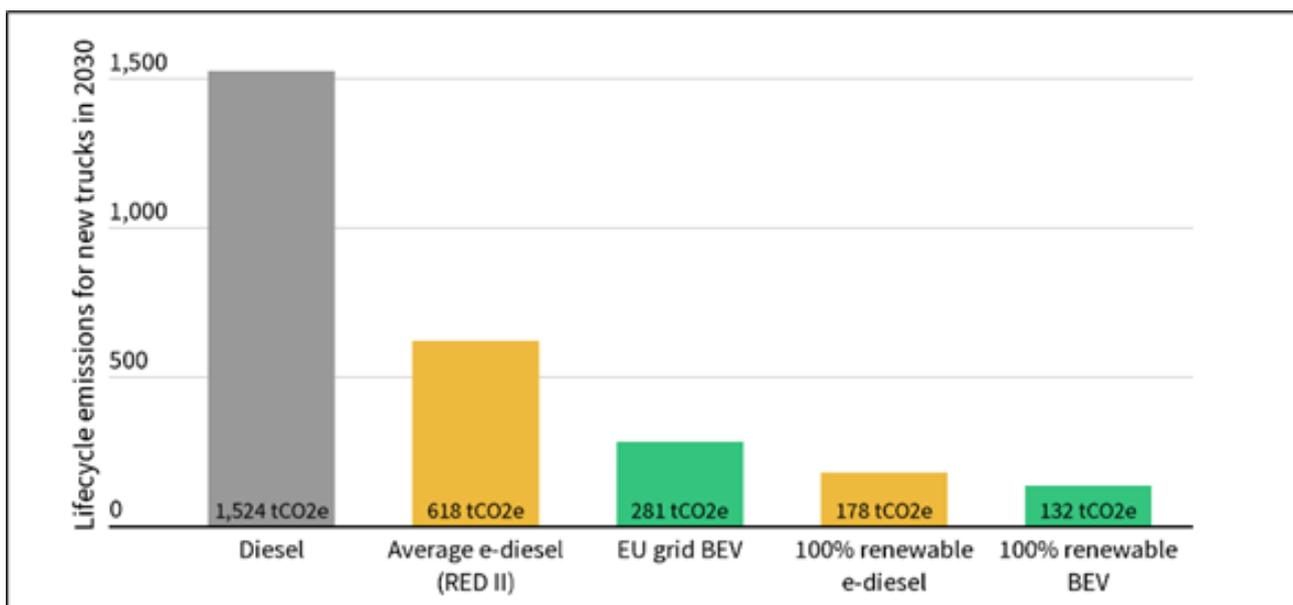


Figure 18 : Émission CO<sub>2</sub> global sur le cycle de vie d'un transporteur longue distance en 2030

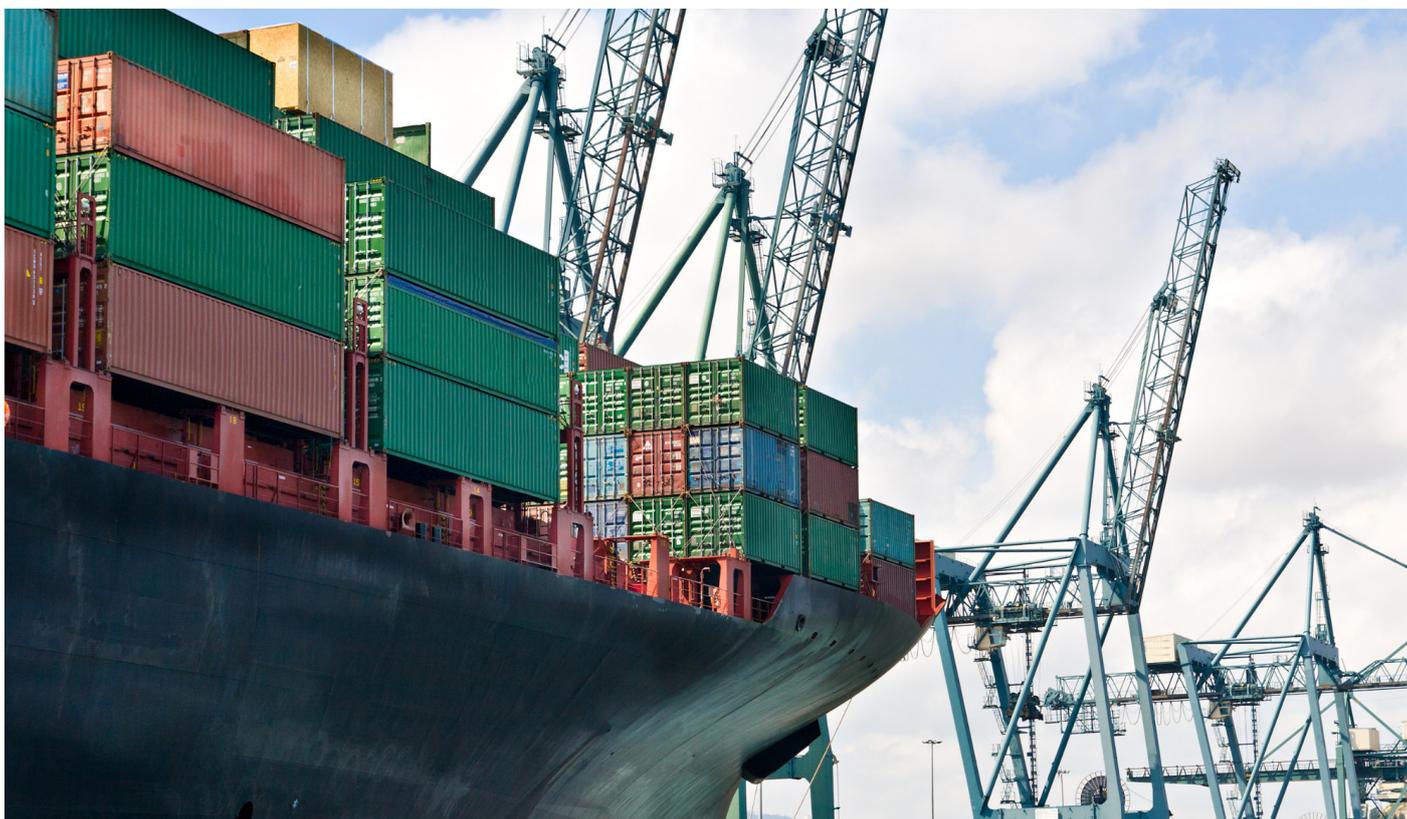
<sup>45</sup> [https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2022/11/202211\\_trucks\\_BET\\_vs\\_e-fuels-1.pdf](https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2022/11/202211_trucks_BET_vs_e-fuels-1.pdf)

## 4.3 Transport maritime



Le secteur maritime est souvent caractérisé par la dénomination « hard to abate », tout comme le secteur aérien, car peu de solutions émergent pour dépolluer efficacement ces transports longue distance qui nécessitent des quantités d'énergie embarquées gigantesques (de l'ordre de quelques GWh).

Les e-fuels, de par leur densité énergétique identique à celle des carburants fossiles traditionnels, apparaissent ici comme la solution du futur ; leur production, très couteuse en énergie, sera donc largement disputée et vraisemblablement fléchée spécifiquement sur ces usages. Pour autant, si la production d'hydrogène renouvelable ou bas carbone devrait décoller dans les 5 prochaines années, la production significative de e-carburant devra sans doute attendre quelques années supplémentaires.



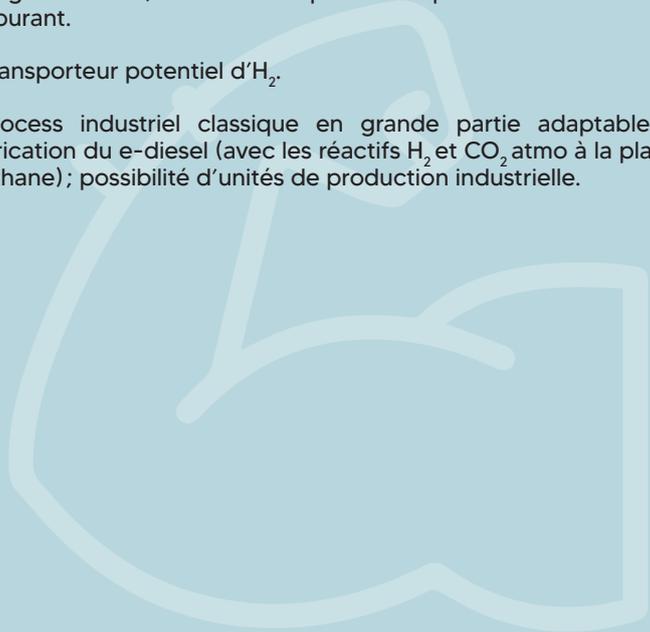
## 4.4 SWOT

- Bilan GHG très positif sous réserve d'électricité renouvelable ou bas carbone.

- Rétrofit total avec une infrastructure diesel (moteur, stockage, distribution); peut être mélangé en toute proportion au diesel d'origine fossile; coûts nuls pour l'adaptation de ce nouveau carburant.

- Transporteur potentiel d'H<sub>2</sub>.

- Process industriel classique en grande partie adaptable à la fabrication du e-diesel (avec les réactifs H<sub>2</sub> et CO<sub>2</sub> atmo à la place du méthane); possibilité d'unités de production industrielle.



- La production de e-diesel ne présente un intérêt du point de vue des émissions GHG que si l'électricité est d'origine renouvelable ou nucléaire et si le CO<sub>2</sub> n'est pas d'origine industrielle.

- Énergie et coûts de production du e-diesel très élevé.

- Pas de projets de fabrication en France.



- Production d'H<sub>2</sub> renouvelable pour e-MeOH : augmentation programmée du parc d'électricité renouvelable et de la filière nucléaire.

- Augmentation des rendements énergétiques de production à l'étude par couplage des Small Modular Reactor et électrolyseurs Haute Température.



- Électricité renouvelable et nucléaire utilisée prioritairement pour des transports électrifiés, et en concurrence avec d'autres usages émetteurs de CO<sub>2</sub>.



# 5. GAZ NATUREL : GNV, LNG, BIOMÉTHANE

---



## 5.1 Généralités

### 5.1.1 Bilan environnemental



Le gaz naturel (d'origine fossile ou biologique) est d'ores et déjà bien implanté dans le domaine des transports terrestres ou maritimes.

#### 5.1.1.1 Gaz naturel d'origine fossile

Son utilisation comme carburant en remplacement du VLSFO (carburant marin) ou du gazole routier permet en théorie une réduction des émissions de gaz à effet de serre (à iso rendement moteur) de l'ordre de 20 %; à ce bilan légèrement positif s'ajoutent une forte diminution des polluants NOx (-70 %), des particules (-80 %) ainsi que l'absence d'émission de composés soufrés.

#### 5.1.1.2 Biométhane

Aujourd'hui majoritairement produit par la digestion anaérobie de déchets organiques (méthanisation), ou via la récupération de gaz de décharges, le biogaz est un combustible renouvelable principalement utilisé pour la production de chaleur et d'électricité. Seule une petite fraction (moins de 10 %) est épurée pour obtenir du biométhane susceptible d'être injecté dans le réseau de gaz naturel ou utilisé en tant que carburant dans des moteurs de véhicules dédiés (voir schéma ci-dessous<sup>46</sup>).

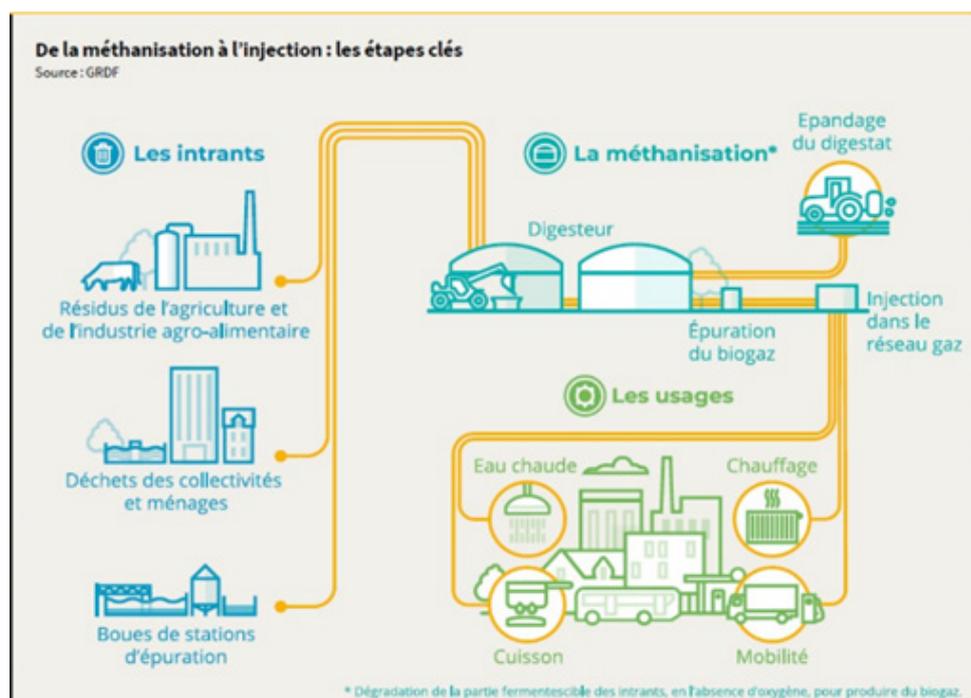


Figure 19 : Production et usage du biométhane

<sup>46</sup> <https://www.grdf.fr/institutionnel/actualite/dossiers/biomethane-biogaz>

Le biométhane carburant est considéré dans la réglementation européenne comme un biocarburant avancé, contribuant ainsi aux objectifs de la REDIII à 2030. Les émissions WtW de biométhane sont comptabilisées à hauteur de 10 à 20 gCO<sub>2</sub>/MJ; il permet donc une réduction des GES de 80 %

(en fonction des matières premières utilisées) par rapport au gaz naturel fossile et une réduction de 84 % par rapport au gazole (à iso rendement moteur). On retrouve bien entendu les mêmes avantages que pour le gaz naturel en ce qui concerne les émissions de polluants soufre, NOx et particules.

### 5.1.1.3 Gaz naturel et moteur à combustion

Cependant, l'usage du gaz naturel dans les moteurs à combustion est aujourd'hui controversé. En effet, son pouvoir de réchauffement global (PRG) est 25 fois supérieur à celui du CO<sub>2</sub> (sur 100 ans) et une fuite de gaz ou une mauvaise combustion dans le moteur générant des « imbrulés » pourraient facilement rendre caduque le bénéfice théorique du bilan WtW du gaz naturel. De plus, certaines critiques ont récemment été émises quant à la création probable d'émission de micro-particules encore plus nocives que celles générées par la combustion du gazole.

Ci-dessous quelques rapports évoquant les bilans négatifs liés à ce carburant gazeux :

## L'ONG Transport et Environnement :

• L'ONG Transport et Environnement avance une surconsommation des poids lourds GN vs diesel<sup>47</sup> de l'ordre de 20 % avec un bilan CO<sub>2</sub> excédentaire par rapport à un camion diesel du même type accompagnée de la formation de particules ultra fines et potentiellement cancérigènes.

## Carbone4 :

• Avec la même crainte, Carbone4<sup>48</sup> préconise de ne plus subventionner les transports au gaz naturel y compris le biométhane (tout en fléchant exclusivement les aides sur les camions électriques) et demande des analyses plus fines en matière de rejet de GES (CO<sub>2</sub> et méthane) et de particules fines.

## Alfa Laval :

• Dans le domaine maritime, la combustion plus lente du gaz naturel nécessite l'addition d'un fuel pilote de type gazole d'une part et pourrait être accompagnée d'une surconsommation de gaz d'autre part annulant finalement l'écart théorique d'émissions de CO<sub>2</sub> entre le gaz naturel et le gazole. Alfa Laval<sup>49</sup> insiste sur le fait que les moteurs basse pression génèrent des fuites de méthane imbrulés qui accompagnent les gaz d'échappement; seule la technologie bi-cylindres haute pression (cycle diesel) dual fuel permet de réduire les émissions de GHG; mais Alpha Laval conclut finalement que les carburants classiques (HSFO + scrubber ou VLSFO) permettent de lutter plus efficacement contre les émissions de GHG que le gaz naturel.

