

## Contexte

Alors que l'industrie du transport maritime cherche à réduire ses émissions de gaz à effet de serre et à décarboner ses activités, les carburants traditionnels à base de produits pétroliers sont de plus en plus critiqués et remis en cause (impact environnemental, nouvelles réglementations, dépendances aux variations des marchés pétroliers). Des solutions alternatives émergent et se développent afin de répondre à la nécessité de réduire l'emprunte carbone du transport maritime et pour faire face au durcissement des normes maritimes internationales sur les émissions de gaz à effet de serre. La question est alors: quels seraient les carburants alternatifs les plus pertinents à adopter au Québec?

C'est dans ce contexte que le réseau MeRLIN porté par Technopole maritime du Québec a commandé auprès d'Innovation maritime cette étude. Cette dernière a pour objectif de faire un état des lieux des différents types de carburants émergeant actuellement en mettant l'accent sur les projets en cours ou à venir au Québec, aussi bien en termes de production, de distribution, que de recherche sur les nouveaux carburants pour le transport maritime. Ce présent rapport apporte ainsi des éléments essentiels afin de faire des choix éclairés sur les carburants maritimes du futur au Québec.

### À propos de MeRLIN



Porté par Technopole maritime du Québec (TMQ), MeRLIN est un réseau industriel dédié

à l'innovation dans le secteur du transport maritime et du milieu portuaire. Il vise à améliorer l'accès aux expertises en recherche et développement afin de faciliter la mise en œuvre de projets innovants répondant aux défis de l'industrie maritime.

MeRLIN accompagne l'industrie dans la définition de ses besoins de recherche, stimule le travail collaboratif autour d'enjeux communs, facilite la réflexion et le processus de recherche de solutions concrètes, favorise la mise en place d'outils de planification à long terme et assure l'arrimage des acteurs du milieu. MeRLIN est le fruit de la contribution de ses membres industriels et de ses partenaires financiers, soit Développement Économique Canada (DEC) et le Créneau Ressources Sciences et Technologies Marines.

#### **Membres MeRLIN**

























# Étude sur les carburants alternatifs dans le transport maritime au Québec

## Rapport présenté à :





Par:



Décembre 2021

## TABLE DES MATIÈRES

L	iste des	tableaux	V
L	iste des	figures	vi
L	iste des	graphiques	vi
L	iste des	abréviations et des acronymes	vii
1	Intro	oduction	9
2	Carl	ourants alternatifs	11
	2.1	Gasoil marin (MGO)	11
	2.2	Gaz naturel liquéfié (GNL)	15
	2.3	Gaz pétrolier liquéfié (GPL)	20
	2.4	Méthanol (gris — vert)	23
	2.5	Ammoniac (gris — vert)	28
	2.6	Les biocarburants	31
	2.7	Biocarburants de troisième génération (microalgues)	36
	2.8	Hydrogène (gris — bleu — vert)	37
	2.9	Batterie — électricité verte	41
	2.10	Sommaire	43
3	Proj	ets de carburants alternatifs au Québec	45
	3.1	Gaz naturel liquéfié	45
	3.2	Gaz naturel renouvelable	51
	3.3	Gaz pétrolier liquéfié	54
	3.4	Hydrogène (gris — bleu — vert)	56
	3.5	Méthanol (gris — vert)	59
	3.6	Ammoniac (gris — vert)	63
	3.7	Biocarburants — général	65
	3.7.	•	

3.	7.2	Biocarburants — deuxième génération	67
3.	7.3	Biocarburants — troisième génération	70
3.8	Ba	tterie — électricité verte	72
4 Po	otentie	l de réduction des GES des carburants alternatifs et options pour le Québec	73
4.1	An	alyse du cycle de vie des carburants alternatifs	73
4.2	Ca	rburants alternatifs pour le secteur maritime au Québec	77
4.2	2.1	Les quatre carburants gagnants – GNL, GNR, FAME et HVO	79
4.2	2.2	Tendances pour le secteur	86
4.3	Vo	ie possible pour le secteur maritime québécois	90
5 Co	onclus	ion	93
Bibliog	graphic	<b>≥</b>	95

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 Spécifications du gasoil marin (MGO)	11
Tableau 2 Exemples de données sur le MGO et les émissions de CO <sub>2</sub> correspondantes	12
Tableau 3 Limites d'émissions de NO <sub>x</sub> selon MARPOL, Annexe VI	14
Tableau 4 Spécifications du gaz naturel liquéfié (GNL)	15
Tableau 5 Spécifications du gaz pétrolier liquéfié (GPL)	20
Tableau 6 Spécifications du méthanol	23
Tableau 7 Spécifications de l'ammoniac	28
Tableau 8 Spécifications des biocarburants	31
Tableau 9 Spécifications de l'hydrogène	37
Tableau 10 Sommaire des propriétés des carburants alternatifs présentés en Section 2	44
Tableau 11 Informations sur la compagnie Énergir	47
Tableau 12 Programmes de financement	49
Tableau 13 Informations sur la station d'épuration de Saint-Hyacinthe	52
Tableau 14 Programme de financement	53
Tableau 15 Informations sur l'entreprise Air Liquide	56
Tableau 16 Programmes de financement	58
Tableau 17 Informations sur l'entreprise Methanex	60
Tableau 18 Informations sur l'entreprise Enerkem	60
Tableau 19 Informations sur l'entreprise Alberta-Pacific Forest Industries Inc.	61
Tableau 20 Programme de financement	62
Tableau 21 Informations sur l'entreprise CF Industries	63
Tableau 22 Informations sur l'entreprise Joffre Nitrogen (Nutrien)	64
Tableau 23 Informations sur l'entreprise Archer Daniels Midland Co.	66
Tableau 24 Informations sur l'entreprise Verbio Diesel Canada	66
Tableau 25 Informations sur l'entreprise Innoltek	67

Tableau 26 Informations sur l'entreprise BIOX Corporation	68
Tableau 27 Programmes de financement	69
Tableau 28 Synthèse des émissions de gCO <sub>2</sub> par MJ pour les FAME et HVO WTT pour différentes ressources et modèles de calcul	74
Tableau 29 Bilan des carburants alternatifs pour le Québec	78
LISTE DES FIGURES	
Figure 1 Principale voie de production du méthanol	26
Figure 2 Aperçu des voies de synthèse des biocarburants courants	32
Figure 3 A) Estérification catalytique d'un triglycéride avec trois molécules de méthanol, conduit à la formation de glycérine et d'ester méthylique d'acide gras et B) Exemple de la structure chimique du diesel pétrochimique ou	e
renouvelable	33
LISTE DES GRAPHIQUES	
Graphique 1 Prix moyen (en \$ US) pour le HFO (IFO380), le Brent et le MGO	12
Graphique 2 Navires en service ou en commande ayant des systèmes de lavage (scrubber)	13
Graphique 3 Prix du gaz naturel (Henry Hub)	17
Graphique 4 Aperçu de la flotte de navires opérant au GNL (existants et commandés)	18
Graphique 5 Comparatif du prix du propane et de l'huile brute	21
Graphique 6 Variations du prix du méthanol dans des régions clés	24
Graphique 7 Exemple de l'évolution du prix de l'hydrogène (Hydex allemand) (août à octobre 2021)	38
Graphique 8 Données sur le gaz naturel au Québec et au Canada	46
Graphique 9 Aperçu du potentiel de réchauffement des combustibles individuels	76
Graphique 10 Bilan des carburants alternatifs pour le Québec (basé sur le Tableau 29)	79
Graphique 11 Tendance des carburants alternatifs pour le Québec	88

## LISTE DES ABRÉVIATIONS ET DES ACRONYMES

CAPEX	Dépenses d'investissement		
CCS	Carbon Capture and Storage		
CII	Carbon Intensity Indicator		
DF	Dual Fuel		
DMFC	Direct Methanol Fuel Cell		
ECA	Emission Control Area		
EEDI	Energy Efficiency Design Index		
EEXI	Energy Efficiency of Existing Ship Index		
EGR	Exhaust Gas Recirculation		
FAME	Fatty Acid Methyl Ester		
GES	Gaz à effet de serre		
GNL	Gaz naturel liquéfié		
GNR	Gaz naturel renouvelable		
GPL	Gaz pétrolier liquéfié		
HFO	Heavy Fuel Oil		
HT-PEMFC	High Temperature Proton Exchange Membrane Fuel Cell		
HVO	Hydrotreated Vegetable Oil		
IACS	International Association of Classification Societies		
IBC Code	International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Dangerous Chemicals in Bulk		
ICG Code	International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk		
IGF	International Code of Safety for Ships Using Gases or Other Low-flashpoint Fuels		
ISO	Organisation internationale de normalisation		
MARPOL	Convention internationale pour la prévention de la pollution par les navires		
MFO	Marine Fuel Oil		
MGO	Marine Gas Oil		
OMI	Organisation maritime internationale		
OPEX	Dépenses d'exploitation		
PCI	Pouvoir calorifique inférieur		
SCR	Selective Catalytic Reduction		
SGMF	The Society for Gas as a Marine Fuel		
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell		
SVO	Straight Vegetable Oil		
VLSFO	Very Low Sulphur Fuel Oil		
WTT	Well-to-Tank		

#### 1 INTRODUCTION

Au cours des dernières années, on note une réelle prise de conscience de même qu'une inquiétude croissante quant aux changements climatiques dus aux émissions de gaz à effet de serre (GES) et autres polluants d'origine humaine. L'Accord de Paris et les réglementations plus strictes adoptées en matière de navigation par l'Organisation maritime internationale (OMI) rappellent l'importance d'un changement. Les restrictions imposées par l'OMI ont conduit à la réduction de la teneur en soufre dans les carburants à 0,5 % en 2020 et à la limitation sur les oxydes d'azote Tier III dans les zones à émissions contrôlées (ECA). Pour les émissions de gaz à effet de serre, notamment de CO<sub>2</sub>, une réduction minimale de 40 % d'ici 2030 a été anticipée par rapport aux valeurs d'émissions de 2008. La décarbonisation devrait encore progresser d'ici 2050 et atteindre une diminution de 70 %.

Les navires nouvellement construits doivent être conformes à « l'indice de conception de l'efficacité énergétique » (angl. energy efficiency design index, EEDI). Celui-ci réglemente les valeurs d'émissions admissibles pour les classes de navires et doit être respecté en mettant de l'avant des méthodes de conception efficaces. Les navires existants doivent également calculer leur efficacité et l'améliorer si cela est requis. Ceci est réglementé par « l'indice d'efficacité énergétique des navires existants » (angl. energy efficiency of existing ship index, EEXI). Parallèlement à l'EEXI, « l'indicateur d'intensité carbone » (angl. carbon intensity indicator, CII) sera introduit. Ce facteur entrera en vigueur en 2023 pour tous les cargos, RoPax<sup>1</sup> et navires de croisières de plus de 5 000 tonneaux bruts et liera les émissions de GES à la quantité de marchandises transportées et à la distance parcourue. Il y aura, de fait, 5 niveaux, soit A, B, C, D et E, le niveau A étant celui associé aux meilleures pratiques. Les règles de classification se durciront chaque année et les navires devront atteindre au moins la classe C. Si un navire reste en classe D ou E pendant trois années consécutives, un plan de réduction de CO<sub>2</sub> devra être soumis et des améliorations apportées. Une grande variété de mesures pourra être mis en œuvre afin de se conformer aux critères CII, par exemple optimiser le moteur, réduire la vitesse de navigation, améliorer l'hydrodynamisme du navire ou encore choisir une alternative de carburant émettant moins de CO<sub>2</sub> que le MFO (Marine Fuel Oil) ou le MGO (Marine Gas Oil).

La décarbonisation et la poursuite du développement technique vers des émissions nulles supposent des efforts importants et concertés, surtout dans le monde globalisé du transport maritime international. L'industrie est particulièrement préoccupée par la question du carburant marin du futur. À ce jour, il n'est pas possible de prédire quel carburant ou quelle technologie de propulsion prévaudra. On ne sait pas s'il y

\_

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Navire mixte (en anglais appelé Ro-Ro (Roll-On-Roll-Off-Passenger-ship)).

aura un avenir multicarburant ou monocarburant. Knut Ørbeck-Nilssen, PDG de DNV GL, a quant à lui

clairement indiqué qu'une transition vers la neutralité carbone ne sera possible que dans la coopération et

les coentreprises entre tous les acteurs de l'industrie maritime. Cela signifie que les motoristes, les

producteurs de carburant, les armateurs, les expéditeurs, mais aussi les organismes de réglementation et les

gouvernements devront travailler ensemble pour atteindre l'objectif d'émission nulle. Cela présente de bons

défis comme chaque pays et/ou région a ses propres particularités, que ce soit pour l'accès aux ressources

énergétiques, aux politiques de développement, au niveau technologique ou même de sensibilisation de la

population aux enjeux environnementaux.

Le but de cette étude est d'identifier les options de carburant alternatif, leur potentiel respectif et juger

de la meilleure alternative pour le Québec, cela dans un contexte canadien et international.

Sept carburants alternatifs sont présentés dans la première partie de l'étude. Pour chaque carburant, les

thèmes suivants sont abordés: description générale du carburant, aperçu des prix, évaluation de

l'infrastructure existante (approvisionnement, système de stockage), aspects réglementaires, impact sur

l'environnement et état de l'art. Le MGO, qui n'a qu'une faible teneur en soufre, sert de carburant de

référence.

La deuxième partie du rapport présente la situation des carburants alternatifs au Québec. Dans le but de

dresser un portrait aussi complet que possible, on y présente d'une part les entreprises qui produisent déjà

les combustibles à l'étude, et d'autre part, les principaux projets afin d'évaluer l'augmentation potentielle

de la capacité de production. Cette section présente aussi une liste de programmes de financement pouvant

soutenir l'adoption de carburants alternatifs. Des avis d'armateurs et de ports du Québec quant aux

carburants d'avenir sont aussi présentés.

La troisième partie du rapport rend compte d'une recherche bibliographique sur les valeurs d'émissions de

GES des différents carburants. L'ensemble du cycle de vie a été pris en compte. Une évaluation basée sur

cinq critères différents à l'aide d'un système de pointage a été réalisée afin de déterminer l'alternative de

carburant la plus intéressante pour le Québec. Les résultats de cette analyse sont discutés et une tendance

pour l'avenir est donnée.

10

#### 2 CARBURANTS ALTERNATIFS

Cette section du rapport présente des informations détaillées concernant sept (7) carburants alternatifs (points 2.2 à 2.8) tout en abordant sommairement la question des batteries comme moyen de stockage d'énergie (point 2.9). Le premier point (2.1) fournit des informations relatives au gasoil marin qui sert de carburant de référence pour l'analyse comparative.

#### 2.1 GASOIL MARIN (MGO)

#### Informations générales

Tableau 1 Spécifications du gasoil marin (MGO)



Pouvoir calorifique inférieur	42,8 [MJ/kg]
Densité (15°C)	0,855 kg/L
Émissions CO <sub>2</sub>	3.2 kg <sub>CO2</sub> /kg carburant[1]
Teneur en SO <sub>x</sub>	0,1 - 1.5%
Émissions NO <sub>x</sub>	9,6 – 17 g/kWh[2]
Particules fines	0,3 - 0,9 g/kWh[2][3]
Prix (moyenne globale sept.21)	675,00 USD/t

Source: IMAR, divers.

Le MGO est un carburant obtenu à partir de la distillation fractionnée du pétrole brut. Différentes fractions sont créées lors de la distillation. Les propriétés et les exigences de ces distillats et des résidus sont décrites dans la norme ISO 8217. Le carburant utilisé est souvent un mélange de ces différentes fractions. Comparé au mazout lourd (angl. Heavy Fuel Oil, HFO), qui a été utilisé comme combustible marin dominant au cours des dernières décennies, il ne contient que 1 % de soufre. Il existe également une fraction à très faible teneur en soufre qui ne contient que 0,1 % de soufre et est dénommée « fuel à très faible teneur en soufre » (angl. Very Low Sulphur Fuel Oil, VLSFO). En raison des restrictions de teneur en soufre de 0,5 % de l'OMI qui sont entrées en vigueur depuis 2020, et de la restriction de soufre de 0,1 % dans les zones à émissions contrôlées (ECA), le HFO ne peut être utilisé qu'avec des systèmes de nettoyage complexes (nommés *scrubber*, en anglais). En raison de sa faible teneur en soufre, le MGO sert de référence.

Néanmoins, le passage du HFO au MGO n'est pas une solution définitive, car il ne résout pas le problème des GES. Comme indiqué dans le Tableau 2, la combustion d'une tonne de MGO (DMA cf. ISO 8217) produit environ 3,2 tonnes métriques de CO<sub>2</sub>. Cela correspond à peu près aux émissions de 380 ménages en un an. Pour compenser ces émissions de GES, il faudrait planter environ 52 000 nouveaux arbres.

Tableau 2
Exemples de données sur le MGO et les émissions de CO<sub>2</sub> correspondantes

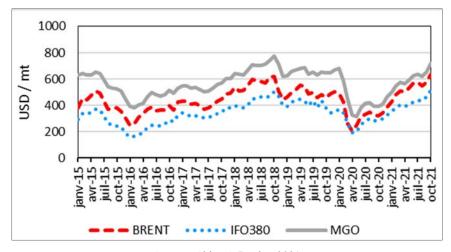
Type de Carburant	Contenu en soufre [%]	Pouvoir calorifique inférieur PCI [MJ/kg]	Densité [kg/m³] 15°C	Émissions CO <sub>2</sub>
MGO (DMA)	0,1	42,7	850	3,206

Source: O. Jakobsen (2020).

#### **Prix**

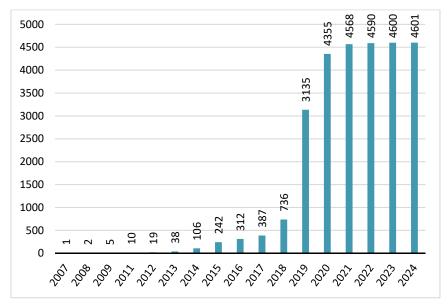
Les prix du MGO et du MFO sont basés sur le prix du pétrole Brent (cours du pétrole). Entre 2015 et octobre 2018, le MGO est en moyenne 25 % plus cher et le MFO environ 25 % moins cher que le prix du brut Brent montré dans le Graphique 1. De décembre 2018 à février 2020 inclusivement, le prix du MGO est demeuré relativement stable, aux alentours de 650 \$US/t. Avec l'entrée en vigueur des limites de soufre de l'OMI en janvier 2020, il était attendu que le prix du MFO baisse par rapport au MGO. En effet, le prix du MFO a fortement chuté en mars 2020. Ce fut cependant le cas également pour le MGO et le Brent en raison de la pandémie de COVID-19, la baisse de prix ayant débuté en mars 2020. Après avoir atteint son prix le plus bas en avril 2020, soit 191 \$US/t, les prix sont depuis en croissance. En octobre 2021, le prix du MGO a de nouveau augmenté pour atteindre le niveau de janvier 2020. Le Brent et le MFO sont encore plus chers qu'avant la pandémie. Une stabilisation des prix n'est toujours pas anticipée (en octobre 2021). Ainsi, le MFO continue d'être largement utilisé comme combustible. Cela peut s'expliquer par l'augmentation du nombre de laveurs de gaz (angl. *scrubber*) utilisés sur les navires. Ceux-ci permettent de respecter les valeurs d'émissions de soufre de l'OMI. Comme le montre le Graphique 2, le nombre de *scrubbers* a monté en flèche à partir de 2019.

Graphique 1 Prix moyen (en \$ US) pour le HFO (IFO380), le Brent et le MGO



Source : Ships & Bunker 2021

Graphique 2 Navires en service ou en commande ayant des systèmes de lavage (scrubber)



Source: DNV.

#### Infrastructures

Le MGO est un carburant très commun dans le secteur maritime. Pratiquement tous les ports sont en mesure de s'approvisionner via un réseau établi d'infrastructures. Dans la plupart des cas, les navires peuvent être ravitaillés directement pendant le processus de chargement/déchargement des marchandises.

#### Réglementation

Une limite supérieure de 0,5 % est en vigueur pour la teneur en soufre des carburants depuis 2020.

Dans les zones ECA, la teneur en soufre ne peut être que de 0,1 %. Les zones ECA s'étendent sur les côtes de l'Amérique du Nord, de la mer du Nord, de la mer Baltique. Les eaux côtières chinoises ont aussi une limite de la teneur en soufre de 0,5 % (limite de 0,1 % pour les voies navigables intérieures à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2020 et limite de 0,1 % pour les eaux environnantes de l'île d'Hainan après le 1<sup>er</sup> janvier 2022). Pour naviguer dans ces eaux, les limites d'émissions de NO<sub>x</sub> doivent également être respectées. Cela signifie que les exigences de régulation Tier III de NO<sub>x</sub> sont obligatoires (MARPOL Annex VI NO<sub>x</sub> emission limits) (Tableau 3).

Tableau 3 Limites d'émissions de NO<sub>x</sub> selon MARPOL, Annexe VI

	Ship construction	Total weig	hted cycle emission	limit (g/kWh)
Tier	date on or after	n = engine's rated speed (rpm)		
		n < 130	n = 130 - 1999	n ≥ 2000
I	1 January 2000	17.0	45·n <sup>(-0.2)</sup> e.g., 720 rpm – 12.1	9.8
II	1 January 2011	14.4	44·n <sup>(-0.23)</sup> e.g., 720 rpm – 9.7	7.7
III	1 January 2016	3.4	9·n <sup>(-0.2)</sup> e.g., 720 rpm – 2.4	2.0

Source: OMI.

#### Impacts sur l'environnement

Malgré les avancements des dernières années afin de réduire la concentration en soufre du MGO, ce carburant montre encore des proportions supérieures en soufre comparativement aux autres carburants alternatifs, tout en générant d'importantes émissions de gaz à effet de serre lors de sa combustion. Il en va de même pour les valeurs d'émission de NO<sub>x</sub>, car la combustion a lieu en présence d'air.

#### **Technologies**

Si les valeurs limites de soufre ne peuvent pas être respectées avec le carburant utilisé, des systèmes d'épuration des gaz d'échappement doivent être installés. Il s'agit des *scrubbers*, un système de lavage des gaz d'échappement. Les installations et les commandes de *scrubbers* sont en forte augmentation depuis 2019 (Graphique 2). Rappelons que dans le processus de combustion avec de l'air, il y a toujours une certaine quantité de gaz NO<sub>x</sub>. Ceux-ci peuvent être minimisés en optimisant le processus de combustion ou en filtrant les gaz d'échappement grâce à un traitement spécial. Deux options sont possibles : la première consiste à recycler les gaz d'échappement (angl. Exhaust Gas Recirculation, EGR) et la seconde est d'utiliser des systèmes de réduction catalytique sélective (angl. Selective Catalytic Reduction, SCR). De cette façon, les limites de NO<sub>x</sub>Tier II et Tier III de l'OMI peuvent être respectées.

#### **CAPEX**

Le CAPEX est dominé par les coûts associés à la modernisation des systèmes de nettoyage et de filtrage (*scrubber*, EGR, SCR). Les coûts qui en résultent dépendent fortement du type de moteur et de ses performances. Par exemple, la modernisation d'un épurateur pour les moteurs de 40 000 kW et plus coûte environ 150 \$ par kW. [8]

#### **OPEX**

Pour faire fonctionner les systèmes de nettoyage, il faut de l'énergie. On estime que le besoin énergétique correspond à environ 1 à 2 % de la puissance des moteurs installés à bord. Cette énergie supplémentaire requise est générée par des génératrices. Selon OMI MEPC 70/5/3, les coûts (entretien et consommation d'énergie) s'élèvent à environ 0,7 % des coûts totaux de carburant.

#### 2.2 GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ (GNL)

#### Informations générales

Tableau 4 Spécifications du gaz naturel liquéfié (GNL)

	Pouvoir calorifique inférieur	47,1 MJ/kg
	Densité (15°C)	0,428 kg/lL
	Émissions CO <sub>2</sub>	2,75 kg <sub>CO2</sub> /kg carburant [9]
H <sup>C</sup> '''H	Teneur SO <sub>x</sub>	-
CH <sub>4</sub>	Émissions NO <sub>x</sub>	40 – 90 % moins que le MGO (dépendamment du moteur)
	Particules fines	-
	Prix (moyenne globale sept.21)	462,00 USD/t

Sources: IMAR, divers.

Le gaz naturel (GN) se compose principalement de méthane avec des traces d'autres hydrocarbures comme l'éthane, le propane ou le butane. La composition varie en fonction des réserves de gaz naturel. La structure chimique est CH<sub>4</sub>, et le méthane a la plus faible teneur en carbone des hydrocarbures. Le gaz devient liquide à -162°C et doit donc être stocké dans des cuves cryogéniques. Cela réduit son volume d'environ 600 fois, ce qui simplifie le stockage et le transport. Néanmoins, la densité volumétrique n'est que d'environ 50 % de celle du MGO. Même si l'on tient compte du fait que le gaz naturel liquéfié a une densité énergétique (PCI) environ 10 % plus élevée que le MGO (PCI MJ / kg), son utilisation exigerait des réservoirs deux fois plus importants pour assurer son stockage.

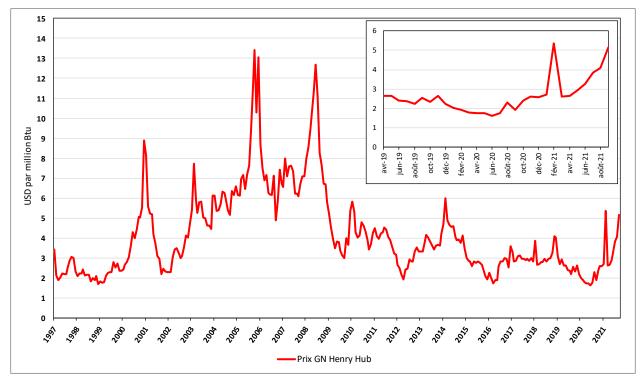
Il existe quatre types de moteurs envisageables pour l'utilisation de GNL : allumage par étincelle à mélange pauvre, bicarburant à basse pression (4 temps et 2 temps), bicarburant à haute pression et turbine à gaz. Tous les moteurs diffèrent par leurs performances, leur fonctionnement, leur efficacité, et également par leur profil d'émissions. La plupart des expériences avec le GNL sont avec des moteurs à bicarburant (angl. dual fuel, DF).

Le gaz naturel se trouve dans les gisements de schiste ou est extrait de la production pétrolière. Il existe également une alternative au gaz naturel pétrochimique. L'alternative s'appelle biogaz ou méthane vert et est produite à partir de la fermentation de biomasse en l'absence d'air (anaérobie). Le biogaz ainsi obtenu est constitué en grande partie de CH<sub>4</sub>, mais contient également d'autres composants (CO<sub>2</sub>, vapeur d'eau, H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, etc.) Si les impuretés sont éliminées du biogaz, il possède les mêmes propriétés thermochimiques que le gaz naturel. Il peut être mélangé au gaz naturel, liquéfié et utilisé comme combustible. On l'appelle alors gaz naturel renouvelable (GNR). Le potentiel de réduction des GES varie en fonction de la ressource en gaz.

#### Prix

Le prix du gaz naturel liquéfié suit généralement le prix du carburant lourd. Il est actuellement inférieur (462 \$US/t) au prix du MGO [6] (09/2021). Une comparaison directe entre le MGO et le GNL est difficile à donner, car le prix du GNL peut être très différent selon la localisation. Sur le prix du GN s'ajoutent des coûts de liquéfaction et de distribution ainsi que des coûts d'extension de l'infrastructure. Traditionnellement, le prix du GN est donné en dollars par million de Btu. Le Graphique 3 donne un aperçu de l'évolution des prix au cours des dernières décennies aux États-Unis (centre de distribution Henry Hub). Contrairement à l'évolution du prix du MGO, la pandémie de COVID-19 n'a pas fait baisser le prix par rapport au niveau moyen des années précédentes. En juin 2020, la valeur la plus basse depuis 1997 a été atteinte, soit 1,63 \$US par Btu. Cependant, les années précédentes, le prix moyen n'était que de 1,1 \$US/Btu. Les prix du gaz au Henry Hub augmentent depuis juillet 2020 et ont atteint 5,16 \$US/Btu (09/2021).

Graphique 3 Prix du gaz naturel (Henry Hub)



Source: US Energy Information Administration [10].

#### *Infrastructures*

L'expansion des infrastructures progresse rapidement. Dans le monde, il y a 307 centres de stockage en exploitation, 68 sont approuvés et 107 sont en discussion. Une grande partie des centres de stockage prévus se trouvent en Europe. En Amérique du Nord, 24 sont actuellement opérationnels et 28 en discussion. Le GNL est disponible dans la majorité des principaux ports mondiaux. Le Graphique 4 montre la flotte mondiale opérant au GNL. Les barres bleues indiquent le nombre de navires déjà alimentés au GNL (septembre 2021). Les barres grises montrent clairement que la proportion de navires opérant au GNL dans la flotte globale augmente considérablement. Le nombre de commandes de gros navires de transport comme les porte-conteneurs et les pétroliers est particulièrement important. L'ensemble de la flotte actuelle opérant au GNL se compose de 212 navires. Cette flotte sera bonifiée de 354 navires au cours des prochaines années.[6]

100 90 80 70 60 50 40 30 20 10 0 Baleaux de crois ales thindules halle Biteaux de petre ROTRO ■ En operation ■ En commande

Graphique 4
Aperçu de la flotte de navires opérant au GNL (existants et commandés)

Source: DNV GL [6].

#### Réglementation

Le Code IGF (International Code of safety for Ships Using Gases or Other Low-flashpoint Fuels) de l'OMI pour la conception des navires propulsés au GNL est en vigueur depuis janvier 2017. Cela réglemente la conception et la construction des navires carburant au GNL sur une base internationale. L'utilisation du GNL doit aussi se conformer aux règles SOLAS, chapitre VII, partie C « Construction et équipement des navires transportant des gaz liquéfiés en vrac ».

Hormis pour les navires, il n'y a pas de normalisation internationale pour l'alimentation au GNL. Des lignes directrices sont disponibles auprès de *The Society for Gas as a Marine Fuel* (SGMF), l'*International Association of Classification Societies* (IACS) et l'Organisation internationale de normalisation (ISO).

#### Impacts sur l'environnement

En raison du processus de production du gaz naturel, la proportion d'oxyde de soufre (SO<sub>x</sub>) est extrêmement faible. La proportion de poussières fines générées lors de la combustion est également négligeable. Les émissions d'oxyde d'azote NO<sub>x</sub> sont faibles, mais doivent être considérées individuellement selon le type de moteur. En termes d'émissions de CO<sub>2</sub>, elles peuvent être réduites de 20 à 25 % par rapport au MGO.

