

LE GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ COMME CARBURANT MARIN POUR L'ARCTIQUE CANADIEN

Septembre 2022



Étude préparée pour le Centre d'innovation de Transports Canada par:



Participants au projet

- › Alliance canadienne pour les véhicules au gaz naturel
- › Association inuite de Kivalliq
- › Centre d'innovation de Transports Canada
- › Centre pour le transport maritime responsable Clear Seas
- › Chart Industries
- › Commission du Nunavut chargée de l'examen des répercussions
- › Conseil circumpolaire inuit du Canada
- › Conseil international pour un transport propre
- › Cryopeak
- › Distributed Gas Solutions Canada
- › Enbridge Gas Inc.
- › Énergir
- › Fathom Marine Inc.
- › Fonds mondial pour la nature (Canada)
- › Fortis BC
- › Garde côtière canadienne, région de l'Arctique
- › Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest
- › Gouvernement du Nunavut
- › Industrie, Tourisme et Investissement (ITI) Pétrole
- › INOCEA
- › Inuit Tapiriit Kanatami
- › Inuvialuit Petroleum Corporation et Inuvialuit Regional Corporation
- › ITB Marine Group/Island Tug and Barge
- › Jenmar Concepts
- › LNG Coalition
- › Nunavut Tunngavik
- › Océans Nord
- › Office des eaux du Nunavut
- › Petro Nav – Groupe Desgagnés
- › Pollution Probe
- › Port de Halifax
- › Port de Montréal
- › Port de Vancouver
- › SEA-LNG
- › Tactical Marine Solutions Ltd.
- › Top Speed Energy
- › Université d'Ottawa, Département de géographie
- › VARD Marine
- › Wartsila Canada Inc.

Avant-propos

Un message du Centre pour le transport maritime responsable Clear Seas

Dans un contexte de reconnaissance croissante des incidences du trafic maritime commercial sur les changements climatiques, l'environnement et la santé humaine, l'industrie du transport maritime commence à adopter des opérations plus propres et écologiques. Bien que bon nombre de ces initiatives et mesures n'aient pas encore été appliquées à l'Arctique, remplacer le type de carburant utilisé par les navires pour réduire la pollution atmosphérique et le potentiel de réchauffement climatique est une tactique qui a été employée presque partout à travers le monde. En vue de fournir des données probantes pour soutenir les communautés et les exploitants de navires dans leur prise de décision, le présent rapport évalue le rôle du gaz naturel liquéfié (GNL) comme carburant marin dans l'Arctique canadien afin de réduire la pollution et le réchauffement climatique.

Cette étude, menée conjointement par l'Alliance canadienne pour les véhicules au gaz naturel, Vard Marine et le Centre pour le transport maritime responsable Clear Seas et financée par le Centre d'innovation de Transports Canada, a examiné la faisabilité, les avantages et les risques de l'utilisation du GNL pour remplacer une partie ou la totalité du diesel et du [mazout lourd](#) utilisés pour le transport maritime et d'autres besoins – comme l'électricité – dans l'Arctique canadien. Lorsque comparé aux carburants distillés et au diesel, le GNL est une option compétitive sur le plan des coûts. Il a également le potentiel de réduire les émissions de gaz à effet de serre de jusqu'à 25 % et d'autres contaminants atmosphériques, comme les oxydes de soufre, les matières particulaires et le carbone noir, de 80 % ou plus, dépendamment de sa source (pour les émissions calculées sur le cycle de vie) et de la technologie moteur utilisée (pour le volume des émissions de méthane).

Afin de réduire les risques de déversements et les volumes de carbone noir provenant des navires, le mazout lourd sera interdit dans l'Arctique, dès 2024. Puisque l'Arctique subit les effets du changement climatique à un rythme plus rapide que le reste du monde, les carburants marins de remplacement suscitent de plus en plus d'intérêt. Ils sont proposés comme une solution pour décarboniser le transport maritime. Cependant, certains de ces carburants de remplacement – dont l'hydrogène, l'ammoniac, le méthane et le méthanol – n'en sont qu'aux premiers stades d'étude et ne sont pas encore viables pour des applications commerciales de transport maritime à grande échelle. Avec la pression croissante d'atteindre la carboneutralité, l'utilisation du GNL comme carburant pour les navires dans l'Arctique ou ailleurs pourrait faire partie d'une voie menant au bio-GNL renouvelable et au méthane synthétique à émissions nulles comme carburant électrique, en vue d'atteindre cet objectif. La présente étude n'a pas évalué ni modélisé le gaz naturel renouvelable – pouvant permettre d'atteindre, voire de dépasser la carboneutralité – en raison de sa disponibilité limitée et de son coût élevé. Or, considérant le coût par tonne de gaz à effet de serre, le gaz naturel renouvelable pourrait offrir une avenue vers la carboneutralité dans certains contextes.

En plus de décrire la technologie des moteurs de navires et la disponibilité de l'approvisionnement en GNL pour différents itinéraires de navires, cette étude a également cherché à obtenir un éventail de perspectives sur le GNL comme carburant dans l'Arctique de la part de la patrie inuite, du gouvernement, de l'industrie, du transport maritime et des organisations non gouvernementales environnementales. Les participants ont reconnu l'urgence de la conversation et la nécessité de cette étude. Ceux qui habitent l'Arctique canadien et qui dépendent de ses terres, de ses eaux et de sa faune pour leur survie sont particulièrement conscients des répercussions du réchauffement climatique. À court terme, la formation des glaces est plus imprévisible; à long terme, on prévoit une saison libre de glace plus longue, ce qui ouvrira l'Arctique à un trafic maritime encore plus important et diversifié. Dans cet environnement éloigné et fragile, où un seul navire peut avoir une incidence

significative sur une communauté, l'augmentation du trafic maritime accroît les risques de [déversement d'hydrocarbures](#), de pollution [sonore sous-marine](#), d'introduction d'[espèces envahissantes](#), ainsi que de [pollution atmosphérique](#) et d'émissions de gaz à effet de serre.

Lorsque les intervenants du transport maritime international se réunissent pour discuter de questions comme la décarbonisation et l'augmentation du trafic maritime, les peuples autochtones doivent être présents à la table. Les Inuits habitent dans l'Arctique depuis des milliers d'années. L'importance des points de vue autochtones est la raison pour laquelle le Conseil circumpolaire inuit du Canada a demandé et obtenu le statut consultatif provisoire auprès de l'Organisation maritime internationale. Il s'agit de la première organisation autochtone à obtenir ce statut et l'a demandé, car elle est consciente des menaces que pose le transport maritime international sur son mode de vie. Les possibilités d'expansion économique et d'augmentation du trafic maritime qui s'offrent aux compagnies maritimes doivent être mises en équilibre avec la préservation du mode de vie des Inuits, où la santé humaine et les sources de nourriture dépendent d'un environnement sain et de la liberté de mouvement.

La quête du carburant optimal est un élément clé de cette conversation et cette étude pose une question centrale : le GNL est-il une meilleure option pour l'Arctique que les carburants de distillat à base de pétrole comme le diesel-navire (MDO – *Marine Diesel Oil*) ou le diesel à très faible teneur en soufre (DTFTS)? Tout carburant présente des risques pour la santé humaine et l'environnement, mais le carburant est nécessaire pour obtenir les biens dont les communautés ont besoin et pour relier les Inuits au reste du monde. En évaluant les avantages et les risques du GNL en tant que carburant marin dans le cadre de la transition vers une flotte décarbonisée, la présente étude tient compte des conséquences sur la santé, le climat et les coûts pour les communautés, les compagnies de transport maritime, l'industrie et les organismes de réglementation.

Comme l'illustre cette étude, le GNL est déjà utilisé au Canada et dans l'Arctique. Par une approche prudente de l'utilisation, de la surveillance réglementaire et de l'analyse économique, le GNL comme carburant marin dans l'Arctique peut s'avérer bénéfique. La réduction des émissions et de la pollution atmosphérique de même que les bénéfices pour l'environnement local peuvent côtoyer les opportunités énergétiques et économiques que le GNL crée pour la région. Bien qu'elle comporte des risques, l'utilisation du GNL est une option à considérer.

Table des matières

Participants au projet	ii	4.2 Offre et demande de gaz naturel	41
Avant-propos	iii	4.3 Infrastructure de GNL existante et prévue	42
Table des matières	v	4.4 Élaboration d'une infrastructure d'approvisionnement en GNL dans l'Arctique	44
Tableaux	vi	4.5 Études de cas	46
Figures	vii	4.6 Conclusions	49
Vue d'ensemble	1	5. Ressources humaines et formation	50
Glossaire	4	5.1 Introduction	50
Introduction	5	5.2 Compétences requises et formation connexe	50
1. État de préparation technologique au gaz naturel	7	5.3 Connaissances et formation supplémentaires	52
1.1 Introduction	7	5.4 Besoins et capacités de formation dans l'Arctique	53
1.2 Caractéristiques du gaz naturel	8	5.5 Conclusions	53
1.3 Sécurité du GNL	9	6. Réglementation	54
1.4 Liquéfaction et stockage	10	6.1 Introduction	54
1.5 Systèmes de distribution et d'approvisionnement	11	6.2 Cadre réglementaire international	54
1.6 Stockage et distribution du GNL à bord des navires	14	6.3 Cadre réglementaire national canadien	57
1.7 Technologies des moteurs	15	6.4 Provinces et territoires canadiens	59
1.8 Systèmes de propulsion	17	6.5 Évaluation et atténuation des risques	59
1.9 Technologies de sécurité	18	6.6 Lacunes réglementaires et recommandations	59
1.10 Conclusion	19	6.7 Conclusions	61
2. Aspects économiques du GNL comme carburant marin dans l'Arctique	20	7. Scénarios de mise en œuvre	62
2.1 Introduction	20	7.1 Introduction	62
2.2 Approche de l'analyse	21	7.2 Consommation de carburant et émissions des navires dans l'Arctique canadien	63
2.3 Analyse et résultats	23	7.3 Scénarios de mise en œuvre des navires	66
2.4 Conclusion	25	7.4 Résumé de l'incidence sur les émissions	72
3. Risques et avantages pour l'environnement	27	7.5 Options en matière de chaîne d'approvisionnement	75
3.1 Introduction	27	7.6 Conclusions	76
3.2 Carburants marins et options en matière de propulsion	28	8. Avantages pour l'Arctique canadien	77
3.3 Émissions de gaz d'échappement des moteurs marins	30	8.1 Introduction	77
3.4 Conformité aux normes d'émissions	31	8.2 Incidences environnementales	77
3.5 Solutions pour la réduction des émissions	31	8.3 Incidences sur l'économie	81
3.6 Pollution accidentelle	32	8.4 Conclusions	84
3.7 Modélisation des émissions : études de cas	33	Références et sources	86
3.8 Conclusions	40		
4. Options en matière d'infrastructure	41		
4.1 Introduction	41		