Côté réservoir on peut également noter que contrairement aux réservoirs GNC, les réservoirs GNL sont équipés de sondes thermiques permettant au gaz de s'échapper par une soupape de décharge lorsque sa température s'élève.

<sup>47</sup> <https://www.transportenvironment.org/discover/gas-truck-as-bad-for-the-climate-as-diesel-in-on-road-tests/>

<sup>48</sup> Camion électrique : il est temps d'embrayer sur la logistique urbaine. Carbone4 \_ juin 2022

<sup>49</sup> Marine Biofuel What to expect in the 2020s : Alfa Lava Avril 2021

## 5.1.2 Stockage



Sous sa forme liquéfiée l'énergie volumique stockée est de l'ordre de 4 kWh/l de réservoir (environ 25 % de plus que l'ammoniac) et sous sa forme comprimée à 200 bars environ 2 kWh/l de réservoir (30 % de plus que l'hydrogène liquide); l'énergie de compression est dans ce cas estimée à  $0,0059 \text{ MJ}_{\text{élec}}/\text{MJ}_{\text{GNat}}$  (réf JEC).

Le schéma ci-dessous montre la perte d'efficacité en terme de masse stockée au-delà de 200 bars et explique le consensus énergétique autour de 250 bars comme pression de stockage<sup>50</sup>.

Le réseau national de gazoduc et son volume de stockage permettent d'absorber largement les pics de production et de consommation. Dans ce cas, l'injection de bio-méthane sur le réseau se fait sans coût d'infrastructure supplémentaire.

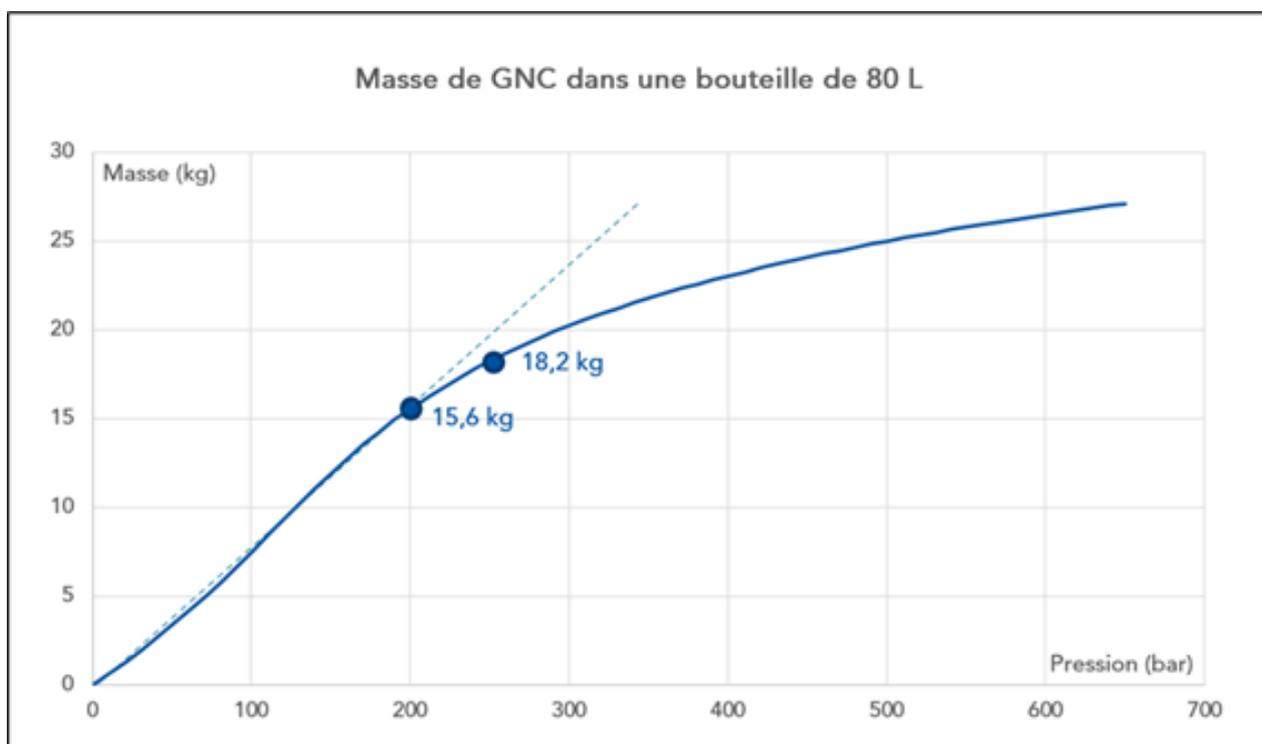


Figure 20 : Masse de gaz stockée en fonction de la pression

<sup>50</sup> <https://www.afgnv.org/gnc-200bar-vs-250bar/>

## 5.1.3 Capacité de production du biométhane



En France en 2022, la filière biométhane a déjà dépassé l'objectif de production avec près de 7 TWh injectés dans le réseau (10 TWh en Allemagne) au lieu des 6 demandés dans la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE). Au 1<sup>er</sup> novembre 2022, on comptabilisait 16 TWh en projet, c'est-à-dire au stade de l'étude détaillée et ayant réservé des capacités d'injection. Ces projets vont pour la plupart voir le jour dans un délai moyen de 3 ans.

Actuellement, les producteurs souhaitant injecter du biométhane dans le réseau de distribution sont tous éligibles à une obligation d'achat dont le prix est fixé à l'avance (environ 100 €/MWh). Cela permet de couvrir les coûts liés à la production du biométhane qui sont environ 4 fois supérieurs à ceux de la production de gaz naturel (environ 23 €/MWh).

La nouvelle PPE de 2020 prévoit une réduction des tarifs d'achat de biométhane et la mise en place d'un système d'appel d'offres afin d'obliger les producteurs de biométhane à réduire leurs coûts de production.

L'objectif visé est de réduire le coût de production du biométhane de 75 €/MWh PCS en 2023 et à 60 €/MWh en 2030 ; une cible ambitieuse qui suppose d'actionner

certains leviers, comme l'amélioration de la qualité des intrants afin d'optimiser le rendement des unités de méthanisation, la standardisation des installations pour réduire les coûts de production, ou encore, l'optimisation des unités de production de biogaz.

La réduction des coûts de production implique de revoir à la baisse le développement de la filière biogaz car la maîtrise financière exigée va se répercuter sur le développement des projets et in fine ralentir la croissance du secteur.

C'est dans cette logique que la nouvelle PPE présente des objectifs de production et d'injection de biogaz inférieurs à ceux des précédents textes politiques et réglementaires passant de 22 TWh prévus à 14 TWh en 2030. (voir figure ci-dessous)

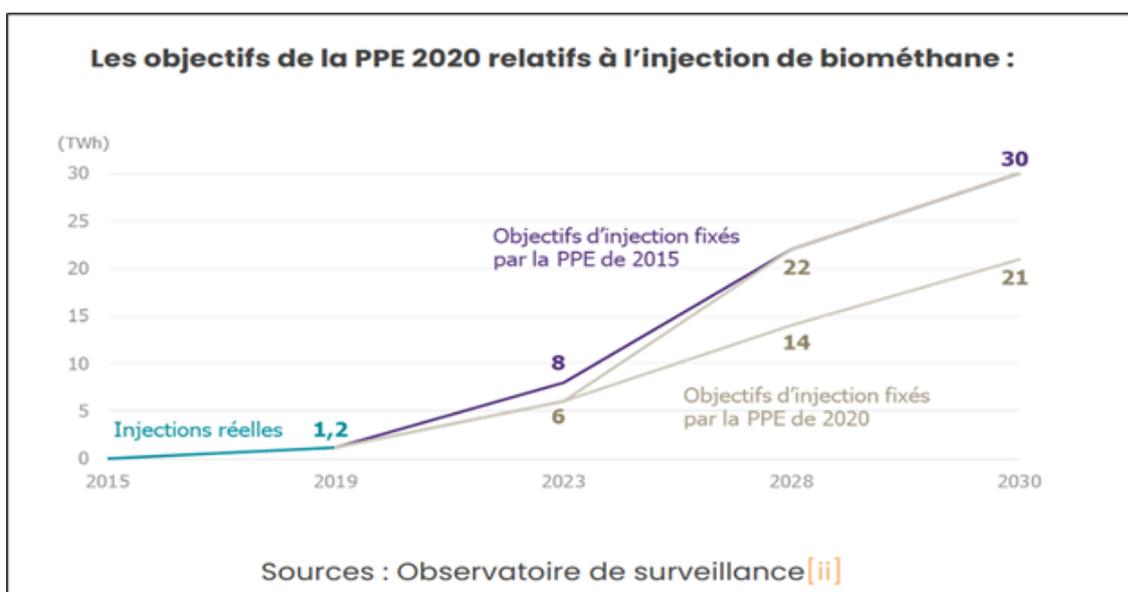


Figure 21 : Loi de programmation pluriannuelle 2020 relative à l'injection de biométhane

La Normandie et l'Île de France disposent aujourd'hui de capacités de production respectivement de l'ordre de 0,5 et 1 TWh ; cette capacité devrait rapidement augmenter d'un facteur 5 à 8 dans les 3 années à venir<sup>51</sup>. Le bio méthane est 100 % compatible avec le GNV et peut être distribué sous forme diluée dans le réseau de gaz naturel.

Les garanties d'origine (GO) permettent de tracer la production de biométhane et de certifier les quantités lors de l'avitaillement ; leur prix fluctue assez fortement de 1,2 € MWh en 2021 elle valait 2,5 € en 2022<sup>52</sup> (1 GO représente 1 MWh de bioGNC soit l'équivalent de 800 à 900 km).

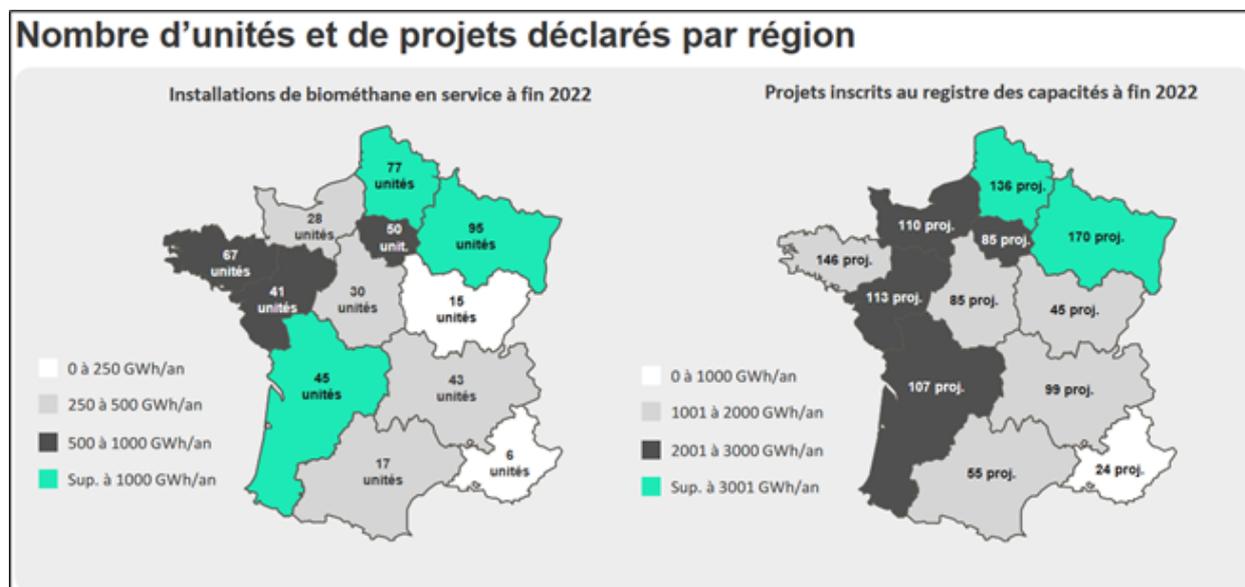


Figure 22 : Capacités de production de biométhane et projet enregistré en 2022

TotalEnergies et Veolia s'associent dans le développement de biogaz issu du traitement des déchets et des eaux usées à hauteur de 1,5TWh par an à partir de 2025. TotalEnergies commercialisera ce biométhane, soit comme carburant renouvelable pour la mobilité, soit en substitution du gaz naturel dans ses autres usages.

<sup>51</sup> <https://www.sia-partners.com/fr/publications/publications-de-nos-experts/7eme-observatoire-du-biomethane>

<sup>52</sup> <https://origo-renouvelable.com/fr/le-prix-des-garanties-dorigine-se-maintient-a-un-niveau-eleve/>



### 5.2.1 Usage



Le Gaz naturel et à fortiori le bio GNV permettent d'accéder à la vignette Crit'Air1 alors qu'avec le diesel on accède au mieux au niveau Crit'Air 2; en 2021, sur un parc de 600 000 poids lourds, un peu moins de 9 000 (1,5 %) sont motorisés au gaz naturel (dont 20 % au bio GNC). Le GNC consommé en France (tous véhicules confondus) représente environ 3TWh dont 35,9 % sous forme de bioGNC (1,2 TWh)<sup>53</sup>.

Avec une autonomie moyenne de l'ordre de 930 km et une consommation sur autoroute de 27,2 kg/100 km les camions GNL sont adaptés aux parcours nationaux ou internationaux; les camions GNC dont l'autonomie moyenne est de 430 km pour une consommation de 30,7 kg/100 km sont plutôt dédiés à des transports régionaux. La durée moyenne d'avitaillement est de l'ordre de 18 minutes, la durée moyenne d'attente en station inférieure au quart d'heure et la distance moyenne de la station gaz la plus proche du dépôt est de 41 km en GNL et 10 km en GNC<sup>54</sup>.

Fin 2021, la France comptait 253 stations GNV, dont 187 en GNC et 64 en GNL. La loi de programmation pluri-annuelle prévoit en 2028 un taux de commercialisation en poids lourds neufs au gaz naturel de 20 % et la mise en service de 330 à 840 stations publiques d'avitaillement.

GRT gaz<sup>55</sup> publie les points de distribution en France en GNL, GNV et bioGNV (voir ci-dessous). En Normandie, parmi les 12 stations de GNV, on en dénombre 6 de BioGNV et en Ile de France, parmi les 46 stations de GNV, 39 de bioGNV.

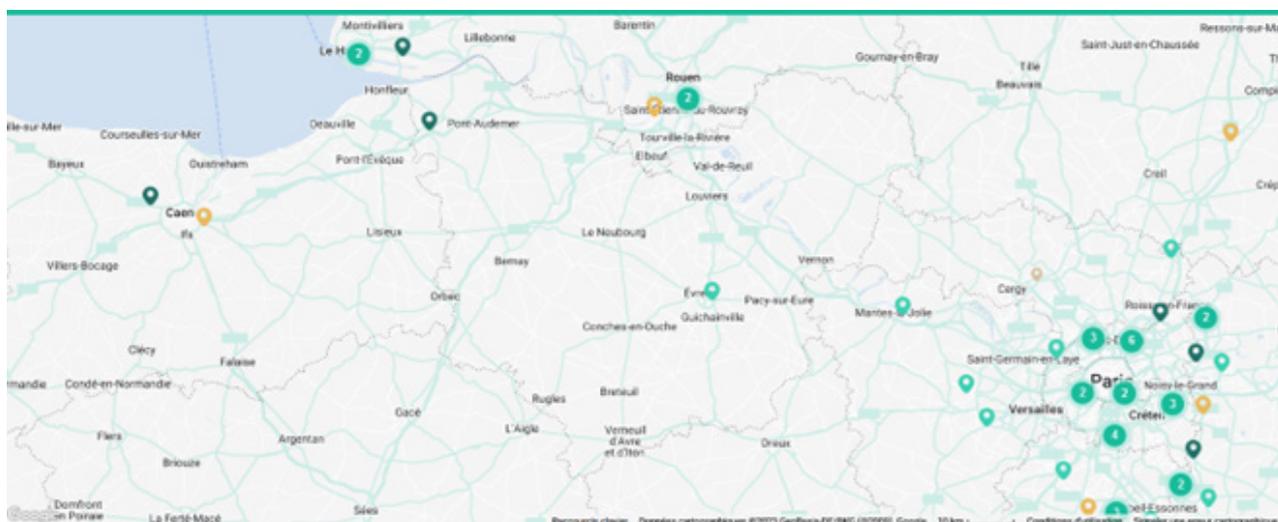


Figure 23 : Points de distribution GNV et BIOGNV en Normandie et Ile de France

<sup>53</sup> <https://www.afgnv.org/chiffres-cles/>

<sup>54</sup> <https://www.actu-transport-logistique.fr/franceroutes/actualites/etude-le-vrai-cout-des-camions-au-gaz-719705.php>

<sup>55</sup> <https://www.gaz-mobilite.fr/>

## 5.2.2 Surcoût



Une étude récente du Comité National Routier (CNR)<sup>56</sup> évalue les tarifs d'achat moyen (neufs et hors aide financière) à 130 457 € pour un tracteur longue distance GNL et 113 152 € pour un tracteur GNC régional (respectivement pour les équivalents gazole un surcoût de +38 k€ et + 25 k€) avec des coûts d'entretien de 6,6 et 6,7 c€/km.