Cependant, ce que l'on appelle le « glissement de méthane » joue un rôle décisif dans le bilan des GES. Il existe deux types de glissement de méthane : d'une part, du méthane qui s'échappe lors de l'extraction, du traitement et de la liquéfaction, et d'autre part, du méthane qui s'échappe lors du ravitaillement des navires et lors du processus de combustion. Étant donné que le méthane a un effet de GES qui est 36 fois plus fort que le CO<sub>2</sub>, de petites quantités de méthane échappées annulent les économies de CO<sub>2</sub>. Si le GNL doit être une véritable alternative au HFO ou au MGO, les émissions de méthane sur l'ensemble du cycle de vie ne doivent pas dépasser 5,5 %, autrement le potentiel de réchauffement climatique correspond à celui du HFO. Selon le moteur utilisé, l'émission de CH<sub>4</sub> est de 2 à 5 %. Dans les moteurs haute-pression à bicarburant, cela peut être réduit à 0,2 %. En général, des températures de combustion élevées permettent de réduire les émissions de méthane. En échange, les émissions de NO<sub>x</sub> augmentent à haute température. Des systèmes supplémentaires pour le nettoyage des gaz d'échappement doivent être installés (par exemple SCR ou EGR).[11]

#### **Technologies**

L'utilisation du GNL en général n'est pas chose nouvelle et on dénombre beaucoup d'expériences au niveau des installations terrestres. L'utilisation de navires propulsés au GNL remonte au milieu du siècle dernier. Rappelons que 212 navires à propulsion au GNL sont actuellement en service et 354 ont été commandés (en date d'août 2021). La propulsion au GNL est une technologie mature. En raison de la flotte croissante de navires au GNL, la disponibilité des pièces de rechange et du personnel qualifié est assurée, car il existe plusieurs fabricants et fournisseurs. De plus, avec la SGMF, il existe également une grande plateforme qui représente les intérêts des propriétaires de flottes opérant au GNL, qui favorise l'expansion de l'infrastructure et accompagne les armateurs dans le passage au GNL comme carburant alternatif.

Il existe actuellement quatre types de moteurs : allumage par étincelle à mélange pauvre, bicarburation basse pression (4 temps et 2 temps), bicarburant haute pression et turbine à gaz. La plus longue expérience est avec les moteurs à double carburant. Depuis une quarantaine d'années, les transporteurs de GNL utilisent le gaz d'évaporation des réservoirs de stockage pour la combustion dans les moteurs bicarburants. Des navires propulsés à 100 % au GNL existent depuis 2000.

La consommation de GNL dans le secteur maritime représente actuellement environ 10 % de la part de marché. La capacité de production devrait augmenter au cours des prochaines années en raison de nouveaux projets. Par exemple, la mise en service de l'usine de traitement du gaz de Gazprom (Amur Gas Processing Plant), qui devrait avoir une capacité de 42 milliards de mètres cubes de GN annuellement pour desservir le marché chinois. [12] L'Ouzbékistan envisage également d'étendre sa capacité de production. [13] En Amérique du Nord, la production de gaz naturel de schiste dans le bassin des Appalaches établit des records au premier semestre de 2021. [14]

#### **CAPEX**

Du fait de l'existence de plusieurs prestataires et fournisseurs et de la concurrence qui en résulte, le CAPEX diminue. Néanmoins, les coûts de modernisation pour la conversion en un navire alimenté au GNL sont plus élevés que ceux de la modernisation des systèmes d'épuration des gaz d'échappement pour les navires alimentés par HFO/MGO. Du fait qu'environ deux fois plus de volume est nécessaire pour la même quantité d'énergie, les réservoirs de stockage de GNL nécessitent environ deux fois le volume des réservoirs de MGO. Par conséquent, une modification rétroactive peut s'avérer difficile ou totalement non rentable. De plus, tous les types de navires ne disposent pas d'emplacements sur le pont pour placer les grands réservoirs de GNL. Un avantage pour la propulsion au GNL est obtenu lorsque les navires passent au moins 80 % de leur temps dans les zones à émissions contrôlées (ECA).

#### **OPEX**

L'efficacité énergétique d'un navire à propulsion au GNL est à peu près comparable à celle d'un navire à propulsion conventionnelle. Par conséquent, la consommation d'énergie reste à peu près la même. Étant donné que le GNL brûle plus proprement que le MGO ou le MFO, les coûts de maintenance pourraient être inférieurs.

#### 2.3 GAZ PÉTROLIER LIQUÉFIÉ (GPL)

#### Informations générales

Tableau 5 Spécifications du gaz pétrolier liquéfié (GPL)

	Pouvoir calorifique inférieur	45,5 MJ/kg
	Densité (15°C)	0,537 kg/L
н н	Émissions CO <sub>2</sub>	3,01 kg <sub>CO2</sub> /kg carburant [9]
H"ZC~C~"H	Teneur SO <sub>x</sub>	-
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	Émissions NO <sub>x</sub>	10 – 20 % moins que MGO (dépendamment du moteur; Tier III possible)
	Particules fines	0,09 g/kWh
	Prix (Mont Belvieu, sept. 2021)	673 USD/t [15]

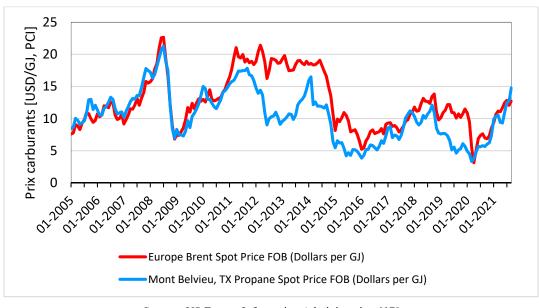
Sources: IMAR, divers.

Le gaz de pétrole (GP) se compose principalement de propane (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>). Selon le type de production et l'origine ou les besoins, il contient également du butane (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>) en quantités variables. Le propane est sous la forme gazeuse aux conditions de pression et de température normale. Il peut facilement se liquéfier (GPL)

si on applique une pression de 8,4 bars à 20°C. Le propane peut être obtenu de différentes manières : en tant que sous-produit de la production de pétrole et de gaz, il peut être extrait du schiste ou il apparaît comme un composant dans la production de biogaz (produit principal est le méthane). La plus grande flotte propulsée au GPL est actuellement détenue par l'armateur BW LPG. Il s'agit d'un gros transporteur de gaz GPL. [16]

#### **Prix**

Traditionnellement, le prix du propane suivait le prix du brut Brent, jusqu'en janvier 2011. Entre 2011 et la fin de 2015, on observe une diminution du prix du propane par rapport à celui du Brent dû à une production accrue de propane, conséquence du développement des gisements de Schiste, rentables en raison des prix élevés du pétrole. Avec la chute du prix du pétrole brut en 2015, le prix du propane suit à nouveau le prix du Brent. Le niveau le plus bas était en mars 2020, à 3,34 \$US par GJ de propane en raison de la pandémie de COVD-19. Depuis, le prix augmente et a même dépassé les niveaux d'avant la pandémie.



Graphique 5 Comparatif du prix du propane et de l'huile brute

Source: US Energy Information Administration [17]

#### Infrastructures

Tout comme pour le GNL, il existe une infrastructure d'importation et d'exportation en raison du commerce mondial du GPL, ce qui simplifie son utilisation comme carburant. Cependant, une grande partie de cette infrastructure est située à l'intérieur des terres, car une grande partie du GPL en Amérique du Nord est transportée et par rail. Le Canada lui-même a commencé à ouvrir de nouveaux marchés en 2018, liés aux exportations maritimes. [18] Dans son rapport annuel de 2019, la World LPG Association (WLPGA)

déclarait que la production mondiale était de 327 millions de tonnes, ce qui correspond à un taux de croissance de 3,6 % par rapport à l'année précédente. La plus forte augmentation de la production a été enregistrée en Amérique du Nord, avec 10 %. [19] On suppose que le niveau de production actuel couvrira sûrement la consommation d'ici 2030.

#### Réglementation

Le GPL est un carburant à faible point d'éclair. Il est soumis au Code IGF de l'OMI qui réglemente la construction et l'équipement de navires qui transportent des gaz liquéfiés en vrac (1983/2014 IGC Code — International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk), mais dans lequel le GPL n'est actuellement pas pris en compte. Des directives exactes et détaillées ne sont disponibles que pour le GNL. Si un navire doit être propulsé au GPL, cela peut être fait dans le cadre de «l'approche de conception alternative». [8] La masse volumétrique du propane en phase gazeuse est supérieure à celle de l'air. La conséquence de ceci est que le propane, qui s'échappe d'une fuite, s'accumule sur le sol et dans les pièces inférieures. Des mesures de sécurité et des systèmes d'avertissement appropriés doivent donc être mis en place.

#### Impacts sur l'environnement

Le potentiel de réduction des gaz à effet de serre du GPL est similaire à celui du GNL. Lorsqu'il est brûlé, il est possible d'économiser de 15 à 20 % de CO<sub>2</sub> par rapport au MGO. Les SO<sub>x</sub> peuvent être réduits de 97 % et les particules fines de 90 %. Les émissions de NOx dépendent du moteur. On suppose qu'un cycle Otto à quatre temps peut atteindre le niveau Tier III. Avec un moteur diesel à deux temps, des systèmes EGR ou SCR sont très probablement nécessaires. Le propane et le butane ont également un potentiel de GES. En comparaison, il est environ trois à quatre fois supérieur à celui du CO<sub>2</sub>, mais inférieur à celui du méthane. Afin de ne pas perdre l'effet d'économie de 15 à 20 %, il faut veiller à ce qu'aucun gaz ne s'échappe ni pendant la production, le transport ou le ravitaillement.[8]

#### **Technologie**

BW LPG possédera la plus grande flotte au GPL au monde à partir de 2022. Au cours des dernières années, quinze navires ont été adaptés au GPL dans le cadre d'un projet de modernisation. À l'heure actuelle, l'armateur exploite dix transporteurs de GPL qui utilisent également leur cargaison comme carburant. Deux navires sont actuellement en construction et trois sont en commande. L'avantage ici est que le processus de ravitaillement peut avoir lieu en même temps que le processus de chargement. Le GPL est pompé des réservoirs dans les conduites d'alimentation et injecté sous forme liquide dans le moteur à double carburant, qui est démarré avec une petite quantité de HFO ou de MGO.[16]

#### **CAPEX**

Comme il n'y a pas beaucoup d'expérience avec la conversion au GPL, il y a peu d'informations disponibles sur les coûts. Dans une entrevue de Pontus Berg (BW GPL) avec MAN ES, 8 à 9 M\$ US par bateau sont évoqués. [20] L'avantage du GPL par rapport au GNL est que le GPL peut être stocké plus facilement dans des réservoirs sous pression sans avoir recours à la cryotechnologie, impliquant donc des coûts de conversion au GPL inférieurs à ceux du GNL.

#### **OPEX**

Étant donné que la conversion au GPL comme carburant ne fait que commencer, les données sur les coûts d'exploitation et les intervalles de maintenance sont encore insuffisantes pour en tirer des conclusions claires.

#### 2.4 MÉTHANOL (GRIS — VERT)

#### Informations générales

Tableau 6 Spécifications du méthanol

	Pouvoir calorifique inférieur	19,9 MJ/kg
	Densité (15°C)	0,791 kg/l
	Émissions CO <sub>2</sub>	1,37 kg <sub>CO2</sub> /kg carburant [9]
'' <b>`</b> c-o	Teneur SO <sub>x</sub>	-
СН₃ОН	Émissions NO <sub>x</sub>	30 -80 % moins que le MGO (Tier III possible [21] [22])
	Particules fines	0,01 g/kWh
	Prix (sept. 2021)	529 USD/t [23]

Sources: IMAR, divers.

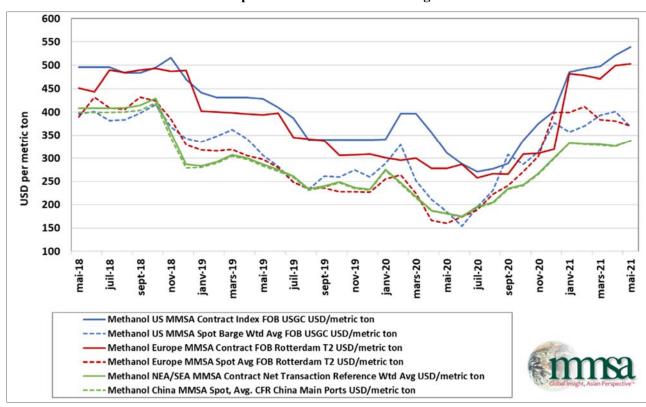
Le méthanol (CH<sub>3</sub>OH) est le premier de la série des alcools. Le méthanol est un liquide clair et soluble dans l'eau à température ambiante, mais fortement toxique. Traditionnellement, le méthanol est utilisé pour construire des molécules plus complexes, qui à leur tour sont utilisées dans une grande variété de produits, par exemple dans les plastiques, les peintures, les produits pharmaceutiques, etc.

Le méthanol ne contient pas de SO<sub>x</sub> et seules de très petites quantités de suie et de NO<sub>x</sub> (Tier III) sont produites lors de la combustion. La densité énergétique est inférieure à celle du diesel, de sorte qu'environ deux fois plus de carburant est nécessaire pour la même valeur énergétique. Le potentiel de gaz à effet de serre du méthanol dépend fortement de la voie de fabrication. Si la source de production de méthanol est le

gaz naturel (synthèse par vaporeformage), le potentiel est de l'ordre ou même 5 % supérieur au HFO, on l'appelle alors méthanol gris. Si le méthanol est fabriqué à partir de biomasse et de l'hydrogène vert, le potentiel de gaz à effet de serre peut être réduit de 80 %; on l'appelle alors le méthanol vert. [8] Il existe également un méthanol bleu. Celui-ci est comme le méthanol gris, obtenu par reformation à la vapeur de gaz naturel, mais le CO<sub>2</sub> ainsi libéré est capté, liquéfié, stocké sous terre et de cette façon, retiré de l'atmosphère. Ce procédé d'élimination du CO<sub>2</sub> est appelé le captage et le stockage du carbone (angl. *Carbon Capture and Storage*, CCS).

#### Prix

Le prix du méthanol varie considérablement d'une région à l'autre. En mai 2021, la différence de prix entre les marchés asiatique et américain était d'environ 200 \$US/t (Graphique 6).



Graphique 6 Variations du prix du méthanol dans des régions clés

Source: MMSA [24]

De plus, le prix dépend des sources à partir desquelles le méthanol est obtenu. Le méthanol gris est principalement obtenu à partir du gaz naturel, ce qui signifie que son prix est lié au prix du GN. Le processus de production à partir du charbon (méthanol brun) est beaucoup moins cher (source principale en Chine), mais le potentiel de GES est le plus élevé. Le méthanol gris ne peut servir de véritable alternative au HFO

ou au MGO que s'il est obtenu à partir de sources renouvelables (méthanol vert), mais le prix du méthanol renouvelable est plus élevé que celui obtenu à partir du gaz naturel. Le prix du méthanol gris de la société Methanex pour le marché nord-américain est de 592 \$US/t (en septembre 2021). [23]

#### Infrastructures

Le méthanol est un produit chimique de base qui est vendu dans le monde entier. Étant donné que le transport et la distribution s'effectuent également par voie maritime, une certaine infrastructure et du personnel qualifié sont disponibles. Néanmoins, le réseau d'approvisionnement doit être étendu et davantage de terminaux de ravitaillement doivent être créés. Puisque le méthanol est l'un des produits chimiques de base les plus importants, des quantités importantes sont présentes. Cependant, pour passer du carburant conventionnel au méthanol à grande échelle, les débits de livraison devraient être considérablement augmentés. La production annuelle mondiale de méthanol est actuellement de 100 Mt et il est prévu que le volume de production augmentera à 500 Mt d'ici 2050. [25] Le méthanol comme carburant pour le transport maritime est en concurrence directe pour une utilisation comme additif dans l'essence ou le diesel (norme M3 dans l'UE et norme M15 en Chine).[26] Dans le port de Göteborg, Stena Lines a créé une zone dédiée au ravitaillement du navire Stena Germanica, navire propulsé au méthanol vert. Aucune conversion ou installation complexe n'a été nécessaire, seules quelques installations de sécurité simples pour éviter les problèmes en cas de fuite ont été ajoutées. Le nombre de 38 navires alimentés au méthanol immatriculés dans le monde est gérable. En 2020, il y avait 11 navires océaniques propulsés au méthanol. Ceux-ci appartiennent à la flotte de Waterfront Shipping qui est la filiale d'expédition à part entière de Methanex à Vancouver. [21]

#### Réglementation

Le méthanol a un point d'éclair de 11°C et est réglementé par le code IGF pour le transport des substances à bas point d'éclair. De plus, le code international relatif à la construction et à l'équipement des navires transportant des produits chimiques dangereux en vrac (*International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Dangerous Chemicals in Bulk*, IBC) est utilisé. DNV GL a publié des règles pour les carburants à faible point d'éclair qui traitent du méthanol (classification LFL fuelled, angl. low flashpoint liquids). [27]

#### Impacts sur l'environnement

Une évaluation au sens écologique et durable n'est pas anodine. Comme le montre la Figure 1, il existe quatre sources principales pour la synthèse du méthanol. Quelle que soit la voie de synthèse utilisée, une source de carbone et d'hydrogène est nécessaire. Comme source de carbone, le CO<sub>2</sub> ou le méthane (CH<sub>4</sub>) peuvent être utilisés, pour ce dernier le biogaz ou le gaz naturel sont employés. L'hydrogène peut provenir

de sources renouvelables ou de sources pétrochimiques. Le gaz de synthèse représenté à la Figure 1 est également une source d'hydrogène, car il se compose notamment d'hydrogène et de monoxyde de carbone. Seul le parcours entièrement en vert, basé sur l'utilisation de biomasse ou le CO<sub>2</sub> et l'hydrogène vert, permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre. Le méthanol gris ou brun, à base de gaz naturel ou de charbon, a même un potentiel de gaz à effet de serre plus élevé que le HFO et le MGO. [28] Le méthanol bleu a un potentiel de réduire les gaz à effet de serre, mais dans une moindre mesure.

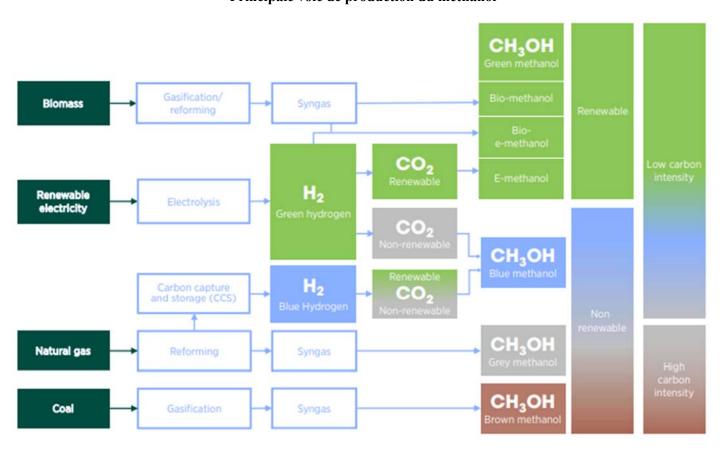


Figure 1 Principale voie de production du méthanol

Source: International Renewable Energy Agency (IRENA) [29]

L'émission de SO<sub>x</sub> est quasiment nulle et elle correspond à la norme d'émission. La pollution par les poussières fines de la combustion du méthanol est plus faible que celle qui se produit lorsque le diesel est brûlé (0,01 g/kWh contre 0,1 g/kWh). L'utilisation du SCR est nécessaire pour atteindre Tier III en termes d'émissions de NO<sub>x</sub>.

**Technologie** 

Le méthanol peut être utilisé comme carburant dans deux types de moteurs : dans un moteur diesel à deux

temps ou dans un moteur à cycle Otto à quatre temps à mélange pauvre.

Le soutage peut théoriquement avoir lieu dans les mêmes réservoirs que pour les HFO/MGO. Toutefois,

les dispositifs de sécurité doivent être mis en place pour les substances à faible point d'éclair. Des

changements à la tuyauterie et d'autres modifications peuvent être nécessaires.

MAN et Wärtsilä ont tous deux développé des moteurs à bicarburant efficaces au méthanol. D'une part, le

moteur à deux temps MAN ME-B pour GNL et méthanol comme additif, d'autre part Wärtsilä avec un

moteur à quatre temps compatible avec Méthanol. [21] Outre l'utilisation dans les moteurs à combustion

interne, il existe également la possibilité de faire fonctionner des piles à combustible avec du méthanol.

Celles-ci sont appelées piles à combustible au méthanol direct (angl. Direct Methanol Fuel Cell, DMFC).

Dans l'état actuel de la technique, les DMFC n'ont qu'une faible puissance de 5 kW maximum, ce qui les

exclut comme source alternative d'entraînement. Les piles à combustible à membrane échangeuse de

protons à haute température (angl. High Temperature Proton Exchange Membrane Fuel Cell, HT-PEMFC)

et des piles à combustible à oxyde solide (angl. Solid Oxide Fuel Cell, SOFC) peuvent également être

utilisées pour le méthanol, mais ces types ne fournissent pas non plus les quantités d'énergie requises

(250 kW et 20 kW). [30]

**CAPEX** 

Il est supposé que le CAPEX pour l'adaptation au méthanol est moins cher que pour la conversion aux

navires fonctionnant au GNL, car aucun réservoir cryogénique n'est nécessaire. Avec quelques

modifications mineures, le méthanol peut également être stocké dans des réservoirs de diesel, ce qui permet

de réduire les coûts d'implantation. Cela s'applique à la fois à l'installation à terre et sur le navire.

**OPEX** 

L'OPEX est dominé par les coûts de carburant. Pour le méthanol, ceux-ci sont toujours au-dessus du niveau

du MGO et fortement affecté par le marché de référence, comme le montre le Graphique 6. On peut penser

que les coûts d'entretien des moteurs au méthanol sont à peu près les mêmes que ceux des carburants

traditionnels, peut-être même un peu moindres puisque le méthanol brûle plus proprement, mais il n'y a

27

toujours pas de données précises à ce sujet, car seuls quelques navires sont propulsés au méthanol.

Étude sur les carburants alternatifs dans le transport maritime au Québec

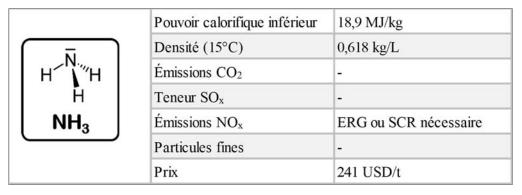
Rapport – décembre 2021

Innovation maritime – tous droits réservés

#### 2.5 AMMONIAC (GRIS — VERT)

#### Informations générales

Tableau 7 Spécifications de l'ammoniac



Sources: IMAR, divers.

L'ammoniac est une molécule sans carbone (NH<sub>3</sub>). C'est l'un des produits chimiques les plus commercialisés dans le monde et constitue la base de produits importants tels que les engrais. Il est relativement facile à stocker, car il s'agit d'un liquide en dessous de -33°C. Si la pression est augmentée à 10 bar, le NH<sub>3</sub> est liquide à température ambiante. L'ammoniac est toxique, l'inhalation de vapeurs d'ammoniac peut être mortelle et il est un poison pour les organismes aquatiques. À grande échelle, l'ammoniac est produit selon le procédé Haber-Bosch, dans lequel le NH<sub>3</sub> est synthétisé à partir d'azote et d'hydrogène dans une réaction catalytique réalisée à haute température et à forte pression. L'hydrogène utilisé doit d'abord être issu de sources fossiles par vaporeformage. La source du vaporeformage peut être le gaz naturel, du charbon ou du naphta. Il y a aussi des sources renouvelables pour produire de l'hydrogène (Section 0). L'azote nécessaire provient de la séparation de l'air. L'ammoniac n'est pas un gaz à effet de serre et la combustion de l'ammoniac a la particularité d'émettre aucun CO<sub>2</sub>. L'ammoniac peut non seulement être utilisé dans les moteurs à combustion interne, mais peut également servir de source d'énergie dans les piles à combustible, par exemple dans la pile à combustible à oxyde solide (SOFC).

#### Prix

Le principal domaine d'application de l'ammoniac est l'industrie des engrais. Les prix peuvent varier considérablement d'une région à l'autre et sont souvent soumis à des décisions politiques qui soutiennent les intérêts du secteur agricole et ne sont par conséquent pas toujours en ligne avec l'industrie des transports. De plus, le prix est très différent selon la forme d'engrais utilisée. L'indice « *Profercy World Nitrogen Index* » utilise les prix mondiaux des engrais azotés pour calculer un prix général pour l'industrie des engrais. [31] Lorsque l'on regarde ces prix depuis quelques années, on observe qu'ils étaient relativement

stables entre 90 et 150 \$US/t. Cependant, 2021 est une année exceptionnelle. Plusieurs facteurs ont conduit au fait que le prix des engrais azotés ait fortement augmenté. En septembre 2021 le prix (241 \$US/t) a doublé par rapport à septembre 2020 (116 \$US/t). En octobre 2021, il est monté à plus de 310 \$US/t. Les raisons sont d'une part, la défaillance simultanée de plusieurs installations de production, combinée à une forte demande, et, d'autre part, des événements naturels tels que les ouragans et les tempêtes tropicales qui ont affecté la production américaine d'ammoniac.

Infrastructures

La disponibilité de l'ammoniac gris est très bonne. En raison de la forte demande de production d'engrais, il existe un commerce mondial, de sorte qu'environ 120 ports dans le monde disposent d'une infrastructure d'ammoniac. Environ 175 millions de tonnes sont produites chaque année. [32] L'ammoniac étant depuis longtemps systématisé et utilisé par l'industrie chimique, il existe suffisamment de savoir-faire pour traiter ce produit chimique toxique. Certaines questions demeurent tout de même, comme en témoigne monsieur Morten Bo Christiansen, VP and Head of Decarbonisation, de l'armateur A.P. Moller — Maersk:

« [...] chez AP Moller — Maersk, nous considérons l'ammoniac vert comme un futur carburant important pour la décarbonisation de notre flotte. Un moteur à l'ammoniac bicarburant est actuellement en cours de développement, mais afin que nous puissions ravitailler nos navires en ammoniac vert à l'avenir, nous devons également résoudre les problèmes d'approvisionnement, d'infrastructures et de sécurité, notamment en ce qui concerne l'exploitation des bunkers »[33]

Réglementation

Pour les navires avec de l'ammoniac à bord, le code IBC s'applique; il fait référence aux navires transportant des marchandises dangereuses. Si l'ammoniac est transporté sous forme liquéfiée, les normes du code ICG doivent également être respectées.

Impacts sur l'environnement

Selon sa filière de production, l'ammoniac peut être divisé en deux principales catégories :

• Gris pour l'ammoniac dont l'hydrogène est obtenu à partir de sources fossiles (CH<sub>4</sub>, charbon, naphta). Le reformage gazeux des énergies fossiles libère l'hydrogène nécessaire, mais aussi du CO<sub>2</sub>. Pour cette raison, l'ammoniac gris n'est pas une alternative aux carburants conventionnels.

Vert pour l'ammoniac qui est synthétisé à l'aide d'hydrogène vert. L'hydrogène vert peut être
obtenu, par exemple, par hydrolyse de l'eau si l'énergie nécessaire provient de sources d'énergies
renouvelables.

Étude sur les carburants alternatifs dans le transport maritime au Québec Rapport – décembre 2021 Innovation maritime – tous droits réservés En plus de l'ammoniac vert et gris, il existe également de l'ammoniac bleu et turquoise. [34] [35] L'ammoniac bleu est celui dans lequel le CO<sub>2</sub> issu de la synthèse d'hydrogène pétrochimique est capté et

stocké. Le NH3 est appelé turquoise lorsque le CH4 est décomposé en hydrogène et en suie par pyrolyse,

comme alternative du reformage gazeux des énergies fossiles. [36]

L'impact sur l'environnement dépend fortement de l'ammoniac utilisé. L'ammoniac vert utilisé dans les

piles à combustible n'a pas d'effet de serre, ni d'émissions de SOx, ni d'émissions de NOx, et pas de

pollution particulaire. Si un autre ammoniac est utilisé, une estimation du puits ou source au réservoir (angl.

Well-to-Tank, WTT) doit être préparé à l'aide d'une analyse de cycle de vie.

**Technologies** 

La combustion directe de 100 % d'ammoniac dans les turbines à gaz est possible, mais est encore en phase

de développement. Mitsubishi Power annonçait dans un communiqué de presse en mars 2021 son intention

de lancer un moteur à turbine à gaz commercial de 40 MW d'ici 2025. [37] Cependant, la combustion

directe de l'ammoniac pose la question du traitement des gaz d'échappement, car les NOx sont rejetés à

grande échelle lors de la combustion de NH<sub>3</sub>. L'utilisation de la SCR ou EGR peut réduire les émissions de

NO<sub>x</sub>. Cependant, la viabilité économique d'une telle turbine à gaz doit être soigneusement considérée. Les

moteurs à combustion à base de NH3 ne sont pas encore disponibles et sont aussi en phase de

développement. [38] Face aux problèmes de NO<sub>x</sub> qui surviennent lors de la combustion, une pile à

combustible à base d'ammoniac apparaît comme une alternative, par exemple dans les SOFC. [30] [39]

Une approche alternative pour le NH<sub>3</sub> est les piles à combustible, présentée par le projet de Viking Energy.

Equinor, l'armateur Eidsvik Offshore et Wärtsilä tentent de convertir le Viking Energy un navire de

ravitaillement en mer, en propulsion de piles à combustible à l'ammoniac de 2 MW. Il s'agit d'un projet de

modernisation dans lequel un moteur bicarburant au gaz naturel doit être converti. Il est prévu d'installer

les piles à combustible sur le Viking Energy en 2023/2024. Le projet comprend également l'installation du

système de réservoirs et le développement des installations de sécurité nécessaires. [40] [41]

**CAPEX** 

En raison du fait qu'il n'existe actuellement aucune technologie disponible dans le commerce, l'évaluation

du CAPEX ne peut être réalisée.

**OPEX** 

Une cotation de l'OPEX est également difficile. En plus des coûts de carburant, cela dépendra fortement

de la technologie de propulsion utilisée, de l'importance des coûts de maintenance et de la fréquence à

laquelle les intervalles de maintenance devront être effectués.

Étude sur les carburants alternatifs dans le transport maritime au Québec

Innovation maritime – tous droits réservés

30

#### 2.6 LES BIOCARBURANTS

#### Informations générales

Tableau 8 Spécifications des biocarburants

		FAME	HVO
	Pouvoir calorifique inférieur	37,1 MJ/kg	44,0 MJ/kg
	Densité (15°C)	0,88 kg/L	0,78 kg/L
	Émissions CO <sub>2</sub>	2,85 kg <sub>CO2</sub> /kg carburant [9]	3,0 kg <sub>CO2</sub> /kg carburant
1)   1)	Teneur SO <sub>x</sub>	-	-
Bio	Émissions NO <sub>x</sub>	ERG / SCR	ERG/SCR
	Particules fines		0,2 – 0,6 g/kWh
	Prix	1594 USD/t	n/d

Sources IMAR, divers.