Tableaux

Tableau 1 : Technologies de moteurs au gaz naturel	16
Tableau 2 : Résumé des navires de l'étude de cas	21
Tableau 3 : Émissions de CO ₂ (carburant de référence à 100 %)	33
Tableau 4 : Émissions de CO ₂ eq (carburant de référence à 100 %)	34
Tableau 5 : Émissions de NO _x (carburant de référence à 100%)	35
Tableau 6 : Émissions de SO _x (carburant de référence à 100 %)	36
Tableau 7 : Émissions de matières particulaires (carburant de référence à 100 %)	37
Tableau 8 : Émissions de carbone noir (carburant de référence à 100 %)	38
Tableau 9 : Émissions de CO ₂ eq - base du cycle de vie complet (carburant de référence à 100 %)	39
Tableau 10 : Données de l'étude de cas 1	47
Tableau 11 : Données de l'étude de cas 2	48
Tableau 12 : Émissions de gaz à effet de serre du transport maritime canadien pour 2019, en mégatonnes	64
Tableau 13 : Émissions du transport maritime dans l'Arctique en 2019 par type de navire	64
Tableau 14 : Émissions de gaz à effet de serre dans l'Arctique canadien en 2019, par type de navire, en tonnes métriques	65
Tableau 15 : Émissions de polluants atmosphériques dans l'Arctique canadien en 2019, par type de navire, en tonnes métriques	65
Tableau 16 : Transport maritime et consommation de carburant dans l'Arctique canadien	66
Tableau 17 : Incidence des scénarios de mise en œuvre sur les émissions de CO ₂ , en tonnes métriques	72
Tableau 18 : Incidence des scénarios de mise en œuvre sur les émissions de carbone noir, en tonnes métriques	73
Tableau 19 : Incidence des scénarios de mise en œuvre sur les émissions de méthane, en tonnes métriques	73
Tableau 20 : Incidence des scénarios de mise en œuvre sur les émissions de CO ₂ eq et le PRP sur 100 ans, en tonnes métriques	73
Tableau 21 : Incidence du scénario de mise en œuvre sur les émissions de NO _x	74
Tableau 22 : Incidence des scénarios de mise en œuvre sur les émissions de SO _x après l'OMI 2020 et l'interdiction du mazout lourd	74
Tableau 23 : Incidence des scénarios de mise en œuvre sur les émissions de matières particulaires après l'OMI 2020 et l'interdiction du mazout lourd	75

Figures

Figure 1 : Composés et éléments présents dans le gaz naturel	8
Figure 2 : Exemples de réservoir en forme de balle, de réservoir à confinement total à fond plat et de réservoir à membrane	11
Figure 3 : Options de ravitaillement en GNL (ABS, 2015)	13
Figure 4 : (de gauche à droite) moteur à allumage par bougies Bergen B35:40; moteur à deux carburants à vitesse moyenne MaK; moteur à cartouche de gaz à haute pression à basse vitesse MAN 9; moteur 63MW à cartouche de gaz à basse pression WinGD 10	15
Figure 5 : Système de propulsion à entraînement direct alimenté au GNL de l' <i>Isla Bella</i>	18
Figure 6 : Coûts d'investissement du système de propulsion	23
Figure 7 : Coûts énergétiques annuels - MDO/DTFTS et GNL	24
Figure 8 : Période de récupération - MDO/DTFTS vs GNL	25
Figure 9 : Émissions de CO ₂	34
Figure 10 : Émissions de CO ₂ eq	35
Figure 11 : Émissions de NO _x	36
Figure 12 : Émissions de SO _x	37
Figure 13 : Émissions de matières particulaires	38
Figure 14 : Émissions de carbone noir	39
Figure 15 : Émissions de CO ₂ eq - base du cycle de vie complet	40
Figure 16 : Carte de la ligne principale TransCanada	43
Figure 17 : Emplacement du Projet de sécurité énergétique des Inuvialuit	44
Figure 18 : Résultats de l'étude de cas 1	47
Figure 19 : Résultats de l'étude de cas 2	49
Figure 20 : Cadre réglementaire international	55
Figure 21 : Cadre réglementaire national	57
Figure 22 : Carte des régions de l'Outil d'affichage d'inventaire des émissions marines	63

Vue d'ensemble

Le gaz naturel liquéfié comme carburant marin pour l'Arctique canadien est une version condensée du rapport intitulé *Canadian Marine Liquefied Natural Gas (LNG) Supply Chain Project – Arctic* soumis à Transports Canada par l'Alliance canadienne pour les véhicules au gaz naturel, Vard Marine et Clear Seas.

Ce rapport fait suite à ceux de portée similaire réalisés pour la côte Ouest (phase 1) et les Grands Lacs et la côte Est (phase 2) publiés en 2014 et 2017, respectivement. Bien que certains aspects du travail des phases précédentes aient été transférables à la présente étude, de nouveaux travaux ont été nécessaires pour mettre à jour les changements technologiques et réglementaires apportés depuis que les phases précédentes ont été entreprises, mais également pour rendre compte des aspects uniques à la région arctique, notamment la modélisation économique, l'analyse des risques et des avantages environnementaux, le potentiel d'approvisionnement local en gaz naturel (p. ex. Projet de sécurité énergétique des Inuvialuits), les exigences en matière d'infrastructure, les scénarios de mise en œuvre et les avantages connexes pour la région de l'Arctique canadien.

Ce rapport, fondé sur les renseignements disponibles en 2021-2022, se concentre sur le gaz naturel liquéfié (GNL) comme solution de rechange au mazout lourd, au diesel-navire (MDO) ou au diesel à très faible teneur en soufre (DTFTS). Comme le GNL offre des réductions immédiates des émissions et de la pollution atmosphérique (dépendamment de la source du carburant et de la technologie moteur utilisée), son utilisation est compatible avec les carburants carboneutres ou dont les émissions de gaz à effet de serre sont négatives sur l'ensemble du cycle de vie, comme les énergies renouvelables ou le gaz naturel synthétique (bien que cette avenue n'est pas été explorée dans le cadre de la présente étude). Ces alternatives ne sont pas encore viables, mais elles continuent d'être développées en parallèle.

Le GNL n'est qu'une des nombreuses options parmi les sources d'énergie futures, qui comprennent l'énergie éolienne et solaire, les biocarburants provenant de sources renouvelables, ainsi que les carburants marins de remplacement – non fossiles – pouvant être fabriqués en utilisant de l'électricité renouvelable à partir de l'eau et des gaz présents dans l'atmosphère, tels que l'hydrogène, l'ammoniac, le méthane ou le méthanol. Ces carburants de remplacement sont proposés comme solution pour décarboniser le transport maritime, mais ils n'en sont qu'aux premiers stades de la recherche et ne sont pas encore viables pour les applications commerciales du transport maritime. Au fur et à mesure que la technologie progresse et que les réglementations nationales et internationales continuent d'évoluer pour réduire les émissions à l'origine du réchauffement climatique, la viabilité et la disponibilité de ces carburants et sources d'énergie de substitution évolueront également.

Principales conclusions

- Les technologies qui appuient tous les aspects de l'utilisation du GNL comme carburant marin sont bien éprouvées et, en général, aucun obstacle technologique n'empêche l'utilisation du GNL dans les conditions arctiques.
- Le principal défi du ravitaillement en GNL dans l'Arctique est l'absence de postes d'amarrage établis. Le manque d'infrastructures maritimes installées nécessitera l'élaboration de nouveaux

processus et procédures de ravitaillement utilisant soit un navire d'approvisionnement en GNL, soit un tuyau provenant d'un réservoir à terre.

- Les variables qui ont la plus forte incidence sur la faisabilité économique du GNL pour un navire comprennent la différence de prix entre le MDO /DTFTS/mazout lourd et le GNL, les coûts d'investissement des systèmes GNL et la disponibilité du GNL.
- Si l'on compare le GNL au mazout lourd aux prix actuels, la longue période de récupération pour passer au GNL rend cette option non viable dans la plupart des cas, en particulier pour les conversions de navires. Toutefois, avec l'interdiction imminente du mazout lourd dans l'Arctique et la réduction du choix de carburant au MDO/DTFTS ou au GNL, le GNL devient une option attrayante avec des périodes de récupération raisonnables.
- La capacité du GNL à réduire les émissions pourrait favoriser sa croissance en tant que carburant marin afin de respecter les réglementations environnementales actuelles et futures. Les avantages environnementaux peuvent inclure des réductions, à un certain niveau, des émissions de CO₂, CO₂ eq, SO_x, NO_x, de matières particulaires et de carbone noir, selon la technologie du moteur et la source de GNL.

Implications pour l'utilisation du gaz naturel liquéfié comme carburant marin dans l'Arctique canadien

- 1 Pour que le GNL soit suffisamment disponible dans l'Arctique, de nouvelles infrastructures sont nécessaires, notamment des usines de liquéfaction et des systèmes de livraison.
- 2 Les rejets accidentels de GNL ne sont pas souhaitables mais, d'un point de vue environnemental, ils sont plus bénins que les déversements de mazout lourd ou de diesel, car ils se dissipent rapidement avec un minimum de dommages immédiats ou durables pour l'environnement local.
- 3 Il pourrait être possible de développer une chaîne d'approvisionnement en GNL dans l'Arctique à des prix attrayants par rapport aux solutions de rechange au mazout. Le prix du GNL est sensible à de nombreux facteurs et prévisions, le niveau d'utilisation des actifs à forte intensité de capital étant une considération importante.
- 4 L'exploitation d'une chaîne d'approvisionnement pour les opérations alimentées au GNL dans l'Arctique canadien nécessite un personnel compétent en matière de conception, d'exploitation, d'entretien, de gestion de la sécurité et d'intervention. Bien que l'Arctique canadien présente certains défis uniques, il n'y a pas d'obstacles majeurs à l'acquisition des compétences nécessaires à une chaîne d'approvisionnement en GNL dans cette région.
- 5 Un cadre réglementaire efficace pour la conception, la construction et l'exploitation des navires et des installations terrestres est essentiel à l'établissement d'une chaîne d'approvisionnement en GNL marin dans l'Arctique. Il existe certaines lacunes et incertitudes dans le cadre réglementaire canadien actuel, en particulier pour les navires/barges qui peuvent être utilisés pour le soutage ou la distribution locale de GNL. Le processus d'approbation des petites installations de GNL à terre n'est pas clair.
- 6 L'analyse des émissions a montré une réduction significative du SO_x et des matières particulaires. Les émissions de CO₂ ont également été réduites, tout comme le carbone noir, un puissant forceur climatique à courte durée de vie dont l'effet est particulièrement important dans l'Arctique. En revanche, les émissions de méthane, un puissant gaz à effet de serre à court terme, ont augmenté. La variation du potentiel de réchauffement planétaire sur 100 ans des

émissions de CO₂ eq dans l'Arctique canadien à partir des scénarios de mise en œuvre dépend fortement de la technologie du moteur utilisée, avec un avantage limité ou nul pour l'utilisation des moteurs à fortes émissions de méthane et une réduction allant jusqu'à 29 % pour la meilleure technologie disponible.