En 2020, avec un prix au kilogramme de gaz comprimé 16,34 c€ moins cher que le litre de gazole, un poids lourd GNC coûtait 7,8 % moins cher que son homologue gazole à la tonne.kilomètre transportée. Cet avantage s'est inversé en 2021 avec un prix du gaz de + 51 c€ plus cher que le litre de gazole qui se traduit par un coût final de + 7 % plus cher que l'équivalent gazole.

Dans son rapport le CNR permet à chaque transporteur de faire son propre diagnostic de rentabilité en fonction des 3 paramètres suivants : le prix des carburants, le kilométrage annuel des véhicules et le prix d'acquisitions des véhicules.

En conclusion le CNR estime « qu'il reste difficile de prévoir une rentabilité des camions fonctionnant au gaz liquéfié comparée aux PL gasoil. Pénalisée par un surcoût du tracteur à l'achat très élevé, elle exige un volume de kilométrage annuel très important, souvent inatteignable aux conditions économiques actuelles. »

Les sites GRDF<sup>57</sup> et Verdirmaflotte<sup>58</sup> permettent également aux propriétaires de flottes de calculer un retour sur investissement adapté aux caractéristiques de leur parc.

## 5.2.3 Rétrofit



Les véhicules roulant au GNC / GNL ou bio GNC / GNL ne bénéficient pas, contrairement aux véhicules électriques, d'une autorisation de retrofit. De ce fait l'activité du retrofit peine à se déployer et reste cantonnée à de petites PME :

### Le CRMT

- Le CRMT développe une activité de retrofit relativement confidentielle sur différents types de véhicules (tracteurs, bennes à ordures etc.).

### Lyptech

- Lyptech assure qu'une conversion de moteur diesel en GNV est réalisable à moins de 15 k€, le montant global étant fortement fonction du réservoir et donc de l'autonomie souhaitée par les clients.

<sup>56</sup> Gaz naturel pour véhicule : Quelle rentabilité ? Transports routiers de marchandises / CNR mai 2022

<sup>57</sup> <https://www.grdf.fr/acteurs-gnv/vehicules-roulant-gnv/realisation-projet/tco-vehicule-diesel-gnv>

<sup>58</sup> <https://verdirmaflotte.fr/>

Dans son livre blanc sur le rétrofit du bioGNV<sup>59</sup>, GRDF évoquent **2 possibilités de rétrofit** :

- Sans changement de moteur : solution dual-fuel (Gazole + Gaz) ; ce système permet de conserver le moteur diesel d'origine qui doit néanmoins subir des modifications (culasses et pistons, injecteurs, etc.). Le gazole peut être substitué à plus de 90 % sur une très large plage de fonctionnement du moteur.
- Avec changement de moteur : Il s'agit de remplacer le groupe motopropulseur initial d'un véhicule par un groupe motopropulseur spécifique GNV.

Le rapport conclut finalement : « Les premiers retours d'expériences sur les prototypes réalisés nous ont montré que le budget nécessaire au rétrofit Diesel/GNV (véhicules lourds et utilitaires légers) correspondait à la moitié du coût d'un véhicule neuf. L'industrialisation du procédé ferait sûrement diminuer ces coûts. », et d'orienter finalement les poids lourds préposés au rétrofit BioGNC vers ceux dotés d'équipements onéreux : camions frigorifiques, camions d'approche chantier du BTP (toupie, benne-grue, aspiratrice, etc.).

Le moteur, le catalyseur GNV et les réservoirs constituent la grande partie du coût global du kit. Le choix d'une autonomie plus faible et donc d'un réservoir plus petit permet de diminuer de manière importante le coût final du kit. Le CRMT<sup>60</sup> a diffusé une grille de critères permettant d'évaluer l'opportunité de réaliser un rétrofit vs l'achat d'un camion neuf. La transformation doit être finalement homologuée par le transformateur du véhicule, permettant ainsi la délivrance d'une nouvelle carte grise.



<sup>59</sup> Le livre blanc du rétrofit bioGNV \_ GRDF-2023

<sup>60</sup> <https://www.crmt.fr/>

## 5.3 Transport fluvial



On note 2 projets de déploiement de biométhane en collaboration avec GRDF.

### « Verdissement des flottes fluviales parisiennes »

• La Communauté Portuaire de Paris, envisage le rétrofit au biogaz des 150 bateliers parisiens, dans le cadre du COPIL « Verdissement des flottes fluviales parisiennes ».

### Green Deliriver

• Green Deliriver vise à équiper une barge de transport de marchandises avec un système hybride électrique-biogaz pour relier Mantes-la-Jolie au centre de Paris. Ce bateau utilise une motorisation hybride avec 60 kWh de batterie et 2 moteurs de BioGNV camion de 250 kW chacun (stockage gaz 250 bars en bouteille).



Selon GRDF, 11 stations d'avitaillement en GNV/BioGNV peuvent d'ores et déjà alimenter les flottes fluviales de la Seine, des ports de Paris jusqu'à la façade maritime normande. Pour continuer à étendre le réseau, deux solutions sont envisagées : le déploiement de stations fixes dans les ports ou la mise en place de navires avitailleurs dédiés.

## 5.4 Transport maritime



Près de 350 navires sont actuellement alimentés par du LNG et 141 ports à travers le monde disposent de structure de stockage de gaz liquéfié. L'investissement plus élevé sur ce type de motorisation peut être compensé par un prix du gaz plus intéressant que le coût d'un carburant marin désoufrée. Cependant la récente hausse du prix du gaz a rebattu les cartes de ce fragile bilan.

Le BioLNG reste (sous réserve de la maîtrise des fuites de gaz) un bon candidat de la décarbonation des transports maritimes. Un certain nombre de projets d'envergure vise son déploiement à court terme :

### **Titan :**

- Titan annonce la mise en route d'un liquéfacteur de bio méthane dans le port d'Amsterdam avec comme perspective une production de 200 kt/an.

### **GASUM**

- En Suède GASUM prévoit dès 2023 la première construction d'une série de 5 permettant la production de 55 kt/an de LBG.

### **Projet Salamandre**

- ENGIE et CMA CGM planifient au Havre , dans le cadre du projet Salamandre, une production de 200 kt/an dès 2028. CMA CGM compte déjà 28 porte-conteneurs équipés de moteurs dual-fuel et propulsés au GNL et comptera 44 navires de ce type d'ici fin 2024.

### **Jupiter 1000**

- Dans le cadre du projet « Jupiter 1 000 » piloté par GRT Gaz et en collaboration avec CMA CGM il est prévu de développer à Fos sur Mer une unité de fabrication de e-méthane (à base d'hydrogène renouvelable et de CO<sub>2</sub> CCU (capté en sortie de procédé industriel).

## 5.5 Transport ferroviaire



La Région Nouvelle-Aquitaine, GRDF, SNCF Voyageurs et Ferrocampus ont acté le lancement de la phase II d'un projet concernant la motorisation bioGNV des autorails de la série ATER X73500. Cette étape doit permettre de préciser les aspects techniques, économiques et réglementaires pour définir les conditions de réalisation d'un démonstrateur fin 2023.



## 5.6 SWOT : Gaz Naturel - GNC - GNV

- Bilan CO<sub>2</sub> positif à iso rendement moteur (-20 %) vs VLSFO ou gazole, faible émission de particules, peu d'émission de soufre.

- Véhicules routiers éligibles à la vignette Crit'Air.

- Industries maritime automobile et poids lourds déjà bien impliquées industriellement dans cette filière et proposant une gamme diversifiée en GNL ou GNV.

- De nombreux ports en Europe (une centaine dont près de la moitié environ en mer du Nord et Baltique) sont équipés de système d'avitaillement en GNL.

- Combustible multi-usage (moteur à combustion, pile à combustible, etc.).

- Bilan GHG global par rapport au gazole relativement faible voire controversé car très dépendant des fuites globales de gaz (imbrûlés de combustion + chaîne d'approvisionnement amont) (le PRG du GNV est 23 fois supérieur à celui du CO<sub>2</sub>).

- Émissions de gaz imbrûlé dépendantes du point de fonctionnement moteur.

- Post traitement catalytique obligatoire pour les émissions de gaz imbrûlés entraînant un surcoût.

- Surcoûts liés au moteur Gaz Naturel et au réservoir.

- Énergie volumique 1,9 fois plus faible pour le GNL et 3 fois plus faible pour le GNV vs gazole.

- Manque de points de stockage et de station d'avitaillement dans les ports ou le long de la Seine et formation nécessaire du personnel.

- Perte par boi-off du gaz liquéfié (gestion de surpression).

- Véhicule non rétrofitables en gazole.

- Fuites de gaz naturel et bilan environnemental remis en question par de nombreux travaux.



## 5.7 SWOT : Bio méthane

- Bilan CO<sub>2</sub> très positif à iso rendement moteur, avec -84 % d'émission CO<sub>2</sub> vs gazole et VLSFO et -80 % par rapport au gaz naturel d'origine fossile; faible émission de particules; très peu d'émission de soufre.

- Véhicules routiers éligibles à la vignette Crit'Air 1.

- Le BioGNC peut être considéré comme un agrocarburant de 2<sup>nde</sup> génération.

- Combustible multi-usage (moteur à combustion, pile à combustible, etc.).

- Carburant adapté aux transporteurs de LNG (maritime)

- De nombreux ports en Europe (une centaine dont près de la moitié environ en mer du Nord et Baltique) sont équipés de système d'avitaillement en GNL.

- Avitaillement possible via le réseau pipeline en place.

- Possibilité de mélanger le BioGNC dans le réseau de gazoduc national.

- Importantes capacités de production de BioGNC.

- Prix de vente à la pompe en général indexé sur le prix du gaz ce qui permet d'avoir un tarif inférieur (environ 10 % au prix du GO poids lourd) excepté depuis juillet 21 où le prix du GNV est devenu supérieur au Go PL.

- La majeure partie des stations GNC propose du BioGNC.

- La traçabilité du BioGNC est simple et rigoureuse à travers les garanties d'origine GO (1 GO = 3 à 7 €/MWh). (1 GO = 1MWh soit environ 1 000 km pour un poids lourd de 30 tonnes).

- Le coût de fabrication imposé par le gouvernement à la baisse permettrait de pérenniser cette filière en s'affranchissant progressivement des subventions du gouvernement.

- Production en hausse du BioGNC/possible accroissement de taille des unités de production et réduction des coûts.

- Fort potentiel de développement de la filière (carburant de 2<sup>nde</sup> génération et disponibilité des matières premières).



- Bilan GHG global fortement dépendant des fuites globales de gaz lors des transports et de la combustion moteur.

- Post traitement catalytique obligatoire pour les émissions de gaz imbrûlés entraînant un surcoût.

- Surcoûts liés au moteur Gaz Naturel et au réservoir.

- Nécessaire compensation de la faible énergie volumique du gaz (par rapport au gazole) par un volume de réservoir supérieur (qui limite le volume de chargement -> marine) ou par un avitaillement plus fréquent (qui limite la rentabilité du système -> routier + fluvial).

- Disponibilité de l'avitaillement dans les ports ou le long de la Seine et formation nécessaire de l'équipage.

- Perte par boi-off du gaz liquéfié (gestion de supression).

- Stations d'avitaillement relativement peu nombreuses (6 en Normandie) et concentrées géographiquement (3/Rouen, 3/Havre, etc.).

- Forte volatilité des prix de vente à la pompe selon les régions et même les stations résultant des différents contrat d'achat du fournisseur (indexés sur le PEG, contrat long terme 3 ans ou prix fixe).

- Les stations de bioGNC 100 % développée sur le site des méthaniseurs sont rarissimes et trop éloignées des lieux d'avitaillement traditionnelle. La station 100 % bioGNV est une solution trop locale et dédiée plutôt aux engins agricoles.

- Véhicule non rétrofitables en gazole.

- Suppression des aides au BioGNC en tant que carburant demandé par certaines ONG.

- Biométhane en compétition avec le biogaz utilisé directement et localement pour la production de chaleur et d'électricité (avant son raffinage en biométhane).



# 6. HVO

---



## 6.1 Généralités

### 6.1.1 Bilan environnemental



L'HVO (Hydrotreated Vegetable Oil) est un gazole paraffinique de synthèse obtenu par hydrotraitement (traitement à l'hydrogène) d'huiles végétales ou de graisses animales.

L'HVO présente des caractéristiques très similaires au gazole notamment en termes de combustion et de densité énergétique. Comme tous les agro-carburants, les émissions de CO<sub>2</sub> liées à leur combustion sont plus ou moins compensées par leur mode de production réalisée soit, à partir de cultures spécifiques, soit à partir de déchets.

Pour l'HVO de 1<sup>ère</sup> génération (ou class I) issu de cultures alimentaires (soja, palme), les émissions WtW sont de 52 gCO<sub>2</sub>/MJ alors que pour l'HVO issu d'huiles végétales recyclées (class II) ou de graisses animales (class III) les émissions WtW sont de 11 à 16 gCO<sub>2</sub>/MJ. Les réductions de GES par rapport au gazole sont donc de 44 % pour l'HVO de class I et de 80 à 85 % si pour l'HVO de class II ou III. Le carburant ALTENS a récemment été validé par l'ADEME avec un contenu CO<sub>2</sub> de 15,54 gCO<sub>2</sub>/MJ.

Cependant, EURACTIV<sup>61</sup> met en doute ce dernier chiffre puisque TotalEnergies ne souhaite pas communiquer sur les proportions d'huile issues de cultures alimentaires.

L'HVO ne contient ni composés aromatiques, ni soufre; sous réserve d'une bonne efficacité de combustion il produira moins de suie; le contenu en cendre est donc limité et la durée de vie de l'huile de lubrification est augmentée<sup>62</sup>.

Grâce à sa composition chimique proche du gazole, l'HVO peut être mélangé en toutes quantités ou utilisé pur en remplacement du gazole et le retrofit des moteurs en est d'autant facilité (CAPEX voisin de zéro). L'HVO présente une densité énergétique comparable à celle du gazole et en fait le bio carburant le plus intéressant pour les trajets au long cours. Il est donc la priorité du transport maritime et aérien (après transformation en bio kérosène → SAF: Sustainable Aviation Fuel).

En 2021, la consommation mondiale de HVO est de 8 Mtep (96 TWh) soit 16 % des biodiesels. Cependant, sa production reste encore marginale; le niveau d'intrants est encore faible par rapport à la demande européenne et nécessite des importations de graisse animale, notamment de Chine, participant ainsi à l'augmentation du bilan carbone final.