Le biocarburant est un terme générique pour tous les carburants fabriqués à partir de biomasse primaire, de déchets organiques ou extraits de la biomasse produite par les micro-organismes. Les biocarburants de première génération sont des carburants fabriqués à partir de biomasse primaire. Cela signifie que la matière première de base est obtenue directement à partir du maïs, du soja, du canola, de l'huile de palme, etc. Ces carburants sont déjà disponibles en quantités importantes. Cependant, ils sont fortement critiqués, car ils sont produits à partir de ressources cultivées sur des terres en concurrence directe avec la production alimentaire, responsables de la déforestation et utilisent de grandes quantités d'eau. Compte tenu de l'augmentation de la population mondiale, il est douteux qu'une expansion des zones cultivées soit éthiquement justifiable. Les représentants de la première génération de biocarburants sont traditionnellement : l'huile végétale pure (angl. *Straight Vegetable Oil*, SVO), l'huile végétale hydrotraitée (angl. *Hydrotreated Vegetable Oil*, HVO) et ester méthylique d'acide gras (angl. *Fatty Acid Methyl Ester*, FAME).

Les biocarburants de deuxième génération sont les carburants qui proviennent de déchets, de parties de plantes ou des parties d'animaux non comestibles, ou de travaux sylvicoles en forêt.

Pré-étage de **Traitement Traitement** Biocarburant Matière première carburant Extraits de bois Mise en pâte Tallöl (huile de (conifères) tall) (pulpe) **Amélioration** L'extraction du Diésel Macroalgue Pétrole brut vert catalytique renouvelable huile (hydrotraitement) Distillation **Acides gras libres** Graisse animale **Estérification Biodiesel brut Purification** FAME (Biodiesel) Estérification **HVO** (Diésel **Plantes Hydrotraitement Extraction Huile végétale** renouvelable) et raffinage oléagineuses SVO (huile végétale brute) Cultures de **Hydrolyse** Sucre **Fermentation** Éthanol/Butanol sucre/amidon Liquéfaction Raffinage **Huile bio Bio brut** améliorée hydrothermale catalytique Prétraitement et LDO (lignin diesel Lignocellulose Résidu de lignine Solvolyse hydrolyse oil) Huile de pyrolyse Amélioration **Pyrolyse Huile bio** catalytique améliorée FT-Diésel Synthèse Gazéification Syngas catalysée Méthane, Méthanol, DME

Figure 2
Aperçu des voies de synthèse des biocarburants courants

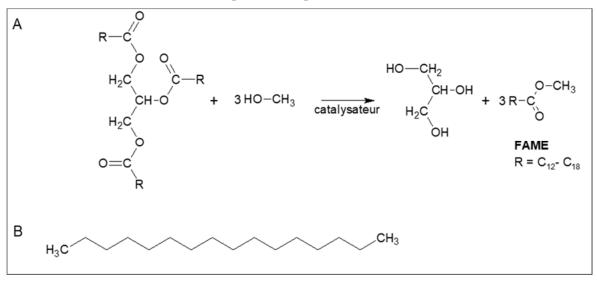
Source: IMAR.

La troisième génération de biocarburants est définie par le fait que les produits métaboliques (lipides) des micro-organismes sont le point de départ de la production de carburant. En ce qui concerne les carburants renouvelables, on entend les microalgues qui produisent les matières premières des carburants. Le biocarburant peut également être produit à l'aide de levure, il s'agit du bioéthanol, mais il est utilisé pour le mélange à l'essence, pas au diesel.

La Figure 2 donne un aperçu de la multitude de biocarburants. Les représentants les plus importants des biocarburants sont le FAME (biodiesel) et l'huile végétale hydrotraitée (HVO), car ceux-ci sont disponibles dans le commerce. Les matières premières les plus importantes pour le FAME et le HVO sont les plantes oléagineuses telles que le colza, le soja ou le tournesol et les graisses animales. Les voies de synthèse sont en partie imbriquées et les combustibles individuels peuvent avoir des voies de production et des matières premières différentes. Le terme biodiesel est souvent utilisé comme synonyme de tous les carburants de

type diesel. À proprement parler, cet emploi n'est pas correct, car le terme biodiesel fait référence au FAME, qui est chimiquement différent des diesels renouvelables. Comme son nom l'indique, le FAME est un ester méthylique d'acide gras. Il s'agit du produit de l'estérification catalytique des triglycérides avec trois molécules de méthanol (voir Figure 3 A). Les diesels renouvelables (Green Diesel) sont des carburants qui ne contiennent pas d'esters, mais sont plutôt similaires au diesel pétrolier, en raison du fait qu'ils se composent principalement d'hydrocarbures saturés à chaîne droite (C<sub>12</sub>-C<sub>18</sub>) (Figure 3 B).

Figure 3
A) Estérification catalytique d'un triglycéride avec trois molécules de méthanol, conduit à la formation de glycérine et d'ester méthylique d'acide gras et B) Exemple de la structure chimique du diesel pétrochimique ou renouvelable



Source: IMAR.

Il est à noter que le bioéthanol n'est pas présenté dans cette section. En effet, bien qu'il soit produit à grande échelle et utilisé en quantités importantes dans le secteur automobile, le bioéthanol est utilisé comme composant de mélange pour l'essence uniquement, et non pour les produits dérivés du diesel. Les moteurs à combustion étant presque exclusivement des moteurs diesel dans le secteur maritime, le bioéthanol ne peut pas être utilisé.

#### Prix

Le prix du biodiesel n'a cessé d'augmenter depuis avril 2020. Il est passé de son plus bas taux à 593 \$US/t à environ 1600 \$US/t (septembre 2021). Avant la pandémie de COVID-19, le prix moyen était d'environ 1000 \$US/t, bien qu'il soit également soumis à des fluctuations. Cela le rend nettement plus cher que le MGO (675 \$US/t, septembre 2021). Il est difficile de prévoir avec certitude la fluctuation du prix dans les prochaines années. D'un côté, les volumes de production risquent d'augmenter avec de nouveaux projets de valorisation de biomasses résiduelles et pourraient avoir un effet bénéfique sur le prix de ce carburant.

De l'autre côté, avec l'ensemble des discussions actuelles de carboneutralité pour le transport maritime et d'autres secteurs du transport, il est fort à parier que la demande augmentera pour ce type de carburant, faisant ainsi augmenter le prix également.

#### *Infrastructures*

Selon le type de biocarburant, les systèmes de distribution et d'approvisionnement existants pourraient servir sans aucune modification ou avec des changements mineurs. Dans le cas du diesel renouvelable (HVO et autres, voir Figure 2), les infrastructures du MGO et du HFO existantes peuvent être utilisées. Le HVO peut même être produit dans les raffineries pétrochimiques existantes, car celles-ci sont déjà équipées de systèmes d'hydrotraitement et peuvent être adaptées à la production de HVO. L'hydrogénation est nécessaire pour éliminer l'oxygène et les liaisons chimiques insaturées de l'huile végétale, ce qui donne un carburant de type diesel. Pour le HVO, il s'agit d'un véritable carburant de remplacement, car la même infrastructure de production peut être utilisée et il peut être brûlé dans les moteurs diesel marins existants. Il est, de fait, constitué de chaînes d'hydrocarbures saturées et par conséquent il a les mêmes propriétés que le diesel pétrochimique. Si les diesels renouvelables sont synthétisés à partir d'une source de deuxième génération, ils ne seraient pas en concurrence avec des superficies agricoles comme le HVO de première génération.

Le FAME, également connu sous le nom de biodiesel, ne peut pas être directement utilisé comme solution de remplacement. En raison de ses propriétés chimiques en tant qu'ester, le FAME contient de l'oxygène et donc moins d'énergie thermique, a tendance à s'oxyder et est hygroscopique, ce qui signifie qu'il va absorber l'eau. Il peut donc être nécessaire d'équiper les systèmes de réservoirs d'un drainage efficace. De plus, la présence d'eau favorise la croissance des bioorganismes, ce qui peut rendre nécessaire l'utilisation de biocides. La plupart du temps, le biodiesel n'est pas utilisé à 100 % (B100), mais en mélange avec du diesel conventionnel (B5 — B30) surtout pour l'utilisation comme carburant de véhicule. Le Conseil International des Moteurs à Combustion (CIMAC) fournit aux armateurs des lignes directrices pour l'utilisation de distillats marins contenant jusqu'à 7 % de FAME, soit la valeur maximale pour le carburant maritime. [42] [43]

#### Réglementation

L'utilisation de FAME en tant que partenaire de mélange est réglementée dans la norme ISO8217 : 2017. Les catégories ISO-F-DFA, DFZ et DFB sont des distillats pouvant contenir 7 % de FAME en volume. La limitation à 7vol.% ne s'applique pas au HVO, car il s'agit du DM (distillat) tant que les propriétés correspondent à celles de la norme. Bien qu'il existe des réglementations pour certains biocarburants, tous les types de carburant et leur voie de production ne sont pas inclus dans les normes ou ancrés dans les lois

nationales et internationales. Canada Steamship Lines, qui a converti une partie de sa flotte aux biocarburants FAME, attend toujours qu'il soit reconnu comme carburant marin à des concentrations supérieures au B7 par Transports Canada. L'utilisation du B100 est actuellement approuvée par le Bureau d'examen technique en matière maritime (BETMM). L'autorisation est valable pour cinq ans et se termine en 2025. [44]

## Impacts sur l'environnement

La combustion de biocarburants libère à peu près la même quantité de CO<sub>2</sub> que la combustion de carburants pétrochimiques, car la seule chose qui compte est le type de molécule brûlée, pas son origine. Les gaz à effet de serre sont économisés ailleurs. La base des biocarburants est la matière organique qui a lié le CO<sub>2</sub> de l'atmosphère au cours de sa vie. Lorsqu'un tel combustible est brûlé, seul ce CO<sub>2</sub> est renvoyé dans l'atmosphère et ne s'y ajoute pas, comme c'est le cas lors de la combustion de carburants pétrochimiques. Le CO<sub>2</sub> lié aux combustibles fossiles aurait été retiré du cycle du CO<sub>2</sub> pendant des millions d'années et conduira désormais au réchauffement climatique s'il est rejeté dans l'atmosphère.

Tous les biocarburants réduisent les émissions de gaz à effet de serre par rapport au MGO. L'ampleur de la réduction dépend du type de carburant et de sa filière de production. Cela signifie que, selon la voie de synthèse et les matières premières choisies, la réduction des GES est très fluctuante. [8] Par exemple, si du méthanol gris ou vert est utilisé dans la synthèse du FAME, il en résulte un potentiel d'économies de GES d'environ 20 à 90 % par rapport au MGO et au MFO.[8]

Tous les biocarburants sont intrinsèquement faibles en soufre. Le FAME a une teneur en soufre d'environ 20 ppm seulement et est donc conforme aux directives de l'ECA. Les émissions de poussières fines sont également inférieures à celles des carburants marins conventionnels. Les émissions de NO<sub>x</sub> doivent être évaluées séparément pour chaque biocarburant. Afin d'atteindre le niveau Tier III, des systèmes SCR ou EGR doivent être installés dans la plupart des cas.

#### **Technologies**

Plus le biocarburant est chimiquement proche du diesel pétrochimique, plus il est facile de l'utiliser dans les infrastructures et les moteurs existants.

Certains biocarburants peuvent donc être utilisés directement sans modifications majeures (*drop in*). Ceci s'applique surtout à la classe des diesels renouvelables, qui appartient chimiquement aux alcanes saturés (voir Figure 3 B). Moins il y a d'atomes étrangers tels que l'oxygène ou des liaisons insaturées, plus ces carburants sont stables. Ils sont moins sujets à l'oxydation, à l'absorption d'eau, à une polymérisation indésirable ou à de mauvaises performances à basse température. Le HVO est un carburant de si haute qualité que l'on peut le décrire comme un carburant dit « drop in ». Il est fabriqué à partir d'huile végétale

qui est hydrogénée par un raffinage ultérieur. En conséquence, le HVO ne contient plus d'oxygène ou de liaisons insaturées et est comparable à un diesel pétrochimique. Le FAME, en revanche, ne peut pas nécessairement être utilisé comme un « drop in », car il est chimiquement différent de la structure du diesel conventionnel (voir Figure 3). Néanmoins, son utilisation est approuvée dans la norme ISO 8217 : 2017 en tant que composant mixte jusqu'à 7 % pour les distillats (DFA, DFZ et DFB).

#### **CAPEX**

Il n'y a pas de coûts supplémentaires lors de l'utilisation, par exemple, du HVO ou d'un autre diesel renouvelable. Pour l'utilisation de carburants contenant de l'alcool ou des esters (FAME), des modifications devraient être apportées. Cela vaut tant pour les installations à bord que pour les infrastructures au port. On suppose que les coûts de modernisation d'un moteur marin sont inférieurs à 5 % de son coût d'acquisition.[8]

#### **OPEX**

À l'heure actuelle, les prix des biocarburants sont nettement plus élevés que ceux du MGO. On suppose que ceux-ci diminueront à mesure que les chiffres de production augmenteront. Les coûts d'exploitation et les intervalles d'entretien lors de l'utilisation de diesel renouvelable correspondent à peu près à ceux du MGO. Lorsque le biodiesel (FAME) est utilisé, il a déjà été signalé que les intervalles d'entretien sont plus fréquents en raison de filtres obstrués ou d'étapes de nettoyage supplémentaires [45], mais il est également signalé qu'il n'est pas nécessaire de fournir un effort d'entretien accru. [44]

## 2.7 BIOCARBURANTS DE TROISIÈME GÉNÉRATION (MICROALGUES)

Les biocarburants de troisième génération sont des carburants fabriqués à partir de micro-organismes. Pour être précis, les microalgues fournissent la biomasse à partir de laquelle le carburant est ensuite obtenu. À l'heure actuelle, il n'existe pas un carburant commercial à base d'algues, le développement se trouve encore en phase d'étude et de tests. Néanmoins, la production apparaît très prometteuse et suscite également l'intérêt de grandes entreprises. Par exemple, ExxonMobil travaille avec le MIT et Viridos (anciennement Synthetic Genomics, Inc) depuis 2012 sur un projet de production de biocarburants à partir de microalgues. En 2018, ils ont publié un communiqué de presse dans lequel ils parlent notamment de production d'environ 10 000 barils par jour de biocarburants à base d'algues d'ici 2025. [46]

Les microalgues peuvent être génétiquement modifiées pour augmenter la production de lipides. Ces lipides doivent être extraits, car ils constituent la base des carburants. Ce procédé d'extraction est souvent très coûteux, ce qui a rendu la commercialisation difficile jusqu'à présent.

## 2.8 HYDROGÈNE (GRIS — BLEU — VERT)

## Informations générales

Tableau 9 Spécifications de l'hydrogène

	Pouvoir calorifique inférieur	120 MJ/kg
	Densité (0°C)	$9.0 \times 10^{-5} \text{ kg/L} (0.09 \text{ kg/m}^3)$
	Émissions CO <sub>2</sub> (vert / gris)	-
H-H	Teneur SO <sub>x</sub>	-
H <sub>2</sub>	Émissions NO <sub>x</sub>	-
	Particules fines	
	Prix (juillet 2020)	1800 (gris) / 2400 (bleu) / 3000 à 6550 (vert) USD/t

Sources IMAR, divers.

L'hydrogène (H<sub>2</sub>) est un élément non toxique, inodore et gazeux. La plupart de l'hydrogène est lié chimiquement et se présente rarement sous forme de substance pure. La plus grande proportion de H<sub>2</sub> est liée dans l'eau et dans les composés organiques. L'hydrogène a une large plage d'inflammabilité de 4 % à 74 % de concentration dans l'air. De plus, il ne nécessite que 0,02 millijoule d'énergie pour allumer le mélange hydrogène-air, qui représente moins de 7 % de l'énergie nécessaire pour allumer le gaz naturel.[47] Par conséquent, des mesures de sécurité spéciales doivent être envisagées. L'hydrogène peut être liquéfié sous pression atmosphérique à -253°C. Si la pression est augmentée à 13 bars, la liquéfaction démarre à -230°C. L'hydrogène a un PCI élevé de 120 MJ/kg. Cependant, sa densité à l'état liquéfié n'est que de 0,07 kg/L, alors que celle du MGO est de 0,855 kg/L. Si l'on considère le pouvoir calorifique inférieur (PCI) en fonction de la densité, l'hydrogène délivre 8,4 MJ/L et le MGO 36,6 MJ/L. Cela signifie qu'un réservoir d'hydrogène doit être environ 4,35 fois plus grand pour obtenir le même rendement énergétique que le MGO.

Une distinction est faite entre l'hydrogène gris, bleu et vert. L'hydrogène gris est celui qui provient de sources fossiles. Lors de la production, du CO<sub>2</sub> est libéré, par conséquent un tel hydrogène n'est pas adapté à la réduction des gaz à effet de serre. L'hydrogène bleu est le terme utilisé pour l'hydrogène obtenu à partir de sources fossiles, mais dans lequel le CO<sub>2</sub> résultant est stocké et non libéré dans l'atmosphère. L'hydrogène vert est produit par hydrolyse, c'est-à-dire en séparant l'eau en H<sub>2</sub> et O<sub>2</sub> à l'aide d'électricité. Il est important que l'électricité provienne de sources renouvelables, telles que l'électricité d'origine hydraulique, éolienne ou solaire. En 2018, environ 144 Mt d'hydrogène ont été produites, avec 48 % de la production totale d'hydrogène provenant du gaz naturel (réformation du gaz), 18 % provenant du charbon

(principalement en Chine) et 33 % étant un sous-produit de l'industrie chimique. Seulement environ 1 % de la production totale a été obtenue à partir de l'eau par électrolyse. [48]

#### Prix

Le coût de l'hydrogène varie beaucoup selon la source d'où il provient, mais est lié avec le prix du gaz naturel si l'on parle de l'hydrogène gris ou bleu. Le prix de l'hydrogène vert (électrolyse) est fortement lié au coût de l'électricité renouvelable. Il est soumis à des fluctuations beaucoup plus importantes que le prix de l'hydrogène gris. Ceci est dû au fait que le prix de l'électricité renouvelable est fortement influencé par des facteurs environnementaux (durée d'ensoleillement, force du vent, etc.). Le prix de l'hydrogène gris suit le prix du gaz naturel, car il est issu du reformage du gaz naturel. L'hydrogène bleu étant également obtenu par reformage, il suit le niveau du prix de l'hydrogène gris. Cependant, il a tendance à être un peu plus cher, car il y a des coûts supplémentaires associés au stockage du CO<sub>2</sub>. Le marché de l'hydrogène renouvelable comme carburant étant encore relativement jeune, il n'existe toujours pas de statistiques à long terme comme c'est le cas pour les carburants conventionnels. Depuis mars 2021, la société E-Bridge fournit le prix allemand de l'hydrogène sous le nom Hydex. Le Graphique 7 montre l'évolution des prix allemands d'août à octobre 2021 et illustre ce qui a été décrit ci-dessus. Les autres facteurs d'influence sont les coûts de transport et de liquéfaction ou de compression.

Hydex

280
230
180
130
80
2021-08 2021-09 2021-09 2021-09 2021-10
H2 vert H2 bleu H2 gris

Graphique 7
Exemple de l'évolution du prix de l'hydrogène (Hydex allemand) (août à octobre 2021)

Source : E-Bridge [49]

Si ces facteurs sont pris en compte, le prix pour l'hydrogène vert serait de 3 000 à 26 550 \$US/t, de 2 400 \$US/t pour l'hydrogène bleu et pour l'hydrogène issu du reformage du GN autour 1 800 \$US/t (à compter de juillet 2020 en Europe).[50]

Infrastructures

Comme mentionné précédemment, la majeure partie de l'hydrogène provient du reformage du gaz naturel.

La demande comme carburant marin étant actuellement très faible, il n'y a pratiquement pas

d'infrastructures de distribution ou de stockage, mais il y a des efforts de faits en ce sens pour construire de

telles infrastructures. Le port de Rotterdam s'est fixé pour objectif de produire environ 1,2 Mt d'hydrogène

climatiquement neutre d'ici 2030. L'hydrogène doit être stocké sous forme liquide (LH2) dans des

réservoirs cryogéniques. En 2021, le premier terminal LH<sub>2</sub>, d'une capacité de 2500 m<sup>3</sup>, a été ouvert au Japon

(port Kobe). Il est également équipé d'un système d'approvisionnement du quai au navire. Un premier essai

avec le navire Susiso Frontier, le premier transporteur d'hydrogène liquéfié, qui s'est achevé en 2019, a

également été réalisé. [51]

Réglementation

L'hydrogène étant un gaz à faible point d'éclair, il est soumis au code IGF. Cependant, le transport

d'hydrogène n'est pas réglementé et n'est pas autorisé en vrac. Pourtant, le transport en vrac peut être rendu

possible grâce à des accords individuels entre les pays. C'est ce qui s'est passé entre l'Australie et le Japon,

permettant pour la première fois le transport en vrac de LH<sub>2</sub> (Australia Maritime Safety Authority 2017).

Néanmoins, il n'existe toujours pas de réglementation pour son utilisation comme combustible marin, ni

dans les piles à combustible, ni pour le stockage. Ces navires doivent se conformer à la réglementation

SOLAS II-1/55 pour les designs alternatifs. DNV GL a établi un règlement pour l'installation des piles à

combustible. ISO/TR 15 961 donne également un aperçu des systèmes de sécurité lors de l'utilisation de

 $H_2$ .

Impacts sur l'environnement

L'hydrogène liquide a un grand potentiel pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub>, qui dépendent fortement de la

manière dont le LH<sub>2</sub> est obtenu. Une analyse du cycle de vie des émissions de CO<sub>2</sub> montre qu'il y a une

réduction allant jusqu'à presque 100 % par rapport aux émissions de CO<sub>2</sub> de MGO. C'est le cas lorsqu'on

parle de LH<sub>2</sub> vert utilisé dans une pile à combustible. L'utilisation du LH<sub>2</sub> gris peut même émettre plus de

CO<sub>2</sub> que le MGO dans son cycle de vie. [11] Lorsque le LH<sub>2</sub> vert est utilisé comme carburant, il n'y a pas

d'émissions de SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> ou de poussières fines.

**Technologies** 

La technologie clé pour l'hydrogène en ce qui concerne la réduction maximale des GES est représentée par

les piles à combustible. Différentes piles à combustible sont disponibles dans le commerce, même si toutes

ne sont pas adaptées au secteur maritime. Un point décisif pour l'utilisation est la performance et la durée

39

Étude sur les carburants alternatifs dans le transport maritime au Québec Rapport – décembre 2021

Innovation maritime – tous droits réservés

de vie. À l'heure actuelle, la capacité de puissance varie de 100 kW (pile à combustible à l'acide phosphorique) à 10 MW (pile à combustible à carbonate fondu).[30] Depuis 2000, il y a eu une vingtaine de projets pour équiper les navires de piles à combustible dans différentes phases de développement, par

exemple, le navire allemand *Alsterwasser*, un navire à passagers d'environ 100 personnes, d'une puissance

de 100 kW, conçu pour la navigation intérieure et les petites voies navigables. Avec le navire Viking Lady

(navire de ravitaillement en mer), il a été démontré qu'une propulsion hybride est possible. Le navire était

équipé d'un bicarburant au GNL/diesel-électrique (4 x 2.010 kW) et d'une pile à combustible de type

MCFC 320 kW.

Un inconvénient des piles à combustible est le fait qu'elles réagissent lentement aux changements de puissance. Les pics de puissance devraient être amortis par des systèmes de stockage d'électricité qui peuvent combler les besoins en puissance pour des performances élevées.

ABS a récemment approuvé un projet de *Green Energy Ventures*, par le biais d'une approbation du principe (angl. Approval of Principle, API), qui implique la construction d'un navire de 430 tonnes de capacité de stockage pour transporter 2 000 tonnes d'hydrogène comprimé. L'étude de faisabilité devrait être terminée en 2022. Une propulsion avec 2 moteurs Wärtsilä à double carburant est prévue, qui peut fonctionner à la fois avec du gaz naturel et de l'hydrogène. De plus, une pile à combustible de Ballard Systems est fournie, ce qui permettra au navire de fonctionner sans émissions. [52]

**CAPEX** 

Étant donné que seuls quelques navires sont équipés d'une pile à combustible et que les moteurs à combustion sont encore en développement, une estimation des coûts est difficile. Il est supposé que les coûts des réservoirs de stockage d'hydrogène liquide sont plus élevés que ceux du GNL, car une isolation encore plus élevée est requise. Les coûts pour les tuyaux, la ventilation, etc. peuvent être similaires à ceux du GNL. De plus, il faut considérer les coûts d'acquisition de systèmes de stockage appropriés. Ceux-ci sont nécessaires pour compenser les variations de puissance durant les opérations. Ces systèmes de stockage peuvent par exemple être des batteries ou encore de super-condensateurs.

**OPEX** 

Les coûts de fonctionnement dépendront fortement du type d'hydrogène utilisé. En supposant que l'objectif soit d'utiliser uniquement du H<sub>2</sub> vert, cela dépendra fortement de l'endroit où le H<sub>2</sub> sera produit. Dans les zones riches en hydroélectricité (Québec, Norvège), les coûts seront moindres. Une formation spéciale du personnel sera également nécessaire. Pour le moment, aucune déclaration ne peut être faite sur les coûts de maintenance, car trop peu de données sont disponibles.

40

BATTERIE — ÉLECTRICITÉ VERTE 2.9

Informations générales

Dans le secteur automobile, le nombre de voitures électriques et à propulsion hybride électrique augmente.

Les entraînements électriques ou hybrides dans le secteur maritime ne sont pas nouveaux, mais ils ne sont

pas pleinement développés. Les sous-marins (par exemple le NCSM Onondaga 1965 - 2000) ont été

exploités avec des moteurs électriques dans les opérations de plongée. Ceux-ci tiraient leur énergie de

batteries alimentées par deux moteurs diesel.

Une propulsion électrique n'est utilisée que dans des cas particuliers, par exemple sur les lignes de

traversiers fixes. BC Ferries en Colombie-Britannique renouvelle sa flotte avec six nouveaux navires à

propulsion hybride diesel-électrique. À terme, ces navires doivent être convertis à la propulsion électrique

par batteries, ce qui obligera la modernisation des quais.[53]

Une propulsion exclusivement électrique a été récemment installée sur les lignes de traversiers fixes en

Norvège (Basto Electric car-ferry) [54] [55], où les batteries peuvent être rechargées à chaque arrêt. Un autre

exemple de navire entièrement électrique à zéro émission est le navire norvégien Yara Birkeland. Il s'agit

d'un porte-conteneurs autonome (poids mort : 3 200 t) qui a été livré à l'armateur Yara en novembre 2021.

La société a pour objectif de mettre le navire en service commercial dès les prochaines années. Il

transportera des engrais minéraux de l'usine norvégienne de Yara à Porsgrunn jusqu'au port de Brevik. Le

trajet est court, mais l'entreprise estime qu'il réduira considérablement ses émissions polluantes. [56]

L'autonomie, les performances, les temps de charge et la durée de vie des batteries devront encore être

améliorés à l'avenir afin que les grands navires de transport transocéaniques puissent être alimentés

électriquement.

**Prix** 

Il n'y a toujours pas de données exactes sur les prix des navires entièrement électriques. L'élément

déterminant le prix sera le coût des dispositifs de stockage d'énergie qui fournissent l'électricité pour les

moteurs électriques. Plus les batteries et les modules de stockage deviennent efficaces et moins chers, plus

leur application en tant que source de propulsion alternative devient intéressante.

Infrastructures

Les batteries peuvent être chargées à partir du réseau électrique existant. Il faut s'assurer qu'il n'y ait pas

de surcharge du réseau, car, plus les batteries doivent être chargées rapidement, plus la puissance de charge

doit être élevée. Dans la plupart des cas, la couverture du réseau dans la zone portuaire doit être augmentée

41

ou modernisée. Tous les ports ne sont pas actuellement équipés d'une électrification suffisante (« shore

Étude sur les carburants alternatifs dans le transport maritime au Québec

power »). Souvent, seule la consommation générale d'électricité à bord des navires peut être couverte. Si

plus d'énergie est nécessaire, par exemple lors du chargement ou du déchargement du navire, les

génératrices diesel des navires doivent souvent fonctionner.

Réglementation

À l'heure actuelle, il n'y a pas de réglementation pour les navires équipés de batteries. DNV GL a été la

première entreprise à compiler un document dans lequel des directives sont énumérées (Règles de

classification, partie 6 chapitre 2, 2015). [55]

Impacts sur l'environnement

Si l'électricité pour charger les batteries provient de sources d'énergie renouvelables, le bilan CO2 est très

bon. Les émissions de CO<sub>2</sub> ne se produisent que lors de la fabrication de la batterie et de l'extraction des

ressources nécessaires. Un aspect important au cours de l'utilisation de batteries est la question de savoir

ce qu'il advient d'une telle batterie en fin de vie. Si une grande partie de la flotte doit être équipée de

batteries, un bon système de gestion des déchets devra également être instauré. D'une part, les batteries au

lithium peuvent être reconditionnées et réutilisées à des fins moins exigeantes ; d'autre part, autant de

matières premières que possible doivent être extraites et recyclées afin de ne pas remplacer le problème du

CO<sub>2</sub> par un problème de déchets dangereux. Les SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> et les poussières fines ne jouent aucun rôle dans

les navires à propulsion électrique.

**Technologies** 

Le développement de batteries plus puissantes et plus fiables aura un impact significatif sur l'utilisation

dans les navires. Les normes de sécurité à bord des navires sont élevées, de sorte que les exigences pour de

telles batteries doivent également être élevées. De plus, la durée de vie de telles batteries doit être nettement

plus longue, comme c'est le cas pour les appareils électroménagers classiques ou des voitures. Les batteries

de navires à propulsion électrique navigant en haute-mer ne peuvent être chargées que dans le port, une

longue durée de vie doit donc être garantie, même si elles sont très déchargées dans leur trajet

transcontinental.

Il y a beaucoup de recherche et développement en cours dans le secteur des batteries. On peut donc supposer

que ces objectifs pourront être atteints à l'avenir, bien qu'un calendrier soit difficile à définir.

**CAPEX** 

Le CAPEX dépend fortement de la durée de vie et des performances des batteries. Le type de batterie et sa

taille jouent également un rôle. Avec l'amélioration des batteries et l'augmentation du nombre d'unités, les

42

coûts d'acquisition devraient sensiblement diminuer.

Étude sur les carburants alternatifs dans le transport maritime au Québec

Innovation maritime – tous droits réservés

**OPEX** 

Le prix de l'électricité dépend fortement du lieu et de la manière dont elle est générée. Dans un objectif de

neutralité du CO<sub>2</sub>, il convient également de s'assurer que l'électricité utilisée provient de sources d'énergies

renouvelables. Un personnel spécialement formé et des procédures de maintenance sont également

nécessaires.