- 7 Les types de navires modélisés ont montré tout un éventail de réductions des émissions. Dans certains cas, l'amélioration de la qualité de l'air a dû être pesée contre l'augmentation significative des émissions de méthane qui annuleront les réductions des émissions de gaz à effet de serre provenant de l'utilisation de GNL à faible teneur en carbone. Alors que le cycle de vie global des émissions de gaz à effet de serre peut être réduit avec l'utilisation du GNL, les décideurs et les membres de l'industrie doivent appliquer les règlements appropriés avec prudence. La meilleure technologie disponible modélisée dans cette étude et qui présente les plus faibles émissions de méthane est celle des moteurs mixtes à haute pression. Or, ces moteurs sont actuellement disponibles que pour les grands navires et cette technologie est plus coûteuse et moins courante. Les moteurs mixtes à basse pression, moins dispendieux et plus répandus, mais à fortes émissions de méthane, risquent de faire face à une plus grande surveillance à mesure que les émissions de méthane sur le cycle de vie seront prises en compte dans les normes relatives aux carburants propres et dans les calculs de l'indice de rendement énergétique. La réduction des gaz à effet de serre mentionnée dans ce rapport nécessite une grande prudence en matière de sélection de la source du carburant et de la technologie moteur. Elle nécessite également un engagement envers des opérations qui réduisent les émanations de méthane. Des efforts visant à améliorer la performance des moteurs sur le plan des émissions sont aussi nécessaires en vue de fournir de l'équipement de haute performance aux armateurs et, conséquemment, d'élever les normes de performance en matière d'émissions.

Glossaire

ACVGN	Alliance canadienne pour les véhicules au gaz naturel
CO ₂	Dioxyde de carbone
CO ₂ eq	Équivalent dioxyde de carbone
DNV-GL	Det Norske Veritas – Germanischer Lloyd
DTFTS	Diesel à très faible teneur en soufre
GCC	Garde côtière canadienne
GES	Gaz à effet de serre
GJ/jour	Gigajoules par jour
GM	Gasoil marin
GNL	Gaz naturel liquéfié
ICCT	Conseil international pour un transport propre
IGC (Code)	Recueil international de règles relatives à la construction et à l'équipement des navires transportant des gaz liquéfiés en vrac
IGF (Code)	Recueil international de règles de sécurité applicables aux navires qui utilisent des gaz ou d'autres combustibles à faible point d'éclair
ISO	Association internationale de normalisation
kW	Kilowatt
m	Mètre
m ³	Mètre cube
MARPOL	Convention internationale pour la prévention de la pollution par les navires
MDO	Diesel-navire
MW	Mégawatt
NORDREG	Système de trafic de l'Arctique canadien
NO _x	Oxydes d'azote
OAIEM	Outil d'affichage d'inventaire des émissions marines
OMI	Organisation maritime internationale
SGMF	Société pour le gaz comme carburant marin
SIGTTO	Société d'exploitants internationaux de transport de gaz et de terminaux gaziers
SOLAS	Convention internationale pour la sauvegarde de la vie humaine en mer
SO _x	Oxydes de soufre
STCW	Convention internationale sur les normes de formation des gens de mer, de délivrance des brevets et de veille
STQ	Société des traversiers du Québec
TERMPOL	Processus d'examen technique des terminaux maritimes et des sites de transbordements
VARD	Vard Marine Inc.

Introduction

Ce rapport, intitulé *Le gaz naturel liquéfié comme carburant marin dans l'Arctique canadien*, est le résultat d'une étude engageant plusieurs participants et portant sur la faisabilité d'une chaîne d'approvisionnement en carburant marin au gaz naturel dans la région arctique du Canada. Le projet a été coordonné par l'Alliance canadienne pour les véhicules au gaz naturel (ACVGN), VARD Marine et le Centre pour le transport maritime responsable Clear Seas (Clear Seas) et mandaté par le Centre d'innovation de Transports Canada (TC). Ce rapport s'inscrit dans la foulée de travaux similaires réalisés dans les régions maritimes canadiennes de la côte Ouest, des Grands Lacs et de la côte Est.

Bien que certains aspects du travail des phases précédentes aient été transférables à la présente étude, de nouveaux travaux ont été nécessaires pour mettre à jour les changements technologiques et réglementaires apportés depuis que les phases précédentes ont été entreprises, mais également pour rendre compte des aspects uniques à la région arctique, notamment la modélisation économique, l'analyse des risques et des avantages environnementaux, les exigences en matière d'infrastructure, les scénarios de mise en œuvre et les avantages connexes pour la région de l'Arctique canadien.

Le gaz naturel a traditionnellement été utilisé pour la production d'électricité, le chauffage des locaux et de l'eau, et comme matière première dans les procédés. Son utilisation comme carburant pour le transport maritime a été limitée par un certain nombre d'obstacles, notamment sa densité énergétique beaucoup plus faible que celle des hydrocarbures liquides, un problème qui peut être résolu par le stockage du gaz sous sa forme liquéfiée ou comprimée. Les tendances récentes en matière de réglementations internationales sur les émissions, de développement technologique et d'économie du transport maritime rendent le gaz naturel de plus en plus attrayant par rapport aux carburants traditionnels, bien que cela ne soit pas sans défis sur le plan du stockage, de la manutention et des émissions.

Ce projet avait pour objectif d'établir une compréhension globale de toutes les questions relatives à l'introduction et à l'utilisation du gaz naturel comme carburant marin dans la région arctique du Canada. L'accent a été mis sur le gaz naturel liquéfié (GNL); bien que le gaz naturel comprimé soit utilisé comme carburant marin dans certaines régions, il n'a pas été considéré dans l'Arctique canadien.

Participants au projet

Le projet a réuni de nombreux intervenants impliqués dans toutes les étapes d'une chaîne d'approvisionnement potentielle et les secteurs industriels et gouvernementaux les plus susceptibles d'être concernés. Les participants provenaient des milieux suivants :

- › Fournisseurs de carburant
- › Exploitants de navires
- › Concepteurs de navires
- › Entreprises de construction et de réparation
- › Fournisseurs de moteurs et d'équipements
- › Ports
- › Organismes de formation

- > Organismes de réglementation et sociétés de classification
- > Communautés
- > Organisations non gouvernementales
- > Gouvernements

L'implication du gouvernement fédéral a inclus la participation de Transports Canada (TC) avec la contribution d'Environnement et Changement climatique Canada et Ressources naturelles Canada. L'ordre provincial et territorial a été représenté par le gouvernement du Nunavut et celui des Territoires du Nord-Ouest.

Portée du projet

Le travail a été entrepris sous la forme d'une série de tâches – dont les membres de l'équipe de travail sont issus des participants au projet – portant sur les aspects suivants de l'utilisation du gaz naturel comme carburant marin :

1. L'état de préparation technologique à l'utilisation du gaz naturel comme carburant marin.
2. Les aspects économiques associés au carburant au gaz naturel pour différents types de navires exploités dans l'Arctique canadien.
3. Les risques et avantages environnementaux de l'adoption du gaz naturel dans divers secteurs de la flotte de transport maritime.
4. Les options en matière d'infrastructure pour le ravitaillement en gaz naturel des navires – notamment les gazoducs, la liquéfaction, les centres de distribution, le transport et le stockage locaux, ainsi que d'autres éléments importants liés au milieu maritime.
5. Les défis en matière de ressources humaines et de formation pour l'installation, l'exploitation et l'entretien des navires et des systèmes de ravitaillement en gaz naturel.
6. Les défis réglementaires liés à l'adoption du gaz naturel aux échelons fédéral, provincial, municipal et communautaire, et la formulation de politiques et de procédures pour relever ces défis.
7. Les scénarios de mise en œuvre pour l'arrivée des navires fonctionnant au gaz naturel, y compris la quantification des changements dans les émissions.
8. Les avantages potentiels, pour l'Arctique et le Canada, de l'adoption du gaz naturel comme carburant marin.



1.1 Introduction

De nombreuses technologies sont nécessaires pour toute future chaîne d’approvisionnement en gaz naturel liquéfié (GNL) dans la région arctique du Canada. Certaines de ces technologies sont arrivées à maturité, tandis que d’autres doivent faire l’objet de recherche et de développement pour améliorer le rendement, réduire les émissions ou diminuer les coûts.

Cette section aborde les sujets suivants :

- › Caractéristiques du gaz naturel
- › Sécurité du GNL
- › Systèmes de liquéfaction du gaz et de stockage en vrac
- › Systèmes de distribution et de soutage du GNL
- › Stockage et distribution du GNL à bord des navires
- › Technologies de moteurs au gaz naturel et leur intégration dans les systèmes de propulsion
- › Technologies de sécurité permettant l’utilisation du GNL comme carburant
- › Normes techniques pouvant être appliquées aux équipements utilisant du GNL

1.2 Caractéristiques du gaz naturel

Le terme « gaz naturel » décrit un large éventail de mélanges gazeux d'hydrocarbures et de composés associés. Principalement composé de méthane, le gaz naturel comprend généralement de plus petites quantités d'autres hydrocarbures plus lourds, de même que de l'azote, de l'oxygène, du dioxyde de carbone (CO₂), du sulfure d'hydrogène, de l'eau et divers composés à l'état de traces.