<sup>61</sup> <https://www.euractiv.fr/section/energie/news/more-than-half-of-eu-biodiesel-made-from-imported-crops-study-finds/>

<sup>62</sup> Marine Biofuel What to expect in the 2020s : Alfa Lava Avril 2021

TotalEnergies investit dans ce carburant avec 2 unités de production industrielles à La Mède (500 ktonnes /an environ 6 TWh) et Grandpuits (400 ktonnes/an dont 120 réservées pour le transport routier et 150 pour l'aérien); il s'agit de production de carburant de 1<sup>ère</sup> génération qui doivent évoluer progressivement vers un carburant de 2<sup>nd</sup>e génération. A noter également qu'une part importante de HVO encore fabriquée à partir d'huile

de palme est destinée à l'exportation, la loi française interdisant son commerce en France<sup>63</sup>.

Altens commercialise l'HVO fabriqué par la société Nesté sous le nom PUR-XTL; un réseau de pipeline permet de distribuer ce carburant dans la région parisienne jusqu'au port de Gennevilliers et de disposer prochainement d'un appontement capable de réceptionner des barges fluviales.

## 6.1.2 Surcoût



Comme tous carburants de synthèse, l'HVO présente un surcoût par rapport aux carburants fossiles d'un facteur de l'ordre de 4 à 5 (voir figure ci-après/réf Alfa Laval) (avec 1388 \$/t pour HVO vs \$332 pour le VLSFO). Le prix du HVO de class II et III s'établissait en 2020 aux alentours de 1550 €/t (28 % de plus que l'HVO de class I); en 2021 ces prix ont augmenté de 30 % environ<sup>64 65</sup>.

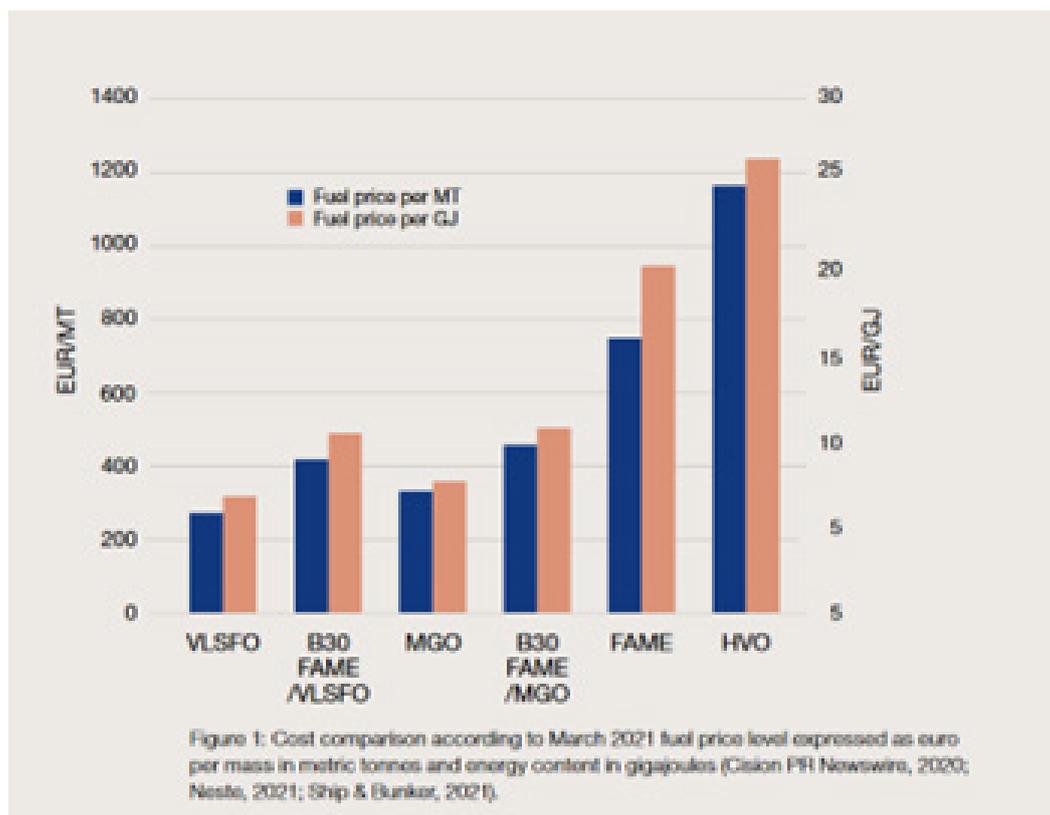


Figure 24 : Comparaison des coûts de différents agro-carburants avec les carburants fossiles

<sup>63</sup> <https://www.argusmedia.com/en/news/2231450-totalenergies-to-stop-palm-oil-use-at-la-mede-hvo-unit>

<sup>64</sup> A pathway to decarbonise the shipping sector by 2050 \_ IRENA 2021

<sup>65</sup> Navigation towards cleaner maritime shipping - lessons from the nordic region

## 6.2 Transport routier



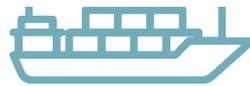
Actuellement, les véhicules roulant au XTL ne bénéficient pas de la vignette Crit'Air 1 et conservent leur vignette d'origine.

En France, l'HVO est restreint aux flottes captives, ce qui oblige ses fournisseurs à inclure dans leur offre aux transporteurs une cuve de stockage. Daimler Truck, Iveco, Scania, Volvo Trucks, MAN et DAF ont adopté ce carburant de synthèse; MAN a par exemple signé un accord avec Altens et Nesté pour promouvoir ses camions au HVO. TotalEnergies fournit son HVO100 et Bolloré Energy a lancé son gazole de synthèse sous l'appellation Izipure.

Le TCO d'un véhicule roulant à l'XTL est équivalent à celui d'un véhicule roulant au gazole, avec de faibles variations sur les consommations. Le XTL/HVO bénéficie d'une fiscalité équivalente au Gazole, il peut être ainsi disponible en version routier et non routier.



## 6.3 Transports maritime et fluvial



Même si le HVO peut être utilisé en complément ou remplacement du gazole dans tous types de moteur diesel, une mise au point moteur est nécessaire pour pallier la différence d'énergies spécifique entre les 2 carburants.

L'absence de soufre dans le carburant HVO nécessite d'utiliser des huiles adaptées avec le taux TBN requis. HVO n'est pas répertorié comme carburant marin mais est défini dans les standards des carburants paraffiniques automobiles : EN 590 B7 and EN 15940:2016 class A.



## 6.4 SWOT

- Bilan GHG très positif surtout pour les carburants de 2<sup>nd</sup>e génération. Pas d'émission de soufre.

- Énergie volumique proche du VLSFO ou du diesel.

- Rétrofit : carburant très facilement adaptable sur les motorisations existantes (drop-in-fuel) et toute l'infrastructure de distribution ou de stockage est rétrofitable.

- Utilisation possible en mélange avec un fuel classique.

- Filière française existante et à fort potentiel (PUR-XTL par Altens).

- Défiscalisation dans le domaine routier.



- La production d'HVO contient encore une forte proportion de produits issus de l'agriculture en compétition avec l'industrie alimentaire -> carburant de 1<sup>ère</sup> génération.

- Peu (ou pas) de site industriel pour l'HVO de 2<sup>nd</sup>e génération (class II et III).

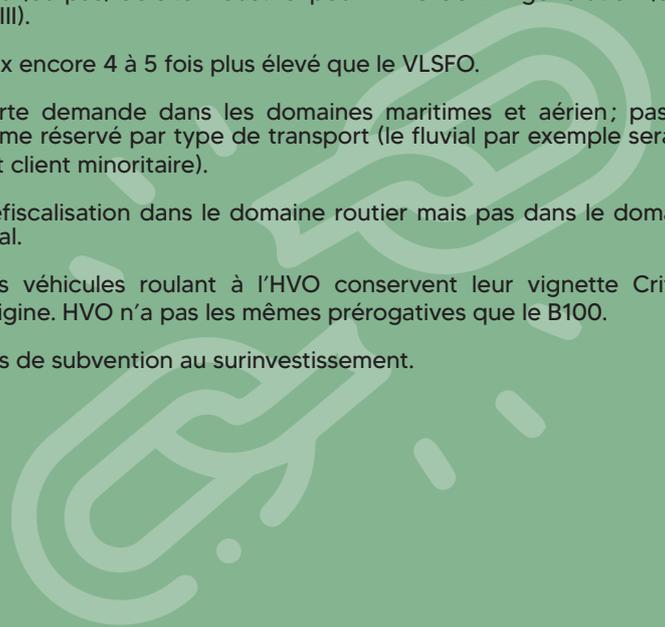
- Prix encore 4 à 5 fois plus élevé que le VLSFO.

- Forte demande dans les domaines maritimes et aérien; pas de volume réservé par type de transport (le fluvial par exemple sera un petit client minoritaire).

- Défiscalisation dans le domaine routier mais pas dans le domaine fluvial.

- Les véhicules roulant à l'HVO conservent leur vignette Crit'Air d'origine. HVO n'a pas les mêmes prérogatives que le B100.

- Pas de subvention au surinvestissement.



- Fort développement de la filière (collecte des déchets et production industrielle)-> carburant de 2<sup>nd</sup>e génération.

- La taxe CO<sub>2</sub> devrait permettre de rendre le HVO compétitif avec le gazole.



- Volumes d'intrants trop faible pour alimenter le marché du transport en France; des importations sont nécessaires.



# 7. B100

---



## 7.1 Généralités

### 7.1.1 Production



Le B100 est une appellation européenne pour des biodiesels majoritairement de 1<sup>ère</sup> génération obtenue à partir d'huile de palme indonésienne, de soja argentin ou de colza (majoritairement Union Européenne) et transformés en esters méthyliques d'acides gras (EMAG ou FAME en anglais) par une réaction chimique de transestérification.

On trouve le B100 sous différentes appellations commerciales telles que Oleo100 la société Avril (à Grand Couronne), COC100 de Centre Ouest Céréales, Pur100Agri de Altens, et le Koolza 100 de Bolloré Energy. Altens commercialise une version 2<sup>de</sup> génération avec son produit Pur100 ECO.

### 7.1.2 Bilan environnemental



La classification CritAir'1 pour le B100 en 2022 a créé un appel d'air dans cette filière. Le bilan CO<sub>2</sub> reste cependant difficile à établir compte tenu de l'impact direct et indirect sur les cultures de terres agricoles : l'ADEME propose la valeur de 36,6 gCO<sub>2</sub>/MJ alors que le JEC propose des valeurs plus proches de 50; la diminution des émissions de CO<sub>2</sub> par rapport au diesel est comprise entre 45 et 60 %.

Bien que le B100 réponde effectivement à une demande de décarbonation, sa production rentrant directement en concurrence avec les cultures alimentaires, son usage à moyen-long terme sera sans doute remis en question.





### 7.2.1 Flotte captive



Le décret ministériel de 2018 autorise le B100 aux seules flottes captives de poids lourds, c'est-à-dire aux flottes disposant de leur propre logistique d'approvisionnement. Le prix du B100 est identique à celui du gazole routier (net de TICPE). On note une surconsommation volumique de 8 % environ correspondant à la baisse d'énergie volumique par rapport au gazole<sup>66</sup>.

Le stockage du B100 nécessite une cuve spécifique et certaines précautions pour garantir une bonne stabilité à l'oxydation. Ce carburant étant réservé aux flottes captives, les énergéticiens ont tous inclus dans leur offre la fourniture d'une cuve et la distribution à domicile. Pour mettre son biocarburant à iso-coût avec le gazole, Avril propose par exemple de régler à l'État la TICPE réduite due par les transporteurs.

### 7.2.2 Crit'Air 1



La vignette Crit'Air 1 est attribuée aux poids lourds à moteur diesel consommant du B100 exclusif sous l'option « B100 exclusifs », « B100 bloqués » ou encore « B100 irréversibles ». Toutes ces mentions sont identiques et signifient que ces véhicules ne peuvent fonctionner qu'avec du B100, et non plus de façon réversible et miscible avec du gazole.

Renault Trucks, Scania, MAN, Volvo Trucks et DAF commercialisent désormais des motorisations au B100 exclusif. Achetés neufs, ces véhicules porteront le code 1A et la mention B1 sur leur carte grise et bénéficieront du suramortissement de 40 à 60 % (selon leur tonnage) sur leur prix d'achat après un an d'usage. Le surcoût est compris entre 4 000 et 6 000 euros.

<sup>66</sup>[https://www.fntp.fr/sites/default/files/content/publication/2021\\_11\\_26\\_note\\_nenm\\_publication.pdf](https://www.fntp.fr/sites/default/files/content/publication/2021_11_26_note_nenm_publication.pdf)

## 7.2.3 Rétrofit



Pour les moteurs Euro I à V, il n'y a pas d'adaptation moteur nécessaire, et pour les moteurs euro VI le rétrofit se fait grâce à une légère modification. Ces modes de transport ne bénéficient ni de la vignette Crit'Air 1 ni des possibilités de suramortissement.

À noter que la revente en tant que véhicule gazole est possible sans surcoût et donc la valeur résiduelle d'un véhicule alimenté au B100 est identique à celle d'un véhicule au gazole.

En conclusion, le TCO d'un véhicule B100 est légèrement supérieur à celui d'un véhicule diesel.



## 7.3 SWOT

- Bilan environnemental très positif (-60 % de CO<sub>2</sub> vs gazole) et classification en Crit'Air 1 pour les véhicules « B100 exclusifs » et possibilité de rouler en ZFE.
- Bilan CO<sub>2</sub> validé par l'ADEME.
- Modèles dédiés B100 exclusifs proposés dans le catalogue constructeur avec un surcoût modeste.
- Aides financières au suramortissement.
- Nombreux sites de production en France et en Europe.
- Iso-coût par rapport au gazole.
- Remboursement de la TICPE.
- Miscible avec le gazole en toute proportion après opération de retrofit.

- Instabilité chimique caractéristique des esters méthyliques et conditions de stockage contraignantes.
- Carburant réservé aux flottes captives, infrastructure dédiée, pas de distribution en station.
- Pas de vignette Crit'Air 1 pour les rétrofits.

- Facilement retrofitable en gazole si nécessité (vs véhicules au GNC qui ne le sont pas); la valeur résiduelle véhicule alimenté au B100 est identique à celle d'un véhicule au gazole.

- Le B100 est un agro-carburant de 1<sup>ère</sup> génération.

# 8. ÉLECTRICITÉ

---



## 8.1 Généralités

### 8.1.1 Bilan environnemental



La Commission Européenne publie pour tous les pays de l'union l'intensité carbone de leur kWh électrique. Pour la France, cette valeur est de 19,6 gCO<sub>2</sub>/MJ (soit 70,5 gCO<sub>2</sub>/kWh électrique).

Compte tenu des valeurs de rendement pour le moteur thermique de 40 % et pour le moteur électrique de 80 % (voir schéma 1), les émissions respectives WtW sont de 230 g CO<sub>2</sub>/MJ (= 92/0,4) par rapport à 24,5 gCO<sub>2</sub>/MJ (= 19,6/0,8) ; l'usage de l'électricité permet donc une baisse d'émission de CO<sub>2</sub> de l'ordre de 90 %.

Fort de son électricité décarbonée, la France a donc tout intérêt à promouvoir l'usage de

l'électricité en France comme source d'énergie dans les moyens de transport, par une utilisation directe sur le réseau ou grâce aux batteries rechargeables.

Cependant l'électricité nucléaire qui permet au mix français ce bon score n'est pas une énergie renouvelable et la France peine à respecter ses engagements européens dans ce domaine.



## 8.1.2 Batterie



Les batteries Li constituent des sources d'électricité embarquées avec des rendements de charge et décharge très élevés (> 80 % en général); la batterie reste ainsi un des meilleurs candidats pour stocker l'énergie électrique.

Mais si des progrès remarquables ont été réalisés ces 2 décennies, l'énergie volumique d'une batterie reste très faible (300 à 450 Wh/l selon les chimies) comparée aux autres carburants (facteurs de 25-30 par rapport au gazole et un facteur 4 à 5 par rapport à l'hydrogène liquide). Ici encore le choix des batteries comme source d'énergie dépendra largement de l'usage final et des besoins temporels en énergie et en puissance.