2.10 SOMMAIRE

Avant de considérer la situation des carburants de remplacement au Québec, un récapitulatif est présenté.

Le MGO sert de référence pour une comparaison des carburants. Au total, six carburants alternatifs ont été

présentés, le biodiesel et le diesel renouvelable ont été discutés en détail. Les batteries, qui ne sont pas des

carburants au sens strict du terme, ont également été considérées, car il convient de les mentionner en raison

de l'hydroélectricité au Québec. Une description générale de chaque carburant, un aperçu des prix, une

évaluation des infrastructures existantes (approvisionnement, système de stockage), les aspects

réglementaires, les impacts sur l'environnement et l'état de l'art ont été présentés dans les pages

précédentes.

Pour l'avenir, il y a deux utilisations possibles pour les carburants alternatifs. D'une part, une utilisation

dans les moteurs à combustion interne, soit monocarburant ou bicarburant, d'autre part comme source

d'énergie pour les piles à combustible. Le GNL, le GNR et le biocarburant ne peuvent être utilisés que dans

les moteurs à combustion interne. Le GNL et le GNR pourraient aussi être brûlés dans une turbine à gaz,

mais les turbines à gaz ne sont pas répandues dans la flotte commerciale. Le méthanol, l'ammoniac et

l'hydrogène peuvent être utilisés dans les moteurs à combustion interne ainsi que dans les piles à

combustible. L'utilisation de méthanol et d'ammoniac dans les moteurs à combustion interne est plus

probable à moyen terme, d'autant plus que le méthanol a récemment été utilisé comme carburant sur les

navires. Théoriquement, l'hydrogène peut être mélangé au GNL dans les moteurs à combustion, mais n'est

actuellement utilisé que dans les piles à combustible, même à un niveau commercial dans le secteur

automobile. Les piles à combustible à l'ammoniac et à l'hydrogène ne jouent pas encore de rôle dans le

secteur maritime.

Le Tableau 10 résume les données pour les combustibles présentés précédemment. Ici, le pouvoir

calorifique est présenté à la fois en termes de masse et de volume. Le prix par kWh a été ajouté à l'aperçu

des prix par tonne.

43

Tableau 10 Sommaire des propriétés des carburants alternatifs présentés en Section 2

Carburant	PCI MJ/kg	PCI MJ/L	Densité [kg/m³]	Emission SO <sub>x</sub> [%]	Emission NO <sub>x</sub> [g]	Emission CO <sub>2</sub> kg <sub>CO2</sub> /kg carburant	Prix \$US/t (septembre 2021) (*juillet 2020)	Prix cent/kWh (septembre 2021)
MGO	42,8	36,6	0,86	0,1 - 1,5	ERG/SCR	3,2	675	5,7
GNL	47,1	20,8	0,43	-	EGR/SCR Tier III possible	2,75	462	3,4
GPL	45,5	24,4	0,54	-	EGR/SCR Tier III possible	3,01	673	5,3
Méthanol	19,9	15,8	0,79	-	Tier III possible	1,37	439	10,6
FAME	37,1	33,3	0,88	-	EGR/SCR	2,85	1600	15,3
HVO	43,7	34,4	0,78	-	EGR/SCR	3,01	n/d	n/d
Hydrogène	120	0,01	0.09	-	Tier III	-	2400*	7,2*
Ammoniac	22,5	15,6	0,62	-	ERG/SCR	-	241	4,6

Source : IMAR

## 3 PROJETS DE CARBURANTS ALTERNATIFS AU QUÉBEC

Cette section du rapport vise à donner un aperçu de la disponibilité des carburants alternatifs avec une attention plus précise sur le Québec. Un sommaire des projets en cours et des projets à venir est notamment présenté. Au début de chaque sous-section, une brève synthèse générale de la situation est présentée. Après coup, une liste d'entreprises impliquées dans la production est présentée de même que les plus importants projets de développement. Chaque sous-section se termine par des informations obtenues auprès de ports et d'armateurs. Des discussions ont eu lieu avec l'Administration portuaire de Montréal (APM), l'Administration portuaire de Trois-Rivières (APTR), l'Administration portuaire de Québec (APQ), et avec les armateurs Canada Steamship Lines (CSL), Desgagnés et Fednav.

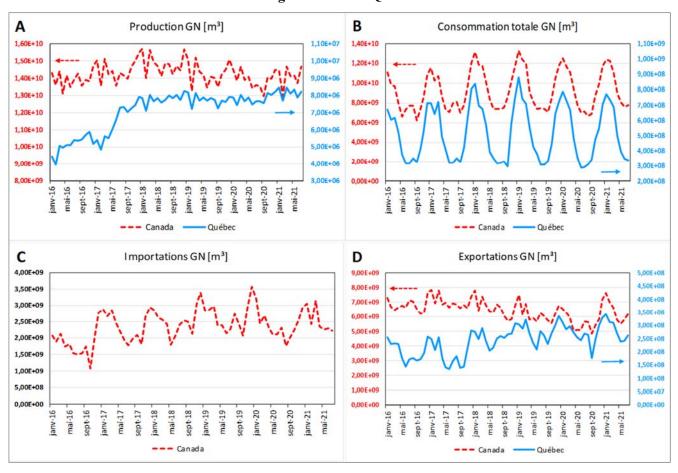
## 3.1 GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ

Le gaz naturel (GN) est produit à grande échelle au Canada. Le gaz naturel peut être extrait de manière conventionnelle lors de l'extraction du pétrole ou de la roche schisteuse par fracturation. Le Québec possède des gisements de gaz de schiste dans les Basses-terres du Saint-Laurent, c'est la formation schisteuse de Macasty. De 2006 à 2010, 29 puits ont été aménagés. Cependant, les activités d'exploration sont suspendues depuis 2013, imposées par un moratoire du gouvernement du Québec en raison de préoccupations environnementales. [57] [58] L'exploitation du gaz de schiste est également un peu plus chère que la production conventionnelle liée au pétrole brut. En fonction du prix du pétrole, l'extraction du schiste n'est pas toujours rentable. Elle fait également l'objet de critiques, car elle requiert un volume considérable en eau, qui est fortement contaminée par le processus d'extraction et a des effets négatifs sur l'environnement.

On observe au Graphique 8A que la production de GN au Canada est demeurée à un niveau relativement constant depuis 2016, soit 14 milliards de m³. La plus grande partie de la liquéfaction et de l'extraction du gaz naturel (extraction conventionnelle) a lieu en Alberta, qui a fourni annuellement en moyenne 10 milliards de m³ de GN depuis 2016. La Colombie-Britannique a livré entre 2,6 et 4 milliards de mètres cubes annuellement au cours des dernières années. Les autres provinces et territoires ne jouent qu'un rôle secondaire en ce qui concerne les chiffres de production de gaz naturel. Si on regarde ces chiffres en détail, on peut voir que le débit de production a doublé au Québec, passant de 4 à 8 millions de m³ à partir de 2017. Il s'agit, de fait, d'un sous-produit du raffinage du pétrole. Le site de liquéfaction pour obtenir le GNL au Québec est l'usine d'Énergir à Montréal.

La consommation provinciale et canadienne de GN suit le schéma présenté au Graphique 8B. On peut clairement voir les pics de la période de chauffage à partir de septembre et une consommation nettement inférieure à partir de mai. Les consommations maximale et minimale sont demeurées les mêmes au fil des années et oscillent entre 300 et 800 millions de m³ au Québec et entre 7 et 12,5 milliards de m³ au Canada.

Au niveau fédéral, environ 2,5 milliards de m³ de gaz naturel sont importés en moyenne chaque année par la frontière canado-américaine, principalement pour faire face aux pics de consommation en hiver (Graphique 8C). Il n'y a pas d'importation enregistrée par la frontière Québec-États-Unis. Les besoins de GN du Québec sont couverts par le GN de l'Ouest canadien. Néanmoins, le Québec exporte une modeste quantité de gaz naturel. Il est important de préciser que le Graphique 8D présente une exportation de GN qui, par définition, n'avait pas à être extrait au Québec. Exporter signifie seulement que le GN doit avoir quitté la frontière du pays via la province de Québec. [59]



Graphique 8 Données sur le gaz naturel au Québec et au Canada

Source : Statistique Canada.

Le Canada est le quatrième plus grand producteur de gaz naturel au monde. Environ 21 % du gaz naturel produit est exporté vers les États-Unis. Le Canada et les États-Unis forment ainsi un réseau d'import-export. Le commerce s'effectue presque exclusivement via des pipelines. On croit que les ressources canadiennes accessibles en gaz naturel peuvent répondre à la demande pendant encore 300 ans. [48] Cela signifie qu'avec une demande croissante de GNL comme carburant marin, aucun goulot d'étranglement n'est à prévoir dans un proche avenir. Cependant, le gaz naturel doit être disponible sous forme liquéfiée pour être

utilisé comme combustible pour les navires. Il ne suffit donc pas d'extraire du gaz naturel en grande quantité, il faut aussi qu'il y ait assez de centres de liquéfaction.

Une alternative au gaz naturel est le gaz naturel renouvelable GNR. Il résulte de la fermentation de matières organiques en l'absence d'air. Comme il s'agit également de méthane, c'est-à-dire de CH<sub>4</sub>, il peut être, une fois liquéfié, utilisé comme le GNL. Les détails sur sa production et son influence sur le bilan carbone sont présentés à la section 3.2.

#### **Entreprises**

Le plus grand fournisseur au Québec de GN et de GNL est Énergir. Selon ses dires, environ 97 % de la consommation de gaz naturel au Québec est couverte par Énergir. Cela comprend principalement l'approvisionnement des ménages et de l'industrie à travers un réseau de lignes souterraines. Un réseau de 19 stations-service entre Québec et Toronto (A20/H401) est également installé (gaz naturel comprimé).

Il y a une installation de liquéfaction de gaz naturel d'Énergir dans l'est de Montréal (auparavant GazMétro) qui est en opération depuis 45 ans. La capacité de liquéfaction est de 28 millions de m³ par année (10 Bcf). La livraison se fait directement par camions avec un rayon de livraison d'environ 1500 km. Énergir investit également dans le développement du gaz naturel renouvelable afin de l'injecter dans le réseau. Pour le moment, il s'agit d'une phase de développement et il n'est pas disponible en grandes quantités. [60]

Tableau 11 Informations sur la compagnie Énergir

Type d'entreprise	Fournisseur de gaz naturel et de gaz naturel liquéfié	
Produit	Gaz naturel comprimé, liquéfié	
Site web	https://www.énergir.com/	
Année de création	1955	
Siège social	Montréal	
Capacité GNL (Gaz Métro)	28 millions m³/année	

Source : Énergir.

#### Projets d'avenir

Dans les dernières années, quelques initiatives ont été entreprises afin de développer la production ou la distribution de GN au Québec.

Stolt LNGaz avait pour objectif de construire une usine de liquéfaction à proximité de la centrale électrique de TransCanada Énergie à Bécancour (gaz comme source d'énergie). La planification initiale de ce projet prévoyait une livraison de l'usine en 2019. Cependant, le projet a été interrompu en 2016 et complètement arrêté en 2021, car la centrale électrique ne sera finalement pas remise en service et ne pourra donc accueillir

des installations de stockage de gaz liquéfié. Ce projet de GNL est présentement à la recherche de nouveaux créanciers. [61] [62]

Un autre projet non réalisé est celui d'Énergie Saguenay de GNL Québec. Il s'agit d'une usine dans laquelle le gaz de l'Ouest canadien devait être liquéfié afin d'être rendu disponible dans un terminal maritime du Saguenay, près du port de Grande-Anse. Ce projet a finalement été rejeté par le gouvernement du Québec en raison de préoccupations environnementales. [63] La décision finale n'a pas encore été prise du côté fédéral. En octobre 2021, l'Agence fédérale chargée de l'évaluation environnementale du dossier annonçait que la période de réception des commentaires sur le rapport intermédiaire était expirée. Après avoir évalué ces commentaires et les avoir réexaminés, le ministre de l'Environnement et du Changement climatique présentera au demandeur une décision sur l'évaluation environnementale. Celle-ci contiendra les conditions et exigences de mise en œuvre, si le projet est approuvé et accepté. [64]

En 2018, le gouvernement du Québec a appelé à soumettre des projets sur la façon dont la région de la Côte-Nord pourrait être approvisionnée en GNL, un tel projet pourrait être soutenu à hauteur de 25 à 45 millions de dollars. En mai 2019, la qualification de quatre projets a été annoncée. Les promoteurs associés à ces projets sont Avenir LNG, Cryopeak, Énergier et Solutions de Gaz Décentralisées Canada (DGSC). Un comité de sélection local évaluera prochainement quels projets seront priorisés et vont être mis en œuvre. [65]

# Programmes de financement des gouvernements du Québec et du Canada

## Tableau 12 Programmes de financement

Nom du programme de financement	Obje ctifs	Informations additionnelles
Programme d'aide financière pour la construction d'infrastructures de stockage de gaz naturel liquéfié (GNL) et de regazéification au bénéfice des établissements industriels de la Côte-Nord et du Nord-du-Québec convertis ou en voie de se convertir au gaz naturel	Le programme contribue à la réduction de la consommation de produits pétroliers et des émissions de GES du secteur industriel du Québec.  Soutenir la construction d'infrastructures ou l'aménagement d'équipements de stockage de GNL et de regazéification pour les GC situés sur la Côte-Nord et dans le Nord-du-Québec.	Programme du Québec.  Réalisation: ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN).  Candidats au financement: alumineries, des usines de production de boulettes, de concentré de fer, des armateurs, des transporteurs maritimes, des scieries ou des mines et leurs infrastructures connexes.  25 M\$ sur trois ans.  Fin de la période de soumission de propositions: 31 mars 2022. <a href="https://mern.gouv.qc.ca/energie/programmes/programme-aide-financiere-gnl/">https://mern.gouv.qc.ca/energie/programmes/programme-aide-financiere-gnl/</a>
Fonds pour les combustibles propres — Établissement d'une nouvelle capacité de production nationale	Reconnaissant le rôle essentiel des combustibles propres, le plan climatique renforcé du Canada comprend des politiques économiques générales, comme le projet de règlement sur les combustibles propres, l'augmentation de la tarification de la pollution par le carbone, la Stratégie canadienne pour l'hydrogène et des investissements pour accroître le marché des combustibles propres.	Programme du Canada.  Réalisation: Gouvernement du Canada.  Candidats au financement: services publics d'électricité ou de gaz, entreprises du secteur privé, etc.  1,5 milliards de dollars sur cinq ans.  Fin de la période de soumission de propositions: 13 octobre 2021.  https://www.rncan.gc.ca/changements-climatiques/lavenir-vert-canada/fonds-pour-les-combustibles-propres-etablissement-dune-nouvelle-capacite-de-productio/23745
Programme d'aide gouvernementale à l'amélioration de l'efficacité du transport maritime, aérien et ferroviaire PETMAF	Accroître l'utilisation des énergies renouvelables et l'efficacité dans le transport des marchandises.	Programme du Québec Entre 2021 et 2026 : 40,1 M\$.
Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable, à son injection ou à sa connexion au réseau de distribution de gaz naturel (PSPGNR)	L'attribution de montants d'aide financière afin de favoriser la réalisation de projets de production de GNR et son injection dans le réseau de distribution de gaz naturel ou de projets de connexion à ce réseau vers des sites de production de GNR	En mars 2019, le Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable (GNR) devant être livrée par un distributeur est entré en vigueur au Québec.  Ce règlement a pour but de favoriser une utilisation accrue de GNR en précisant la quantité minimale de gaz que les distributeurs de gaz naturel devront livrer annuellement dans leur réseau, soit de 1 % à compter de 2020, de 2 % à compter de 2023 et de 5 % à compter de 2025.

Sources: IMAR, divers.

### Situation dans des ports et chez des armateurs du Québec

Le port de Montréal offre du GNL depuis 2017. Deux quais possèdent des infrastructures de ravitaillement exploitées par Énergir. En 2020, un volume total de 9 377 m³ de GNL a été ravitaillé. Ce volume ne représente que 3 % de la consommation totale de carburant du port de Montréal en 2020. Actuellement, le plus grand consommateur de GNL au port de Montréal est Desgagnés, qui alimente cinq de ses navires sur une base régulière. [66] Le port de Québec ne possède pas pour l'instant d'infrastructures de distribution de GNL sur aucun de ses quais. Des ravitaillements réguliers sont par contre réalisés par camions.

Du côté des armateurs, Desgagnés a décidé en 2014 d'équiper certaines de ses nouvelles acquisitions de moteurs DF-GNL. À l'époque, il n'y avait pas de possibilité de s'alimenter au GNL dans les ports du Québec ni de classification pour les navires GNL. Néanmoins, le risque de convertir une partie de la flotte a été pris. Cette décision a été motivée par le prix plus avantageux du GNL par rapport au MGO, la plus grande flexibilité du carburant grâce aux moteurs DF, l'amélioration de l'empreinte écologique et la capacité de production canadienne. Cinq navires de Desgagnés sont équipés avec des moteurs DF et le GNL est le carburant principal. Dans l'éventualité où le GNL n'est pas disponible, comme c'est le cas sur les Grands Lacs, le MGO est alors utilisé comme carburant d'appoint. Outre le problème de l'approvisionnement sur les Grands Lacs, la réticence populaire est un frein, car elle retarde le développement de l'infrastructure. Selon Daniel Côté, Conseiller en environnement chez Desgagnés, la réticence de la population est notamment due à la fuite de méthane qui peut se produire lors du ravitaillement et de la combustion. Bien que les technologies disponibles ne cessent de réduire ces pertes, il est vrai que des améliorations sont encore possibles pour améliorer les systèmes de transfert. [67] Dans la littérature, on parle de glissement de 2 à 5 %. [11] Chez Desgagnés, monsieur Côté précise que ce glissement de GNL est réduit sous la barre des 1 % du carburant consommé. [67]

La Société des traversiers du Québec (STQ) possède également un navire qui peut utiliser le GNL, soit le traversier *F.A.-Gauthier* qui est équipé de moteurs DF. Ce dernier a défrayé les manchettes à quelques reprises en raison de lacunes techniques. Après plusieurs tentatives de réparation, il a été brièvement remis en service en janvier 2020, mais sans propulsion au GNL.

#### Conclusion

Le GNL est disponible en quantités suffisantes au Canada pour soutenir une certaine transition du secteur maritime vers ce carburant. En théorie, les infrastructures d'extraction, de transport (principalement par pipeline) et de liquéfaction sont également bien développées. Par exemple, il y a un grand terminal d'importation à Saint-John, au Nouveau-Brunswick, qui possède la technologie nécessaire. Le gouvernement du Canada prévoit 13 centres sur la côte ouest et 5 sur la côte est pour l'importation et

l'exportation de gaz naturel. Des concessions d'une durée de 20 à 25 ans sont prévues, dont deux au Québec.[61] Ces deux concessions étaient destinées à l'entreprise GNL Québec et au projet de Stolt LNGaz. Comme les deux projets n'ont pas été mis en œuvre, aucune expansion du réseau de gaz naturel n'est prévue au Québec dans un proche avenir. Le Québec lui-même possède également des réserves de gaz naturel déjà identifiées, mais non exploitées actuellement. Il s'agit d'occurrences de schiste dont la promotion est critiquée et présente des enjeux de rentabilité. Le transport du gaz naturel de l'Ouest canadien par pipelines pourrait être une alternative, si l'ensemble des défis environnementaux parviennent à être maîtrisés. De tels développements sont aussi pour beaucoup dépendants de l'acceptabilité sociale.

#### 3.2 GAZ NATUREL RENOUVELABLE

Le biogaz est une alternative au gaz naturel. Si les déchets organiques sont fermentés dans des conditions anaérobies, du biogaz est produit. Ce processus est également connu sous le nom de méthanisation. Le gaz résultant se constitue d'un mélange gazeux, mais en grande partie de méthane CH<sub>4</sub>, c'est-à-dire de gaz naturel. Si l'on supprime tous les autres composants, on obtient du gaz naturel pur. Ce gaz est appelé gaz naturel renouvelable (GNR). D'un point de vue technique, il peut être utilisé comme GN. Cela signifie qu'il peut également être liquéfié et utilisé comme carburant. Plus de détails sur les propriétés du gaz naturel, sont présentés aux sections 2.2 et 3.1. Une estimation de prix est difficile, car la production est plus décentralisée et utilisée au niveau régional. Puisqu'il n'y a toujours pas de véritable production de biogaz au Québec, un fournisseur de la Colombie-Britannique a été choisi pour une évaluation des prix, qui offre à la fois du gaz naturel et du gaz naturel renouvelable. Le GNR est environ 26 % plus cher que le GN. [68]

#### **Entreprises**

La station d'épuration de Saint-Hyacinthe a reçu des subventions du gouvernement du Québec en 2010 pour la construction d'une usine de biométhanisation. Cela en fait le premier producteur de biométhane (GNR) au Québec. Entre 2016 et 2017, l'usine de biogaz a encore été agrandie avec le soutien financier du gouvernement et le biométhane est injecté dans le réseau de gaz d'Énergir. La capacité de production est de 13 millions de m³, dont environ 1,25 million de m³ sont destinés à l'autoconsommation pour soutenir la production. [69]

Tableau 13
Informations sur la station d'épuration de Saint-Hyacinthe

Type d'entreprise	Station d'épuration municipale
Produit	Biogaz
Site web	https://www.st-hyacinthe.ca/services-aux- citoyens/environnement/biomethanisation
En fonction dépuis	2010
Soiège social	Ville de Saint-Hyacinthe
Capacité GN	13 millions m³/ année

Source : Ville de Saint-Hyacinthe.

## Projets d'avenir

Il existe quelques projets de bioraffinerie qui pourraient produire du GNR, dont deux à Varennes. Il s'agit d'une part du projet d'usine d'Enerkem, et d'autre part d'un projet de Greenfield Global. Les deux entreprises souhaitent produire des biocarburants à partir de déchets organiques. Le troisième projet est le projet La Tuque BELT, dans lequel il est également prévu de construire une bioraffinerie qui produira des biocarburants à partir de déchets forestiers. En théorie, ces procédés produisent également du biogaz, dont le GNR. Le biogaz n'est pas explicitement mentionné dans la description du projet d'Enerkem ni dans la description du projet La Tuque BELT, mais la production du GNR est annoncée par Greenfield Global. Une présentation plus détaillée des projets est faite dans les sections suivantes.

Hy2gen Canada Inc. (une filiale de Hy2gen AG Germany) prévoit produire 430 000 m³ de gaz naturel renouvelable en collaboration avec Greenfield Global et Hydro-Québec, sous le nom de Projet Henergia. Celui-ci sera ensuite injecté dans le réseau de gaz naturel existant. [70] Le projet ambitieux devrait entrer en production en 2024. L'usine doit être construite comme une extension de la bioraffinerie existante de Greenfield Global à Varennes. [71]

La Régie de l'énergie du Canada annonce sur son site web que la coopérative agricole Coop Agri-Énergie Warwick envisage de construire une usine de biométhanisation. Le complexe aurait une capacité de 2,3 millions de m³ de GNR. Ce projet est soutenu par 3 millions de dollars du Programme Technoclimat. [72] L'usine aurait dû être mise en service à l'automne 2020. Cependant, il manque toujours à ce jour de partenaires pour finaliser le projet et démarrer la construction.

Le projet de centre de biométhanisation de la Ville de Québec est déjà en construction. Les déchets alimentaires et les boues municipales provenant de la station de traitement des eaux usées y seront prochainement transformés en GNR et en fertilisant. La capacité annuelle devrait être de 10,2 millions de

m³ de GNR, qui seront ensuite injectés dans le réseau de gaz naturel d'Énergir. La liquéfaction du gaz n'est pas prévue.

### Programme de financement

Tableau 14 Programme de financement

Nom du programme de financement	Objectifs	Informations additionnelles
gaz naturel renouvelable, à son injection ou à sa connexion au réseau de distribution de gaz naturel (PSPGNR)	*	En mars 2019, le Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable (GNR) devant être livrée par un distributeur est entré en vigueur au Québec.  Ce règlement a pour but de favoriser une utilisation accrue de GNR en précisant la quantité minimale de gaz que les distributeurs de gaz naturel devront livrer annuellement dans leur réseau, soit de 1 % à compter de 2020, de 2 % à compter de 2023 et de 5 % à compter de 2025.  Volume de 70 M\$.

Sources: IMAR, divers.

## Situation dans des ports et chez des armateurs du Québec

Le GNR n'est pas encore disponible comme carburant marin au Québec. Le GNR possède les mêmes propriétés que le gaz naturel. Il pourrait donc être distribué dans les mêmes réseaux de distribution et être utilisé dans les mêmes systèmes d'alimentation, par exemple comme carburant DF-GNL pour les navires de Desgagnés.

#### Conclusion

Avec les projets présentement en discussions, le gaz naturel renouvelable pourrait être disponible en quantité suffisante pour présenter un intérêt pour le secteur maritime. Le GNR a un potentiel de réduction des gaz à effet de serre encore plus efficace que le gaz naturel conventionnel. Il a également l'avantage de pouvoir être produit près des lieux de consommation, limitant ainsi sa distribution à de courtes distances comparativement au GNL. Cependant, aucune installation de liquéfaction n'est prévue, ce qui rend son utilisation plus difficile comme carburant marin. Parce que le GNR est constitué de méthane comme le gaz naturel, une fois liquéfié il peut remplacer le GNL à 100 %, ce qui serait un avantage pour tous les navires propulsés au DF-GNL.

GAZ PÉTROLIER LIQUÉFIÉ 3.3

Le terme GPL désigne un gaz qui peut être composé de propane, de butane ou d'un mélange des deux. Dans

ce qui suit, par souci de clarté, seul le propane sera abordé, car dans la plupart des cas, le GPL désigne un

gaz principalement constitué de propane.

Le propane est produit au Canada de deux façons. D'une part, il est issu du traitement du gaz naturel (85-

90 %) et, d'autre part, il est un sous-produit du raffinage du pétrole (10-15 %). Le propane provient

principalement de l'ouest du Canada, plus précisément de l'Alberta, avec 88 % de la production totale. Cela

est dû au grand nombre de projets de gaz naturel dans cette province. Le deuxième plus grand fournisseur

de propane est la Colombie-Britannique, avec 7 %. Les 10 à 15 % restants sont de sous-produits du raffinage

du pétrole et sont répartis plus uniformément à travers le Canada.

La demande de propane est dominée par l'industrie de l'électricité avec 60 % de la production totale.

Seulement 6 % environ est utilisée dans le secteur des transports. La majeure partie du propane est

transportée de l'Alberta vers les marchés de consommation par rail (55 %) ou par pipeline (35 %). La

grande majorité de la production canadienne (85 % en 2013) du propane est exportée vers le centre-ouest

et la côte est des États-Unis. [73]

AltaGas et Royal Vopak possèdent un terminal de GPL à Prince Rupert à île Ridley, en Colombie-

Britannique depuis 2019. Il a une capacité de stockage de 1,2 million de tonnes de propane par an.

L'approvisionnement s'effectue par train. Le propane liquéfié provient de la Colombie-Britannique et

d'Alberta. Chaque année, environ 20 à 30 très gros transporteurs de gaz quittent le port pour fournir les

marchés du monde entier. La capacité d'exportation est de 2200 tonnes de GPL par jour. Le terminal d'Alta

et Royal Vopak est le premier de quatre terminaux de propane planifiés dans l'ouest du Canada. [74][75]

**Entreprises** 

Le propane est un sous-produit extrait de la production de gaz naturel. Il nécessite une usine de champ

gazier ou un fractionnement en colonnes pour le séparer du méthane et des autres sous-produits. Puisque la

majeure partie de la production de gaz naturel est réalisée en Alberta, les grands producteurs de propane

sont également situés dans cette province. Par exemple, le complexe gazier Jumping Pound de Shell, qui

est situé à environ 33 km à l'ouest de Calgary, et est en opération depuis 1951.

54

Projets d'avenir

Les projets suivants sont publiés par la Régie de l'énergie du Canada :

« Quatre terminaux d'exportation de propane sont proposés sur la côte ouest du Canada. Celui

de l'île Ridley est le premier à être achevé. Pembina est en train de construire son terminal

d'exportation de Prince Rupert, d'une capacité de 25 000 b/j, sur l'île Watson, où les

exportations de propane devraient débuter vers le milieu de 2020. Les deux autres terminaux,

l'un d'une capacité de 40 000 b/j, proposé par Vopak Pacific Canada également sur l'île

Ridley, et l'autre de Pacific Traverse, d'une capacité de 46 000 b/j, à Kitimat, pourraient être

mis en service en 2022 et 2023, respectivement. Ces deux projets sont en attente des

approbations réglementaires et des décisions d'investissement définitives. » [75]

Le démarrage officiel du terminal de Pembina n'a pas eu lieu comme prévu en 2020, mais en avril 2021.

Après le premier ravitaillement, la compagnie s'attend à une capacité journalière de 3 100 à 4 000 m³ de

GPL. [76]

Programmes de financement

Aucun programme de financement n'a pu être trouvé qui touche exclusivement le GPL. Les programmes

de financement en lien avec le GNL ou le GNR pourraient également être utilisés pour le GPL.

Situation dans des ports et chez des armateurs du Québec

Au Québec, il n'y a pas de production de propane et donc pas d'infrastructure industrielle. L'expansion de

l'infrastructure maritime est concentrée dans l'ouest du Canada, qui a une route maritime directe vers les

marchés asiatiques. Il n'y a pas non plus d'efforts de la part des armateurs pour convertir des flottes en GPL

ou pour équiper les nouvelles acquisitions de ce type de propulsion. Comme précisé dans la section 2,

utiliser le GPL comme carburant est plus avantageux pour un transporteur de GPL.

**Conclusion** 

Avec le GPL, les émissions de CO<sub>2</sub> peuvent être réduites d'environ 15 %. C'est peu par rapport aux autres

carburants alternatifs. La disponibilité au Canada est bonne, mais le GPL doit être transporté par train ou

par route vers les ports du Québec, ce qui aggrave le bilan CO<sub>2</sub>. Cela, combiné au manque d'infrastructures,

rend le GPL peu attrayant pour une utilisation au Québec.

55

## 3.4 HYDROGÈNE (GRIS — BLEU — VERT)

Au Canada et au Québec, la majorité de l'hydrogène est actuellement obtenu à partir du gaz naturel et doit donc être classé comme gris. Une usine à Edmonton produit de l'hydrogène bleu pour la pétro-industrie. Cet hydrogène provient aussi des GN, mais est nommé bleu du fait que le CO<sub>2</sub> libéré pendant le processus est capté, liquéfié et entreposé de façon souterraine.