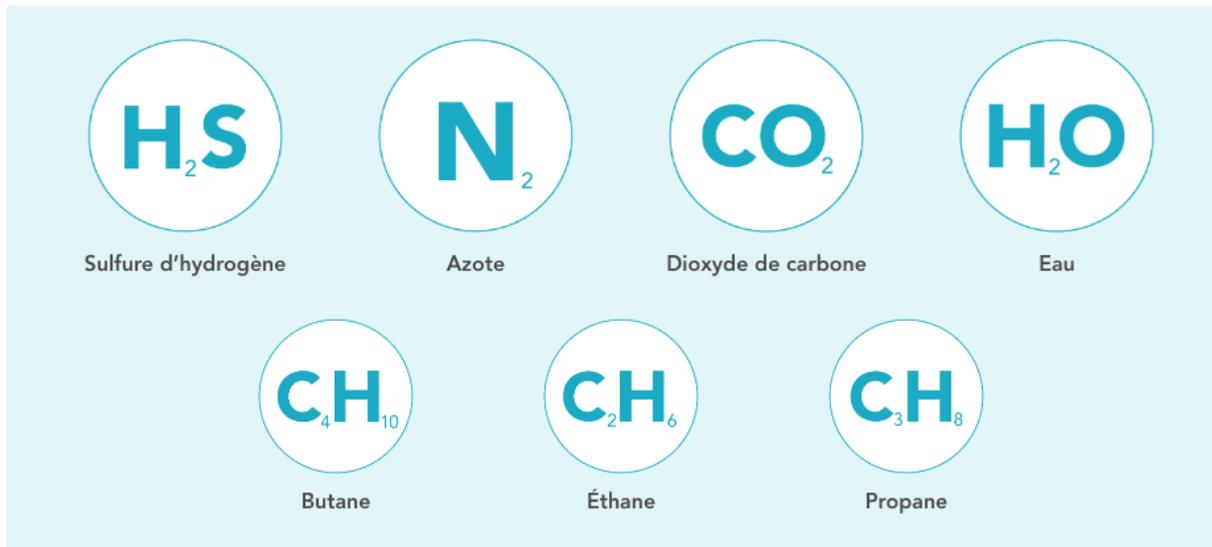


Figure 1 : Composés et éléments présents dans le gaz naturel

Les pourcentages de ces différents composants dépendent de l'endroit où le gaz naturel est produit et la plupart sont éliminés avant que le gaz ne quitte sa région d'origine. Néanmoins, les fournisseurs de moteurs intègrent des tolérances pour la qualité du gaz.

Caractéristiques du GNL

Pour contenir suffisamment d'énergie pour être utilisé comme carburant marin, le gaz naturel doit être densifié en abaissant sa température à -161° C pour créer un liquide (procédé appelé liquéfaction). Le volume est réduit d'environ 600 fois, ce qui signifie que le GNL a une densité énergétique environ six cents fois supérieure à celle du gaz naturel. Pour conserver son état liquide froid, le GNL est stocké dans des récipients isolés. Le GNL est inodore, incolore, non corrosif et non toxique.

Le gaz naturel comprimé a également été utilisé comme carburant pour le transport, mais il n'est actuellement pas considéré pour le transport dans l'Arctique.

Le GNL comme carburant marin

Depuis plusieurs décennies, le GNL est utilisé de manière très limitée comme carburant marin à travers le monde. Dans la plupart des cas, les utilisateurs sont des transporteurs de GNL en vrac utilisant du gaz de distillat (GNL dans des réservoirs de stockage qui s'est réchauffé pour devenir un gaz) pour compléter le carburant à bord. Environ 600 transporteurs de gaz fonctionnent partiellement au gaz naturel de cette manière.

Plus récemment, une augmentation considérable du nombre de navires adoptant le GNL comme carburant principal a été observée. Il est estimé que 10 à 20 % des nouveaux navires commandés sont alimentés au GNL. Cette tendance s'explique à la fois par des raisons économiques (le GNL est un

carburant moins cher) et par un renforcement mondial des normes d'émission pour le transport maritime commercial (le GNL présente des niveaux de polluants atmosphériques nettement inférieurs). Les premiers secteurs à adopter le GNL, tels que les traversiers et les navires de ravitaillement en mer, ont été rejoints par les porte-conteneurs, les pétroliers, les navires de croisière, les vraquiers, les transporteurs de véhicules, etc. La société internationale de classification des navires DNV-GL prévoit que le GNL représentera 41 % du portefeuille mondial de carburants marins d'ici 2050.

L'Amérique du Nord compte un nombre croissant de navires alimentés au GNL en exploitation et d'autres projets sont à divers stades de mise en œuvre. Au Canada :

- › La Société des traversiers du Québec (STQ) a trois traversiers alimentés au GNL en service.
- › B.C. Ferries possède trois nouveaux navires alimentés au GNL et a adapté ses deux plus gros navires au GNL.
- › Au Québec, Groupe Desgagnés dispose d'une flotte de six navires alimentés au GNL, dont des transporteurs d'asphalte et des transporteurs de marchandises.
- › En Colombie-Britannique, Seaspan Ferries a deux navires alimentés au GNL en service et deux autres en construction.
- › Les grandes compagnies de croisière (p. ex. Carnival) construisent des navires de croisière alimentés au GNL, dont certains pourraient faire escale dans des ports canadiens.

Cette croissance du nombre de flottes de GNL et de la taille des navires a créé un besoin de navires de ravitaillement en carburant qui peuvent fournir efficacement de grands volumes de GNL aux navires pendant les escales.

1.3 Sécurité du GNL

L'industrie des transporteurs de GNL a de solides antécédents en matière de sécurité. En plus de 60 ans d'exploitation, il n'y a eu aucun décès lié au GNL à bord des navires. Ce bilan de sécurité est attribué à plusieurs facteurs clés (Foss, 2006) (International) :

- › L'industrie s'est engagée à comprendre et à gérer les risques
- › Les risques et les dangers dus aux propriétés chimiques et physiques du GNL sont connus et compris dans la technologie et les activités liées au GNL
- › Les normes et les codes internationaux élaborés par les organismes de réglementation et par l'industrie du GNL afin de fournir un cadre pour la sécurité des activités d'approvisionnement, y compris les protocoles opérationnels, les connaissances, la formation et l'expérience des exploitants
- › Les avancées technologiques dans l'industrie du GNL

L'industrie continue de travailler collectivement à l'élaboration et à l'évolution de pratiques exemplaires et de normes, y compris des outils pour aider à évaluer les répercussions potentielles des rejets accidentels de GNL. De nombreux intervenants canadiens participent à ces efforts, notamment B.C. Ferries, Seaspan Ferries, l'Administration portuaire Vancouver Fraser, FortisBC, Groupe Desgagnés et d'autres.

1.4 Liquéfaction et stockage

Le processus de liquéfaction visant à réduire le volume et à multiplier par plus de 600 la densité énergétique du gaz naturel est à la fois coûteux et gourmand en énergie. C'est pourquoi des efforts sont actuellement déployés pour accroître l'efficacité des processus de liquéfaction et réduire la complexité et le coût des installations.

Il existe deux grands types d'usines de GNL :

- Les installations à grande échelle qui préparent le GNL pour l'expédier vers les marchés étrangers à l'aide de méthaniers. Ces installations utilisent généralement du gaz « brut » directement issu de l'extraction et, à ce titre, elles doivent subir un prétraitement pour éliminer les contaminants.
- Les installations de petites et moyennes tailles servent un plus large éventail d'utilisateurs, notamment en complétant les services publics pendant les périodes de demande de pointe (appelées installations d'écrêtement des pointes) et en alimentant divers modes de transport. Ces installations sont situées à proximité des consommateurs et utilisent normalement du gaz de pipeline.

Les grandes usines nécessitent que certains composants soient construits sur place, ce qui entraîne souvent des coûts plus élevés et des délais plus longs. En comparaison, les petites centrales sont moins chères à construire, car elles utilisent des composants standardisés qui peuvent être livrés sous forme d'unités complètes ou de modules à assembler sur place.

Les installations de GNL existantes au Canada ont été conçues principalement comme des usines d'écrêtement des pointes. En dehors de celles-ci, quelques grandes installations ont été construites comme terminaux d'importation de GNL provenant d'outre-mer. Toutefois, en raison de l'offre excédentaire actuelle de gaz nord-américain, certaines installations ont été réaffectées à l'exportation au moment même où de nouveaux terminaux d'exportation sont mis en place ou proposés. Entre-temps, les usines d'écrêtement des pointes existantes ont été adaptées pour fournir un plus large éventail d'utilisations finales, et d'autres installations à plus petite échelle ont été construites et planifiées.

Procédés de liquéfaction

Il existe trois principaux procédés de liquéfaction du gaz naturel : la cascade, le réfrigérant mixte et l'expansion. Les procédés en cascade sont plus adaptés aux installations à grande échelle, l'expansion aux installations à petite échelle, tandis que le réfrigérant mixte convient à toutes les échelles. Les installations à grande échelle peuvent atteindre une plus grande efficacité (consommation d'énergie plus faible), mais au prix d'une plus grande complexité et d'un coût (généralement) plus élevé par unité de production. Pour répondre à la demande d'exportation, le nombre et la taille des usines à grande échelle ont augmenté depuis les années 1970. Une usine de GNL à grande échelle occupe plusieurs kilomètres carrés de terrain et représente un investissement de plusieurs dizaines de milliards de dollars.

Dans le cas des usines de liquéfaction à plus petite échelle, la gamme de tailles et de technologies a également évolué au fil des ans. Ce marché continue de faire l'objet de recherches considérables afin de rapprocher les usines compactes de l'efficacité des grandes usines tout en conservant leur avantage en termes de coût.

Systèmes de stockage en vrac à terre

Plusieurs types de réservoirs ont été utilisés pour le stockage du GNL en fonction des considérations d'ordre environnemental, du coût, de la conception et de la sécurité, ainsi que de l'exploitation et de l'entretien.

Les réservoirs à confinement total sont les plus courants pour le stockage de grandes quantités de GNL (7 500 m³ à 160 000 m³). Les réservoirs à simple ou double confinement peuvent également être envisagés dans certaines situations. Dans tous les cas, un conteneur primaire contient le liquide et la vapeur. Contrairement aux réservoirs à confinement simple ou double, le confinement secondaire structurellement indépendant du réservoir à confinement total est étanche aux liquides et aux vapeurs, ce qui élimine la nécessité d'une enceinte (paroi) pour capter les liquides ou les vapeurs déversés.

Un autre type de réservoir à confinement total, le réservoir à membrane, a gagné en popularité depuis son inclusion, en 2015, dans la norme Z276 de l'Association canadienne de normalisation sur le GNL. Le réservoir métallique primaire est une structure légère, nécessitant un réservoir secondaire plus lourd (en béton précontraint ou en métal) pour l'entourer et le soutenir, ainsi que pour assurer le confinement secondaire en cas de défaillance du réservoir primaire.

Pour les petits volumes de GNL, les réservoirs préfabriqués en forme de balle constituent une solution rentable. Ces réservoirs modulaires ont une coque intérieure en acier cryogénique et une coque extérieure en acier cryogénique ou non cryogénique. Pour obtenir la capacité totale souhaitée, plusieurs réservoirs peuvent être regroupés en « fermes » de réservoirs. Pour les besoins en volume les plus faibles, des réservoirs intermodaux portables d'une capacité maximale de 40 m³ peuvent être livrés et utilisés à la fois comme réservoirs de stockage et d'approvisionnement.