Le graphe ci-dessous montre la forte tendance à la décroissance des prix même si les crises conjoncturelles ces 2 dernières années ont entraîné leur stabilisation. Bloomberger prévoit une baisse des coûts à partir de 2026 (en fonction de l'exploitation de nouveaux gisements et de l'apaisement des tensions internationales) et projette un coût probable sous les 100 \$/kWh dès 2026. Transport & Environment table sur des coûts de

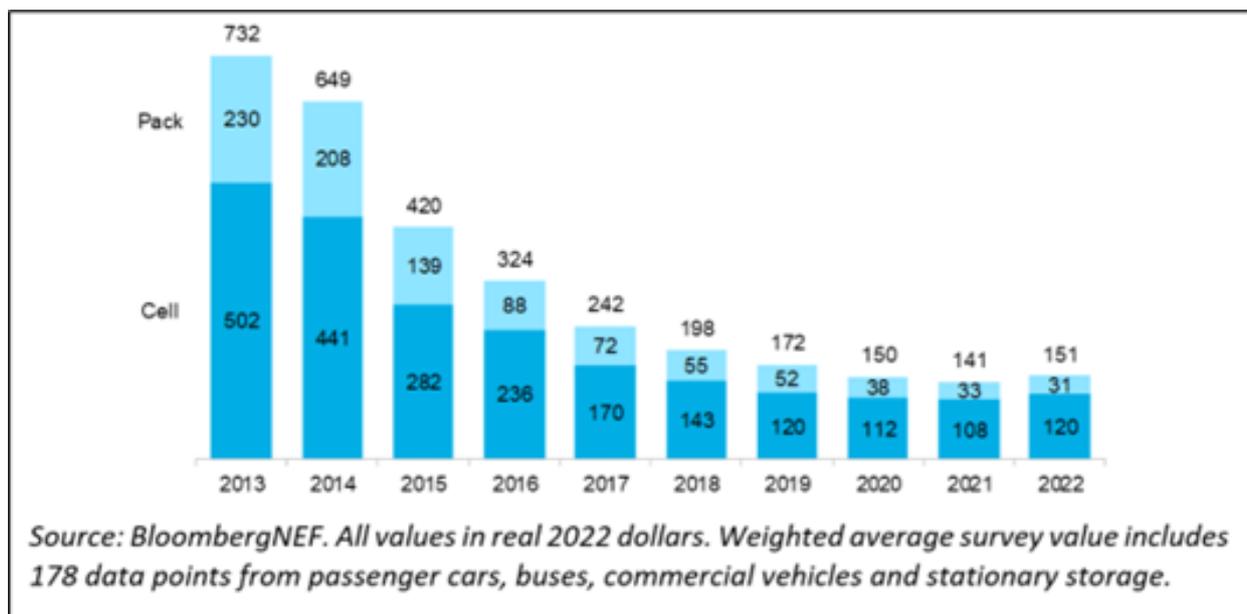


Figure 25 : Évolution des prix batterie en \$/kWh

Si les bilans CO<sub>2</sub> des infrastructures ne sont pas (encore) pris en compte dans les émissions liées au transport on précise toutefois que la production d'un kWh de batterie représente entre 65 et 100 kgCO<sub>2</sub> (selon l'intensité CO<sub>2</sub> de l'électricité du pays fabriquant); pour un camion équipé de 300 kWh de batterie d'origine chinoise on a donc 30 tonnes de CO<sub>2</sub> à la fabrication.

## 8.2 Transport routier



Transport & Environment pointe dans son rapport la nécessité absolue de décarboner intégralement la flotte de poids lourds pour respecter nos engagements. Comme dit en introduction, toutes les mesures d'efficacité telles que l'intensification du transport modal, l'amélioration du rendement énergétique des camions et l'optimisation de l'efficacité logistique ne permettront pas d'atteindre les objectifs de la France en 2030, encore moins pour décarboner tout le secteur du fret français en 2050.

Un recours généralisé à la vente de véhicule à zéro émission (ZEV) est préconisée avec en 2030, une part de vente de véhicules neufs de 30 % pour les moins de 26 tonnes (PTAC) et 15 % pour les plus de 26 tonnes. Les scénarios de coût total de possession sur toute leur durée de vie montre, en 2030, des chiffres similaires pour un poids lourd traditionnel au diesel ou à batterie (respectivement 405 et 415 k€).

En parallèle, la commission européenne mise également sur cette solution et un nouveau règlement européen portant sur les infrastructures pour carburants alternatifs (AFIR) impose la mise en place de bornes de recharges électriques à intervalles réguliers le long des principaux axes routiers européens ainsi que dans les grandes villes. D'ici à 2030, les pays devront installer au moins 3 600 kW de capacité de recharge pour les camions, tous les 60 km, le long des principales autoroutes de l'UE.

Sur les axes secondaires (comme l'A16, l'A89, la N19, etc.), une capacité de recharge d'au moins 1,5 MW devra être disponible tous les 100 km. Des centres de recharge devront également être disponibles dans chaque grande ville d'ici 2030, et il devra y avoir quatre stations de recharge dans chaque « aire de stationnement sûre et sécurisée pour les camions ».

Cette réglementation (qui doit encore être approuvée par les gouvernements de l'UE et le Parlement européen) contribuera également à soutenir un haut niveau d'ambition dans les discussions à venir au Parlement et au Conseil européens sur les standards CO<sub>2</sub> des poids lourds. En effet, la proposition de la Commission de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> de ces véhicules de 45 % en 2030 vise à faire grimper l'électrique à 37 % des ventes d'ici 2030<sup>67</sup>.

<sup>67</sup> <https://www.transportenvironment.org/discover/laccord-europeen-sur-les-bornes-de-recharge-va-permettre-daccelerer-le-passage-a-lelectrique-notamment-pour-les-poids-lourds/>

Carbone4 également poussent à l'électrification des camions et dans ses recommandations, l'ONG préconise de « ne plus subventionner les camions au gaz et les investissements en infrastructures gazières, afin d'inciter l'achat de véhicules électrifiés pour les zones urbaines, moins bruyants et moins émetteurs de particules<sup>68</sup> ».

Si le surcoût à l'achat d'un camion électrique par rapport à une motorisation gazole est important, les coûts en carburant et maintenance sont beaucoup plus faibles et les nombreuses aides financières proposées rendent cette solution attractive, pour peu que l'usage final soit compatible avec l'autonomie et la durée des cycles de charge.

Outre le dispositif du suramortissement pour les véhicules lourds utilisant des énergies propres, prolongé jusqu'à fin 2024, des subventions pouvant atteindre

jusqu'à 150 k€ sont disponibles pour l'achat ou la location de longue durée d'un camion électrique. Dans le cas d'un camion frigorifique (figure 27), Carbone4 montre que le TCO d'un camion diesel et d'un camion électrique sont équivalents en 2023. La figure 18 du présent rapport publiée par Transport & Environment montre également un bilan financier (et carbone) favorable pour le poids lourd à motorisation électrique.

Les avancées technologiques permettent de se projeter sur des capacités batterie de 318 Wh/kg en 2030 (et 508 Wh/kg en 2050<sup>69</sup>) ; de même les consommations énergétiques actuellement de 1,43 kWh/km pourrait descendre à 1,29 en 2030 ; compte tenu de ces améliorations et de l'autorisation pour les ZEV d'un poids supplémentaire maximal autorisé de 2 tonnes, l'impact du poids des batterie sur le chargement serait annulé d'ici 2030.

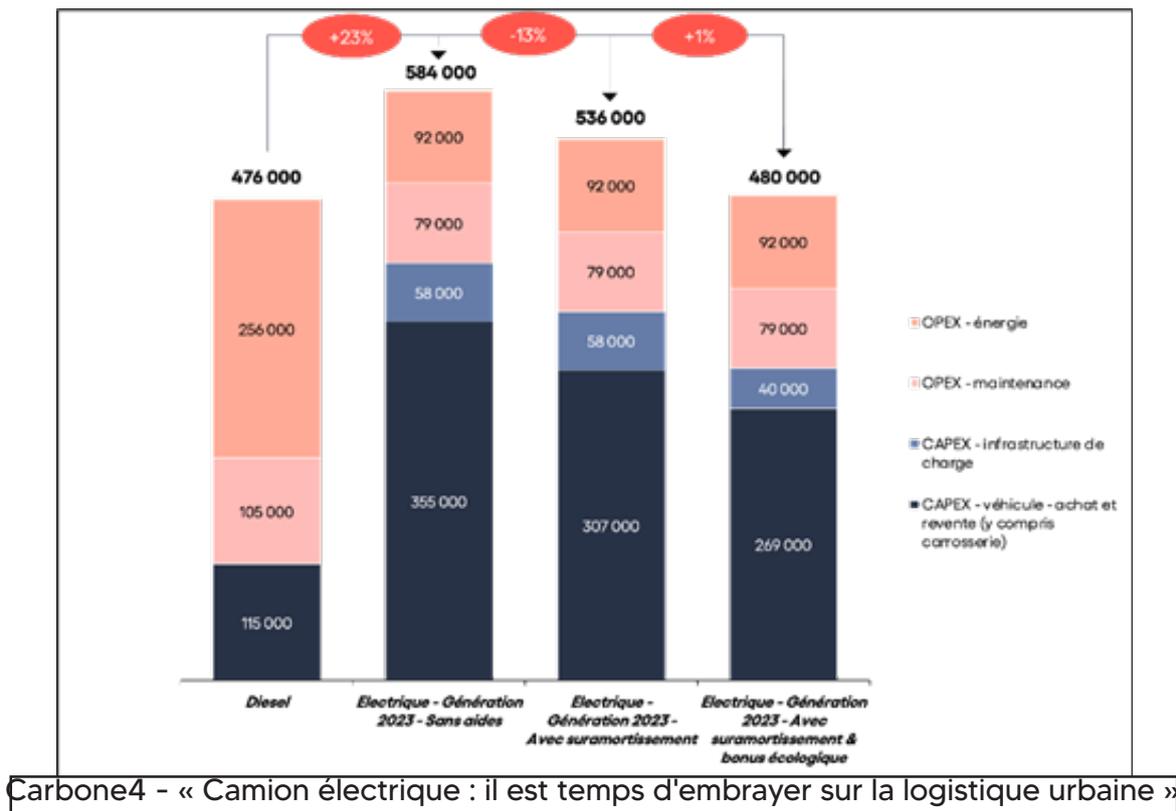


Figure 26 : Comparaison du TCO d'un camion frigorifique de 16 tonnes

<sup>68</sup> Camion électrique : il est temps d'embrayer sur la logistique urbaine. Carbone 4 juin 2022

<sup>69</sup> HILL N, CLARKE D, BLAIR L, MENADUE H, Circular Economy Perspectives for the Management of Batteries used in Electric Vehicles, Final Project Report by Ricardo Energy & Environment for the JRC. Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2019, ISBN 978-92-76-10937-2, page 211

Dès 2023, la plupart des constructeurs majeurs européens devrait proposer une offre de camions électriques sur le segment 16 tonnes d'une autonomie de 200 à 300 km et couvrant le besoin de 89 % des trajets journaliers<sup>70</sup>.

Différents constructeurs proposent d'ores et déjà les modèles suivants :

### **Renault Trucks :**

- Renault Trucks propose des camions de 16 et 19 t (pour une charge utile de 5,6 tonnes environ) équipés de 330 kWh de batterie (cinq batteries de 66 kWh).

### **Mercedes :**

- Mercedes propose le eActros (avec 200 à 400 km d'autonomie) pour le ramassage et la distribution.

### **Daimler :**

- L'eCascadia de Daimler est vendu pour une autonomie de 400 km avec 475 kWh de batterie embarquée.

### **Tesla :**

- Le modèle Semi de Tesla sortira sous 2 versions d'autonomie 480 et 800 km avec respectivement des prix de 190 000 et 230 000 dollars.

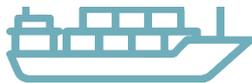
### **Bornes de recharge :**

Pour permettre des durées d'avitaillement compatibles avec l'amortissement de l'outil de travail il sera nécessaire de disposer de puissance de recharge de l'ordre 150 à 300 kW. La gestion d'une flotte de poids lourds nécessitera une puissance globale de charge de l'ordre du MW et donc des investissements en infrastructure considérables.

En août 2022, BP a ouvert à Schwegenheim, ville allemande située sur un axe reliant les Pays-Bas à la France, une première station Aral équipée de deux chargeurs de 300kW pour accueillir les camions électriques de Daimler Truck, MAN, Nikola-Iveco et Volta Trucks. Ceux-ci pourraient ainsi récupérer 150 à 200 km d'autonomie avec une recharge rapide durant leur pause de 45 minutes. Pour cette station, l'électricité est issue de sources renouvelables.

---

<sup>70</sup> Comment décarboner le fret français d'ici 2050. Transport & Environment, 2020.



### 8.3.1 Le branchement à quai



Il permet d'éteindre les génératrices et d'arrêter la consommation de diesel du navire. L'alimentation électrique à quai est donc un moyen efficace de réduire la consommation de carburant et de réduire les émissions atmosphériques.

Avec 30 à 70 % du temps passé à quai le recours à l'énergie électrique du réseau s'impose comme une solution de 1<sup>er</sup> ordre dans la décarbonation ; d'ici 2024, HAROPA prévoit l'implantation d'une centaine de bornes sur la Seine.

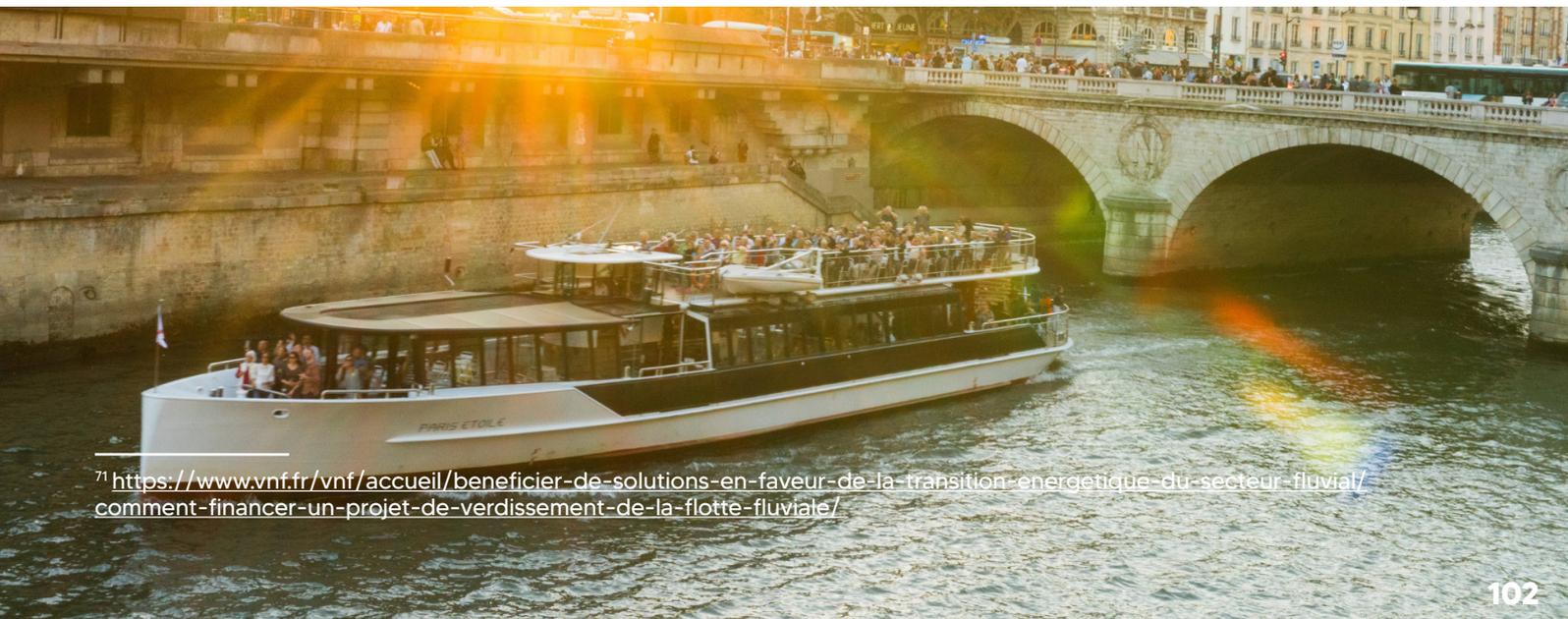
### 8.3.2 Moteurs hybrides



VNF<sup>71</sup> promeut cette solution qui permet des économies notables de carburant et ainsi de compenser le surcoût d'installation par rapport à un moteur thermique. La technologie hybride permet de faire travailler le moteur thermique sur ses plages de fonctionnement optimisées, les batteries pouvant pallier ou absorber la puissance respectivement manquante ou excédentaire.