Le Québec, grand producteur d'hydroélectricité, devient un joueur très intéressant pour la production d'hydrogène vert produit par l'électrolyse de l'eau en hydrogène et en oxygène. Cet hydrogène présente un bilan de GES nettement supérieur aux formes grise et bleu puisqu'il n'a aucune dépendance à l'exploitation des matières pétrochimiques.

## **Entreprises**

Chaque raffinerie qui opère le reformage gazeux du méthane (gaz naturel) peut produire de l'hydrogène gris. Au Québec, ces raffineries sont Valero à Lévis et Suncor à Montréal. Tous deux produisent de l'hydrogène pour leurs propres besoins, qu'ils utilisent pour l'hydrogénation et la synthèse de produits chimiques.

L'hydrogène bleu n'est actuellement produit qu'à un seul endroit au Canada, soit dans le complexe de Scotford de la compagnie Shell. Le CO<sub>2</sub> qui en résulte est capté, liquéfié et stocké sous terre. Cette installation de Shell s'appelle Quest et est également située dans le complexe de Scotford, près d'Edmonton en Alberta.

Il existe actuellement une usine-pilote de production d'hydrogène vert à partir d'eau d'Air Liquide à Bécancour. En ce moment, elle est unique au monde. L'électrolyse a lieu dans un électrolyseur de membrane échangeuse de protons de 20 MW. Il est le plus grand au monde et fournit environ 8 tonnes d'hydrogène par jour. L'hydrogène formé est liquéfié sur place et stocké jusqu'à sa distribution par camions-citernes. [77]

Tableau 15
Informations sur l'entreprise Air Liquide

Type d'entreprise	Spécialiste des gaz industriels
Produit	Hydrogène vert (Bécancour)
Site web	https://www.airliquide.ca/
En fonction depuis	2021
Siège social	Montréal
Capacité H2	3000 tonnes/année

Source: Air Liquide.

### Projets d'avenir

Hydro-Québec, Enerkem, Shell, Suncor, Proman et l'entreprise allemande Thyssenkrupp projettent de construire une usine d'électrolyse de 88 MW à Varennes. Selon Hydro-Québec, la construction débutera à l'été 2022 et une bioraffinerie d'Enerkem sera approvisionnée en hydrogène vert à partir de 2023. Cette usine produira des biocarburants, dont du bioéthanol à partir des déchets et d'hydrogène. Shell Suncor et Proman investissent dans la bioraffinerie et Thyssenkrupp construira l'usine d'électrolyse nécessaire de 88 MW avec une capacité potentielle de 11 100 tonnes par année. [78] [79] [80]

Un autre projet, à Varennes, a été annoncé par Greenfield Global, en collaboration avec Hy2gen. Greenfield Global exploite une grande usine de bioéthanol à Varennes, qui doit être modernisée. Une unité d'électrolyse doit également être intégrée, qui produira annuellement 450 tonnes d'hydrogène. Le démarrage de la production est prévu pour 2025. [71]

Brookfield et Endbridge envisagent d'autres cibles d'hydrogène vert. Cela devrait améliorer le bilan du CO<sub>2</sub> du gaz naturel utilisé à Gatineau pour l'approvisionnement énergétique. En introduisant du H<sub>2</sub> dans le réseau de gaz naturel existant, l'utilisateur final brûle non seulement du gaz naturel, mais aussi de l'hydrogène, de sorte que la quantité totale de gaz contenant du carbone est réduite et que le bilan de CO<sub>2</sub> est amélioré. Un système d'électrolyse de 20 MW est prévu en lien avec la centrale hydroélectrique d'Evolugen. La proportion dans laquelle l'hydrogène doit être mélangé au gaz naturel n'est pas mentionnée. [81]

Transition énergétique Québec a ouvert une station-service d'essai pour l'hydrogène dans le cadre d'un projet pilote à Québec en 2020. D'une part, le comportement des piles à combustible est à tester dans les conditions climatiques nordiques, et d'autre part, pour sensibiliser la population au potentiel d'une telle technologie. À cet effet, le gouvernement a également commandé 50 voitures Mirai, du concessionnaire Toyota, alimentées à piles à combustible. À compter de mars 2022, deux stations-service supplémentaires seront ajoutées, une à Québec et une autre à Dorval. [82]

#### Programmes de financement

Le Canada et le Québec se voient dans le rôle de pionniers pour l'introduction de la technologie verte de l'hydrogène et veulent exploiter le potentiel d'un tel hydrogène, rendu possible grâce à l'hydroélectricité. Le document intitulé « Plan pour une économie verte 2030 » donne plus de détails. [83] Les plans qui y sont décrits se reflètent également dans les projets et les programmes de financement. Dans ce contexte, le gouvernement du Québec a annoncé dans un communiqué daté du 18 janvier 2021 qu'il fournirait 15 M\$ supplémentaires pour des projets de développement liés à l'hydrogène vert dans le cadre du Programme Technoclimat. [84]

Tableau 16 Programmes de financement

Nom du programme de financement	Objectifs	Informations additionnelles
Technoclimat — Hydrogène	Ce volet a pour but de soutenir l'innovation en matière d'énergie et de réduction des émissions de GES, et ce, spécifiquement pour la production de bioénergies.	Volet de 15 M\$.
PETMAF (Programme d'aide gouvernementale à l'amélioration de l'efficacité du transport maritime, aérien et ferroviaire)	Accroître l'utilisation des énergies renouvelables et l'efficacité dans le transport des marchandises.	Volet de 40,1 M\$ entre 2021 et 2026.

Sources: IMAR, divers.

## Situation dans des ports et chez des armateurs du Québec

Les administrations portuaires de Montréal (APM) et de Trois-Rivières (APTR) traitent du sujet de l'hydrogène. L'APM est dans la phase initiale du projet et a commencé à établir une collaboration avec Greenfield Global. [66] Du côté de l'APTR, quelques projets sont en cours d'analyse. L'APTR bénéficie de sa proximité avec l'Institut de recherche sur l'hydrogène de l'Université du Québec à Trois-Rivières (UQTR) et de l'usine de production d'hydrogène d'Air Liquide à Bécancour. Afin de réduire les émissions de CO2 du port et de le rendre plus silencieux et plus propre, l'APTR envisage l'électrification des quais, des véhicules et des installations portuaires. À mesure que l'électrification progressera, l'énergie fournie par Hydro-Québec ne sera plus suffisante. Une solution possible sera d'obtenir l'énergie supplémentaire nécessaire à partir de piles à combustible à hydrogène. La proximité de l'électrolyseur comme fournisseur d'hydrogène d'Air Liquide à Bécancour serait un avantage. Une étude sur l'implantation des applications possibles de l'hydrogène au port de Trois-Rivières a été réalisée en collaboration avec l'APTR et l'UQTR. [85] L'Administration portuaire de Québec (APQ) n'a pour le moment aucun projet en collaboration avec des fournisseurs de carburant pour promouvoir de nouvelles alternatives. Cependant, si un fournisseur de carburant décidait d'élargir sa gamme ou de proposer des alternatives, l'APQ se dit favorable, du moment que tous les règlements et critères de sécurité sont respectés. [86]

L'utilisation de l'hydrogène comme carburant pour les navires, en revanche, n'a pas vraiment été envisagée par les armateurs québécois jusqu'à présent. Si la technologie était pleinement au point, Desgagnés pourrait imaginer l'intégrer dans de nouvelles acquisitions.[67] Mais il y a aussi des réserves sur l'hydrogène. Yousef El Bagoury, architecte naval chez Canada Steamship Lines, souligne que l'utilisation de l'hydrogène nécessiterait trop d'espace de stockage et réduirait ainsi la capacité de chargement. Le potentiel d'explosion laisse également un flou quant aux questions de réglementation et d'assurances. Ceci doit être pris en compte, notamment dans les zones densément peuplées ou dans les ports proches du centre-ville.

[44] David Williams, architecte naval chez Fednav, a également une position prudente en ce qui concerne

l'hydrogène et considère son utilisation comme carburant marin critique, en particulier le refroidissement

complexe. [87]

Pour ce qui est des piles à combustible, aucun projet n'est présentement à l'étude chez les armateurs

consultés. Les réticences évoquées plus haut et le rendement plutôt faible pour l'instant de cette technologie

expliquent cette position.

Conclusion

L'hydrogène comme vecteur énergétique a un grand potentiel pour le Québec. Il peut être obtenu par

électrolyse, qui à son tour peut être alimentée par l'hydroélectricité. Le potentiel qu'il recèle a été reconnu

aux niveaux provincial, fédéral et international, ce qui explique l'implication des gouvernements dans

plusieurs projets de développement. Il existe quelques projets-pilotes (station de remplissage d'hydrogène)

et de production industrielle d'hydrogène vert d'Air Liquide qui représentent encore de petites échelles de

capacité. L'APTR étudie présentement différents projets pour diversifier ses sources d'énergie afin de

soutenir les opérations du port. L'hydrogène fait partie des réflexions.

Les opinions quant à savoir si l'hydrogène peut être une source d'énergie alternative dans le secteur

maritime sont encore partagées. Il est fort à parier que le développement des prochaines années permettra

de mieux définir la place que pourra prendre l'hydrogène dans l'atteinte d'une cible de carboneutralité pour

le secteur maritime.

MÉTHANOL (GRIS — VERT) 3.5

Comme décrit dans la section 2.4, il existe plusieurs voies pour produire du méthanol. Au Canada, la

production de méthanol (gris) se fait en grande partie dans l'Ouest canadien. Il n'y a pas de production de

méthanol au Québec, mais il est exporté par la province sur la voie maritime. Cela implique donc une

infrastructure de distribution déjà bien établie.

Le méthanol vert peut être fabriqué à partir de biomasse et d'hydrogène (vert). Cette voie de synthèse ne

dépend ni du gaz naturel ni du charbon. Cela veut dire que de telles installations de production peuvent être

construites partout où de grandes quantités de déchets de biomasses sont présentes, par exemple à proximité

d'agglomérations urbaines, d'agriculture intensive ou de zones à usage forestier.

59

### **Entreprises**

Methanex, avec son centre de production canadien à Medicin Hat en Alberta, est l'un des plus grands fabricants de méthanol au monde et utilise le gaz naturel comme point de départ. La capacité de production à Medicin Hat est de 640 000 tonnes par année. Methanex est soucieuse dans son développement de rapprocher sa production du secteur maritime, comme propriétaire des navires propulsés au méthanol. [21]

Tableau 17
Informations sur l'entreprise Methanex

Type d'entreprise	Producteur international de méthanol	
Produit	Méthanol (gris)	
Site web	https://www.methanex.com/	
Fondée	1968	
Siège social	Vancouver	
Capacité	640 000 tonnes/année	

Source: Methanex.

Enerkem, à Edmonton, avec son siège social à Montréal, produit des quantités beaucoup plus restreintes de méthanol, à savoir environ 30 000 tonnes par an, bien qu'il s'agisse de méthanol vert. Enerkem utilise les déchets ménagers pour produire du biométhanol.

Tableau 18 Informations sur l'entreprise Enerkem

Type d'entreprise	Raffinerie chimique
Produit	Méthanol (vert), Bioéthanol
Site web	https://enerkem.com/
Fondée	2000
Siège social	Montréal
Capacité	30 000 tonnes/année

Source: Enerkem.

Enfin, une dernière raffinerie, exploitée par Alberta Pacific, produit du biométhanol en Alberta. Bien que les volumes de carburant produits ne sont que de 2 000 tonnes par année, la technologie utilisée qui valorise des résidus forestiers de bois dur présente un potentiel intéressant. Plusieurs caractéristiques similaires permettraient d'entrevoir une transférabilité de cette méthode de production au Québec.

Tableau 19
Informations sur l'entreprise Alberta-Pacific Forest Industries Inc.

Type d'entreprise	Forestière
Produit	Pâte kraft; Énergie; Biomethanol
Site web	https://alpac.ca/
Fondée	1993
Siège social	Spruce Valley
Capacité	2000 tonnes / année

Source: Alberta-Pacific Forest Industries Inc.

#### Projets d'avenir

En décembre 2020, Enerkem a annoncé la construction d'une usine de biocarburant à Varennes, Québec. Le projet a nécessité un investissement total de 875 M\$ et est cofinancé par des partenaires stratégiques et des investisseurs. Les partenaires sont Shell, Suncor, Proman et Hydro-Québec. Le Québec investit environ 85 M\$ et le Canada finance également le développement de cette technologie dans le cadre de l'écoEIN avec 10,3 M\$. L'usine projetée, comme l'usine d'Edmonton, produira du bioéthanol à partir de déchets urbains et dans une telle voie de production, le méthanol serait un produit intermédiaire. Enerkem précise que la capacité annuelle devrait être de 125 millions de tonnes de biocarburant. La mise en service de l'usine est prévue en 2023. De plus, l'hydrogène et l'oxygène nécessaires à cette opération proviendront d'une usine d'électrolyse de 88 MW misant sur l'électricité verte du Québec. [78] [88]

IFFCO Canada Entreprise Limitée envisageait de construire une usine d'engrais à Bécancour. L'urée et le méthanol auraient dû y être produits à grande échelle. Le projet a été interrompu en 2019, car l'approche de construction prévue n'a pas pu être exécutée. [89]

Hy2gen Canada Inc. (une filiale de Hy2gen AG Germany) prévoit produire 75 000 tonnes de biométhanol en collaboration avec Greenfield Global et Hydro-Québec sous le nom de projet Henergia. [70] Le projet ambitieux devrait entrer en production en 2024. L'usine doit être construite comme une extension de la bioraffinerie existante de Greenfield Global à Varennes. [71]

#### Programme de financement

À l'heure actuelle, aucun programme de financement ne fait explicitement référence au méthanol. Des financements généraux comme le « Fonds pour les combustibles propres » peuvent être mis à contribution.

Tableau 20 Programme de financement

Nom du programme de financement	Objectifs	Informations additionnelles
Fonds pour les combustibles propres — Établissement d'une nouvelle capacité de production nationale	Reconnaissant le rôle essentiel des combustibles propres, le plan climatique renforcé du Canada comprend des politiques économiques générales, comme le projet de règlement sur les combustibles propres, l'augmentation de la tarification de la pollution par le carbone, la Stratégie canadienne pour l'hydrogène et des investissements pour accroître le marché des combustibles propres.	Programme du Canada.  Réalisation: Gouvernement du Canada.  Candidats au financement: services publics d'électricité ou de gaz, entreprises du secteur privé, etc.  Volet: 1,5 milliards de dollars sur cinq ans.  Fin de la période de soumission de propositions: 13 octobre 2021. <a href="https://www.rncan.gc.ca/changements-climatiques/lavenir-vert-canada/fonds-pour-les-combustibles-propres/fonds-pour-les-combustibles-propres-etablissement-dune-nouvelle-capacite-de-productio/23745">https://www.rncan.gc.ca/changements-climatiques/lavenir-vert-canada/fonds-pour-les-combustibles-propres-etablissement-dune-nouvelle-capacite-de-productio/23745</a>

Sources: IMAR, divers.

## Situation dans des ports et chez des armateurs du Québec

Le méthanol n'est actuellement considéré comme un carburant alternatif que par l'Administration portuaire de Montréal. Cette dernière fait partie de la collaboration récemment annoncée avec Greenfield Global. [90] Pour sa part, l'Administration portuaire de Québec n'a pas de plan concret ou de fournisseur pour offrir du méthanol; il en va de même pour l'Administration portuaire de Trois-Rivières. Aucun armateur n'a de projet spécifique pour l'utilisation du méthanol.

David Williams de Fednav et Yousef El Bagoury de Canada Steamship Lines voient un certain potentiel pour le méthanol comme future alternative dans le transport maritime. [87] [44]

#### Conclusion

Le méthanol n'est pas une solution à court terme comme carburant marin alternatif au Québec. D'une part il n'y a aucun effort de la part des armateurs pour implanter le méthanol, d'autre part aucun méthanol vert n'est encore produit au Québec. À cela s'ajoutent son faible potentiel calorifique et sa toxicité.

#### 3.6 AMMONIAC (GRIS — VERT)

Le Canada a une grande production d'engrais. Il existe des engrais azotés et phosphatés. Pour produire des engrais azotés, il faut de l'ammoniac, qui est le point de départ de la production. Pour produire de l'ammoniac, on a besoin d'azote et d'hydrogène, qui sont convertis en ammoniac dans le procédé Haber-Bosch. La majeure partie de l'azote provient de l'air, qui se compose d'environ 78 % d'azote. L'hydrogène provient principalement du reformage du gaz naturel. Il s'agit donc d'hydrogène gris qui conduit à la production d'ammoniac gris. Néanmoins, des efforts sont déployés pour construire des usines de production d'ammoniac vert.

#### **Entreprises**

Il existe près d'une dizaine de fabricants d'engrais au Canada. Seuls quelques-uns sont mentionnés ici à titre d'exemples.

CF Industries, situé à Medicine Hat en Alberta, est l'un des plus grands fabricants d'ammoniac au pays. La production annuelle d'ammoniac est de 7,71 millions de tonnes. Environ 40 % de cette quantité est vendue directement aux clients des secteurs industriel et agricole. La partie restante est valorisée en urée, UAN (engrais liquide) ou en solution aqueuse d'urée (produit pour SCR, AUS 32). L'entreprise vise à produire environ 20 000 tonnes d'ammoniac vert d'ici la fin de 2022, mais à Donaldsonville, en Louisiane, États-Unis.

Tableau 21
Informations sur l'entreprise CF Industries

Type d'entreprise	Producteur d'engrais	
Produit	Ammoniac (gris), Urea, UAN, AUS 32	
Site web	https://www.cfindustries.com/	
Fondée	1946	
Siège social	Deerfield, Illinois	
Capacité	7,71 millions t/an (Medicin Hat AB)	

Source: CF Industries.

L'entreprise Joffre Nitrogen Operations (Nutrien), située à Lacombe, en Alberta, est un autre important producteur d'ammoniac au Canada. La capacité de production annuelle est de 480 000 tonnes. C'est nettement moins que CF Industries, mais les émissions de CO<sub>2</sub> sont de 15 à 20 % inférieures à la valeur standard pour une tonne d'ammoniac produite. [91] Ceci est réalisé grâce à la coopération avec les industries voisines qui reçoivent de l'hydrogène comme sous-produit. Il ne provient donc pas du reformage gazeux du gaz naturel, comme c'est généralement le cas pour la production de l'ammoniac.

Tableau 22
Informations sur l'entreprise Joffre Nitrogen (Nutrien)

Type d'entreprise	Producteur d'engrais	
Produit	Ammoniac (bleu)	
Site web	https://www.nutrien.com/	
Fondée	1987	
Siège social	Saskatoon (Nutrien)	
Capacité	480 000 t/an (Lacombe AB)	

Source : Joffre Nitrogen (Nutrien).

## Projets d'avenir

En général, on peut affirmer que partout où de l'hydrogène est produit, l'ammoniac peut également être facilement produit. Dans le procédé Haber-Bosch, on n'a besoin que d'hydrogène et d'azote comme matières premières et l'azote peut être obtenu directement à partir de l'air. Ce fait se reflète dans les projets et les plans d'investissement. Partout où l'hydrogène vert doit être obtenu, une usine de production d'ammoniac peut être envisagée. En d'autres termes, si l'on veut produire de l'ammoniac vert, un système de production d'hydrogène renouvelable doit être disponible.

Un projet qui s'applique explicitement à la production d'ammoniac est le projet de la société allemande Hy2gen, qui projette de construire une usine d'ammoniac vert au Québec. Le démarrage des travaux est prévu en 2022. L'annonce de l'endroit où l'usine sera construite n'a pas encore été faite. Ce projet étant lié au projet Henergia, il est supposé que l'usine pourrait être construite à proximité de la bioraffinerie de Greenfield Global à Varennes. Selon Hy2gen, une capacité annuelle de 173 000 tonnes d'ammoniac est visée. L'énergie de 210 MW nécessaire doit être obtenue à partir d'hydroélectricité. Le démarrage de la production est prévu pour 2025. Hy2gen travaille également avec Hydro-Québec et Greenfield Global sous le nom de projet Henergia.

#### Programmes de financement provinciaux et nationaux

Comme mentionné précédemment, toutes les subventions liées à l'hydrogène peuvent également être indirectement appliquées à l'ammoniac.

#### Situation dans des ports et chez des armateurs du Québec

Ni les ports ni les armateurs ne sont intéressés par l'utilisation de l'ammoniac pour le moment, principalement à cause du manque de maturité technique. Il y a aussi des réserves exprimées sur la toxicité. À long terme cependant, une utilisation pour le transport maritime longue distance n'est pas exclue.

#### Conclusion

L'ammoniac n'est pas envisagé comme carburant pour le secteur maritime à court et moyen termes au Québec. D'une part, aucun ammoniac vert n'est encore produit au Québec ni au Canada. À cela s'ajoute son faible potentiel calorique, sa toxicité et la concurrence comme matière première pour la production d'engrais.

## 3.7 BIOCARBURANTS — GÉNÉRAL

En 2020, l'entreprise WSP Canada a mené une étude pour le compte du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles dans le but de réaliser un inventaire de la biomasse et de la bioénergie disponibles au Québec. Cette étude précise qu'il existe un potentiel de 326 pétajoules (PJ) d'énergie à partir de la biomasse. L'industrie forestière a le plus grand potentiel avec environ 254 PJ. En deuxième position se trouve la source d'énergie provenant de matières résiduelles avec 49PJ. La biomasse agricole pourrait fournir jusqu'à 23 PJ d'énergie et occupe donc le troisième rang. [92] À titre de comparaison, en 2020, 150 000 tonnes de carburant ont été consommées dans le port de Montréal[66]. Si l'on suppose que tout ce carburant était du MGO (42,8 MJ/kg), et que la demande restait stable, alors l'énergie stockée dans la biomasse québécoise pourrait soutenir les besoins du port durant 517 ans. Ce potentiel énergétique n'a pas encore été développé, mais il constitue une bonne base en tant que future source d'énergie.

Indépendamment de l'immense potentiel énergétique qui est stocké dans la biomasse canadienne, le biodiesel est en grande partie importé des États-Unis pour répondre à la consommation domestique. Le rapport intitulé « Canada Biofuels annual 2019 » montre que la production de biodiesel canadienne est exportée aux États-Unis. La raison en est que des rendements plus élevés peuvent être obtenus sur le marché américain. En 2019, 375 millions de litres ont été produits et 275 millions d'entre eux ont été exportés. Au total, 8 raffineries biologiques canadiennes sont répertoriées. Dans celles-ci, 400 000 tonnes d'huile de Canola, 85 000 tonnes de graisses animales, 150 000 tonnes d'huiles usagées et 150 000 tonnes d'huile de soja ont été utilisées pour la production de biodiesel. Afin de répondre à la demande intérieure de 680 millions de tonnes en 2019, 580 millions de tonnes de biodiesel ont été importées. Le diesel renouvelable (HVO) n'est pas fabriqué à l'échelle commerciale au Canada. [93]

## 3.7.1 BIOCARBURANTS — PREMIÈRE GÉNÉRATION

Le terme « première génération » fait référence aux matières premières utilisées pour la production de carburant. Au Québec, aucun producteur de biocarburant ne travaille exclusivement avec des matières premières telles que l'huile de canola, de maïs, de colza ou de soya. Pour le reste du Canada, il y a deux grands producteurs qui utilisent de l'huile de canola et/ou de soja pour la production de biodiesel. Rappelons

que le biodiesel se distingue du diesel renouvelable par sa structure chimique. Le biodiesel contient de l'oxygène et est un ester méthylique d'acide gras. Le diesel renouvelable ne contient pas d'oxygène et possède la même structure chimique que le diesel pétrochimique. En plus des carburants diesel, il existe une production importante de bioéthanol au Canada (p.ex. Greenfield Global, Enerkem), qui est utilisée à grande échelle dans le secteur automobile comme additif pour l'essence. Le secteur maritime étant dominé par les moteurs diesel, l'éthanol est moins adapté. La capacité de production de bioéthanol au Canada était d'environ 1 800 millions de litres en 2019. [93]

## **Entreprises**

Le plus grand producteur de biodiesel au Canada est Archer Daniels Midland Co. Il exploite une usine de transestérification d'une capacité annuelle de 284 millions de litres à Lloydminster, Alberta. Les matières premières du biodiesel sont des huiles végétales.

Tableau 23
Informations sur l'entreprise Archer Daniels Midland Co.

Type d'entreprise	Industrie agricole	
Produit	Biodiesel (FAME)	
Site web	https://www.adm.com/	
Fondée	1923	
Siège social	Chicago, Il	
Capacité	284 000 000 L/an	

Source: Archer Daniels Midland Co.

Le deuxième plus grand producteur de biodiesel est Verbio. Son point de départ est l'huile de canola et de soja. L'usine est située à Welland, en Ontario. Selon l'entreprise, des développements sont en cours pour modifier le système dans l'intention que le biodiesel de deuxième génération puisse également être produit. [94] La capacité actuelle de production est de 170 millions de litres par an.

Tableau 24
Informations sur l'entreprise Verbio Diesel Canada

Type d'entreprise	Producteur de carburants alternatifs	
Produit	Biodiesel (FAME)	
Site web	https://www.verbio.us/project/verbio-diesel-canada/	
Fondée	2019	
Siège social	Livonia, MI	
Capacité	170 000 000 L/an	

Source: Verbio Diesel Canada.

### Projets d'avenir

À l'heure actuelle, il n'y a pas de projet qui augmenterait la production des biocarburants de première génération.

#### Programme de financement

Au moment de cette étude, aucun programme de financement n'a pu être recensé concernant les biocarburants de première génération ou visant de nouvelles installations. Néanmoins, la production et l'utilisation de biodiesel sont encouragées :

- Crédit d'impôt pour la production de biodiesel
- Remboursement de la taxe sur les carburants pour le biodiesel.

## 3.7.2 BIOCARBURANTS — DEUXIÈME GÉNÉRATION

La capacité de production de biodiesel de deuxième génération est d'environ 180 millions de litres par année au Canada. Parmi ceux-ci, 20 millions sont fabriqués au Québec actuellement. Il y a deux ans, on comptait deux fabricants de biodiesel au Québec, soit Innoltek à Saint-Jean-sur-Richelieu et Rothsay Biodiesel LLC à Sainte-Catherine. [95] Cette dernière usine a arrêté la production en 2020 et l'opérateur Darling Ingredients n'envisage pas de relancer la production. Cela a conduit à une diminution de la capacité de production de biodiesel de deuxième génération de l'ordre de 45 millions de litres par année. [96]

#### **Entreprises**

Innoltek, fondée en 2010, produit du biodiesel à l'échelle commerciale depuis 2014. Plusieurs matières premières peuvent servir de biomasse pour la production de carburant. Par exemple les graisses animales, les graisses de cuisson recyclées ou le méthanol. L'usine est située à Saint-Jean-sur-Richelieu et a une capacité de production de 20 millions de litres par an.

Tableau 25 Informations sur l'entreprise Innoltek

Type d'entreprise	Producteur de carburants alternatifs	
Produit	Biodiesel (FAME)	
Site web	https://innoltek.com/index.php/fr/	
Fondée	2010	
Siège social	Saint-Jean-sur-Richelieu, QC	
Capacité	20 000 000 L/an	

Source: Innoltek.

BIOX Corporation, affiliée à World Energy, produit du biodiesel à Hamilton, en Ontario. BIOX peut également utiliser différentes biomasses pour produire du diesel. Sa capacité annuelle de production est de 67 millions de litres.

Tableau 26
Informations sur l'entreprise BIOX Corporation

Type d'entreprise	Producteur de carburants alternatifs	
Produit	Biodiesel (FAME)	
Site web	https://www.worldenergy.net/	
Fondée	2000	
Siège social	Hamilton, ON	
Capacité	67 000 000 L/an	

Source: BIOX Corporation.

#### Projets d'avenir

Le projet BELT Bioénergie de La Tuque vise à produire 207 millions de litres de diesel et de kérosène renouvelables par année. Les résidus provenant de la foresterie doivent être utilisés. [97]. Le gouvernement du Québec finance ce projet à hauteur de 6 M\$. [98] Avec l'aide de ce financement et l'investisseur NESTE, un grand joueur finlandais du secteur, deux technologies possibles doivent être testées. Après ces essais, une usine à l'échelle commerciale doit être construite. Le démarrage est prévu pour 2025.

Un autre projet dans lequel la biomasse forestière sera transformée en mazout renouvelable est lancé sous le nom de Bioenergie Æ Côte-Nord. La capacité annuelle de production devrait être de 40 millions de litres. [99] Si le biodiesel ou le diesel renouvelable doit être fabriqué à partir de cette biomasse, le mazout obtenu doit encore être raffiné. L'usine devait ouvrir en 2017, mais la production n'a pas encore débuté. [100]

# Programmes de financement

Tableau 27 Programmes de financement

Nom du programme de financement	Objectifs	Informations additionnelles
Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage (MELCC)	Soutien financier au milieu municipal et au secteur privé pour l'installation d'infrastructures permettant de traiter la matière organique au moyen de ces deux procédés. Son objectif principal est de réduire la quantité de matières organiques destinée à l'élimination afin de favoriser la réalisation des objectifs environnementaux prévus dans la Politique québécoise de gestion des matières résiduelles.	Ce programme est financé par le Fonds d'électrification et de changements climatiques.
Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable, à son injection ou à sa connexion au réseau de distribution de gaz naturel (MERN)	L'attribution de montants d'aide financière afin de favoriser la réalisation de projets de production de gaz naturel renouvelable et son injection dans le réseau de distribution de gaz naturel ou de projets de connexion à ce réseau vers des sites de production de GNR.	En mars 2019, le Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable (GNR) devant être livrée par un distributeur est entré en vigueur au Québec.  Ce règlement a pour but de favoriser une utilisation accrue de GNR en précisant la quantité minimale de gaz que les distributeurs de gaz naturel devront livrer annuellement dans leur réseau, soit de 1 % à compter de 2020, de 2 % à compter de 2023 et de 5 % à compter de 2025.
Programme biomasse forestière résiduelle (MERN)	Le Programme a pour but de réduire les émissions de gaz à effet de serre et la consommation des combustibles fossiles par le financement de projets de conversion énergétique à la biomasse forestière résiduelle.	Le Programme de biomasse forestière résiduelle est le résultat de la fusion de deux programmes, soit : le Programme de réduction de la consommation du mazout lourd (Volet B) et le Programme d'aide à l'utilisation de la biomasse forestière pour le chauffage.
Programme innovation bois (MFFP)	Le Programme Innovation Bois permet de soutenir des projets innovants tout en favorisant la diversification de l'approvisionnement des usines en encourageant la transformation des bois de qualité inférieure.	Réservé au maillage industriel en collaboration avec d'autres secteurs tels que la chimie, la métallurgie, la plasturgie ou les sciences de la vie.
Programme Technoclimat (MERN)	Le programme Technoclimat offre une aide financière pour soutenir des projets de démonstration technologique au Québec en matière d'énergie et de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES), soit pour le développement d'une innovation précommerciale ou pour la mise à l'essai d'une technologie qui n'est pas encore disponible sur le marché québécois.	Une nouvelle enveloppe budgétaire consacrée aux volets spécifiques aux industries assujetties au SPEDE et à la production de bioénergies est disponible depuis le 1er avril 2021.
Amortissement immédiatement du coût total du matériel désigné de production d'énergie propre	La Loi de l'impôt sur le revenu et le Règlement de l'impôt sur le revenu prévoient des mesures pour encourager les contribuables canadiens à investir dans des projets admissibles de production d'énergie propre ou d'économie d'énergie.	Folio de l'impôt sur le revenu S3-F8-C2, Incitatifs fiscaux pour le matériel lié à l'énergie propre.