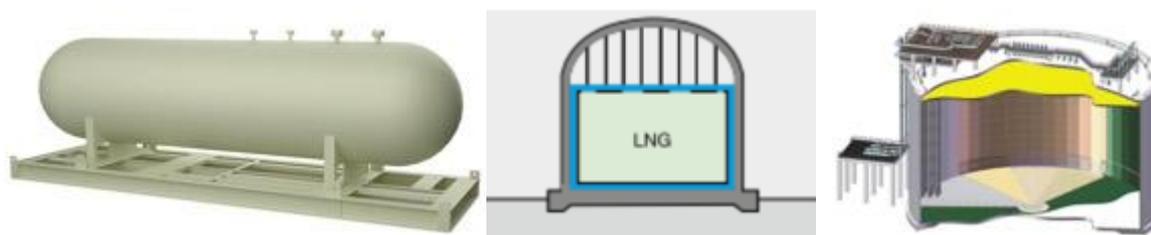


Figure 2 : Exemples de réservoir en forme de balle, de réservoir à confinement total à fond plat et de réservoir à membrane

Les plus grandes collectivités de l'Arctique pourraient justifier la construction d'un réservoir de stockage de GNL à fond plat (une option intégrée plus coûteuse) si la principale source d'énergie de la collectivité passait du diesel au GNL. Toute demande supplémentaire de ravitaillement des navires dans une collectivité côtière pourrait être satisfaite par une telle installation. Les volumes de gaz requis dans les petites communautés, tant pour les besoins énergétiques locaux que pour le ravitaillement des navires, ne nécessiteront probablement pas de réservoirs de stockage à fond plat. Les réservoirs en forme de balle livrés ou les réservoirs intermodaux (simples ou multiples) sont probablement la solution la plus rentable. Dans tous les cas, les technologies sont éprouvées et disponibles.

1.5 Systèmes de distribution et d'approvisionnement

Distribution

Le choix du meilleur système de distribution de GNL dépend du volume de GNL nécessaire et de l'endroit à desservir. Les options courantes comprennent des installations permanentes à terre, des

camions-citernes, des réservoirs intermodaux et des navires d'approvisionnement. Pour une chaîne d'approvisionnement en GNL dans l'Arctique, où il y a peu de routes et d'infrastructures ferroviaires, l'approvisionnement en carburant de la plupart des ports, des communautés et des autres sites de ravitaillement nécessitera un transport maritime.

Les installations permanentes de GNL à terre peuvent approvisionner les navires et aussi potentiellement servir de centre de distribution d'énergie pour les communautés locales. En général, ces installations comprennent au moins deux réservoirs de stockage et une tuyauterie dédiée pour transférer le GNL vers un navire à quai.

Les camions-citernes peuvent répondre à la faible demande actuelle en GNL des petits navires côtiers ou des grands navires occasionnels. Les camions peuvent être utilisés pour la distribution ainsi que pour le ravitaillement direct en installant le réservoir à bord. Si cela s'avère nécessaire pour des raisons d'efficacité, plusieurs camions peuvent se raccorder simultanément à une source d'approvisionnement grâce à un système de collecteur.

Les réservoirs intermodaux conteneurisés peuvent être transportés par navire, par rail et par route, et peuvent servir à la fois de système de distribution et de système de stockage à bord. La Garde côtière canadienne (GCC) a étudié la possibilité d'utiliser des systèmes de carburant conteneurisés sur certains de ses navires existants et nouveaux.

L'utilisation de navires d'approvisionnement pour livrer du carburant à un navire est devenue de plus en plus répandue ces dernières années. En général, les ports qui ont l'intention de devenir des centres d'approvisionnement en GNL préfèrent l'utilisation de ces navires (automoteurs et barges) pour ravitailler les clients. Les solutions de navires d'approvisionnement peuvent tout de même inclure une installation de stockage à terre si le GNL provient d'une source éloignée.

La plupart des navires de soutage sont destinés à une utilisation locale autour d'un grand port, mais il existe des modèles éprouvés qui pourraient desservir n'importe quelle partie d'une chaîne d'approvisionnement en GNL dans l'Arctique.

Alors que les processus de chargement et de déchargement des cargaisons de GNL sont bien établis, l'infrastructure et les nombreuses exigences relatives à l'approvisionnement sécuritaire des navires alimentés au GNL sont encore en évolution. Cela est dû en partie aux températures extrêmement basses associées à la manutention du GNL, ce qui soulève des problèmes et des exigences de sécurité très différents des activités normales d'approvisionnement en carburant des navires.

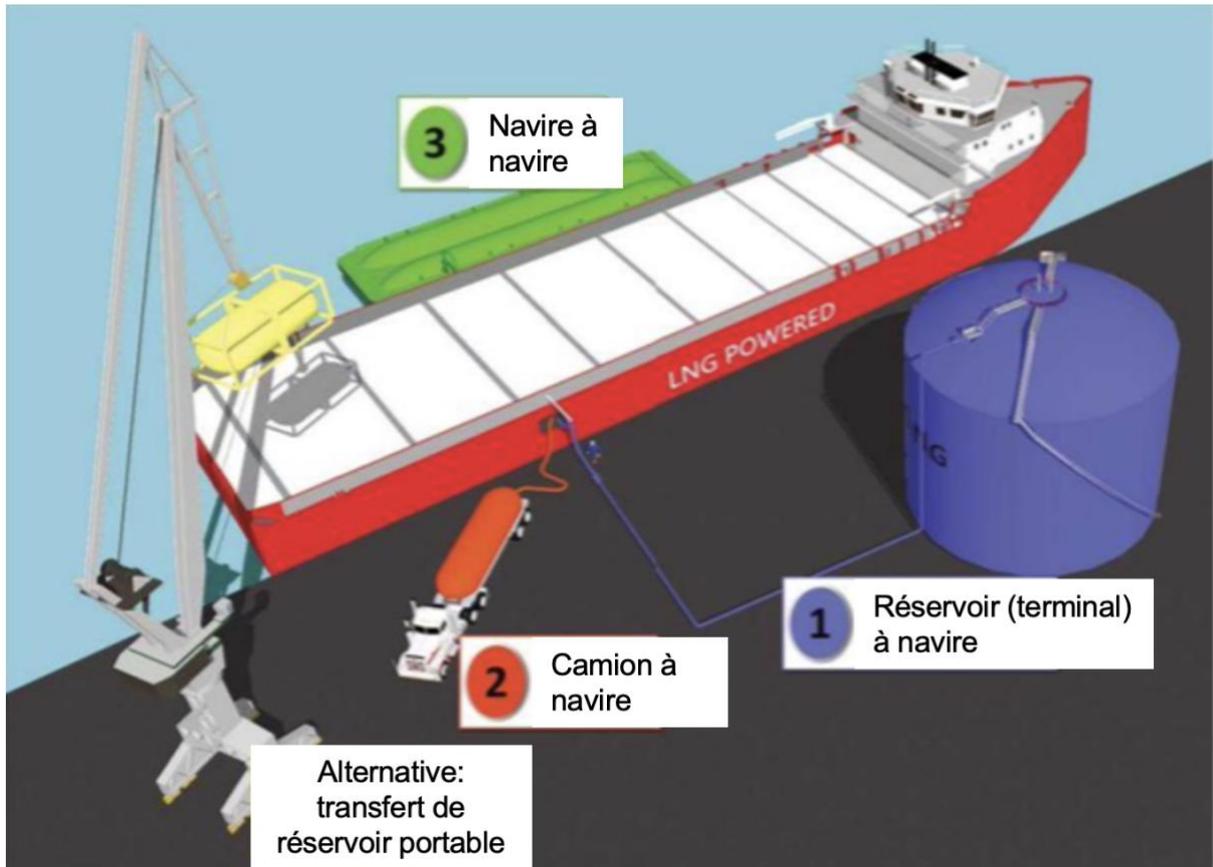


Figure 3 : Options de ravitaillement en GNL (ABS, 2015)

Voici quelques exemples de procédures et de pratiques établies pour le transfert du GNL :

- > Contrôle des opérations
- > Sécurité (listes de contrôle pour l'atténuation des risques)
- > Communications
- > Manœuvre/amarrage/raccordement
- > Procédures pour les transferts de navire à navire ou de navire à jetée
- > Gestion des vapeurs pour la sécurité et le contrôle des émissions

Une station d'approvisionnement en carburant à bord d'un navire doit répondre aux exigences de la société de classification et de l'Organisation maritime internationale (OMI). Si les exigences particulières peuvent varier d'un organisme de réglementation à l'autre, toutes les stations d'approvisionnement comportent généralement les mêmes composants principaux et dispositifs de sécurité. Citons, par exemple, l'obligation de disposer de systèmes de couplage rapide pour raccorder le tuyau d'alimentation à la tuyauterie du navire avec un système de déclenchement d'urgence.

La source de GNL à transférer dans les réservoirs du navire peut être des réservoirs de stockage à terre, un camion ou wagon-citerne, un navire ou une barge d'approvisionnement, ou un transfert à partir d'un réservoir portatif. Le choix de la méthode de ravitaillement appropriée dépend de la capacité du réservoir de GNL du navire, de son emplacement et de la fréquence d'approvisionnement. Chaque méthode fait appel à un système mécanique composé de valves, de tuyaux, de raccords, de

compteurs, de pompes et de manœuvres pour déplacer le GNL et le mettre à la disposition des moteurs du navire.

En l'absence de stockage de GNL à terre, et jusqu'à ce qu'il soit possible d'utiliser des réservoirs de GNL portables, le transfert de navire à navire est la dernière option pour le ravitaillement dans l'Arctique. Il est concevable que les chaînes d'approvisionnement en GNL des côtes du Pacifique ou de l'Atlantique du Canada (ou des États-Unis) puissent fournir des navires d'approvisionnement pour desservir les navires alimentés au GNL dans l'Arctique.

1.6 Stockage et distribution du GNL à bord des navires

Les réservoirs de carburant des navires conventionnels sont des réservoirs intégraux entourés par la structure du navire. En revanche, les réservoirs de GNL destinés à être utilisés dans les navires à gaz doivent être indépendants et contenus dans une salle des réservoirs ou sur le pont. Les salles des réservoirs doivent être équipées de dispositifs de confinement du carburant et de barrières secondaires afin de réduire le risque de libération de gaz ou de liquide par les réservoirs. Un navire alimenté au GNL doit être doté d'un système d'alimentation en carburant entièrement redondant comprenant au moins deux réservoirs.

Il existe trois types de réservoirs indépendants – A, B et C – les principales différences étant que les types A et B sont non pressurisés (nécessitant des barrières secondaires complètes ou partielles) tandis que les réservoirs de type C sont pressurisés. Les autres types de réservoirs sont les réservoirs à membrane et les réservoirs en treillis. Les réservoirs à membrane sont des réservoirs prismatiques non autoportants utilisés par les transporteurs de GNL, tandis que les réservoirs en treillis sont des réservoirs en forme de boîte avec des structures de type treillis qui augmentent la charge qu'un réservoir peut supporter.