Les gains de consommation varient donc en fonction de la charge du moteur et seront plus importantes lors des phases de manœuvres du bateau (de l'ordre de 20 %). L'opportunité d'étudier les solutions électriques est donc d'autant plus grande que la part des manœuvres dans les cycles d'exploitation de l'unité concernée est importante.

Lors du dernier webinar de VNF (17 mars 2023) Segula a présenté son projet Greendeliriver avec une motorisation hybride bénéficiant du biométhane pour la partie thermique et doté d'une capacité batterie permettant une navigation 100 % électrique de 30 mn. La motorisation hybride devrait devenir à terme un standard pour la construction de bateaux neufs.



<sup>71</sup> <https://www.vnf.fr/vnf/accueil/beneficier-de-solutions-en-faveur-de-la-transition-energetique-du-secteur-fluvial/comment-financer-un-projet-de-verdissement-de-la-flotte-fluviale/>

## 8.4 Transport maritime



Tout comme pour le fluvial et pour des raisons d'économie de carburant, d'efficacité et de pollution atmosphérique (surtout en zone ZFE), le branchement à quai reste une solution de choix dans le domaine maritime.

Les ports européens devront permettre aux porte-conteneurs et aux navires de croisière de se brancher à quai pour fonctionner à l'électricité à partir de 2030. Le branchement à quai nécessite un raccordement au réseau de forte puissance, de l'ordre de 10 mégawatts par bateau de 5 000 à 6 000 passagers et 2 mégawatts pour des petits navires de 200 à 300 passagers.

28 ports dans le monde sont actuellement équipés de systèmes de branchement à quai,

dont 11 en Europe, notamment dans le Nord.

Le Grand port maritime de Marseille (GPMM) envisage de brancher 2 navires de croisière à quai simultanément en 2025.

Au Havre une puissance de 30 MW sera distribuée le long du quai Pierre Callet à partir de 2024. L'électrification des quais Roger Meunier et Joannès Couvert fourniront les mêmes conditions d'accueil respectivement pour 2025 et 2026.



## 8.5 Transport ferroviaire



Dans son rapport sur le « Verdissement des matériels roulants du transport ferroviaire en France » demandé par le député B.Simian en 2018, la société Bombardier (aujourd'hui Alstom) mise sur le couplage ligne électrifiée - batterie.

En effet, il s'agit ici de limiter les coûts d'investissement en électrifiant les lignes sur les tronçons faciles à électrifier et de pourvoir à l'électrification des moteurs par les batteries sur les tronçons qui ne le sont pas (tunnel, pont, etc.).

Les batteries permettent de donner à la rame une autonomie de 40 à 100 kilomètres en fonction des lignes. Les batteries sont chargées par caténaire ou en station de recharge. Ce type de train permet des circulations sur des lignes partiellement électrifiées, par exemple en début ou en fin de parcours.

En Allemagne les sociétés telles que Flirt Akku, Siemens, Alstom, CAF fournissent dorénavant déjà des dizaines de rames à batterie permettant de transporter 120 à 180 personnes avec une autonomie de l'ordre de 80 km.

En France les AGC bi-mode ont déjà fortement contribué à minimiser l'usage du diesel; de plus il sont tout à fait adaptés au remplacement du moteur diesel par

des batteries; ces trains hybrides avec batteries permettent de répondre à un double enjeu d'électrification partielle et d'une plus grande robustesse du réseau déjà électrifié, par exemple pour pallier une défaillance du système des caténaires. Ils offrent ainsi un complément du moteur Diesel ou du pantographe, de la même manière qu'une voiture hybride en réduisant jusqu'à 20 % les consommations d'énergie, les coûts de maintenance ou en récupérant l'énergie de freinage.

Ils procurent les avantages induits des trains bimodes : plus de confort, moins de bruit, moins d'émissions de particules. Ils correspondent donc non seulement à une opportunité d'améliorer l'exploitation grâce à un système plus robuste, y compris sur le réseau déjà électrifié, mais aussi à une logique de verdissement.

Ci-dessous la présentation de Bombardier en 2018 préconisant le développement du transport ferroviaire à batterie plutôt qu'à pile à combustible.

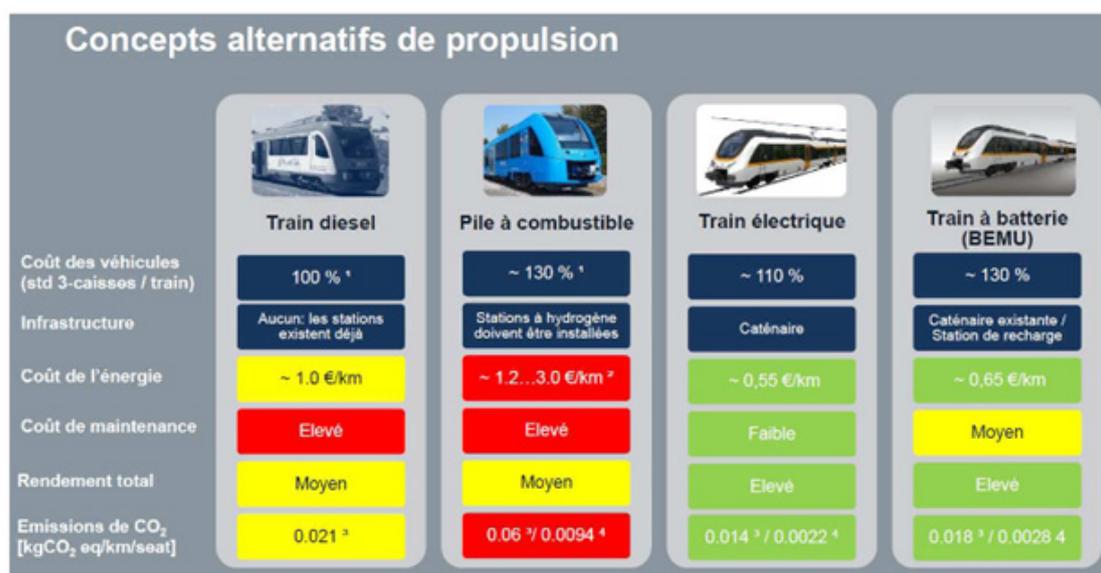


Figure 27 : Benchmark de propulsions alternatives selon Bombardier (rapport Simian)

## 8.6 SWOT

- Électricité française peu carbonée ; son utilisation directe via un moteur électrique permet une réduction des émissions vis-à-vis de l'utilisation du gazole dans un moteur thermique de 90 %. Pour la traction ou l'alimentation en électricité à bord à la place du groupe électrogène.
- L'apport d'énergie électrique permet de subvenir aux besoins énergétiques, des bateaux ancrés ou amarrés et de couper les moteurs pendant cette phase.
- Élimination de la pollution dans les « zones de faible émission ».
- Développement des moteurs hybrides : gestion des phases spécifiques de manœuvre ou d'arrêt pour couper les moteurs thermiques ou leur permettre de fonctionner dans leur plages de rendement optimales.
- Les batteries Lithium permettent un stockage de l'électricité à des coûts (150 €/kWh) et des densités volumiques (350 kWh/kg) compatibles avec certains modes de transport.
- Hybridation et synergie avec l'électrification des ports et l'alimentation électrique durant les phases d'ancrage ou d'amarrage. Largement développée sur les Ferry norvégiens danois.
- Ferroviaire : les batteries permettraient d'assurer une traction électrique sur des portions difficilement électrifiables (tunnel, etc.).

- Diminution de prix des batteries prévue entre 2022 et 2030 : 600 -> 50-100 €/kWh
- Maritime : la directive CARB demande aux armateurs une diminution de 80 % de leurs émissions à quai. L'Europe demande l'installation d'infrastructure en 2025. L'électrification des ports devrait rapidement augmenter.
- Développement à marche forcée de l'électricité renouvelable imposée par l'Europe (RED II) et diminution attendue du contenu CO<sub>2</sub> de l'électricité.
- Le marché de la batterie est fortement tiré par le marché de l'automobile, et l'on s'attend à des progrès encore substantiels à brève échéance pour la technologie Lithium : diminution des coûts (100 €/kWh) et augmentation des densités volumiques (400kWh/kg).
- Développement de la filière nucléaire en France dans les 10 prochaines années (Small Modular Reactor).
- Développement des moteurs hybrides permettant de tirer parti simultanément des carburants verts et des avancées technologiques sur les batteries (coûts et densité volumique).

- L'énergie volumique des batteries reste beaucoup trop faible pour envisager l'usage des batteries sur les très longues distances.
- Bilan CO<sub>2</sub> de production des batteries encore très élevé ; plusieurs centaines de kg par kWh.
- Investissement : accroissement du réseau de transport et de distribution, infrastructure de charge et nécessaire redimensionnement en puissance du réseau (transformateur) pour minimiser les temps de recharge batterie.
- Maritime est fluviale : usage limité à des phases de transition (accostage, déchargement, moillage, etc.) ou des transports sur faible distance (< 200km).
- Branchement à quai maritime et fluvial : peu d'électrification des ports permettant des recharges rapides.
- Branchement à quai maritime et fluvial : manque de standardisation du réseau électrique (tension et fréquence).
- Ferroviaire : coût d'investissement, (hors infrastructure) supérieur de 8-10 % vs train diesel.

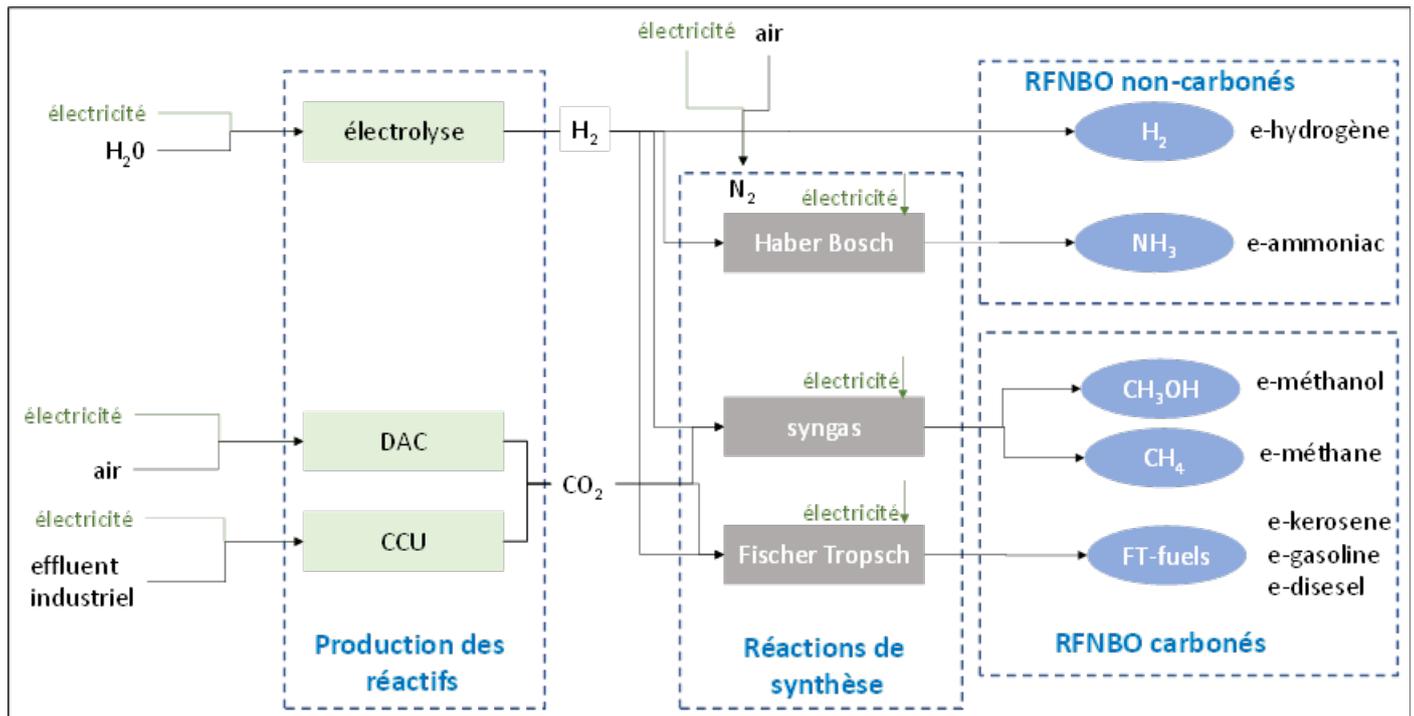
- Logistique complexe pour les branchements à quai : manque de planification d'accostage des navires (le port de destination pétrolier fluctue au gré du cours du marché).
- Augmentation du prix de l'électricité, suite aux réductions des importations (forcées ou non) des carburants fossiles.
- Les motorisations thermiques moins chères, ont une longue durée de vie (15 ans environ), occupent toujours une très forte prédominance sur le marché des véhicules neufs et retarde l'électrification des transports.

# ANNEXES

---



## Annexe 1 : Schéma de production des RFNBO carbonés et non carbonés



## Annexe 2 : Appellation des différents carburants et process de fabrication

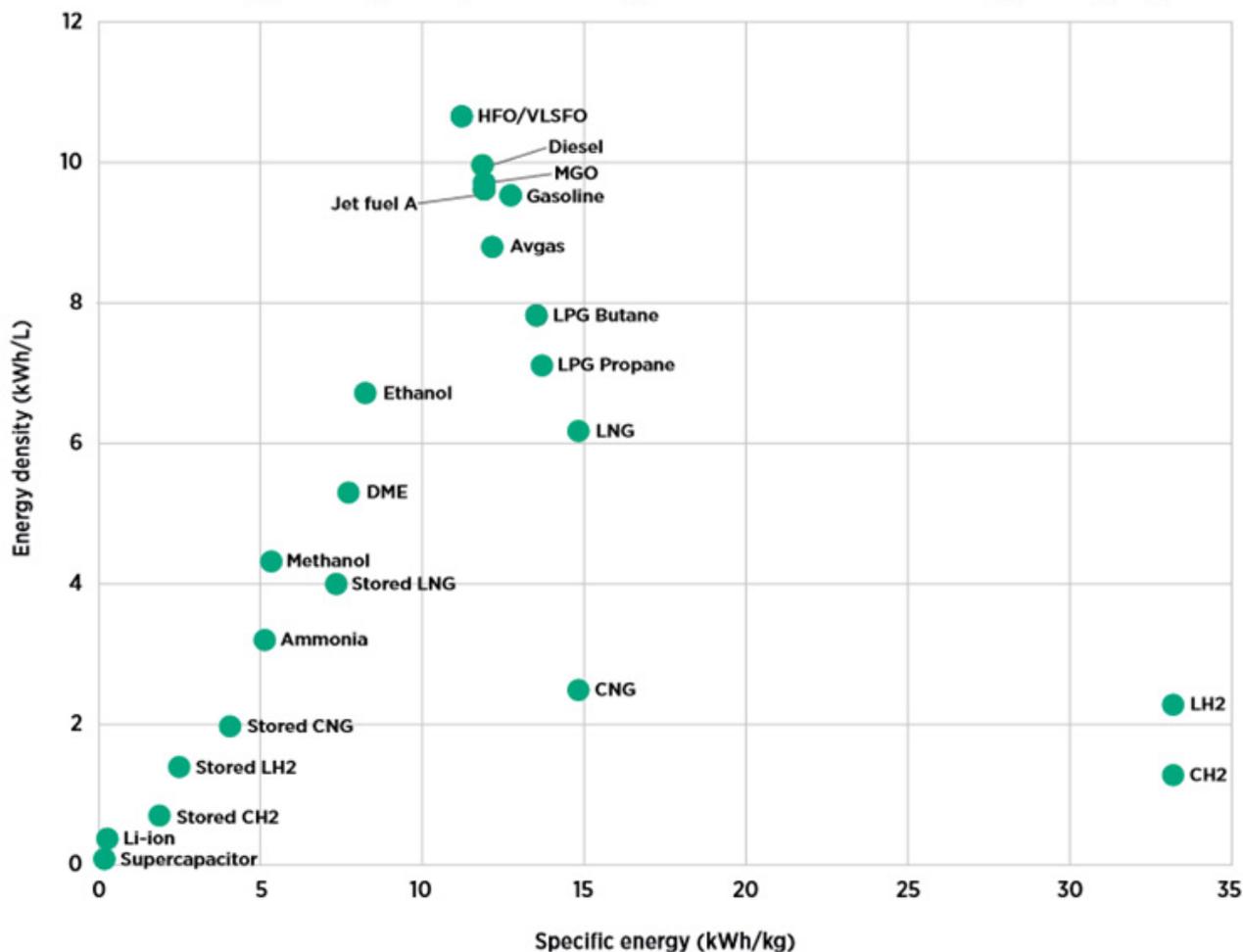
produit final	matière 1ère	procédé	produit commercial, unité de fabrication
EMAG (Esthers Méthyliques d'Acides Gras)	HV (huiles végétales) HA (graisses animales) HU (huiles usagées)	transésterification	Oleo100 (Avril) COC100 (Centre Ouest Céréales), Pur100Agri (Altens), Koolza 100 (Bolloré Energy). Pur100 ECO 2nde génération , (Altens)
HVHTG (Huiles Végétales Hydro Traitement Gazole)	HV (huiles végétales) HA (graisses animales)	hydrotraitement	HVO100 (TotalEnergies à La Mède) Izipure (Bolloré), PUR-XTL (Altens)
PtG (Power to Gas) = $H_2$	$H_2O$ + électricité renouvelable	injection d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel	
BtL (Biomass to Liquid)	biomasse	gaseification, syngas, Fischer-Tropsch	Projets BioTFuel (démonstrateur Dunkerke), BioTJet
PtX (Power to X) = RFNBO	$H_2O$ + $CO_2$ + électricité renouvelable		-
GtL (gaz to liquid)	gaz		Royal Dutch Shell en Malaisie etc...
CtL (coal to liquid)	charbon		SASOL en Afrique du Sud etc...