Sources: IMAR, divers.

## 3.7.3 BIOCARBURANTS — TROISIÈME GÉNÉRATION

Les biocarburants de troisième génération n'ont pas encore atteint des niveaux commerciaux. Néanmoins, un projet est présenté ici à titre d'exemples, car la voie de production via des micro-organismes présente des avantages. Grâce au génie génétique, les micro-organismes peuvent être modifiés de manière à métaboliser des produits qu'ils sont initialement incapables de métaboliser. Cela permet d'utiliser des ressources supplémentaires et les faire valoriser à l'aide de micro-organismes, qui seraient autrement inaccessibles pour la production de biocarburants. Par exemple, une utilisation de déchets industriels qui ne peuvent pas être transformés directement en biocarburants. De cette façon, ces déchets peuvent servir de nourriture aux micro-organismes qui se développent, et même former une biomasse énergétiquement précieuse, qui à son tour est utilisée pour produire des biocarburants. Les microalgues sont principalement utilisées pour produire de la biomasse. Cette biomasse est ensuite convertie en biodiesel par exemple par pyrolyse.

Avec cette approche, plus de ressources peuvent être ajoutées au cycle des biocarburants.

### Projet des biocarburants de troisième génération

Plusieurs initiatives de recherche ont été lancées dans les dernières années pour établir de nouveaux procédés de production de carburant de troisième génération. Bien que plusieurs présentent des alternatives intéressantes aux carburants fossiles, la majorité présente des défis importants de mise à l'échelle industrielle.

### Situation dans des ports et chez des armateurs du Québec

Aucun port au Québec n'offre actuellement de biodiesel B100 ou de diesel renouvelable, bien que Canada Steamship Lines (CSL) ait converti huit de ses navires au B100. En raison de la hausse du prix du biodiesel, certains navires de CSL ont dû être reconvertis aux carburants conventionnels pour le moment, car le B100 n'est plus économiquement viable. Cela montre clairement qu'il faut investir dans l'expansion de la production de biocarburants afin d'éviter de telles situations. Les navires sont ravitaillés à Windsor, Ontario, et opèrent entre Thunder Bay (Grands Lacs) et Montréal. Le passage des carburants conventionnels au biodiesel pourrait s'effectuer assez rapidement et facilement après des tests préliminaires dans une génératrice chez CSL. L'utilisation comme carburant marin a débuté en août 2019 avec le B50 sur l'*Atlantic Huron*. Les premiers tests avec le B100 ont suivi en septembre 2020. Des filtres encrassés, des joints devenant poreux ou une absorption d'eau sont souvent signalés dans la littérature. Aucun de ces problèmes n'a été observé par CSL à ce jour. CSL ne peut faire aucune déclaration sur le comportement du FAME en

hiver, car les navires hivernent dans le port. À partir d'octobre, le FAME n'est plus utilisé comme carburant, de sorte que les résidus de FAME sont dissous avec le MGO. Le biodiesel est fourni par Canada Clean Fuels et provient des États-Unis. Il s'agit d'un biodiesel de deuxième génération fabriqué à partir d'huile de soja déjà utilisée. L'approvisionnement en biodiesel est considéré comme sûr, étant donné la consommation de 400 000 tonnes par année dans les Grands Lacs, comparativement à 3,4 millions de tonnes qui sont exportées annuellement du Canada. Au total, 16 navires de CSL opèrent au Canada, qui pourraient tous être exploités au biodiesel si la situation de l'approvisionnement était meilleure. À l'heure actuelle, le biodiesel devrait être transporté sur de longues distances par train ou par camions jusqu'aux ports et ravitailler seulement quelques navires, ce qui n'aurait aucun sens écologiquement ni économiquement.

Un autre obstacle se présente pour l'utilisation de biocarburants dans le secteur maritime. Présentement, les nouvelles exigences de réduction de gaz à effet de serre de l'OMI ne considèrent pas le cycle de production du carburant dans son bilan d'émissions de GES. Ainsi, dans son bilan carbone, l'OMI considère qu'un carburant biosourcé émet, pratiquement, la même quantité de GES qu'un carburant conventionnel. Ceci est extrêmement désavantageux pour tous les biocarburants, car les économies d'émissions se produisent principalement dans la production du carburant (selon l'approche dite WTT). Tant que le cycle de vie complet n'est pas reconnu, les biocarburants ne peuvent être considérés comme une véritable alternative. Les biocarburants ont une empreinte écologique propre à chaque carburant produit, qui dépend de la matière première, du processus de production et des voies de transport et rend l'analyse de cycle de vie difficile. Des discussions sont présentement en cours à l'OMI pour réévaluer cette méthode de calcul. Une version amendée pourrait être présentée lors de la mise à jour des réglementations de l'OMI. [44]

Fednav s'intéresse également au biodiesel en remplacement du MGO. Fednav renouvellera prochainement sa flotte avec 10 nouveaux navires, de la classe laquier, destinés à la navigation sur les Grands Lacs. En raison des nouvelles normes, des améliorations de conception et des optimisations, les navires émettront environ 33 % moins de CO<sub>2</sub> que la flotte actuelle. Ces navires sont équipés de moteurs monocarburant et peuvent en principe également être ravitaillés en biocarburant.[101] Les navires de Fednav qui sillonnent le fleuve Saint-Laurent et les Grands Lacs sont ravitaillés à Montréal, ce qui est plus économique pour Fednav. Un ravitaillement en Ontario signifierait une perte de capacité de chargement de la marchandise. Comme il n'y a pas encore de biocarburant disponible à Montréal, le VLSHFO est ravitaillé, ce qui se fait principalement par camion, parfois aussi par bateau-citerne. Fednav est actuellement en discussion avec un client pour savoir s'il serait prêt à accepter la surtaxe pour le biodiesel afin que les navires pour le transport de ses marchandises soient ravitaillés en biocarburant. Cela suppose que le biodiesel puisse être revitalisé à Montréal. Fednav est actuellement en pourparlers avec un fournisseur à ce sujet. Une mise à jour de

l'analyse de cycle de vie de l'OMI en faveur d'une évaluation « source à hélice » (angl. well to propeller, WTP) serait également avantageuse pour Fednav. En effet, avec l'approche actuelle de l'OMI, les biocarburants ne peuvent pas être utilisés pour atteindre les exigences CII qui entreront en vigueur en 2023. Si les biocarburants sont reconnus par l'OMI, la conformité CII pourrait compenser le prix nettement plus élevé des biocarburants. Parallèlement, il serait souhaitable d'uniformiser la tarification au Canada, car le prix du biodiesel est nettement plus élevé au Québec qu'en Ontario. [87]

#### **Conclusion**

Canada Steamship Lines joue un rôle de pionnier au niveau du FAME. Du fait de cette expérience positive, de la grande capacité de production au Canada et aux États-Unis et de leur potentiel d'économie de gaz à effet de serre, les biocarburants sont une alternative intéressante pour le Québec, notamment pour le FAME. Cependant, pour constituer une offre complète de biodiesel la demande générale devra augmenter. Encore plus d'armateurs devront utiliser du biodiesel ; si des quantités suffisantes sont demandées aux fournisseurs, il devient plus probable qu'un approvisionnement permanent s'établisse dans les ports. Il ne devrait pas être très difficile pour les fournisseurs d'utiliser les installations existantes de MGO pour du FAME ou du HVO. L'intérêt du port de Montréal et les efforts de Fednav pourraient accélérer ce développement. Afin de stabiliser ou de baisser le prix, il serait bénéfique de mettre en place des projets comme celui de BELT (La Tuque) le plus vite possible et il serait également souhaitable d'harmoniser les prix entre les provinces.

## 3.8 BATTERIE — ÉLECTRICITÉ VERTE

L'électricité verte est utilisée ici comme synonyme d'utilisation de batteries ou de piles à combustible. Dans le budget fédéral de 2019, 130 M\$ ont été réservés sur 5 ans à l'extension de l'infrastructure pour les véhicules à zéro émission. [102] Cependant, l'accent est mis sur les véhicules terrestres. Néanmoins, la technologie de propulsion marine peut bénéficier de la progression de l'électromobilité terrestre.

L'exemple de *Basto Electric*, un traversier norvégien, montre qu'un navire entièrement électrique peut également avoir un sens écologique et économique. L'utilisation de navires à batterie-électrique nécessite cependant une alimentation électrique adaptée dans le port. Une électrification suffisante du quai est nécessaire.

De tels investissements de modernisation sont plus judicieux sur les routes fixes, comme c'est le cas pour les traversiers. Les moteurs hybrides peuvent être une bonne alternative dans la transition vers des bateaux batterie-électrique. Les navires diesel-électrique peuvent représenter une solution temporaire qui, dès que la «puissance à quai» est suffisamment disponible, peuvent être convertis en navires entièrement électriques, comme le souhaite BC Ferries. Au Québec, il y a le *NM Peter-Fraser*, un traversier hybride (diesel-électrique) de la Société des Traversiers du Québec qui relie Cacouna à L'Isle-Verte.

# 4 POTENTIEL DE RÉDUCTION DES GES DES CARBURANTS ALTERNATIFS ET OPTIONS POUR LE QUÉBEC

Cette section compare d'abord les carburants alternatifs en fonction de leur potentiel de réduction des GES. Après coup, sur la base d'une analyse multifactorielle, on compare les différents carburants disponibles pour l'industrie maritime. La voie qui apparaît la plus porteuse pour le Québec est par la suite présentée.

#### 4.1 ANALYSE DU CYCLE DE VIE DES CARBURANTS ALTERNATIFS

Afin de comprendre les effets des carburants alternatifs sur les émissions de gaz à effet de serre, une analyse du cycle de vie de chacun est nécessaire. Une telle démarche suppose d'intégrer un maximum d'informations afin de présenter un portrait aussi réaliste que possible. Il est requis, dans un premier temps, d'analyser le bilan énergétique et le CO<sub>2</sub> produit lors de la production des matières premières. Cette production peut se faire sur une base pétrochimique, y compris l'extraction du pétrole, ou par la voie de la culture de plantes. Dans le premier cas, il faudrait donc par exemple estimer la production d'hydrogène et d'azote afin de synthétiser davantage l'ammoniac; dans le second cas, il faudrait évaluer l'énergie nécessaire pour cultiver la terre, entretenir la culture et faire la récolte. Les émissions découlant du transport pour un traitement ultérieur (raffinerie), puis celles du transport jusqu'au consommateur doivent aussi être incluses. Les émissions produites jusqu'à ce point sont appelées des émissions « source jusqu'au réservoir » (WTT).

Le second bloc d'émissions devant être considéré est appelé « réservoir à l'hélice » (TTP). Les valeurs d'émissions dépendent alors du moteur, de la classe du navire et du profil de conduite. Cela inclut des facteurs tels que la vitesse de déplacement, le temps de transit, le temps passé au quai, les opérations à quai, la météo et de nombreux autres facteurs.

À cette complexité s'ajoute le fait que plusieurs modèles pour l'évaluation des GES sont utilisés. Ceux-ci présentent des méthodes de calcul différentes et ont été développés à l'origine pour des scénarios spécifiques. Par exemple, ils ne prennent pas tous en considération les mêmes gaz à effet de serre. Les modèles s'appellent GHGenius, qui est un modèle canadien, ou GREET, développé pour les États-Unis. Le Tableau 28 présente quelques-uns de ces modèles et leurs valeurs moyennes de réduction de GES par carburant. [103] Bonomi et al. (2018) présentent cinq modèles pour l'évaluation des émissions de CO<sub>2</sub>. Les FAME et HVO produits à partir de matières premières différentes ont été pris en compte.

Tableau 28 Synthèse des émissions de gCO<sub>2</sub> par MJ pour les FAME et HVO WTT pour différentes ressources et modèles de calcul

	BioGrace	GHGenius	GREET	New EC	VSB	Δ GHG emissions <sup>1</sup>	
Soybean FAME	ybean FAME 56.94 16.90		34.47	42.27	25.03	40.04	
Soybean HVO/HEFA	50.63	48.58	47.57	41.94	25.46	25.17	
Palm FAME <sup>2</sup>	65.96	78.21	24.15	57.97	30.78	54.06 5.29	
Palm FAME <sup>3</sup>	36.94	_	-	42.23	12		
Palm HVO/HEFA <sup>2</sup>	58.90	99.06	37.54	55.99	31.57	67.49	
Palm HVO/HEFA <sup>3</sup>	28.97		-	39.63	1-1	10.66 18.28	
UCO FAME	21.27	2.99	-	17.28	4.86		
UCO HVO/HEFA	11.64	-14.85	-	10.71	4.15	26.49	

Red cells represent the highest emissions among models, while green cells indicate the lowest ones

Source : BONOMI, A. et al. (2018) [103].

Le Tableau 28 montre, sans surprise, que les émissions de CO<sub>2</sub> diffèrent considérablement selon le carburant, leur source et leur traitement ultérieur. On constate cependant des écarts significatifs dans les valeurs d'émissions selon les modèles de calcul pour un même carburant, la même source et le même traitement.

Par exemple, l'émission pour UCO FAME à base d'huile usée de cuisine utilisée dans le modèle BioGrace résulte en 21,27 gCO<sub>2</sub> e/MJ, ce qui est sept fois plus élevé que pour le modèle GHGenius, qui ne calcule qu'une valeur de 2,99 gCO<sub>2</sub>e/MJ. Cette différence majeure entre le modèle européen BioGrace et le modèle canadien GHGenius peut s'expliquer par des différences régionales et spécifiques aux scénarios. Par conséquent, la méthode de calcul utilisée pour les analyses de cycle de vie devrait toujours être indiquée, ce qui n'est malheureusement pas toujours le cas. Cela vient compliquer davantage la problématique des gaz à effet de serre, en particulier pour le secteur maritime international. Quelles valeurs sont contraignantes pour les armateurs pour calculer les valeurs d'émissions? Est-ce que le calcul se rapporte au pavillon national, au pays d'opération, au carburant utilisé, au pays où le carburant a été fabriqué? Ceci explique sans doute pourquoi l'OMI ne considère que le calcul des émissions de CO<sub>2</sub> du TTP, et non du WTP. Il est relativement facile de déterminer les valeurs d'émissions du TTP en utilisant le type de carburant, le type de navire et le moteur.

Cette considération exclusive du TTP a des conséquences particulières et importantes pour l'utilisation de tous les types de combustibles renouvelables à base de carbone. Que ce soit le biodiesel (FAME), le diesel

<sup>1</sup> Difference between the highest and lowest emission

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Does not include CH<sub>4</sub> capture from palm oil mill effluent (POME)

<sup>3</sup> Include CH<sub>4</sub> capture from palm oil mill effluent (POME)

renouvelable (HVO), le méthanol ou le GNR, tous émettent du CO<sub>2</sub> lors de leur combustion. L'économie de CO<sub>2</sub> se produit parce que le CO<sub>2</sub>, lequel est libéré dans la combustion, était auparavant éliminé de l'atmosphère par la photosynthèse ou des processus métaboliques. Donc, les économies sont largement réalisées selon l'approche « source au réservoir » (WTT). Cela signifie qu'actuellement aucun des biocarburants ne peut être considéré comme une véritable alternative aux carburants marins si le point de vue de l'OMI ne change pas. Canada Steamship Lines s'est engagé à changer cela et a participé à une proposition avec d'autres institutions sur la façon dont l'ensemble du cycle de vie des carburants marins pourrait être considéré. L'approche actuelle de l'OMI conduit en somme à privilégier certains carburants dont la combustion permet une réduction des gaz à effet de serre, mais qui ont un énorme potentiel de réchauffement climatique si on considère leur mode de production.

Un aperçu des valeurs d'émissions de GES pour chaque carburant est donné au Graphique 9. Les valeurs proviennent de différentes références et considèrent l'ensemble du cycle de vie (source à l'hélice, WTP). L'hydrogène et l'ammoniac sont des exceptions : seules les valeurs « source au réservoir » (WTT) sont données, car il est supposé qu'aucun gaz à effet de serre n'est produit lors de leur combustion.

Les données démontrent, d'une part, que la définition du potentiel de gaz à effet de serre par carburant est difficile à évaluer précisément. Elle dépend de plusieurs facteurs liés notamment à la production et au transport. Cela se traduit par une répartition parfois importante des données d'émissions par carburant. D'autre part, certains carburants alternatifs présentent des bilans carbone nettement supérieurs aux produits pétroliers existants et devraient être retirés des solutions potentielles pour atteindre une carboneutralité du secteur maritime.

Cela est le cas pour le méthanol, le FAME, l'ammoniac et l'hydrogène qui ont quelques voies de production qui émettent plus de CO<sub>2</sub> que les carburants pétroliers. Les valeurs les plus élevées, qui dépassent même le bilan du MFO, sont toujours atteintes lorsque les ressources sont obtenues en tant que sous-produit de l'extraction et du raffinage du pétrole. Les valeurs dans la plage d'émissions moyennes de méthanol, d'ammoniac et d'hydrogène sont atteintes quand le CO<sub>2</sub> produit lors de l'extraction pétrochimique est capté et stocké. Les valeurs les plus faibles pour toutes les alternatives sauf le GNL et le GPL (Graphique 9) proviennent d'analyses de cycle de vie qui n'utilisent que des ressources renouvelables et prennent en compte de courts itinéraires de transport.

75

Émissions de GES[gCO<sub>2</sub>e/MJ] 200 180 160 140 Ref. [8] 120 + Ref. [104] X Ref. [45] 100 △ Ref. [105] 80 • Ref. [106] 60 × Ref. [107] 40 O Ref. [108] 20 - valeur moyenne 0 MGO 4KO (M) GP\ ₹v

Graphique 9 Aperçu du potentiel de réchauffement des combustibles individuels

Toutes les informations se rapportent au cycle de vie complet, à l'exception des données sur le H<sub>2</sub> et l'ammoniac. Ceux-ci ne considèrent que la source au réservoir. Les données sont extraites des références suivantes : [104][45][105][8][106][107][108].

Sources; divers.

Les différences d'émissions de GES pour les combustibles carbonés renouvelables (GNR, méthanol, FAME, HVO) sont en grande partie dues à l'utilisation de différentes matières premières, soit de première ou de deuxième génération. Les carburants de la deuxième génération font mieux que ceux de la première. Par exemple un biodiesel synthétisé à partir d'huile de palme provenant d'anciennes zones de jungle et devant être transporté vers un site de production éloigné présentera un haut niveau d'émissions de GES, parfois même pire que le MFO. Un biodiesel obtenu à partir de déchets transportés sur de courtes distances aura des valeurs nettement meilleures.

Une seule source considérant le cycle de vie du GPL comme un carburant marin a pu être trouvée. La valeur d'émission est similaire à celle du GNL. Les deux ont le potentiel de réduire les émissions de GES de 15 à 20 % par rapport au MGO. Ici, cependant, le problème d'utilisation de modèles de calculs différents pour déterminer les émissions des GES entre en jeu. Si on compare uniquement les valeurs du GNL de la référence 104 (Graphique 9,croix bleue) avec les valeurs du MGO de la référence 45 (Graphique 9,x rose), le potentiel d'émission de gaz à effet de serre du GNL serait supérieur de 7 % par rapport au MGO. Pour

cette raison, des valeurs moyennes sont également données dans le Graphique 9. En moyenne, les émissions pour le MGO sont de 83,3 et celles du GNL de 70,1 [gCO<sub>2</sub>e/MJ]. Cela résulte en une économie des GES de 16 % pour le GNL, une valeur que l'on retrouve fréquemment dans les médias et les publications spécialisées. La spécification d'une valeur moyenne est une approche raisonnable pour les carburants pétrochimiques, car les voies de production sont similaires et cela permet un certain degré de comparabilité. Tous ont des origines fossiles et ont besoin d'être raffinés. L'utilisation de la valeur moyenne est moins adaptée pour le GNR, le méthanol, le FAME, le HVO, l'ammoniac et l'hydrogène. Les voies de synthèse et les matières premières sont souvent très différentes, tout comme pour l'hydrogène vert qui peut être produit à partir de l'eau ou l'hydrogène gris produit à partir du gaz naturel. Néanmoins, les valeurs moyennes montrent qu'un mélange gris et vert de chaque alternative a également le potentiel de réduire les émissions de gaz à effet de serre.

En raison de la diversité des modes de production et des cas d'utilisation, tous ayant des effets significatifs sur les émissions de GES, il est difficile d'évaluer de façon précise la réduction des GES qui résulterait de l'adoption des carburants alternatifs pour le secteur maritime au Québec. Toutefois, dans la prochaine section, plusieurs critères sont utilisés pour évaluer quelles alternatives pourraient être plus intéressantes pour le Québec.

# 4.2 CARBURANTS ALTERNATIFS POUR LE SECTEUR MARITIME AU QUÉBEC

Dans cette section, on adopte une approche multicritères afin de comparer différents carburants. Un pointage est attribué pour chaque critère. Les critères suivants ont été pris en compte : le prix, l'infrastructure disponible, les valeurs d'émissions, les facteurs de sécurité et le pouvoir calorifique. Le carburant totalisant le plus de points représente l'alternative la plus intéressante pour le Québec. Dans cette évaluation, le prix est tout aussi important que les facteurs de sécurité ou la conformité aux émissions. C'est dire qu'aucune pondération des critères n'a été considérée afin de préserver l'objectivité de l'étude. Pour un classement adapté à la réalité de chaque organisation du secteur maritime, une pondération personnalisée pourrait être réalisée. Afin d'établir une référence de comparaison juste entre les carburants, un carburant de référence présentant un score parfait a été ajouté au Graphique 10. S'il existe une alternative grise ou verte au carburant évalué, les points sont toujours attribués en fonction des variantes renouvelables et de la disponibilité des matériaux et voies de synthèse correspondants. Un maximum de 62 points peut être atteint, ce qui serait l'alternative parfaite de carburant. Lors de l'évaluation des valeurs d'émissions de CO<sub>2</sub> (OMI 2050), l'ensemble du cycle de vie a été pris en compte (WTP).

Tableau 29 Bilan des carburants alternatifs pour le Québec

	MGO	GNL	GPL	GNR	Méthanol	FAME	HVO	Ammoniac	Hydrogène
Prix (> MGO 10% 1; ≈ MGO 2; < MGO 3)[1]									
	2	3	2	2,5	1	1	1	3	1
Infrastructure (non 1; changement majeur 2; changement mineur 3; aucun changement 4) (* correspond à une disponibilité limitée)									
Adaptabilité aux navires existants	4	2,5	1,5	2,5	2	3	4	1	1
Infrastructures d'approvisionnement	4	2*	1,5	2	3	3	4	1	1
Fiabilité de l'approvisionnement (non 1; mineur 2; correct 3; grandes quantités 4)									
Disponibilité des matières premières au Québec		2	2	4 <sup>[2]</sup>	42	42	42	4	4
Disponibilité des matières premières au Canada		4	4	42	42	42	42	4	4
Production québécoise	3	2	2	2	1	2	1	1	2
Production canadienne	4	4	4	2	2	3	1	1,5	1
Utilisation actuelle comme carburant dans le secteur maritime québécois	4	2	1	1	1	2	1	1	1
Émissions conforme avec législation (non 1; probablement avec technique supplémentaire 2; avec technique supplémentaire 3; oui 4) Émission WTP									
SO <sub>x</sub> (2020 global)	3	4	4	4	4	4	4	4	4
NO <sub>x</sub> Tier III	3	3,5	3,5	3,5	2	3	3	3	4
IMO GHG 2050	1,5	3	3	4	4	4	4	4	4
Sécurité (risque très élevé 1; risque élevé 2; modéré 3; pas de risque 4)									
Risque d'explosion et d'incendie	3 <sup>[3]</sup>	1 <sup>[4]</sup>	1 <sup>[4]</sup>	1 <sup>[4]</sup>	2 <sup>[5]</sup>	4 <sup>[6]</sup>	4 <sup>[6]</sup>	2 <sup>[7]</sup>	1 <sup>[4]</sup>
Toxicité	1 <sup>[8]</sup>	4 <sup>[9]</sup>	4 <sup>[9]</sup>	4 <sup>[9]</sup>	1 <sup>[10]</sup>	4 <sup>[10]</sup>	1 <sup>[8]</sup>	1 <sup>[11]</sup>	4 <sup>[9]</sup>
Dangers pour la santé	2 <sup>[12]</sup>	4 <sup>[13]</sup>	4 <sup>[13]</sup>	4 <sup>[13]</sup>	1 <sup>[14]</sup>	4 <sup>[13]</sup>	2 <sup>[12]</sup>	1 <sup>[15]</sup>	4 <sup>[13]</sup>
Sécurité en termes de liquides cryogéniques	4 <sup>[16]</sup>	1 <sup>[17]</sup>	1 <sup>[17]</sup>	1 <sup>[17]</sup>	4 <sup>[16]</sup>	4 <sup>[16]</sup>	4 <sup>[16]</sup>	1 <sup>[17]</sup>	1 <sup>[17]</sup>
Pouvoir calorifique PCI MJ/L (< MGO 10% 1; ≈ MGO 2; > MGO 3)									
	2	1	1	1	1	2	2	1	1
TOTAL:	45,5	43	39,5	42,5	34	51	44	33,5	38

- [1] Prix septembre 2021 en USD/kWh; Méthanol prix en mai 2021.
- [2] Toutes les biomasses de 2e génération (forêt, déchets, etc.).
- [3] H226 Liquide et vapeur inflammables : Catégorie 3.
- [4] H220 Gaz extrêmement inflammable.
- [5] H225 Liquide et vapeur très inflammables : Catégorie 2.
- [6] Non classé comme explosif ou inflammable.
- [7] H221 Gaz extrêmement inflammable.
- [8] H304 : Peut être mortel en cas d'ingestion et de pénétration dans les voies respiratoires : Catégorie 1.
- [9] Non classé comme toxique.
- [10] H301 toxique en cas d'ingestion, H311 toxique par contact cutané, H331 toxique en cas d'inhalation.
- [11] H400 Très toxique pour la vie aquatique.
- [12] H315 : Provoque une irritation cutanée. H332 : Nocif si inhalé. H351 : Susceptible de provoquer le cancer. H373 : Peut causer des lésions aux organes à cause d'exposition répétée.
- [13] Non classé comme danger pour la santé.
- [14] H370 Cause des lésions aux organes.
- [15] H318 Lésions oculaires grave / irritation oculaire catégorie 1; H332: Nocif si inhalé.
- [16] Non classé comme liquide cry ogénique.
- [17] H281 Contient du gaz liquéfié ; peut causer des brûlures ou des blessures cryogéniques.

Sources: IMAR, divers.

Les résultats du Tableau 29 sont rapportés au Graphique 10. Les deux unités de comparaison sont le carburant parfait et le MGO. Le carburant parfait représente le maximum des points qu'un carburant

pourrait obtenir dans chacune des catégories. Les résultats de cette analyse sont expliqués dans les pages suivantes.

70 62 60 3 51 50 45,5 44 43 42,5 39,5 38 37 40 12 33,5 30 11 10,5 11.5 11 10,5 10 11 12 20 20 16 14 15 11 13 12 13 11,5 10 12 8 4.5 4.5 6 Carburant MGO GNL GNR FAME HVO GPL Méthanol Hydrogène Ammoniac parfait ■ Prix Infrastructure ■ Fiabilité de Emissions conformes à la législation ■ Securité Pouvoir calorifique l'approvisionnement

Graphique 10 Bilan des carburants alternatifs pour le Québec (basé sur le Tableau 29)

Le carburant avec le score le plus élevé correspond à l'alternative la plus intéressante.

Sources: IMAR, divers.

## 4.2.1 LES QUATRE CARBURANTS GAGNANTS – GNL, GNR, FAME ET HVO

Quatre carburants alternatifs ont reçu plus de 40 points et sont donc suffisamment proches du MGO de référence pour être considérés comme gagnants.

Il n'est pas surprenant que le GNL, avec 43 points, ne soit qu'à 2,5 points en dessous du MGO. C'est un produit mature qui est utilisé depuis 2000. Le Canada possède également d'importantes réserves de gaz naturel, ce qui a un impact positif sur la valorisation. Le GNL coûte moins cher que le MGO en termes de prix par kWh.

La variante renouvelable de GNL, le gaz naturel renouvelable GNR, fait presque aussi bien que son homologue pétrochimique, avec 42,5 points. Il a un grand potentiel pour devenir une véritable alternative

au MGO. Pour y arriver, sa capacité de production doit être plus largement étendue afin que des quantités importantes de GNR soient disponibles. En effet, les quantités qui sont produites présentement au Canada et au Québec sont encore loin d'être suffisantes, même si les ressources primaires sont abondantes.

Pour que la capacité de production de GNR soit augmentée de manière significative, des investissements doivent être réalisés dans la construction d'usines de biogaz. Il faudrait par ailleurs s'assurer qu'il existe des possibilités suffisantes pour liquéfier les gaz, car à l'état gazeux ni le GNL ni le GNR ne peuvent être utilisés judicieusement comme carburant marin. Il faut donc planifier et construire des usines de liquéfaction. La sécurité d'approvisionnement devrait également être garantie largement au Québec. Une solution climatiquement neutre pourrait être l'utilisation de pipelines.

Le GNL et le GNR ont obtenu 2,5 points dans la catégorie « adaptabilité aux navires existants ». Un navire qui doit être converti d'un monocarburant à un bicarburant GNL doit répondre à certaines exigences. Le critère de base est l'espace sur le pont pour placer les réservoirs de gaz liquéfié et la prise en compte du poids supplémentaire des installations et de la perte de capacité de cargaison associée. Si ces conditions sont remplies, les pièces requises sont disponibles dans le commerce et peuvent être installées par le personnel qualifié. Si un navire est déjà équipé d'un moteur GNL bicarburant, il peut être converti en GNR sans autre problème, puisqu'il s'agit du méthane dans les deux cas. La valeur de 2,5 pour le GNR dans la catégorie « adaptabilité aux navires existants » pourrait être augmentée à 4 si le GNR remplaçait un système au GNL déjà en place. Avec un engouement de plus en plus important pour le GNL, on peut penser que la cote du GNR pourrait augmenter de quelques points, dépassant ainsi le GNL comme carburant au classement global dans quelques années. Un échange du GNL vers le GNR aurait également l'effet positif d'améliorer encore le bilan de CO<sub>2</sub>.