Le GNL nécessite 70 % de volume en plus qu'un carburant à base de pétrole pour contenir la même quantité d'énergie. En conséquence, toutes les options en matière de réservoirs de GNL nécessitent plus d'espace pour offrir la même autonomie et la même endurance. Cela peut représenter un défi pour la conversion au GNL d'un navire conçu pour un carburant à base de pétrole.

Tous les types de réservoirs sont hautement isolés; cependant, une ébullition (vaporisation) progressive du gaz est inévitable lorsque le carburant se réchauffe au fil du temps. La plupart des navires alimentés au GNL utilisent le réservoir pressurisé de type C, où le gaz d'ébullition peut être maintenu sous pression ou libéré pour être utilisé comme carburant pour les moteurs ou les systèmes auxiliaires.

Les équipements auxiliaires conditionnent le gaz avant qu'il ne soit fourni à un moteur. D'autres éléments clés complètent le système de distribution de carburant à bord et dépendent de s'il s'agit d'un système de carburant à haute ou à basse pression et de s'il utilise des pompes ou une unité de montée en pression pour alimenter les moteurs en carburant.

Les systèmes de ventilation sont importants pour la prévention des explosions en cas de fuite de gaz. L'emplacement des entrées et des sorties, les vitesses d'écoulement et les spécifications des équipements sont autant d'éléments importants à prendre en considération au moment de la conception de systèmes de ventilation pour les zones dangereuses.

Le réservoir de stockage est l'un des composants les plus coûteux d'un système à bord. Une amélioration récente des réservoirs de type C a été l'introduction de matériaux isolants plus légers et plus fins qui réduisent l'espace nécessaire entre les doubles parois du réservoir. Des améliorations ont

également été apportées à la conception mécanique, avec une meilleure intégration du système complet d'alimentation en gaz et du système de contrôle.

1.7 Technologies des moteurs

Les moteurs à combustion interne (alternatif) sont le type de moteur privilégié pour les navires, qu'il s'agisse de nouvelles constructions ou de conversions majeures. Ces moteurs sont classés en trois grandes catégories : haute vitesse, vitesse moyenne et basse vitesse. Les moteurs à basse vitesse sont physiquement les plus grands et fournissent les puissances les plus élevées. Les navires de haute mer utilisent généralement des moteurs à basse vitesse très efficaces qui sont bien adaptés aux applications à vitesse constante et continue. Les moteurs à haute vitesse sont les plus compacts et peuvent réagir rapidement aux changements de la demande de puissance. Des exemples de ces moteurs sont illustrés à la figure 4; ces moteurs sont également décrits plus en détail au tableau 1.

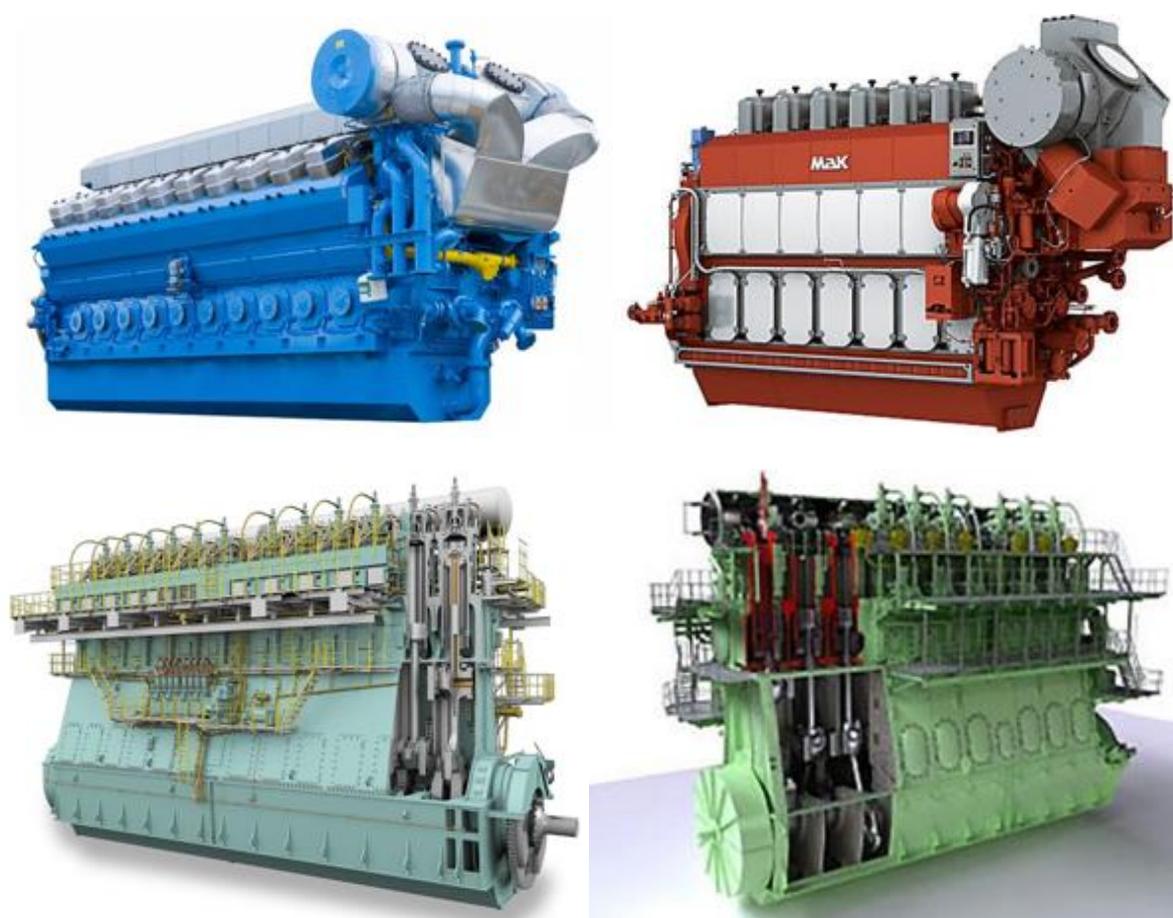


Figure 4 : (de gauche à droite) moteur à allumage par bougies Bergen B35:40; moteur à deux carburants à vitesse moyenne MaK; moteur à cartouche de gaz à haute pression à basse vitesse MAN 9; moteur 63MW à cartouche de gaz à basse pression WinGD 10

Il existe un vaste choix de moteurs d'une puissance supérieure pour les navires plus gros, utilisant à la fois du gaz pur et différentes options en matière de carburants mixtes (gaz naturel et diesel). Une source d'allumage est nécessaire dans tous les cas.

- › L'allumage par étincelle utilise une préchambre similaire aux bougies d'allumage d'un moteur automobile à essence

- › Le carburant mixte allume d’abord une petite quantité de carburant diesel pilote qui enflamme ensuite le carburant principal

Les moteurs à allumage par étincelle à mélange pauvre sont des moteurs à moyenne vitesse à gaz pur qui fonctionnent selon le cycle d’Otto. Un mélange à basse pression de gaz naturel et d’air est introduit dans la chambre de combustion. La puissance typique de ce type de moteur est de 1 à 9 mégawatts.

Les navires équipés de moteurs à carburant mixte peuvent fonctionner uniquement au mazout si nécessaire, ce qui permet à l’exploitant de choisir le carburant à utiliser en fonction du prix et de la disponibilité. Il existe trois configurations de carburation mixte. La première configuration (cycle d’Otto, vitesse moyenne) introduit un mélange de gaz et d’air dans le cylindre du moteur. Ce type de moteur peut générer une puissance de 3 à 18 mégawatts. Les deux autres moteurs (à basse vitesse) utilisent l’injection directe pour introduire le gaz directement dans le cylindre. Dans un cas, le cycle diesel est utilisé avec du gaz à haute pression. Dans l’autre, le cycle Otto est utilisé avec du gaz injecté à basse pression. Ces moteurs à injection directe peuvent générer une puissance de l’ordre de 5 à 60 mégawatts. La conversion d’un moteur diesel existant ne nécessite qu’une modification limitée du moteur lui-même, de sorte que le moteur à cycle diesel à injection directe offre un potentiel plus élevé pour la modernisation des unités existantes. Les types de moteurs les plus couramment utilisés sont les suivants :

- › Moteurs à cycle d’Otto à basse pression – ou les moteurs ayant les plus fortes émissions de méthane
- › Moteurs à cycle diesel à haute pression – ou les moteurs ayant les plus faibles émissions de méthane

Les différentes technologies de moteur sont présentées dans le tableau 1.

Tableau 1 : Technologies de moteurs au gaz naturel

Facteur	Gaz pur à mélange pauvre et allumage par étincelle (p. ex. Bergen B35 :40)	Carburant mixte avec pilote diesel (p. ex. Mak à deux carburants à vitesse moyenne)	Injection directe de gaz à haute pression avec pilote diesel (p. ex. MAN 9 cylindres)	Gaz à basse pression avec pilote diesel (WinGD 10 cylindres 63 MW)
Cycle thermodynamique	Otto (cycle à 4 temps)	Otto (cycle à 4 temps)	Diesel (cycle à 2 temps)	Otto (cycle à 2 temps)
Introduction du carburant	Gaz à basse pression pré-mélangé à l’admission ou en injection portuaire	Pré-mélange gaz/air à basse pression dans l’admission	Gaz à haute pression directement dans la culasse	Gaz à basse pression ajouté pour évacuer l’air dans le coffre du cylindre
Source d’allumage	Préchambre de la bougie d’allumage	Pilote pour carburant liquide	Pilote pour carburant liquide	Pilote pour carburant liquide
Gamme de vitesse	Moyenne	Moyenne	Basse	Basse
Exemple de puissance de sortie	1 – 9 MW	3 – 18 MW	5 – 60 MW	10 – 60 MW
Exemple de poids	17 – 99 t	40 – 300 t	400 – 2 000 t	500 – 2 000 t
Émanations de méthane	Élevées	Élevées	Faibles	Moyennes

La technologie des moteurs alimentés au GNL est considérée comme éprouvée, mais le perfectionnement de la conception se poursuit. Par exemple, des efforts sont en cours pour réduire la quantité de carburant pilote nécessaire dans les moteurs à carburant mixte. De même, on s'efforce en permanence de réduire le dégagement de méthane des moteurs, qui se traduit par une fuite, dans l'atmosphère, de méthane non brûlé (un puissant gaz de réchauffement climatique).