## Annexe 3 : Bilan WtW des carburants

Catégorie	carburant	matière première	Process	émission CO2 gCO2/MJ	énergie spécifique	énergie volumique (hors réservoir)
				WtW	MJ PCI /kg	MJ/l
fossile	GO marin / VLSFO	pétrole	distillation de coupes lourdes / désulfuration S < 0,5%	92	42,7	38,4
	diesel pur	pétrole	distillation de pétrole	91,6	43	36
	B7	pétrole + agro carburant	distillation de pétrole + transesterification d'huile végétales	86	43	36
	GNV	gaz nat	gaz nat comprimé 200 bars	73	48	9,4
	LNG	gaz nat	gaz nat liquéfié	72	48	21,6
	Méthanol	gaz naturel		93 à 101	19,9	15,7
	Ammoniac / brown ammonia	H2 via gaz nat ou charbon	SMR + Haber Bosch	90 - 137	18,6	12,9
	Hydrogène comprimé 700 bars	charbon	gazeification	234,8	120	5,0
		gaz naturel	vaporeformage	104 - 132	120	5,0
		gaz naturel	vaporeformage + CCS	39,7	120	5,0
électricité réseau / eau		électrolyse / compression 700 bars	32 France 175 Europe	120	5,0	
Hydrogène liquide	électricité réseau / eau	électrolyse / liquéfaction	197 Europe	120	8,6	
biofuels	EMAG ou FAME	huiles végétales issues de cultures / MeOH	transesterification (avec MeOH ou EtOH),	48	37	33
		FOGs (graisses animales) / MeOH	transesterification (avec MeOH ou EtOH),	14	37	33
	B100	EMAG (esters méthyliques d'acides gras) / Méthanol	transesterification (avec MeOH ou EtOH),	37	37	33
	Gazole paraffinique de synthèse, HVO (XtL)	huiles végétales / H2	hydrotraitement, isomérisation et craquage	51,9	44,4	35
		graisses animales et huiles de cuissons / H2	hydrotraitement, isomérisation et craquage	11,1 - 16,2	44,4	35
	FT(diesel) : BtL (gazole, kérosène) 2nde génération	bois, déchets municipaux solides, déchets agricoles et forestiers	procédé thermochimique / gazeification de matière ligno-cellulosique --> syngas = BTL	9,66 à 14,05	44	34,4
	BtG (bio-méthane) 200 bars	déchets municipaux solides, alimentaires, agricoles, ensilages	méthanisation puis purification du biogaz en bio méthane	10 à 20	48	5,04
bois, déchets municipaux solides, déchets agricoles et forestiers		gazeification (syngas) + réaction de Sabatier		48	5,04	
RFNBO	NH3 anhydre / green ammonia	H2 via électricité renouvelable	Haber Bosch	12	18,6	12,9
	Hydrogène 700 bars	électricité renouvelable	électrolyse	9,5	120	5,04
	e-MeOH	électricité renouvelable / H2O / CO2	H2 par électrolyse via élec. rnv + CO2 issu de la biomasse	12,7	19,9	15,7
	FT fuel / gazoles	électricité renouvelable / H2O / CO2	Fischer Tropsch		43	35,69

## Annexe 4 : Énergie volumique et énergie massique pour différents carburants

FIGURE 1.2. Energy density and specific energy for various fuels and energy storage systems



Notes: Avgas = aviation gasoline; CH2 = hydrogen compressed at 70 MPa; CNG = natural gas compressed at 25 MPa; DME = dimethyl ether; HFO/VLSFO = heavy fuel oil/very low sulphur fuel oil; LH2 = liquefied hydrogen; Li-ion = lithium-ion battery; LNG = liquefied natural gas; LPG = liquefied petroleum gas; Stored CNG = Type IV tank at 250 bar; Stored CH2 = best available CH2 tanks at 70 MPa; Stored LH2 = current small-scale LH2 on-board tanks; Stored LNG = small-scale storage at cryogenic conditions; MGO = maritime gasoil. Numbers are expressed on a lower heating value (LHV) basis. Weight of the storage equipment is included.

Sources: Energy Transition Commission (2021a); Hurskainen (2019); IEA H2 TCP (2021); Phillibert (2020); Royal Society (2020).