À long terme, il faut entrevoir un remplacement du GNL par le GNR pour le secteur maritime, car l'objectif de l'OMI pour 2050 ne peut probablement pas être atteint avec le GNL si des mesures supplémentaires d'efficacité énergétique ne sont pas mises en place, par exemple une réduction de la vitesse de navigation. Pour cette raison, le GNL est catégorisé de plus en plus comme un carburant de transition.

Le HVO et le biodiesel FAME se retrouvent également parmi les quatre candidats les plus intéressants. Le HVO et le FAME peuvent remplacer presque sans modification le diesel et donc le MGO dans plusieurs navires. La bonne note du FAME, qui dépasse même la référence MGO avec 51 points, est principalement due à son haut niveau de sécurité (16 points sur un potentiel de 16 points), sa fiabilité d'approvisionnement (15 points sur 20) et sa maturité technique (6 points sur 8). Le biodiesel est déjà utilisé dans les moteurs à combustion et est approuvé en tant que B7. Le B100 peut également être utilisé, comme le montre l'exemple de CSL, qui n'a eu pratiquement aucune modification à apporter pour utiliser le biodiesel dans sa flotte. Pour sa maturité technique et son interchangeabilité, 8 points auraient pu être attribués dans la catégorie

« infrastructure », mais la performance par temps froid étant très limitée, deux points ont donc été déduits. À proprement parler, le FAME ne peut pas être utilisé en hiver. Il existe un risque que les filtres se bouchent et endommagent le système. Cela signifie que le passage aux carburants conventionnels devra se faire lentement à partir de l'automne. Cela garantira aussi qu'aucun défaut ne survienne dans le système de propulsion lorsque la température baisse.

Un grand avantage pour le FAME, ainsi que pour le HVO, est le fait que l'infrastructure d'approvisionnement du MGO peut facilement être reprise pour sa manutention. Chimiquement, le HVO est très similaire au diesel pétrochimique et peut être utilisé directement dans les installations existantes. Pour utiliser le FAME, la compatibilité avec les joints et les métaux doit être vérifiée. L'expérience démontre cependant qu'il s'agit de changements et d'investissements mineurs. Selon la conformité d'émission, le FAME et le HVO ont obtenu 11 points sur 12. Bien entendu, ce score suppose que la méthode de calcul du cycle de vie de l'OMI soit réévaluée.

Le biodiesel est déjà disponible en quantités importantes et est produit au Québec ainsi que dans d'autres provinces du Canada. De plus, les États-Unis sont un partenaire important à l'import et à l'export, ce qui est une condition préalable favorable à la sécurité d'approvisionnement. Pour ce qui est du HVO, il n'est actuellement pas produit au Québec ou dans le reste du Canada et doit donc être importé. Cela réduit grandement son attrait actuel en tant que carburant de substitution, car la faible offre entraîne un prix relativement élevé et rend cette solution que très peu attrayante, et ce, malgré une valeur calorifique équivalente à celle du MGO. Le FAME est également nettement plus cher que le MGO, mais reste économiquement dans une gamme de prix acceptables.

Une comparaison des groupes GNL/GNR et FAME/HVO montre que les biocarburants peuvent avoir de meilleurs scores que le MGO, notamment le FAME avec 51 points. D'une part, cela est dû au fait qu'ils peuvent être utilisés sans modification majeure. De plus, le FAME a reçu le plus grand nombre de points pour la sécurité et le HVO pour les infrastructures. En revanche, le GNL et le GNR sont nettement moins chers que le FAME et le MGO. Le GNL est la seule alternative de carburant qui est encore moins chère que le MGO.

Un des principaux problèmes pour l'utilisation et l'expansion des infrastructures de gaz naturel est le risque qu'elles représentent pour l'environnement. Les études environnementales sont généralement peu favorables à la construction de nouveaux pipelines. Par ailleurs, les systèmes de liquéfaction et la problématique du glissement de méthane sont également des enjeux à considérer dans les prochaines années. Dans la littérature, le glissement de méthane est estimé entre 2 et 5 %. Il faut absolument s'en tenir à un niveau maximum de 5,5% de glissement de méthane, sinon les économies de CO<sub>2</sub> dues à la combustion propre du GNL s'avèrent nulles. En raison du développement technique, le glissement de méthane a déjà

été réduit à 1 %. Cette tendance à la baisse pourrait se poursuivre grâce à des moteurs et des processus de combustion plus optimisés et des améliorations techniques de la ligne d'approvisionnement.

Il est important de travailler dès aujourd'hui sur des sites de liquéfaction du GNL afin de préparer les

infrastructures à la production du GNR dans les prochaines années. Dans les dernières années, plusieurs

projets visaient à augmenter la liquéfaction du GN. Toutefois, pour des raisons environnementales, ces

initiatives ont avorté. Il serait important de poursuivre les efforts pour soutenir le développement de projets

de liquéfaction ou de biogaz tout en minimisant les impacts environnementaux de ces projets. Le

gouvernement propose déjà des programmes pour étendre le réseau de gaz naturel ou soutenir des

investissements dans le biogaz.

Le FAME a aussi ses inconvénients. Le prix a considérablement augmenté au cours de la dernière année,

ce qui remet en question son utilisation à grande échelle au prix actuel. Si la production de biodiesel tant

au niveau du Québec que du Canada n'est pas augmentée, son potentiel en tant que carburant de

remplacement pour le secteur maritime sera plus difficile à concrétiser.

Il existe également des obstacles à l'utilisation du biodiesel du côté réglementaire. Le FAME B100 n'a pas

encore été approuvé comme carburant marin. CSL détient un permis du Bureau d'examen technique en

matière maritime jusqu'en 2025 pour ravitailler huit de ses navires en B100. Le B100 devrait être approuvé

comme carburant marin par Transports Canada d'ici là. Dans le cas contraire, une demande de prolongation

du permis doit être faite.

Évaluation du GPL

Le GPL obtient 39,5 points et ne diffère que légèrement du GNL. Dans les catégories du pouvoir calorifique,

des valeurs de sécurité et d'émissions conformes à la législation, les deux obtiennent les mêmes résultats.

Les deux sont des gaz d'hydrocarbures saturés obtenus par la pétrochimie et utilisés commercialement

depuis longtemps. Le GPL reçoit moins de points que le GNL dans la catégorie sécurité

d'approvisionnement et infrastructures, car presque aucune production n'est présentement réalisée au

Québec. De plus, aucun navire au Québec n'est propulsé au propane. La part des navires fonctionnant sous

le GPL est également très faible dans le monde et est plus rentable pour les transporteurs de gaz GPL. Par

ailleurs, le GPL est un peu plus cher que le GNL.

Évaluation du méthanol

De tous les carburants alternatifs à base de carbone, le méthanol a obtenu le moins bon résultat, avec

37 points. Cela est principalement dû au fait que la technologie de propulsion au méthanol en est encore à

ses premiers balbutiements. Il existe déjà des navires propulsés avec un moteur à combustion interne

utilisant le méthanol, mais leur nombre est très limité et on ne dispose pas encore de résultats de fiabilité à

Étude sur les carburants alternatifs dans le transport maritime au Québec

Innovation maritime – tous droits réservés

82

long terme. Une alternative serait l'utilisation du méthanol dans les piles à combustible, mais cela est encore loin d'être techniquement au point.

Puisqu'il s'agit d'un liquide à base d'hydrocarbures et que tout semble indiquer que l'infrastructure existante du MGO pourrait être utilisée, 3 points ont été attribués dans la sous-catégorie « infrastructure d'approvisionnement ». Comme il existe déjà des navires à propulsion au méthanol, 2 points ont été attribués en termes d'adaptation aux navires existants. Le méthanol obtient donc 5 points sur 8 dans la catégorie infrastructures.

La disponibilité du méthanol est très bonne au Canada. La compagnie canadienne Methanex est l'un des plus grands producteurs de méthanol au monde, mais il s'agit de méthanol gris. Une bioraffinerie est active à Edmonton, exploitée par Enerkem et Suncor, qui synthétise du méthanol vert, mais les quantités qui y sont produites ne représentent pas une base d'approvisionnement sûre. C'est la raison pour laquelle le méthanol n'a obtenu que 12 points sur 20 dans la catégorie « fiabilité de l'approvisionnement ». En outre, cette bioraffinerie est située en Alberta, ce qui implique que le méthanol devrait être transporté aux ports par camions ou par trains. Si les projets de bioraffinerie de Varennes devaient être mis en œuvre, la situation devrait être réévaluée.

Dans le domaine de la sécurité, seuls 8 points sur 16 points ont être attribués (soit l'avant-dernière position). En raison de sa toxicité, des mesures de sécurité particulières doivent être observées pour son utilisation et le personnel doit être spécialement formé. De plus, à 15,5 MJ/L, il a moins de la moitié du pouvoir calorifique du MGO et est plus cher en termes de prix par kWh. Somme toute, le méthanol n'est pas une alternative intéressante pour le Québec pour le moment.

#### Les carburants alternatifs sans émissions de CO2 – ammoniac et hydrogène

Le regroupement de carburant qui se classe présentement en dernière position est celui de l'ammoniac et de l'hydrogène. Les deux sont des carburants sans carbone, pour cette raison ils brûlent naturellement sans émettre de CO<sub>2</sub>, donc ils se comportent très bien dans la catégorie des émissions. L'hydrogène est le seul carburant alternatif qui atteint le nombre maximum de 12 points dans cette catégorie. Dans le cas de l'ammoniac, un point doit être déduit pour la note NO<sub>x</sub>, car la combustion du NH<sub>3</sub> avec l'oxygène entraîne inévitablement des composés de NO<sub>x</sub>. L'utilisation de systèmes appropriés d'épuration des gaz d'échappement est inévitable. Puisqu'il s'agit d'une technologie bien établie (SCR, EGR), l'ammoniac reçoit 3 points sur 4.

L'ammoniac et l'hydrogène peuvent tous deux être utilisés dans les piles à combustible. Dans ce cas, bien entendu, aucun nettoyage supplémentaire des gaz d'échappement n'est nécessaire. À l'heure actuelle, l'utilisation des deux substances semble se développer vers les moteurs à combustion. Cette technologie a

Étude sur les carburants alternatifs dans le transport maritime au Québec Rapport – décembre 2021 Innovation maritime – tous droits réservés un niveau de développement plus élevé pour un usage maritime que les piles à combustible, même si son utilisation dans le secteur automobile a fait de grands progrès.

L'hydrogène se classe derrière plusieurs carburants, avec une évaluation de 38 points. Ce carburant a un pouvoir calorifique très intéressant avec 119,96 MJ/kg, soit trois fois plus que le MGO. Cependant, sa densité énergétique volumétrique est nettement inférieure (0,01 MJ/L) que celle du MGO (36,6 MJ/L). C'est pourquoi l'hydrogène n'a obtenu qu'un point sur trois dans la catégorie « pouvoir calorifique ». Pour obtenir la même quantité d'énergie qu'avec le MGO, il faut transporter beaucoup plus de volume. Comme mentionné précédemment, c'est la seule alternative ayant reçu tous les douze points pour la conformité aux émissions. L'hydrogène est déclassé au point de vue de la maturité technique, tant au niveau de la technologie des moteurs que de la situation de l'approvisionnement. C'est pourquoi l'hydrogène ne reçoit que 2 points sur 8 dans la catégorie infrastructures. Avec 12 points sur 20, l'hydrogène est dans la plage inférieure dans la catégorie « fiabilité d'approvisionnent », même s'il existe le projet pilote d'électrolyseur à Bécancour. En ce qui concerne la technologie des moteurs, il existe déjà des projets de démonstration, mais la commercialisation des moteurs à combustion interne n'est pas attendue avant 2025, et pas avant 2030 pour les piles à combustible. En termes de sécurité, l'hydrogène s'en sort bien à première vue et a une moyenne de 10 points. Un examen plus approfondi de la répartition des points dans le Tableau 29 montre que l'hydrogène n'est pas toxique, n'a pas d'effet négatif sur la santé selon le système général harmonisé de classification et d'étiquetage des produits chimiques (SGH). Par contre, une déduction de points est nécessaire, car l'hydrogène doit être transporté sous forme de liquide cryogénique et présente un risque élevé d'explosion. Ce dernier est le plus élevé de tous les carburants étudiés. Non seulement l'hydrogène forme un mélange hautement explosif sur une large gamme de mélanges avec l'air, mais aussi l'énergie qui est libérée dans une telle explosion dépasse de loin celle des autres.

L'hydrogène liquide est utilisé depuis longtemps comme carburant dans le secteur de l'aérospatial. Il est stocké dans de grands réservoirs sphériques avant d'être utilisé. En raison de son potentiel d'explosion élevé, il n'y a pas de bâtiment à proximité directe du réservoir, comme c'est le cas pour le réservoir de l'électrolyseur à Bécancour. Avec cette usine d'hydrogène d'Air Liquide, Québec a un projet phare en matière d'hydrogène. Malheureusement, les quantités qui y sont générées ne sont pas encore suffisantes pour assurer un approvisionnement en hydrogène pour le secteur maritime. Le potentiel d'utilisation de l'hydrogène comme source d'énergie climatiquement neutre au Québec demeure malgré tout très élevé, car il y a suffisamment d'hydroélectricité disponible pour produire de l'hydrogène vert. Cela se reflète également dans les nombreux programmes de soutien et d'aide financière aux niveaux provincial et fédéral. Avec l'Institut de recherche sur l'hydrogène de l'UQTR, fondé en 1994, il existe aussi un centre de savoir-faire de longue date au Québec. Le potentiel du Québec est également reconnu à l'échelle internationale,

c'est pourquoi des investisseurs étrangers s'intéressent au Québec en tant que pôle technologique de l'hydrogène.

Le dernier combustible évalué est l'ammoniac. Celui-ci arrive dernier au classement avec 31,5 points. Ce faible pointage s'explique par un manque de maturité au niveau des techniques et le manque de production de l'ammoniac vert. Du côté de la note de sécurité, soulignons un score de 5 points sur 16. De faibles concentrations d'ammoniac provoquent d'importants problèmes respiratoires qui peuvent être fatals pour l'homme. Les effets négatifs très importants sur les organismes aquatiques sont également connus. En raison de l'utilisation à long terme dans l'industrie des engrais, il existe suffisamment d'expérience dans la manipulation sûre de l'ammoniac ; néanmoins il faut transférer le savoir-faire à une utilisation dans un moteur et dans à une salle des machines. Un autre aspect qui rend l'ammoniac peu attrayant comme alternative est son faible pouvoir calorifique de 15,6 MJ/L, la valeur la plus basse de toutes les alternatives. L'ammoniac se porte bien en termes de prix, car il est moins cher que le MGO. Dans la catégorie « infrastructure », il n'a obtenu que 2 points sur 8. Les moteurs à combustion interne pour brûler l'ammoniac n'existent pas encore, donc la technologie n'est pas mature. La commercialisation des moteurs à combustion interne pour l'ammoniac n'est pas attendue avant 2025, et dans les piles à combustible, pas avant 2030.

#### 4.2.2 TENDANCES POUR LE SECTEUR

Avant de présenter un bilan et une solution possible pour le Québec, cette section examine la tendance quant à la disponibilité des différents combustibles. Le Graphique 11 est basé sur les données du Tableau 28. Les barres non rayées de l'histogramme correspondent à celles du Graphique 10. Les barres rayées correspondent à une évaluation de la situation si tous les projets de carburant alternatif annoncés étaient mis en œuvre. Cela signifie, sur la base des tendances, que le pointage attribué aux différents carburants section « fiabilité dans l'approvisionnement » pourrait être revu.

Les carburants sont ordonnés au Graphique 11 selon leurs propriétés chimiques et leur filière de fabrication. Les histogrammes en noir représentent tous les carburants d'origine pétrochimique et à base de carbone, soit le MGO, le GNL et le GPL. Tous les biocarburants à base de carbone sont indiqués en vert, à savoir le GNR, le méthanol, le biodiesel FAME et le diesel renouvelable HVO. Les carburants sans carbone, mais fabriqués à partir de sources d'énergie renouvelables, sont indiqués en violet. Ce sont l'ammoniac et l'hydrogène

Au chapitre 3, des projets qui mèneraient à une augmentation des capacités de production des carburants alternatifs ont été présentés, soit :

#### Aperçu de la situation au niveau mondial

À l'heure actuelle, il n'y a pas de tendance forte vers un carburant de remplacement en particulier. Les choix faits dans différents pays témoignent plutôt d'une offre qui tend à se diversifier.

New York: Le port de New York et du New Jersey a un programme de points appelé Program Clean Vessel Incentive (CVI). Les armateurs qui réduisent leurs émissions sont récompensés via un système de points. Les réductions de la vitesse, les améliorations volontaires apportées aux moteurs et aux technologies, ainsi que l'utilisation de carburants à faibles émissions sont ainsi valorisées. Les navires avec un score élevé bénéficient d'avantages économiques. Pour le moment, aucune initiative n'a été trouvée concernant l'offre de carburants alternatifs. Le port possède un terminal de méthanol avec une capacité de stockage de moins de 50 000 tonnes. Il n'est pas clair si cela pourrait servir au ravitaillement de navires.

Los Angeles Long Beach: Le port de Los Angeles Long Beach a un rôle de premier plan dans le « World Ports Climate Action Program ». Ce programme traite de la manière dont les ports peuvent devenir plus respectueux de l'environnement. Des sujets tels que l'électrification des quais, l'amélioration de la manutention des marchandises et l'utilisation de carburants alternatifs sont abordés. Cependant, il n'y a pas de mention précise des carburants à considérer. Le GNL est disponible et utilisé pour les camions du port, toutefois il n'est pas fourni comme carburant marin. En 2021, le port de Los Angeles et ses partenaires ont introduit cinq nouveaux véhicules électriques à pile à combustible (FCEV) fonctionnant à l'hydrogène et deux stations de ravitaillement en hydrogène. Dans le port de Long Beach Pier J, SSA Marine (SSA) exploite trois terminaux à conteneurs. Il s'agit du premier opérateur à avoir converti sa flotte d'engins de manutention de marchandises pour qu'ils fonctionnent au diesel renouvelable.

Santos: Aucun communiqué n'a été trouvé pour le port de Santos, près de Sao Paulo, soulignant des efforts particuliers ciblant les carburants alternatifs. Cependant, le port dispose d'un petit terminal d'ammoniac d'une capacité de stockage de 19 800 tonnes et d'un petit terminal de méthanol d'une capacité inférieure à 50 000 tonnes. Un terminal est utilisé par « Comgas » qui appartient à la société Cosan. Une note d'août 2021 indique que ce terminal doit être converti pour offrir le GNL avec une capacité de stockage de 173 000 m³.

Rotterdam: Le port de Rotterdam s'oriente fortement vers l'hydrogène, cela tant du côté des infrastructures que pour la production d'hydrogène vert. En collaboration avec BP et Nouryon, on étudie la possibilité de produire de l'hydrogène vert dans la raffinerie de BP à Rotterdam. Shell prévoit aussi de construire une usine d'hydrogène vert. L'hydrogène serait ensuite transporté par pipeline jusqu'à Pernis (Rotterdam). Le port de Rotterdam a l'intention de participer aux coûts de construction du pipeline. Plusieurs terminaux de Rotterdam développent les infrastructures pour le stockage et le transit de l'hydrogène et prévoient de mettre ces installations en service au plus tard en 2023.

L'ammoniac est également au centre des orientations de l'administration portuaire de Rotterdam. Il a récemment été annoncé qu'un corridor pour le transport d'ammoniac bleu entre la Norvège et Rotterdam était à l'étude avec Horisont Energi.

Des essais avec du méthanol sont également en cours. Le port de Rotterdam, Vopak, NYK et TankMatch ont collaboré pour lancer la première opération de soutage de méthanol au monde (à partir d'une barge). Concernant les biocarburants, IKEA Transport & Logistics Services, CMA CGM, le programme GoodShipping et le port de Rotterdam ont annoncé en 2019 qu'ils allaient travailler ensemble dans le cadre d'un partenariat visant à tester et à mettre à l'échelle l'utilisation de biocarburant marin renouvelable.

• **GNL**: Énergie Saguenay

• **GPL**: aucun projet

• **GNR**: Projet Henergia de Hy2gen

 Méthanol: Projet Henergia de Hy2gen

 FAME: Projet Bioénergie La Tuque (BELT); Projet Bioénergie Æ, Côte-Nord, de Groupe Rémabec

• HVO: théoriquement tous les projets qui concernent le FAME

 Ammoniac : Projet Henergia de Hy2gen

Hydrogène: Enerkem; Greenfield
 Global en collaboration avec
 Hy2gen

En supposant que tous ces projets soient mis en œuvre, cela aurait un impact sur l'évaluation comparative des combustibles. Comme déjà mentionnés, les volumes de production accrus auraient des incidences sur le niveau d'intérêt associé aux différents combustibles. On fait ici l'hypothèse qu'une offre supérieure de carburants entraînerait également une utilisation accrue. Aucune prévision de l'évolution des prix n'a été effectuée. L'analyse est effectuée dans la **Hambourg :** Le port de Hambourg a déjà publié en 2014 plusieurs projets visant à améliorer son empreinte écologique. Il s'agit notamment de l'électrification des véhicules lourds, du développement de traversiers à hydrogène pour la navigation fluviale et d'un terminal GNL, qui est encore en phase de planification. Le port de Brunsbüttel, situé à proximité, mettra en service en 2022 une installation GNL d'une capacité de 220 000 m³. Le port de Hambourg possède également un terminal de méthanol d'une capacité de stockage > 50 000 tonnes, qui n'est toutefois pas encore utilisé pour le ravitaillement des navires. Le port de Hambourg a dévoilé le design de huit porte-conteneurs de 16 000 EVP, qui appartiendront au port de Hambourg et fonctionneront au méthanol vert. Le premier de ces navires devrait être mis en service en 2024.

**Durban :** Aucun projet n'a pu être trouvé sur le thème des carburants alternatifs. Il existe un terminal de méthanol d'une capacité de stockage > 50 000 tonnes qui pourrait théoriquement être utilisé comme terminal de carburant.

**Shanghai**: Le port de Shanghai a l'intention d'utiliser l'hydrogène comme source d'énergie pour les infrastructures portuaires. De plus, les bateaux du port seront progressivement électrifiés. Le port dispose d'un terminal GNL d'une capacité de stockage de 33 360 m³ et également plusieurs terminaux de méthanol qui pourraient théoriquement être utilisés comme terminaux de carburant. Dans la région de Shanghai, il existe également deux terminaux d'ammoniac qui ne sont pas encore utilisés comme terminaux de carburant.

Singapore: Le port de Singapour est en train d'électrifier une partie de ses infrastructures fonctionnant au diesel. De plus, des efforts portent sur le développement du GNL. D'une part, des remorqueurs seront convertis au GNL et d'autre part, deux nouvelles licences de soutage de GNL sont envisagées. Des projets de recherche et de développement portant sur l'utilisation de piles à combustible à hydrogène et d'ammoniac comme carburant sont soutenus. En 2021, Toyota Tsusho a vendu pour la première fois du biodiesel à un navire de haute mer de NYK Line. Il s'agit de biodiesel de deuxième génération, produit à partir d'huile de cuisson usagée.

Nagoya: Le port de Nagoya a été choisi par le gouvernement japonais pour accueillir le « Comité pour un port neutre en carbone ». On vise à augmenter l'offre de GNL comme carburant et le soutien au développement de la technologie de l'hydrogène et de l'ammoniac comme carburant. En 2020, le biocarburant de la compagnie Euglena Co, Ltd, produit dans leur usine de démonstration de Yokohama, a été testé sur un remorqueur dans le port de Nagoya. Le biodiesel utilisé pour le test en est un de deuxième génération produit à partir de graisses alimentaires usagées.

**Brisbane :** Dans son rapport sur la durabilité, le port de Brisbane mentionne quatre possibilités clés pour améliorer son empreinte écologique. Il s'agit du développement de l'énergie solaire, de l'utilisation de batteries, de la recherche sur les technologies de propulsion à l'hydrogène ou à l'ammoniac.

perspective que tous les projets mentionnés soient réellement mis en œuvre (Graphique 11).

62 60 54 50 45,5 44 46 44 45 43 43,5 42,5 39,5 39,5 38 39 38 40 34,5 30 20 10 Carburant MGO GNL GPL GNR Méthanol FAME HVO Ammoniac Hydrogène parfait ■ Évaluation de la situation en 2021 ☑ Tendances si les projets annoncés sont réalisés

Graphique 11
Tendance des carburants alternatifs pour le Québec

Il s'agit d'un comparatif entre l'état de situation en septembre 2021 et la situation possible si tous les projets de carburants alternatifs présentés à la section 3 étaient réalisés.

Source: IMAR, divers.

Sur les huit alternatives présentées, sept bénéficient des projets mentionnés ci-dessus. Seul le GPL n'est couvert par aucun projet. Il n'y a pas non plus de financement gouvernemental annoncé pour l'expansion d'infrastructures de GPL. Ce dernier est le seul carburant qui n'a aucun potentiel d'amélioration dans un avenir proche. Parmi les combustibles pétrochimiques, le GNL pourrait gagner quelques points attribués à l'expansion des infrastructures au Saguenay (projet Énergie Saguenay) avec une usine de liquéfaction. Toutefois, il est très peu probable que ce projet soit mis en œuvre. Notons que le MGO perdrait quelques points puisqu'on suppose que son utilisation diminuerait à mesure que les autres alternatives gagneraient en attractivité.

Les quatre biocarburants bénéficieraient de la mise en œuvre possible de projets, surtout le GNR et le FAME. Le GNR n'est explicitement mentionné que dans le projet Henergia, avec un volume de 430 00 m³, mais pourrait théoriquement être produit partout où la biomasse est fermentée. En outre, l'installation d'un autre système de liquéfaction de gaz pour le GNL conviendrait également pour le GNR. Le FAME bénéficierait grandement du projet à grand volume BELT La Tuque, qui produirait jusqu'à 207 millions de

litres de biodiesel et de kérosène à partir de déchets forestiers. Dans le projet d'Henergia, la capacité de production de méthanol vert augmenterait à 75 000 tonnes par année, des quantités nettement inférieures à celles du GNR et du FAME. Le HVO n'est mentionné dans aucun projet, mais est généralement produit en utilisant des voies de production similaires au FAME et bénéficie ainsi d'une amélioration de son infrastructure ; il doit cependant ensuite être affiné dans une raffinerie. Cela peut être fait dans les bioraffineries ou dans les usines pétrochimiques établies.

Les carburants sans carbone deviennent également plus attrayants. L'ammoniac bénéficierait du projet Henergia qui augmenterait la production d'ammoniac vert de 173 000 tonnes par année. L'hydrogène est intégré à la bioraffinerie d'Enerkem et est également présent dans les projets de Greenfield Global et d'Hy2gen. Avec ces projets, la production totale d'hydrogène passerait de 3 000 tonnes (Air Liquide) à 23 700 tonnes par année.

Si l'on regarde les tendances générales des carburants en considérant les projets à l'étude, on remarque que l'analyse relative, c'est-à-dire le pointage relatif de chacun des combustibles ne change pas beaucoup par rapport à la situation en septembre 2021. Le GNL, le GNR, le FAME et le HVO demeurent les choix les plus intéressants, le FAME ayant le meilleur score. Le GNR et le GNL changeraient de place, car le volume de production du GNR augmenterait et bénéficierait de l'usine de liquéfaction de gaz au même titre que le GNL. Le HVO resterait intéressant, même si les projets ne mentionnent pas forcément la production de diesel renouvelable, la capacité de production potentielle du HVO augmenterait avec l'augmentation de la capacité de production du FAME. Parmi les biocarburants, le méthanol est toujours le moins bien classé, même si une certaine quantité de méthanol vert était disponible.

L'ammoniac et l'hydrogène, les deux alternatives de carburant sans carbone, occupent toujours respectivement la dernière et la troisième avant-dernière place, comme dans l'analyse du Graphique 10.

Somme toute, l'analyse du potentiel actuel (septembre 2021) et celle intégrant les possibles projets futurs sont relativement similaires. Cela s'explique bien. Toutes les alternatives à l'étude sont incluses au moins dans un projet industriel, ce qui augmente potentiellement leur volume de production et leur attractivité. Seul le GPL ne fait pas l'objet de projets, ce qui n'a pas amélioré son pointage.

L'évolution positive vers l'utilisation de carburants alternatifs dépendra en grande partie de la mise en œuvre notamment des projets de Hy2gen. Hy2gen est impliqué dans le développement de quatre carburants, dont trois dans le grand projet Henergia. Sans ces projets, les quantités de GNR produites demeureront très faibles, il n'y aura pas de méthanol et d'ammoniac vert et la quantité annuelle d'hydrogène ne sera que de 14 100 tonnes au lieu de 23 700 tonnes. Pour le FAME, le projet BELT La Tuque jouerait un rôle important. D'une part, il augmenterait la capacité de production annuelle, ce qui pourrait avoir un impact positif sur

l'évolution des prix, et d'autre part, il permettrait d'exploiter l'énergie contenue dans la biomasse forestière. Il s'agirait d'un projet phare pour le Québec. Soulignons que les projets industriels ne se concentrent pas spécifiquement sur la production de carburant marin. Les gains de production ne profiteront pas nécessairement au secteur maritime.

## 4.3 VOIE POSSIBLE POUR LE SECTEUR MARITIME QUÉBÉCOIS

Une solution et un plan d'action pour le Québec ne peuvent se faire sans regarder la scène internationale. Dans un monde globalisé où les matières premières et 70 à 80 % des marchandises que nous consommons sont transportées par bateaux, faire cavalier seul ne peut pas être une option. Jusqu'à présent, il est impossible de prédire si l'avenir sera dominé par un seul carburant alternatif ou si le secteur maritime optera pour une approche multi-carburants. C'est dire qu'à court et moyen termes, il est logique de miser sur la flexibilité, cela est possible avec les moteurs bicarburants pouvant utiliser le GNL et le biodiesel (et/ou HVO). Il s'agit de deux carburants qui sont déjà disponibles et pour lesquels les technologies sont matures. Une stratégie bicarburant permet également un changement rapide entre les carburants si l'un des deux n'est pas disponible ou si le niveau de prix d'un carburant est temporairement trop élevé.

Il est cependant important de préciser que tous les types de navires ne sont pas adaptés à l'utilisation de moteurs bicarburants. Les réservoirs de GNL ne peuvent pas toujours être facilement placés sur le pont. Pour de tels navires, seuls le biodiesel ou le HVO peuvent être considérés comme des options de remplacement pour le MGO à l'heure actuelle. Cela souligne la nécessité d'étendre davantage l'infrastructure et la capacité de production de biodiesel, comme les deux types de moteurs en bénéficient.