Les fabricants de moteurs à basse vitesse proposent des moteurs conventionnels à carburant liquide dans des versions prêtes pour le GNL auxquelles des composants de carburant mixte peuvent être ajoutés ultérieurement. Les armateurs qui construisent des navires avec des moteurs prêts pour le GNL peuvent choisir de prévoir un espace pour le stockage et la manutention du gaz GNL afin de permettre l'ajout ultérieur d'une capacité de carburant mixte.

1.8 Systèmes de propulsion

Un moteur de navire transmet sa puissance dans l'eau par l'intermédiaire d'un train de propulsion dont l'élément final est le propulseur – généralement une hélice. Le rendement du système de propulsion doit répondre à toute une série d'exigences relatives au voyage, y compris l'accélération, la vitesse de croisière et la vitesse maximale, la décélération, les manœuvres, les fluctuations de charge et d'autres types de variabilité.

Les systèmes de propulsion des navires fonctionnant au GNL sont plus complexes et intègrent des systèmes de soutien que l'on ne trouve généralement pas sur les navires fonctionnant au liquide. De plus, les moteurs alimentés au GNL ont des caractéristiques de fonctionnement différentes dont il faut tenir compte lors de la conception des systèmes de propulsion et du choix des machines. Cependant, le nombre croissant et la variété des navires utilisant le GNL démontrent qu'il n'y a pas de barrières technologiques insurmontables lorsqu'un système de propulsion utilisant le gaz naturel est envisagé.

Parmi les deux principales options en matière de propulsion des moteurs GNL, la première est l'entraînement direct. Les moteurs entraînent l'arbre d'hélice directement ou par l'intermédiaire d'un réducteur, en fonction du régime du moteur. Les navires de haute mer utilisent généralement des moteurs à basse vitesse très efficaces, bien adaptés aux applications à vitesse continue et régulière, directement couplés à des hélices à pas fixe. Les moteurs à moyenne et haute vitesse sont plus courants dans les traversiers et les petits navires qui connaissent des changements de demande plus fréquents. Ces installations utilisent souvent des hélices à pas variable qui permettent aux moteurs de fonctionner dans une plage de vitesse relativement étroite.

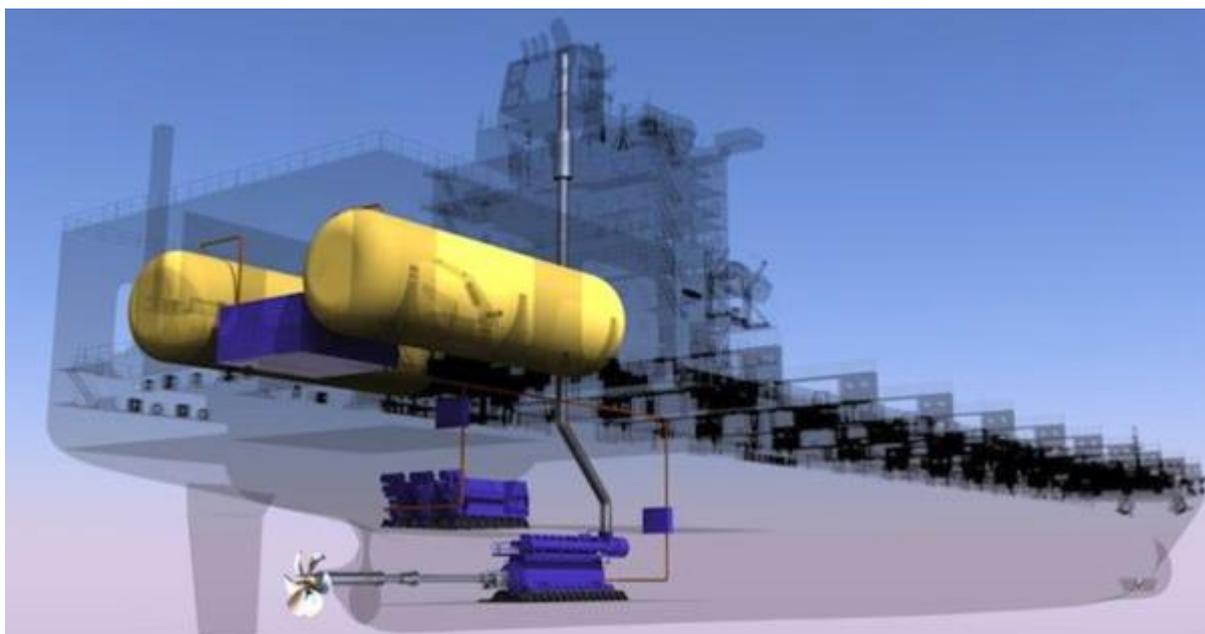


Figure 5 : Système de propulsion à entraînement direct alimenté au GNL de l'*Isla Bella*

La deuxième option est un système d'entraînement électrique qui consiste en des génératrices alimentées par le moteur et qui est relié à des moteurs électriques qui entraînent les hélices, les propulseurs ou une combinaison des deux. Ces systèmes offrent une plus grande souplesse dans l'optimisation de la charge du moteur et dans la conception car les moteurs n'ont pas besoin d'être reliés mécaniquement à l'équipement de propulsion. Les systèmes sophistiqués de gestion de l'énergie qui sont nécessaires pour la propulsion électrique sont facilement disponibles pour les navires au GNL. Les systèmes de propulsion électrique sont bien adaptés aux navires ayant des besoins énergétiques élevés en dehors de la propulsion, en particulier les navires de croisière et certains navires de guerre.

Les systèmes d'alimentation hybrides sont une technologie relativement nouvelle dans l'industrie maritime. Utilisant une combinaison de puissance moteur et de batteries, un système hybride offre une amélioration significative de l'efficacité en faisant fonctionner les moteurs à une charge optimale et en absorbant les fluctuations de charge grâce aux batteries.

1.9 Technologies de sécurité

Aucune des technologies utilisées dans les navires alimentés au GNL n'est fondamentalement nouvelle et toutes ont fait leurs preuves dans d'autres applications. Cependant, leur application aux navires alimentés au GNL est assez récente et des travaux sur les technologies de sécurité sont en cours pour traiter tous les risques associés à l'installation et au fonctionnement du système dans des conditions normales et d'urgence. On s'intéresse particulièrement aux matériaux résistant aux températures cryogéniques, à la prévention des incendies et des explosions, à la dispersion des gaz et à la protection du personnel. Jusqu'à présent, les navires alimentés au GNL ont accordé une grande importance à la sécurité, tant au niveau de la conception que de l'exploitation et leur bilan de sécurité est excellent.

L'utilisation accrue du GNL dans l'industrie maritime s'est accompagnée de l'élaboration d'un large éventail de codes, de réglementations, de normes et de directives qui s'appliquent à la conception et à l'exploitation des systèmes tout au long de la chaîne d'approvisionnement. Ces instruments réglementaires sont maintenant appliqués aux nouveaux projets de manière similaire. Transports

Canada a adopté la plupart des codes internationaux par renvoi en vertu de la *Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada*, avec des exigences supplémentaires dans certains domaines, notamment pour les navires à gaz.

1.10 Conclusion

L'intérêt croissant pour le GNL en tant que carburant plus propre que les hydrocarbures classiques a encouragé la mise au point de produits et de technologies au cours de la dernière décennie. Les technologies qui soutiennent tous les aspects de l'utilisation du GNL comme carburant marin sont éprouvées et, en général, aucun obstacle technologique n'empêche l'utilisation du GNL dans les conditions arctiques.

Le coût de la liquéfaction est un domaine où les récents progrès technologiques sont très importants. Par exemple, l'émergence d'installations de liquéfaction à petite échelle peut lever certaines barrières à l'adoption en réduisant les investissements en capital et en offrant la liberté de s'installer à proximité des marchés.

L'aspect ravitaillement de la chaîne d'approvisionnement en GNL a fait l'objet d'une attention particulière et de nouveaux systèmes et technologies de distribution ont permis de résoudre les problèmes d'échelle et d'emplacement. Dans le cadre de la demande actuelle, les camions-citernes constituent une option de distribution pratique qui peut être combinée à un stockage local. Pour les volumes plus importants, de nombreux ports ou fournisseurs de carburant portuaires investissent dans des barges ou des navires d'approvisionnement. Ces navires de ravitaillement en GNL ont la flexibilité de fournir un service aux ports et aux clients situés ailleurs sur la côte. Les questions de sécurité liées au ravitaillement sont constamment étudiées et améliorées.

Le principal défi de l'approvisionnement en GNL dans l'Arctique est l'absence de postes d'amarrage établis. L'absence d'infrastructures maritimes nécessitera la mise au point de nouveaux processus et procédures de ravitaillement utilisant soit un navire d'approvisionnement en GNL, soit un tuyau à partir d'un réservoir à terre. Par ailleurs, tous les composants du système de carburant sont conçus pour répondre à des exigences strictes et des équipements de sécurité et de protection individuelle appropriés sont disponibles, car les facteurs humains exigent également une attention particulière pour les activités hivernales dans l'Arctique.

Le coût des composants à bord pour le GNL est un autre obstacle à l'adoption. Si le coût des systèmes au gaz naturel a diminué, la plupart des moteurs au gaz naturel sont plus dispendieux que leurs équivalents traditionnels à carburant liquide. Un autre facteur à considérer est celui de l'efficacité. Les fabricants de moteurs font des progrès pour réduire les émanations de méthane et la consommation de carburant pilote dans les moteurs à carburant mixte, mais toute émanation de méthane commence à éroder les avantages de l'utilisation d'un carburant à faibles émissions de gaz à effet de serre (GES).

En fin de compte, la technologie est arrivée à maturité et l'exploitation de navires alimentés au GNL dans l'Arctique canadien ne présente aucun défi important, tout en offrant des avantages par rapport aux navires alimentés de manière conventionnelle. Notamment, un coût de carburant plus faible et une réduction des contaminants de la pollution atmosphérique.



2.1 Introduction

Pour déterminer les avantages économiques potentiels de l'utilisation du GNL comme carburant marin pour l'industrie maritime dans l'Arctique, une approche de modélisation a analysé sept études de cas de navires exploités dans l'Arctique ou de passage dans la région.

Les résultats indiquent que la faisabilité économique dépend des variables suivantes :

- › Les différences de prix entre le mazout lourd, le diesel-navire (MDO), le diesel à très faible teneur en soufre (DTFTS) et le GNL
- › Les besoins en consommation de carburant ou demande d'énergie
- › Les coûts d'investissement et d'exploitation des systèmes d'approvisionnement et de distribution du GNL

La disponibilité du GNL est un facteur clé de son coût. Le GNL est déjà une option réalisable pour certaines grandes routes commerciales où des investissements dans l'infrastructure de GNL ont été réalisés. En dehors de ces routes, de nouveaux investissements sont nécessaires pour assurer un approvisionnement fiable des navires en GNL. Des investissements supplémentaires dans des infrastructures de GNL à plus grande échelle peuvent augmenter le prix du GNL pour l'utilisateur final à court terme, mais des économies d'échelle peuvent être réalisées à mesure que la capacité de production pour répondre à la demande augmente.