## Annexe 5 : Émission CO<sub>2</sub> à la tonne.km et les différentes filière de transport

Données ADEME base carbone

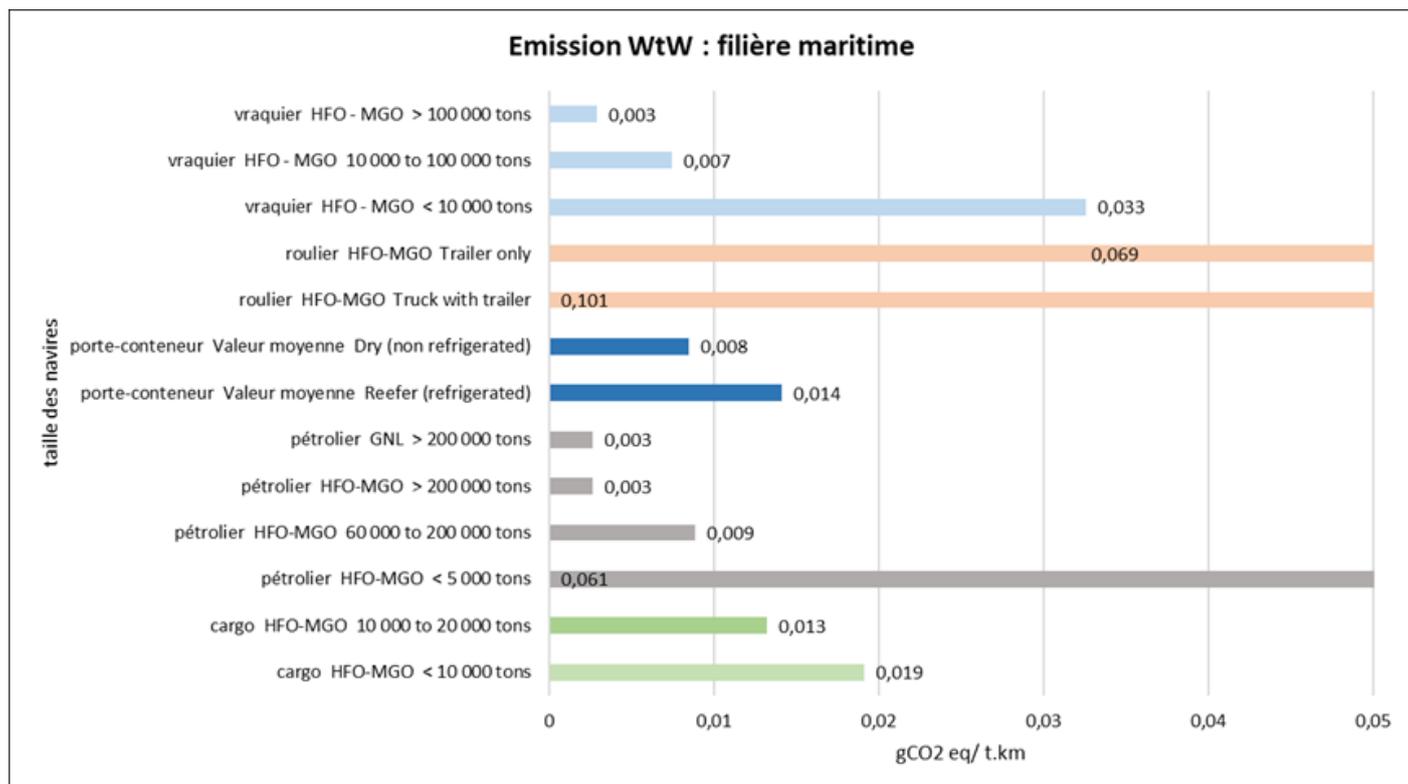


Figure 28 : Filière maritime et émission CO<sub>2</sub>/t.km

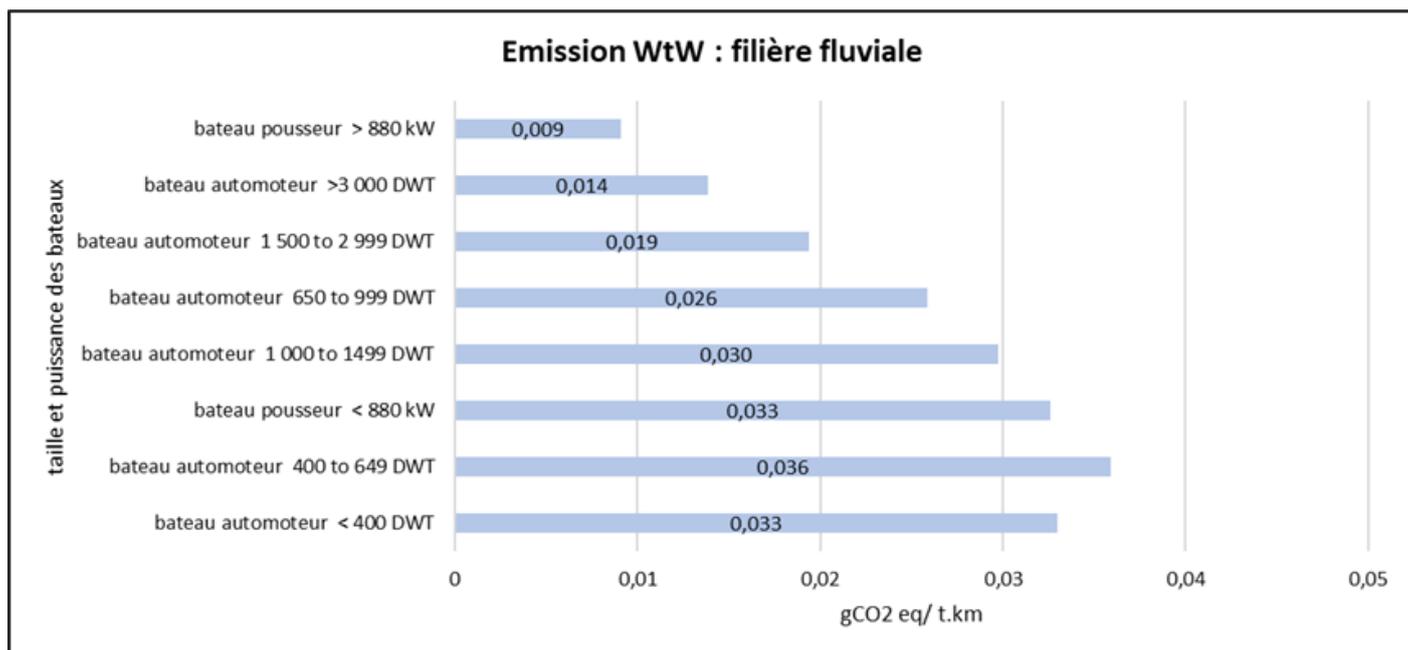


Figure 29 : Filière fluviale et émission CO<sub>2</sub>/t.km

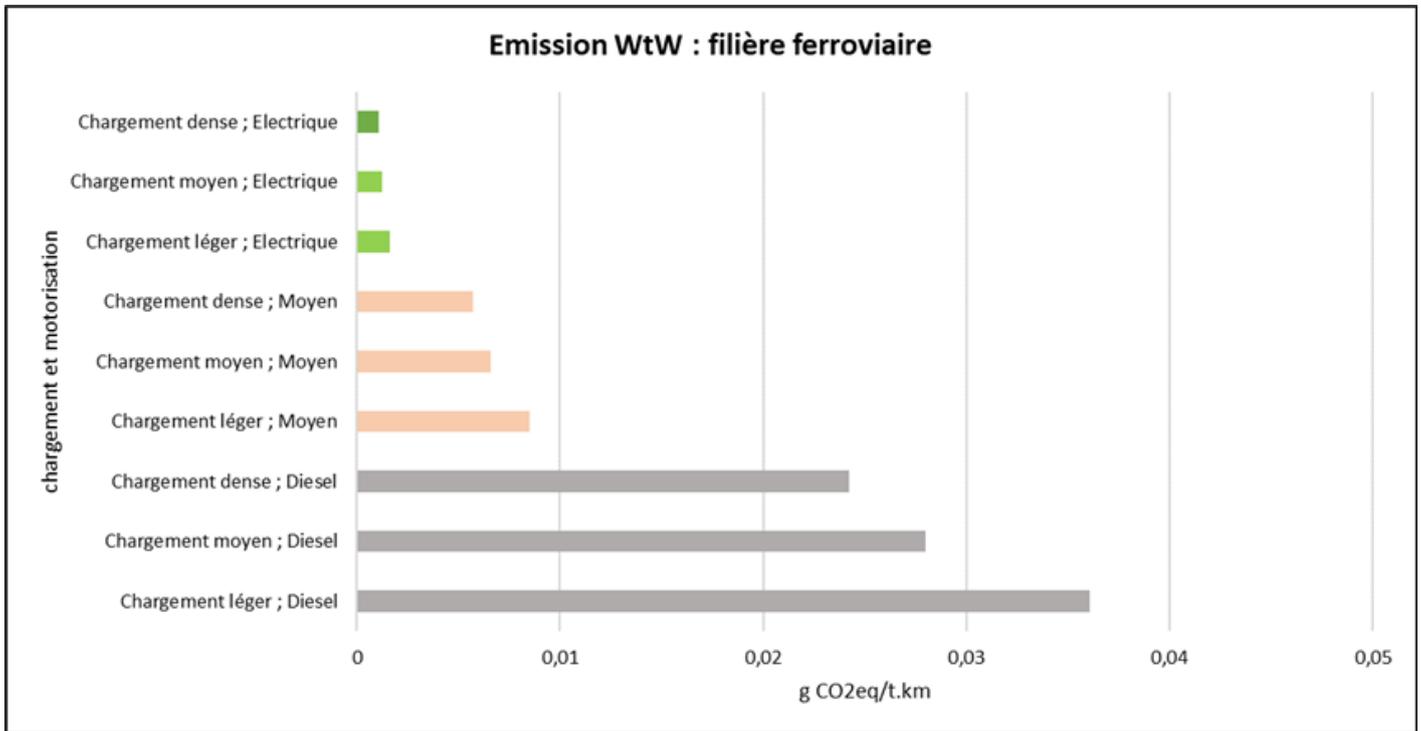


Figure 30 : Filière ferroviaire et émission CO<sub>2</sub>/t.km

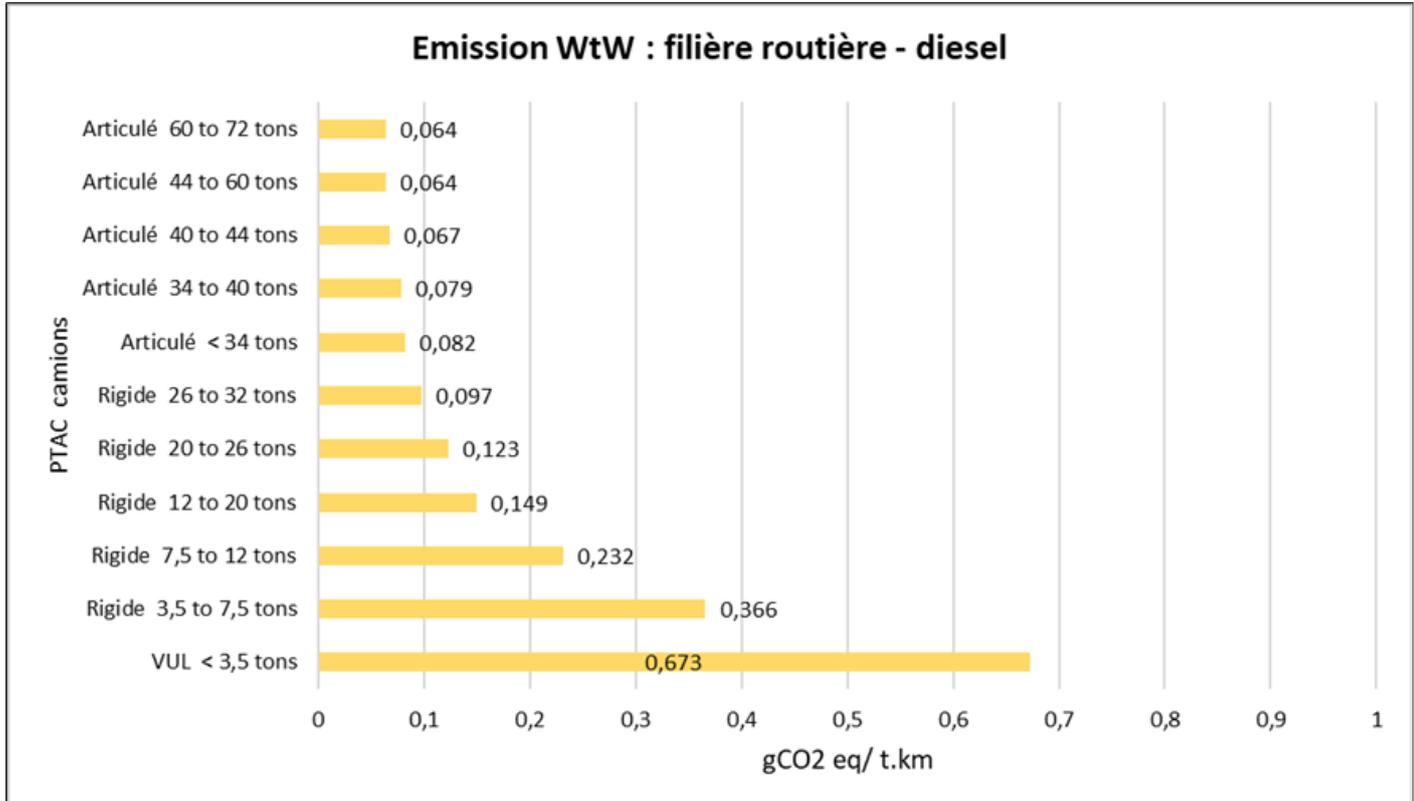


Figure 31 : Filière routière diesel et émission CO<sub>2</sub>/t.km

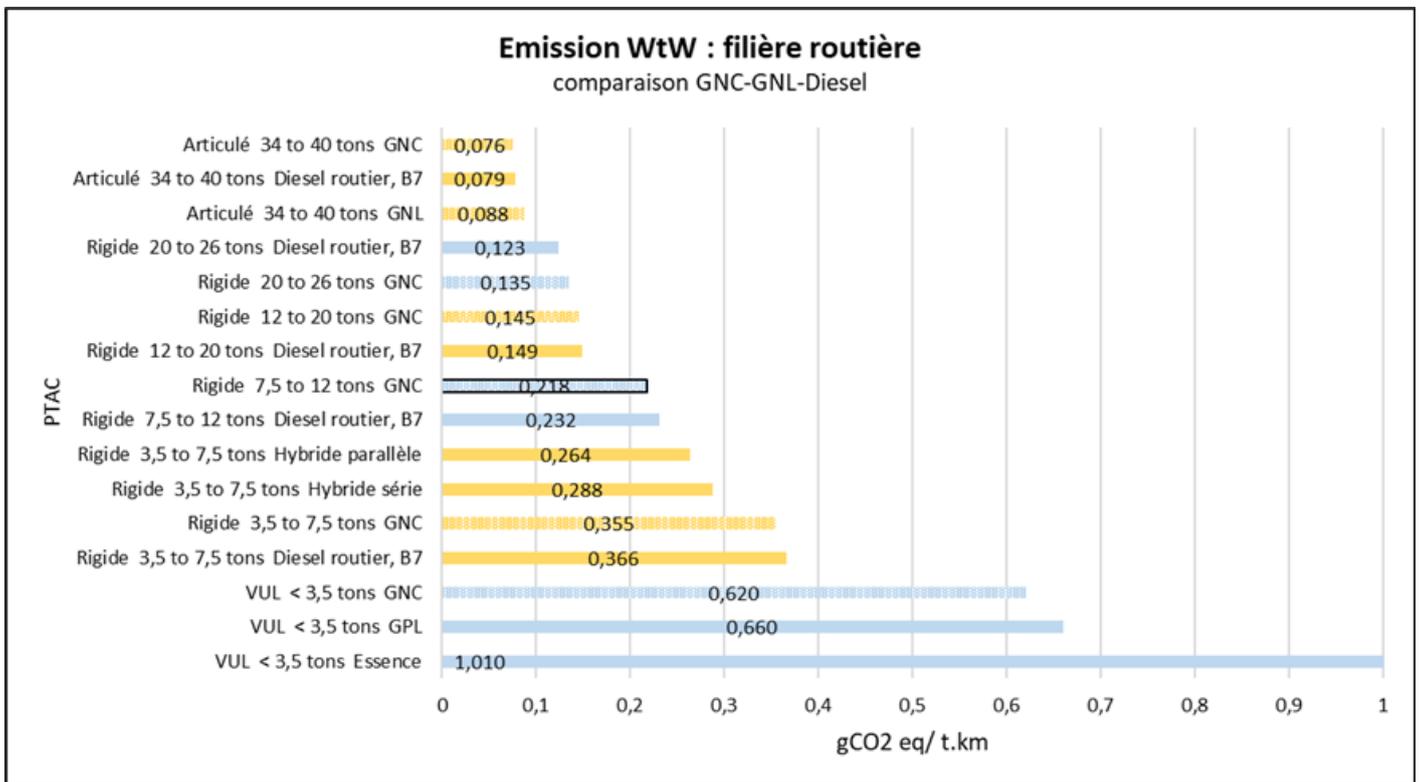


Figure 32 : Filière routière GNC-GNL-diesel et émission CO<sub>2</sub>/t.km

# Annexe 6 : Inventaire des émissions GES par secteurs d'activité

Secteur	Sous-secteur	CO2 (t)	Mt CO2 biomasse hors bilan	CH4 (PRG) (tCO2e)	N2O (PRG) (tCO2e)	HFC (tCO2eq)	PFC (tCO2eq)	SF6 (tCO2eq)	NF3 (tCO2eq)	total PRG (tCO2 eq)
Production et Transformation d'énergie	Production d'électricité	19 717 758	0	21 137	79 387	6 562	0	202 154	0	20 026 997
	Chauffage urbain	4 228 962	3	4 257	38 086	0	0	0	0	4 271 306
	Raffinage du pétrole	10 023 223	0	5 858	17 519	0	0	0	0	10 046 601
	Transformation des CMS - mines	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Transformation des CMS - sidérurgie	2 742 011	0	6 545	401	0	0	0	0	2 748 957
	Extraction et distribution de combustibles solides	0	0	10 050	0	0	0	0	0	10 050
	Extraction et distribution de combustibles liquides	47 856	0	74 111	200	0	0	0	0	122 167
	Extraction et distribution de combustibles gazeux	480 383	0	1 139 065	2 822	0	0	0	0	1 622 270
	Extraction et distribution - autres	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Autres secteurs de la transformation d'énergie	5 855 870	9	1 072	137 568	0	0	0	0	5 994 510
Industrie manufacturière	Chimie	17 967 431	1	77 428	937 506	1 532 436	2 150	12 331	0	20 529 283
	Construction	2 658 832	0	5 378	235 406	0	0	0	0	2 899 616
	Biens d'équipements, matériels de transport	2 087 004	0	3 535	4 732	421 358	540 888	175 672	5 838	3 239 028
	Agro-alimentaire	7 471 380	1	52 099	28 856	2 762 827	0	12 331	0	10 327 493
	Métallurgie des métaux ferreux	14 070 558	0	40 577	11 077	530	0	724	0	14 123 466
	Métallurgie des métaux non-ferreux	2 508 007	0	8 274	2 082	429	109 270	60 880	0	2 688 943
	Minéraux non-métalliques, matériaux de construction	17 680 843	2	28 742	66 460	0	0	724	0	17 776 769
	Papier, carton	2 563 238	6	62 381	42 062	0	0	724	0	2 668 404
	Autres industries manufacturières	2 541 624	2	27 938	36 125	279 052	0	12 331	0	2 897 070
Traitement centralisé des déchets	Stockage	0	0	10 557 223	129	0	0	0	0	10 557 352
	Incinération (e)	1 319 031	0	2 653	35 803	0	0	0	0	1 357 487
	Autres traitements des déchets solides	0	0	220 761	305 443	0	0	0	0	526 204
Résidentiel / tertiaire	Traitement des eaux usées	0	0	1 928 598	333 939	0	0	0	0	2 262 537
	Résidentiel	51 771 050	28	1 327 355	429 882	2 347 305	8 250	0	0	55 883 842
Agriculture / sylviculture	Tertiaire	24 941 317	1	68 828	157 685	7 549 714	5 449	25 525	0	32 748 518
	Culture	2 013 829	0	113 587	32 523 221	0	0	0	0	34 650 637
	Élevage	0	0	38 940 653	2 601 322	0	0	0	0	41 541 975
	Sylviculture (d)	503 090	0	1 613	59 157	0	0	0	0	563 861
	Autres sources de l'agriculture	9 593 062	1	17 352	1 000 005	179 358	0	0	0	10 789 777
Transport routier	VP diesel	52 238 444	3	7 592	810 026	1 372 823	0	0	0	54 428 885
	VP essence	16 246 941	1	71 550	83 265	438 188	0	0	0	16 839 943
	VP GPL	217 376	0	231	2 669	5 244	0	0	0	225 519
	VP GNV	6 576	0	166	34	159	0	0	0	6 935
	VP électriques	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	VUL diesel	22 549 687	1	1 746	244 324	593 184	0	0	0	23 388 942
	VUL essence	1 863 879	0	6 775	26 209	48 069	0	0	0	1 944 933
	PL diesel (y.c. bus et cars)	26 620 866	2	8 538	317 051	1 061 744	0	0	0	28 008 200
	PL essence (y.c. bus et cars)	2 565	0	17	13	103	0	0	0	2 697
	PL GNV (y.c. bus et cars)	111 756	0	2 091	0	4 110	0	0	0	117 958
Autres transports	Deux roues	1 499 745	0	20 483	8 923	0	0	0	0	1 529 152
	Transport ferroviaire	408 743	0	1 018	4 369	53 885	0	0	0	468 015
	Transport fluvial français (f)	1 119 500	0	19 916	8 018	0	0	0	0	1 147 434
	Transport maritime domestique (f)	905 564	0	2 147	6 879	9 027	0	0	0	923 616
UTCATF	Transport aérien français (f)	3 517 140	0	1 418	29 280	16 535	0	0	0	3 564 374
	UTCATF (h)	-44 449 175		900 198	3 036 169	0	0	0	0	-40 512 808
Hors total	Transport fluvial international (*)	65 499		168	535	0	0	0	0	66 202
	Transport maritime international (*)	4 935 364		11 853	37 676	0	0	0	0	4 984 893
	Transport aérien international (*)	16 948 788		2 133	141 100	95 454	0	0	0	17 187 475
	Sources biotiques agricoles (*)	0		0	0	0	0	0	0	0
	Autres sources non-anthropiques (*)	0		3 384 936	36 562	0	0	0	0	3 421 498
	Autres sources anthropiques (*)	0		0	0	0	0	0	0	0

Source : CITEPA, 2018. Chiffres SECTEN 2018 : inventaire des émissions de GES en France

## Annexe 7 : Abréviations

AEM	anion exchange membrane	JRC	Joint Research Centre
BECCS	Bio-energy with Carbon capture and storage	kt	kilo tonnes ou 10 <sup>3</sup> tonnes
BtL	Biomass to Liquid	kWh	kilowatt heure
CAPEX	Capital Expenditure	l	litre
CCS	Capture Carbon Storage	MeOH	méthanol
CH <sub>3</sub> OH	méthanol	MJ	méga Joule
CH <sub>4</sub>	méthane ou gaz naturel	MJ	méga joules ou 10 <sup>6</sup> joules
CO <sub>2</sub>	dioxygène	Mt	méga tonnes
CtL	coal to liquid	Mt	méga tonnes
DAC	Direct Air Carbon Capture	N <sub>2</sub>	azote
e-fuels	électro fuels	NH <sub>3</sub>	ammoniac
EMAG	Esther méthylique d'acide gras	NO <sub>2</sub>	dioxyde d'azote
EUCAR	European Council for Automotive R&D	NOx	oxyde d'azote
FAME = EMAG	Fatty acid methyl ester	OPEX	Operational Expenditures
FT	Fischer Tropsch	PàC	pile à combustible
GES	gaz à effet de serre	PEM	proton exchange membrane
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat	PEMFC	polymer electrolyte membrane fuel cell
GNC	gaz naturel comprimé	ppm	partie par million
GNL	gaz naturel liquéfié	PtG	Power to Gas
GNV	gaz naturel pour véhicule	PtX	Power to X
GO	garantie d'origine	PtX	Power to X (RFNBO carbonés)
GtL	gaz to liquid	RED II ou RED III	Renewable energy directive (II ou III)
GW	giga watts ou 10 <sup>9</sup> watts	RFNBO	renewable fuels of non biological origin
H <sub>2</sub>	dihydrogène	SMR	steam methane reforming
H <sub>2</sub> O	eau	SOFC	solid oxyde fuel cell
HVHTG	Huiles Végétales Hydro Traitement Gazole	syngas	gaz de synthèse (mélange de CO et H <sub>2</sub> )
HVO	hydrotreated vegetable oil	UE	Union Européenne
ICE	internal combustion engine	VLSFO	very low sulfur oil
JEC	Joint European Committee	WtW	well to wheels pour le domaine routier ou well to wakes pour le domaine maritime

## Annexe 8 : Unités et conversion

1 MW = 1 MJ/s

1 kWh = 3.6 MJ = 3412 Btu (British thermal unit)

1 tep (tonne équivalent pétrole) ou toe (ton of oil equivalent) = approx 42 GJ = 11,63 MWh

1 t crude oil ~ 7.4 bbl

1 bbl (baril ou barrel) = 159 litres = 42 gallons

Avec la participation de



Ce rapport a été réalisé par le