Il existe déjà une expérience pratique de l'utilisation du GNL au Québec avec cinq navires de Desgagnés. CSL a déjà converti une partie de sa flotte canadienne au biodiesel et a démontré que la transition est faisable. Fednav envisage également le biodiesel et est en discussions avec un client et un fournisseur pour évaluer la faisabilité. Le communiqué de presse récent du port de Montréal indiquant que celui-ci souhaite travailler avec Greenfield Global pour installer les biocarburants augmente les probabilités que le biodiesel soit bientôt également disponible à Montréal. Un tel développement serait aussi un avantage pour Fednav, qui pourrait viser un ravitaillement de sa flotte des Grands Lacs à Montréal avec le biodiesel. Il serait important que les projets de bioraffinerie prévus au Québec soient mis en œuvre. Cela profiterait à la fois aux navires propulsés au GNL et aux navires au biodiesel. D'une part, la sécurité d'approvisionnement du biodiesel serait garantie et son prix pourrait diminuer. D'autre part, la production de biodiesel dans une bioraffinerie produit également du GNR, ce qui pourrait améliorer le bilan CO<sub>2</sub> des navires au GNL. L'utilisation à grande échelle du GNL et du GNR comme combustibles marins nécessite qu'il y ait suffisamment de centres de liquéfaction. Ce n'est actuellement pas le cas. La seule usine de liquéfaction de

gaz naturel se trouve à Montréal. Le transport par camions vers les ports réduit le potentiel d'économies de gaz à effet de serre pour le GNL et le GNR.

L'utilisation du GPL n'est pas intéressante pour le Québec. Cette option est logique pour les transporteurs de gaz propane, comme le montre l'exemple de l'armateur BW LPG. Puisqu'il n'existe pas une telle flotte au Québec, aucun effort ne devrait être fait pour ce développement.

Le méthanol, qui occupe l'avant-dernière place, ne peut pas être considéré comme une alternative. La combinaison du faible potentiel calorifique, d'un prix élevé, de l'aspect sécuritaire et du fait qu'il n'y a pas de méthanol vert au Québec plaide contre le développement de cette infrastructure pour un usage maritime. De plus, la maturité technique est insuffisante pour l'instant. Cependant, si plusieurs initiatives de bioraffineries émergent dans les prochaines années, comme le projet de bioraffinerie à Varennes, l'utilisation du méthanol pourrait être réévaluée comme alternative à long terme. À court et moyen termes, il n'est pas avantageux de l'utiliser comme carburant marin.

La situation est similaire pour l'ammoniac. Son faible pouvoir calorifique, le manque d'infrastructures, sa toxicité et le fait que ni l'ammoniac vert ni gris ne soit produit au Québec s'opposent à sa considération comme alternative à court terme aux énergies fossiles. Avec le projet Henergia, il existe un projet au Québec qui produirait de l'ammoniac vert, mais la mise en œuvre de ce projet n'est prévue qu'en 2025. L'avantage qu'offre l'ammoniac est son bas prix par rapport à la plupart des autres alternatives. Rappelons-nous cependant qu'en tant que carburant, l'ammoniac est en concurrence directe avec l'industrie des engrais. À mesure que la population mondiale augmentera, il faut s'attendre à ce que la demande d'engrais augmente, ce qui entraînera une augmentation des prix, surtout si de gros consommateurs, tels que ceux du secteur du transport maritime s'ajoutaient à la demande. L'ammoniac n'est donc pas une alternative pour le Québec, même si plusieurs acteurs à l'échelle internationale dépendent de ce carburant. Les développements mondiaux, en particulier dans les technologies de propulsion, ne doivent pas être négligés. Il faudra suivre ces avancées technologiques, mais il y aura suffisamment de temps pour réagir si l'avenir du carburant marin devait évoluer vers l'ammoniac.

Objectivement parlant, l'hydrogène n'est pas une alternative particulièrement intéressante comme carburant marin pour l'instant. Le prix élevé, le manque d'infrastructures, les faibles quantités de production d'hydrogène vert mais surtout son potentiel hautement explosif freine son émergence avec les technologies actuelles. Le fait que les technologies de propulsion utilisant l'hydrogène ne seront pas disponibles avant 2025 rend l'hydrogène globalement peu attractif. Cependant, avec les perspectives de développement des prochaines années, il est possible que l'hydrogène devienne une option à considérer comme carburant maritime. Considérant que le Québec pourrait faire office de chef de file en matière de développement de l'hydrogène, il faudrait en réexaminer le potentiel réel pour le secteur maritime dans quelques années.

À long terme, il est logique que le Québec investisse dans la technologie de l'hydrogène. Il a déjà été démontré que l'hydrogène peut être utilisé comme co-carburant avec le GNL, ce qui améliore encore le bilan au niveau des émissions de GES. Aussi, il est utilisé pour fabriquer du diesel renouvelable par hydrotraitement, une étape dans la production du HVO, de même que pour faire du méthanol pouvant servir comme carburant, mais qui est également indispensable pour la synthèse du biodiesel. Cela montre qu'il est judicieux et important d'investir dans la production et les technologies liées à l'hydrogène. Jusqu'à ce que la technologie des moteurs soit prête, que ce soit en tant que moteur à combustion ou pile à combustible, l'hydrogène peut être utilisé dans les processus mentionnés ci-dessus. Si la technologie est suffisamment développée dans quelques années, il y aura suffisamment d'hydrogène disponible comme carburant marin. Rappelons que la production du méthanol, de l'ammoniac, du FAME ou du HVO exige l'utilisation d'hydrogène. Les efforts de développement pour l'hydrogène serviront donc indirectement à d'autres carburants alternatifs.

## 5 CONCLUSION

Dans le cadre de cette étude, un portrait global des carburants marins alternatifs a été présenté. Le MGO a été utilisé comme carburant de référence et sept alternatives ont été présentées, soit : le GNL, le GPL, le méthanol, l'ammoniac, l'hydrogène et les biocarburants qui peuvent être divisés en deux groupes, soit le biodiesel et le diesel renouvelable. L'utilisation de batteries a également été discutée. Dans la seconde section, la situation des carburants alternatifs au Québec et au Canada a été analysée. À cet effet, des recherches ont permis d'identifier les acteurs actuels de la filière des carburants alternatifs. L'attention s'est également portée sur les futurs projets liés aux carburants alternatifs et les programmes de financement gouvernementaux pouvant supporter les développements. Les expériences et avis des armateurs (CSL, Desgagnés, Fednav) et des ports (APM, APTR, APQ) ont été rapportés. Dans la dernière partie de l'étude, les émissions de gaz à effet de serre ont été évaluées et des analyses de cycle de vie tirées de la littérature sont discutées. Pour l'évaluation du carburant de remplacement potentiellement le plus approprié pour le Québec, une analyse multicritères est proposée. Au total, six facteurs (avec des sous-catégories) ont été inclus dans l'évaluation: le prix, l'infrastructure, la fiabilité de l'approvisionnement, les valeurs d'émissions, la sécurité et la puissance calorifique. Des points ont été attribués en fonction des particularités propres à chacun des carburants à l'étude. Le carburant ayant le pointage le plus élevé est considéré comme l'alternative la plus attrayante. Le biodiesel s'est classé au premier rang, suivi par le HVO et le GNL. En quatrième place se trouve le GNR. Ces résultats sont dus à la maturité technique et à la disponibilité de ces carburants. Puisque le biodiesel et le GNL sont déjà utilisés et qu'ils présentent de bons avantages, l'infrastructure utilisée pour les fournir devrait être encore élargie. À court et moyen termes, il apparaît judicieux d'utiliser des moteurs bicarburant au GNL, car ils offrent la plus grande flexibilité. Le GNL peut être remplacé par le GNR et le MGO par le biodiesel ou du diesel renouvelable tel que le HVO. Parmi les carburants pour lesquels des développements restent à faire au niveau de la motorisation pour permettre leur utilisation dans le domaine maritime, l'hydrogène fait meilleure figure. En raison de l'hydroélectricité disponible au Québec, du projet phare de Bécancour et du savoir-faire de longue date (UQTR), il apparaît logique d'investir dans cette technologie. Cela a été reconnu aux niveaux provincial, fédéral et international comme en témoignent les nombreux programmes de financement encourageant les initiatives à l'utilisation de l'hydrogène. Est-ce que l'hydrogène s'imposera à long terme comme carburant qui propulsera les navires à l'avenir? Il est impossible de répondre clairement à cette question pour le moment. Il est cependant raisonnable que le Québec investisse dans l'hydrogène, car quel que soit le carburant du futur, l'hydrogène sera nécessaire à sa synthèse.

## **BIBLIOGRAPHIE**

- [1] ENTEC, "Chapter 3. Market Survey of Marine Distillates with 0.2% Sulphur Content," *Final Rep.*, no. July 2002, pp. 75–197, 2002, [Online]. Available: http://ec.europa.eu/environment/air/pdf/chapter3\_end\_ship\_emissions.pdf.
- [2] C. Trozzi, "Emission estimate methodology for maritime navigation," 2006.
- [3] H. Winnes and E. Fridell, "Particle emissions from ships: Dependence on fuel type," *J. Air Waste Manag. Assoc.*, vol. 59, no. 12, pp. 1391–1398, 2009, doi: 10.3155/1047-3289.59.12.1391.
- [4] O. Jakobsen, "The Retrofit Project," 2020.
- [5] Ships and Bunker, "Prices at Ships and bunker," 2021. https://shipandbunker.com/prices.
- [6] DNV GL Alternative-fuels insight, "alternative-fuels-insight-128171 @ www.dnv.com." 2021, [Online]. Available: https://www.dnv.com/services/alternative-fuels-insight-128171.
- [7] IMO, "Nitrogen-oxides-(NOx)—-Regulation-13," 2015. http://www.imo.org/OurWork/Environment/PollutionPrevention/AirPollution/Pages/Nitrogen-oxides-(NOx)—-Regulation-13.aspx.
- [8] DNV GL, "Assessment of selected alternative fuels and technologies," *Imo*, vol. 391, no. June, pp. 1–48, 2019, [Online]. Available: http://www.imo.org/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/Maritime-Safety-Committee-(MSC)/Documents/MSC.391(95).pdf.
- [9] Engineering ToolBox, "Combustion of Fuels Carbon Dioxide Emissions." 2009, [Online]. Available: https://www.engineeringtoolbox.com/co2-emission-fuels-d 1085.html.
- [10] US Energy Information Administration, "Natural Gas Price Henry Hub." 2021, [Online]. Available: https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdm.htm.
- [11] P. Balcombe *et al.*, "How to decarbonise international shipping: Options for fuels, technologies and policies," *Energy Convers. Manag.*, vol. 182, no. January, pp. 72–88, 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2018.12.080.
- [12] Gazprom, "Amur Gas Processing Plant." 2021, [Online]. Available: https://www.gazprom.com/projects/amur-gpp/.
- [13] Gazprom, "Hydrocarbon survey, exploration and production in Uzbekistan." 2021, [Online]. Available: https://www.gazprom.com/projects/uzbekistan/.
- [14] E. I. Administration, "Shale natural gas production in the Appalachian Basin sets records in first half of 2021." p. 1, 2021, [Online]. Available: https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=49377.
- [15] US Energy Information Administration, "Prix GPL," 2021. http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=pet&s=eer\_epjk\_pf4\_rgc\_dpg&f=a.
- [16] P. Berg, "Alternative Fuels Online Conference (Oct. 2021)," 2021, [Online]. Available: https://www.dnv.com/maritime/webinars-and-videos/on-demand-webinars/access/afoc2021-overview.html?utm\_campaign=MA\_21Q4\_WBNR\_AFOC\_On-Demand 1\_participants FINAL&utm\_medium=email&utm\_source=Eloqua.
- [17] US Energy Information Administration, "Spot prices petroleum & other liquids." 2021, [Online]. Available: http://www.eia.gov/dnav/pet/pet pri spt s1 m.htm.
- [18] NRCan, "propane-butanes-annual-export-summary." 2021, [Online]. Available: https://www.cer-

- rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-commodities/natural-gas-liquids/report/propane-butane-summary/propane-butanes-annual-export-summary.html.
- [19] WLPGA -World LPG Association, "Annual Report 2019," 2019.
- [20] MAN ES, "fit-for-sea-pioneering-lpg-propulsion," 2021. https://www.man-es.com/discover/(retro)fit-for-sea-pioneering-lpg-propulsion.
- [21] ABS, "Sustainability Whitepaper Methanol as marine fuel," no. February, p. 1, 2021, [Online]. Available: http://www.sspa.se/alternative-fuels/spireth-methanol-marine-fuel.
- [22] metahnex, "Methanol as a marine fuel," 2020, [Online]. Available: https://www.methanex.com/sites/default/files/methanex brochure marinefuel final2 032521.pdf.
- [23] Methanex, "Pricing Methanol," 2021. https://www.methanex.com/our-business/pricing.
- [24] mmsa, "Global Methanol Pricing Comparison." 2021, [Online]. Available: https://www.methanol.org/methanol-price-supply-demand/.
- [25] D. Saygin and D. Gielen, "Zero-emission pathway for the global chemical and petrochemical sector," *Energies*, vol. 14, no. 13, 2021, doi: 10.3390/en14133772.
- [26] Kai Zhao, "Methanol Fuel Blending in China," in *Trinidad and Tobago Methanol Fuel Blending Forum*, 2019, no. January, p. 3, [Online]. Available: https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2019/02/6.-Kai-Zhao-Methanol-Fuel-Blending-in-China.pdf.
- [27] DNV GL AS, "Rules for Classification of Ships Pt .6 Ch. 2," no. January 2018, p. 237, 2018, [Online]. Available: https://rules.dnvgl.com/docs/pdf/DNVGL/RU-SHIP/2018-01/DNVGL-RU-SHIP-Pt6Ch2.pdf.
- [28] S. Brynolf, E. Fridell, and K. Andersson, "Environmental assessment of marine fuels: Liquefied natural gas, liquefied biogas, methanol and bio-methanol," *J. Clean. Prod.*, vol. 74, Jul. 2014, doi: 10.1016/j.jclepro.2014.03.052.
- [29] International Renewable Energy Agency (IRENA), *Innovation Outlook: Renewable Methanol.* 2021.
- [30] H. Xing, C. Stuart, S. Spence, and H. Chen, "Fuel cell power systems for maritime applications: progress and perspectives," *Sustain.*, vol. 13, no. 3, pp. 1–34, 2021, doi: 10.3390/su13031213.
- [31] Profercy, "Profercy's Nitrogen Index," 2021. https://www.profercy.com/2021/10/profercys-nitrogen-index-hits-highest-level-since-inception-as-urea-values-remain-firm/.
- [32] L. E. Apodaca, "US Geological Survey, Mineral Commodity Summaries, January 2020," no. 703, pp. 2019–2020, 2019.
- [33] MAERSK, "maritime-industry-leaders-to-explore-ammonia-as-marine-fuel-in-Singapore @ www.maersk.com." 2021, [Online]. Available: https://www.maersk.com/news/articles/2021/03/10/maritime-industry-leaders-to-explore-ammonia-as-marine-fuel-in-singapore.
- [34] D. R. MacFarlane *et al.*, "A Roadmap to the Ammonia Economy," *Joule*, vol. 4, no. 6, pp. 1186–1205, 2020, doi: 10.1016/j.joule.2020.04.004.
- [35] Ammonia Energy Association, "Methane splitting and turquoise ammonia," 2020. https://www.ammoniaenergy.org/articles/methane-splitting-and-turquoise-ammonia/.
- [36] P. Newswire, "monolith-materials-plans-to-build-countries-first-large-scale-carbon-free-ammonia-plant-." 2020, [Online]. Available: https://www.prnewswire.com/news-releases/monolith-materials-plans-to-build-countrys-first-large-scale-carbon-free-ammonia-plant-301147252.html.

- [37] Mitsubishi Power, "Mitsubishi Power Commences Development of World's First Ammonia-fired 40 MW Class Gas Turbine System." 2021, [Online]. Available: https://power.mhi.com/news/20210301.html.
- [38] C. Mounaïm-Rousselle, P. Bréquigny, C. Dumand, and S. Houillé, "Operating limits for ammonia fuel spark-ignition engine," *Energies*, vol. 14, no. 14, pp. 1–13, 2021, doi: 10.3390/en14144141.
- [39] A. Afif, N. Radenahmad, Q. Cheok, S. Shams, J. H. Kim, and A. K. Azad, "Ammonia-fed fuel cells: a comprehensive review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 60, pp. 822–835, Jul. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.01.120.
- equinor, "The world's first carbon-free ammonia-fuelled supply vessel on the drawing board," 2020. https://www.equinor.com/en/news/2020-01-23-viking-energy.html.
- [41] Wärtsilä, "Leading the way towards the world's first zero emissions supply vessel," 2020. https://www.wartsila.com/media/news/04-02-2020-leading-the-way-towards-the-world-s-first-zero-emissions-supply-vessel.
- [42] International Council on Combustion Engines, "Guideline handling marine fuels with FAME V1.0, 2013 CIMAC 1," pp. 1–7, 2013.
- [43] J. Xue, T. E. Grift, and A. C. Hansen, "Effect of biodiesel on engine performances and emissions," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 2, pp. 1098–1116, Feb. 2011, doi: 10.1016/j.rser.2010.11.016.
- [44] Canada Steamship Lines Yousef El Bagoury et Caroline Denis, "Intervied by Mareen Thiboutot Rioux 27.10.2021."
- [45] C.-W. C. Hsieh and C. Felby, "Biofuels for the marine shipping sector: An overview and analysis of sector infrastructure, fuel technologies and regulations," p. 86, 2017, [Online]. Available: http://task39.sites.olt.ubc.ca/files/2013/05/Marine-biofuel-report-final-Oct-2017.pdf%0Ahttps://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2018/02/Marine-biofuel-report-final-Oct-2017.pdf.
- [46] ExxonMobil, "Advanced-Biofuels-and-Algae-Research @ Corporate.Exxonmobil.Com." 2018, [Online]. Available: https://corporate.exxonmobil.com/research-and-innovation/advanced-biofuels/advanced-biofuels-and-algae-research.
- [47] M. Bransby, "Explosive lessons," *Comput. Control Eng. J.*, vol. 9, no. 2, pp. 57–60, 1998, doi: 10.1049/cce:19980202.
- [48] NRCan, Hydrogen Strategy for Canada. 2020.
- [49] E-Bridge competence in energy, "Hydex." 2021, [Online]. Available: https://www.e-bridge.com/#hydexmodal.
- [50] European Commission, "The hydrogen strategy for a climate-neutral Europe," *Dk*, vol. 53, no. 9, pp. 1689–1699, 2020, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen\_strategy.pdf.
- [51] O. Energy, "www.offshore-energy.biz." 2021, [Online]. Available: https://www.offshore-energy.biz/suiso-frontier-conducts-berthing-trial-at-kobe-lh2-terminal/.
- [52] electric & hybrid, "Compressed Hydrogen Ship Global Energy Ventures," *Octobre 2021*, 2021. https://www.electrichybridmarinetechnology.com/news/power-and-propulsion/abs-issues-approval-in-principle-for-gev-compressed-hydrogen-ship.html?spMailingID=45757234&spUserID=MTAwMjk0MDUyNjQ2MQS2&spJobID=210110 7822&spReportId=MjEwMTEwNzgyMgS2.

- [53] BC Ferries, "BC-ferries-fifth-battery-hybrid-electric-vessel-launches," 2021. https://www.bcferries.com/news-releases/bc-ferries-fifth-battery-hybrid-electric-vessel-launches.
- [54] Basto Fosen, "Basto Fosen Basto Electric," 2021. https://basto-fosen.no/en/.
- [55] DNV GL, "Charging into tomorrow today," 2021. https://www.dnv.com/expert-story/maritime-impact/Charging-into-tomorrow-today.html.
- [56] Yara, "Yara Birkland Zero Emission," 2021. https://www.yara.com/news-and-media/press-kits/yara-birkeland-press-kit/.
- [57] Institut de développement durable des Premières Nations du Québec et du Labrador, "EXPLORATION ET EXPLOITATION DU GAZ ET DU PÉTROLE DE SCHISTE," pp. 1–13, 2014, [Online]. Available: https://iddpnql.ca/wp-content/uploads/2017/03/Schiste Petrole Gaz Ficheinformative.pdf.
- [58] Gouvernement du Canada, "Ressources de schiste et de réservoirs étanches au Québec," Ressources de schiste et de réservoirs étanches au Québec, 2021. https://www.rncan.gc.ca/energie/sources/schiste-reservoirs-etanches/17715.
- [59] Statistique Canada, "Approvisionnementes et utilistaoins du gaz naturel." 2021, doi: https://doi.org/10.25318/2510005501-fra.
- [60] Énergir, "Distribution de gaz naturel Énergir," 2021. https://www.energir.com/fr/a-propos/nos-energies/gaz-naturel/gaz-naturel/.
- [61] NRCan, "Les projets canadiens de GNL." 2021, [Online]. Available: https://www.rncan.gc.ca/nos-ressources-naturelles/sources-denergie-reseau-de-distr/combustibles-fossiles-propres/gaz-naturel/projets-canadiens-gnl/5684?\_ga=2.78095124.1040381106.1634147584-1223421313.1634147584.
- [62] StoltLNGaz, "StoltLNGaz GNL à Bécancour." http://www.slngaz.com/fr.
- [63] Radio Canada, "GNL Québec: le gouvernement rejette le projet," 2021. https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1810768/gnl-quebec-energie-saguenay-decision-gouvernement.
- [64] Agence d'évaluation d'impact du Canada, "Projet Énergie Saguenay," 2021. https://ceaa-acee.gc.ca/050/evaluations/proj/80115?culture=fr-CA.
- [65] Société du Plan Nord Québec, "Québec dévoile les résultats de l'appel de projets pour l'approvisionnement de la Côte-Nord en gaz naturel liquéfié," 2019. https://plannord.gouv.qc.ca/fr/quebec-devoile-les-resultats-de-lappel-de-projets-pour-lapprovisionnement-de-la-cote-nord-en-gaz-naturel-liquefie/.
- [66] Administration Port Montréal Alexandre Montpetit, "Intervied by Mareen Thiboutot Rioux 18.10.2021," 2021.
- [67] Desgagnés Daniel Côté, "Intervied by Mareen Thibouot Rioux 08.11.2021," 2021.
- [68] FortisBC, "renewable-natural-gas-rates," 2021. https://www.fortisbc.com/services/sustainable-energy-options/renewable-natural-gas/renewable-natural-gas-rates.
- [69] Ville de Saint-Hyacinthe, "biométhanisation Saint-Hyacinthe," *http://www.slngaz.com/fr.* https://www.st-hyacinthe.ca/services-aux-citoyens/environnement/biomethanisation.
- [70] Hy2gen Canada Inc., "Hy2gen Canada Biomethanol et Ammonia." 2019.
- [71] Greenfield Global, "GREENFIELD GLOBAL INC. ET HY2GEN CANADA ANNONCENT LA CRÉATION D'UNE COENTREPRISE POUR PRODUIRE DE L'HYDROGÈNE VERT AU QUÉBEC," 2019. https://greenfield.com/fr/news/2019/greenfield-global-inc-et-hy2gen-canada-

- annoncent-la-creation-dune-coentreprise-pour-produire-de-lhydrogene-vert-au-quebec/.
- [72] Régie de l'énergie du Canada, "profils-énergétiques-provinces-territoires-Québec @ www.cer-rec.gc.ca," 2021.
- [73] L'Office national de l'énergie et le Bureau de la concurrence, "RAPPORT FINAL PRÉSENTÉ AU MINISTRE DES RESSOURCES NATURELLES ET AU MINISTRE DE L'INDUSTRIE EXAMEN DU MARCHÉ DU PROPANE 25 AVRIL 2014 Rapport conjoint produit par l'Office national de l'énergie et le Bureau de la concurrence TABLE DES MATIÈRES," 2014.
- [74] AltGas, "RIDLEY ISLAND PROPANE EXPORT TERMINAL.".
- [75] Régie de l'énergie du Canada, "Aperçu du marché : Accès direct du propane canadien aux marchés asiatiques grâce au nouveau terminal d'exportation en Colombie-Britannique," 2019.
- [76] Pembina, "Prince Rupert Terminal," 2021. https://www.pembina.com/operations/projects/prince-rupert-terminal/.
- [77] Air Liquide, "1ere mondiale l'hydrogène décarbone," 2021. https://www.airliquide.com/fr/actionnaires/parlons-actions/temps-forts/1ere-mondiale-lhydrogene-decarbone.
- [78] Enerkem, "Communiqué Enerkem Varennes," 2021. https://enerkem.com/fr/communiques/une-usine-de-biocarburants-de-875-m-ca-a-varennes/.
- [79] Hydro-Québec, "Usine de production d'hydrogène de Varennes." https://www.hydroquebec.com/projets/hydrogene-varennes/.
- [80] Thyssenkrupp, "first-green-hydrogen-project-becomes-reality--thyssenkrupp-to-install-88-megawatt-water-electrolysis-plant-for-hydro-quebec-in-canada," 2021. https://www.thyssenkrupp.com/en/newsroom/press-releases/pressdetailpage/first-green-hydrogen-project-becomes-reality--thyssenkrupp-to-install-88-megawatt-water-electrolysis-plant-for-hydroquebec-in-canada-93778.
- [81] Endbridge, "gazifere-evolugen-green-hydrogen-injection-project-Gatineau-Quebec," 2021. https://www.enbridge.com/stories/2021/february/gazifere-evolugen-green-hydrogen-injection-project-gatineau-quebec.
- [82] Gouvernement du Québec TMQ, "hydrogene transitionenergetique." 2020, [Online]. Available: https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/expertises/hydrogene.
- [83] Gouvernement du Québec, Plan pour une économie verte 2030. 2020.
- [84] Gouvernement du Québec, "strategie quebecoise hydrogene vert," 2021. https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/nouvelles/actualites/detail/strategie-quebecoise-hydrogene-vert-gouvernement-alloue-15-m-developpement-hydrogene-vert-2021-01-18.
- [85] Administration Port Trois-Rivières Genevieve Allard, "Intervied by Mareen Thiboutot Rioux 21.10.2021," 2021.
- [86] Administration portuaire de Québec Laurence Roy-Gregoire, "Intervied by Mareen Thiboutot Rioux 21.10.2021," 2021.
- [87] Fednav Marie-Andrée Giguere et David Williams, "Intervied by Mareen Thibouot Rioux 15.11.2021," 2021.
- [88] NRCan, "Systèmes combinés modulaires de production de chaleur et d'électricité à partir de déchets de biomasse hétérogènes locaux," 2018. https://www.rncan.gc.ca/science-et-donnees/financement-et-partenariats/occasions-de-financement/investissements-actuels/systemes-combines-modulaires-de-production-de-chaleur-et-delectricite-partir-de-deche/16137.

- [89] Agence d'évaluation d'impact du canada, "Projet de construction d'une usine d'engrais à Bécancour," 2013. https://iaac-aeic.gc.ca/050/evaluations/proj/80033?culture=fr-CA.
- [90] Port de Montréal, "SIGNATURE D'UNE ENTENTE DE COLLABORATION ET DE DÉVELOPPEMENT AVEC GREENFIELD GLOBAL," 2021. https://www.port-montreal.com/fr/le-port-de-montreal/nouvelles-et-evenements/nouvelles/communiques-de-presse/partenariat-greenfield.
- [91] Nutrien, "Proud to be producing lower carbon ammonia," 2019. https://www.nutrien.com/what-we-do/stories/proud-be-producing-lower-carbon-ammonia.
- [92] P. Le and C. Du, "Inventaire de la biomasse disponible pour produire de la bioénergie et portrait de la production de la bioénergie sur le territoire québécois," 2021.
- [93] H. Bradford, "Canada Biofuels Annual 2019," 2019, [Online]. Available: http://gain.fas.usda.gov/Recent%0AGAIN%0APublications/Biofuels%0AAnnual%7B%5C\_%7D Buenos%0AAires%7B%5C\_%7DArgentina%7B%5C\_%7D7-6-2012.pdf%0Ahttp://gain.fas.usda.gov/Recent GAIN Publications/Biofuels Annual\_Buenos Aires Argentina 7-6-2012.pdf.
- [94] VERBIO North America Corporation, "Biodiesel Canada Verbio," 2021. https://www.verbio.us/project/verbio-diesel-canada/.
- [95] BiodieselMagazin, "2021 Biodiesel Industry Directory," BBI International, vol. 17, 2021.
- [96] Darling Ingredients Inc., "Darling Ingredients Inc. Reports Fourth Quarter and Fiscal Year 2020 Financial Results," 2021. https://www.pressviewer.com/ViewEmail.asp?b=1640&id=199356&p=2189285&I=1257959-T7V3i2k5N3.
- [97] P. Bergeron and P. Mangin, "BELT au coeur de la diversification économique régionale," 2021.
- [98] Gouvernement du Québec TMQ, "Bioénergie La Tuque: transitionenergetique.gouv.qc.ca," 2020. https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/nouvelles/actualites/detail/quebec-accorde-5-millions-94-bioenergie-la-tuque.
- [99] Bioénergie AE, "Bioénergie AE Côte-Nord." https://www.remabec.com/en/energie-verte/bio-energie-ae/.
- [100] Radio Canada, "Bioénergie AE Côte-Nord sous protection de la Loi sur les arrangements avec les créanciers," 2021. https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1792203/biogaz-port-cartier-loi-creanciers-compagnie-bioenergie.
- [101] Fednav, "fednav-signe-une-entente-pour-dix-nouvelles-constructions," 2021. https://www.fednav.com/fr/media/fednav-signe-une-entente-pour-dix-nouvelles-constructions.
- [102] Gouvernement du Canada, "Budget Canada 2019." https://www.budget.gc.ca/2019/docs/plan/chap-02-fr.html.
- [103] A. Bonomi, B. C. Klein, F. Chagas, and N. R. Dias-Souza, "Comparison of Biofuel Life Cycle Analysis Tools Phase 2, Part 1: FAME and HVO/HEFA," *IEA Bioenergy Task 39*, no. December, p. 94, 2018.
- [104] J. Hansson, S. Månsson, S. Brynolf, and M. Grahn, "Alternative marine fuels: Prospects based on multi-criteria decision analysis involving Swedish stakeholders," *Biomass and Bioenergy*, vol. 126, no. October 2018, pp. 159–173, 2019, doi: 10.1016/j.biombioe.2019.05.008.
- [105] M. Al-Breiki and Y. Bicer, "Comparative life cycle assessment of sustainable energy carriers including production, storage, overseas transport and utilization," *J. Clean. Prod.*, vol. 279, p.

- 123481, 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.123481.
- [106] J. J. Corbett and D. Ph, "Life Cycle Analysis of the Use of Methanol for Marine Transportation," no. August, 2018.
- [107] ABS, "Ammonia as Marine Fuel," NH3 Fuel Conf., no. October, 2020.
- [108] Y. Zhou, N. Pavlenko, D. Rutherford, L. Osipova, and B. Comer, "The potential of liquid biofuels in reducing ship emissions," *Int. Counc. Clean Transp.*, vol. 1, no. September, p. 31, 2020, [Online]. Available: https://theicct.org/publications/marine-biofuels-sept2020.