L'adoption du GNL nécessite également des investissements importants de la part des exploitants de navires, dans la mesure où les moteurs et les systèmes de stockage du GNL sont plus coûteux que pour les carburants classiques, et où l'utilisation du GNL – avec ses réservoirs de stockage plus grands – peut réduire la capacité de chargement. Les exploitants rencontrent également des coûts de

formation et d'autres coûts liés à la modification des procédures d'exploitation et d'urgence pour l'utilisation des navires au gaz naturel.

Les résultats présentés ici sont le produit des données et des hypothèses fournies par les participants au projet. Les avantages économiques réels dépendront du profil d'exploitation d'un navire en service, du rendement de son moteur et du coût du gaz naturel.

2.2 Approche de l'analyse

Étude de cas : navires

Tous les types de navires ne sont pas adaptés au carburant GNL. Le volume supplémentaire nécessaire pour le stockage et les systèmes de GNL rend difficile l'adaptation des petits navires à forte densité et des navires ayant des exigences de très longue portée et d'endurance. Les sept cas sélectionnés constituent un échantillon représentatif des navires exploités dans l'Arctique canadien qui pourraient, de façon réaliste, utiliser du GNL :

- › Brise-glace de la GCC
- › Navires qui approvisionnent les communautés de l'Arctique
- › Navires de croisière d'expédition
- › Navires transporteurs de GNL (méthaniers)
- › Navires qui approvisionnent les sites miniers et en extraient le minerai

Les gros méthaniers représentent une part importante du trafic sur la route maritime du Nord pour exporter le GNL des mégaprojets de la péninsule de Yamal. Le méthanier considéré ici est un navire beaucoup plus petit destiné à acheminer le GNL vers l'Arctique à partir de ports du sud ou à distribuer le GNL produit à petite échelle dans l'Arctique à d'autres endroits dans la région. Un résumé des cas analysés est fourni dans le tableau 2.

Tableau 2 : Résumé des navires de l'étude de cas

	Navire	Puissance (kW)	Nouvelle construction/conversion	Type de moteur GNL
A1	Brise-glace de la GCC	20 000	Nouvelle construction	Otto 4 temps à vitesse moyenne et à carburant mixte
A2	Marchandises générales	6 000	Nouvelle construction	Diesel 2 temps à basse vitesse et à carburant mixte
A3	Navire-citerne	5 500	Nouvelle construction	Diesel 2 temps à basse vitesse et à carburant mixte
A4	Navire de croisière	11 200	Nouvelle construction	Otto 4 temps à vitesse moyenne et à carburant mixte
A5	Méthanier	4 000	Nouvelle construction	Otto 4 temps à vitesse moyenne et à carburant mixte
A6	Vraquier brise-glace	22 000	Conversion	Diesel 2 temps à basse vitesse et à carburant mixte
A7	Vraquier destiné à la navigation dans les glaces	14 500	Conversion	Diesel 2 temps à basse vitesse et à carburant mixte

Les navires destinés aux activités dans l'Arctique sont renforcés pour fonctionner dans des conditions de glace et donc coûteux à construire et à exploiter. Ils sont également susceptibles de rester en service plus longtemps que les navires d'eau libre. Bien que la conversion au GNL soit généralement plus coûteuse que l'intégration d'une capacité GNL dans un navire nouvellement construit, la conversion peut encore être rentable pour les navires spécialisés et de grande valeur comme ceux-ci. À ce jour, on a procédé à la conversion, au GNL, de divers navires, allant de traversiers de B.C. Ferries à des porte-conteneurs et des pétroliers spécialisés.

Ces études de cas ont été analysées pour déterminer les coûts d'investissement nécessaires à la mise en œuvre des systèmes de GNL ainsi que les coûts du cycle de vie de chacun des navires.

Méthodologie du modèle

Cette étude a analysé l'investissement en capital côté navire et le coût opérationnel sur le cycle de vie en comparant trois choix de carburant pour chaque navire – mazout lourd, MDO et GNL, le MDO étant utilisé comme carburant pilote.

L'investissement en capital au niveau du navire a pris en compte les coûts liés à la puissance de propulsion associée aux moteurs, aux réservoirs de GNL, aux équipements du système de GNL et à l'installation pour les nouvelles constructions et les conversions. Les coûts globaux du navire n'ont pas été pris en compte.

Le coût du cycle de vie tient compte du type de navire, des renseignements sur l'itinéraire, de la puissance installée, du profil opérationnel, des coûts énergétiques et des besoins en formation de l'équipage. Il est supposé que les exigences en matière de puissance, d'itinéraire et de durée de vie du navire restent constantes, quel que soit le carburant ravitaillé.

La modélisation s'appuie sur d'autres hypothèses et marges d'incertitude, dont :

- Les coûts du carburant et la taille des réservoirs nécessaires sont fondés sur un ravitaillement qui a lieu principalement dans les grands ports. Le coût du GNL dans les ports de Montréal et de Rotterdam est utilisé.
- Pour les nouvelles constructions, les réservoirs de GNL peuvent être installés en augmentant la taille du navire ou en intégrant les réservoirs de GNL dans le navire, sans incidence sur la capacité de transport de la cargaison.
- Les moteurs auxiliaires destinés à alimenter le navire en marche et au port sont également des moteurs à carburant mixte ou sont alimentés par les moteurs principaux.
- Les coûts d'entretien des navires alimentés au GNL sont supposés être les mêmes que ceux des navires alimentés au DTFTS, au MDO ou au mazout lourd.
- La formation supplémentaire de l'équipage.

Les aspects suivants ne sont pas couverts par le modèle :

- Les coûts (perte de revenus) associés à la perte de capacité de cargaison liée à l'augmentation de l'espace nécessaire aux systèmes de stockage du GNL.
- Les taxes liées au coût du carburant

- › Les coûts liés à l'entretien du moteur
- › Les coûts liés au temps où le navire est hors service pendant une conversion
- › Les coûts d'exploitation supplémentaires dus au nombre limité d'installations de ravitaillement en GNL
- › Les variables spécifiques au projet

2.3 Analyse et résultats

Coûts d'investissement du système de propulsion

L'analyse du coût en capital du système de propulsion, illustrée à la figure 6, montre que dans les cas de navires A1 à A4, les coûts en capital sont plus élevés pour un système de propulsion au GNL que pour celui au mazout lourd, au MDO ou au DTFTS. Les autres cas n'ont pas cette comparaison directe car le carburant GNL ne s'applique qu'au cas A5 – transporteur de GNL. A6 – vraquier brise-glace et A7 – vraquier destiné à la navigation dans les glaces sont des options en matière de conversion où le même équipement est considéré comme adapté au mazout lourd et au MDO.

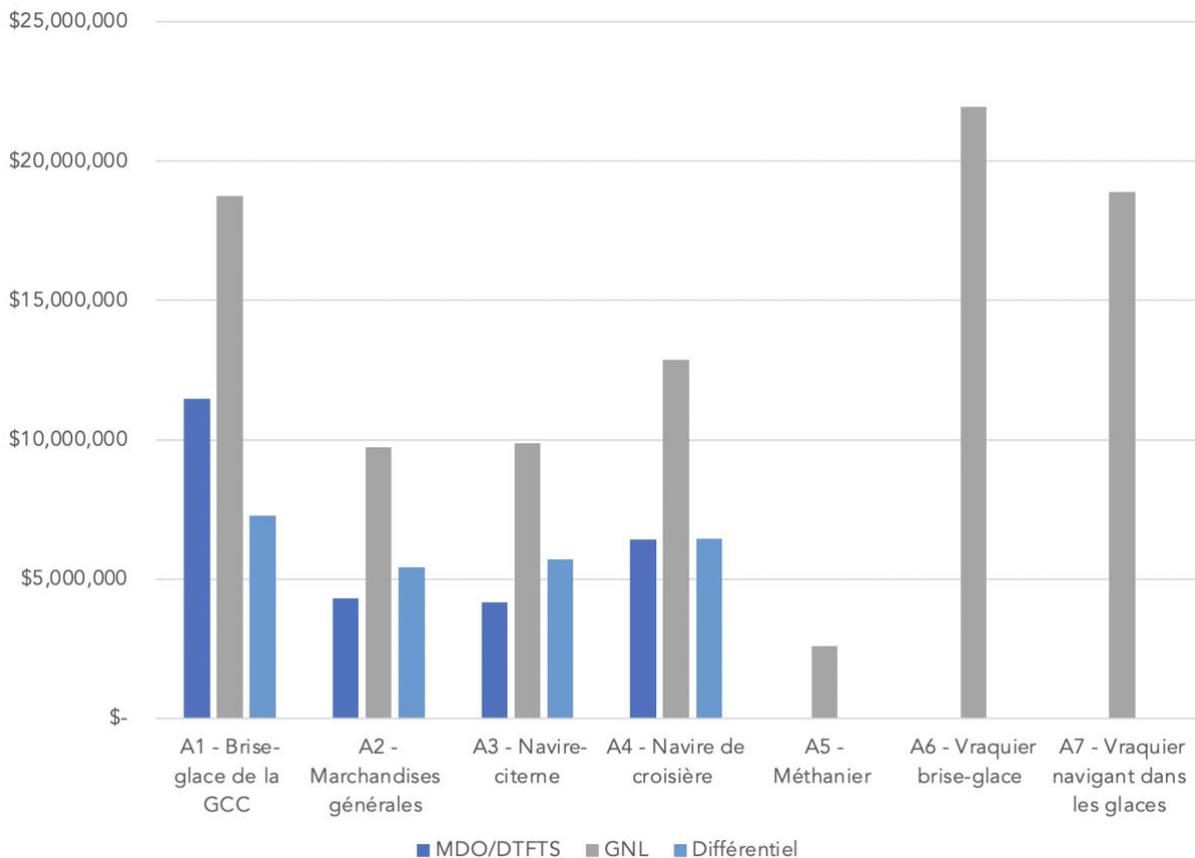


Figure 6 : Coûts d'investissement du système de propulsion

Coûts énergétiques

La figure 7 compare le MDO/DTFTS et le GNL, qui comprend un plus large éventail de cas de navires. Dans cette comparaison, tous les navires devraient éventuellement réaliser des économies s'ils passent au GNL, moins coûteux. Les économies potentielles dépendent fortement des tendances des prix du GNL, du mazout lourd et du MDO.

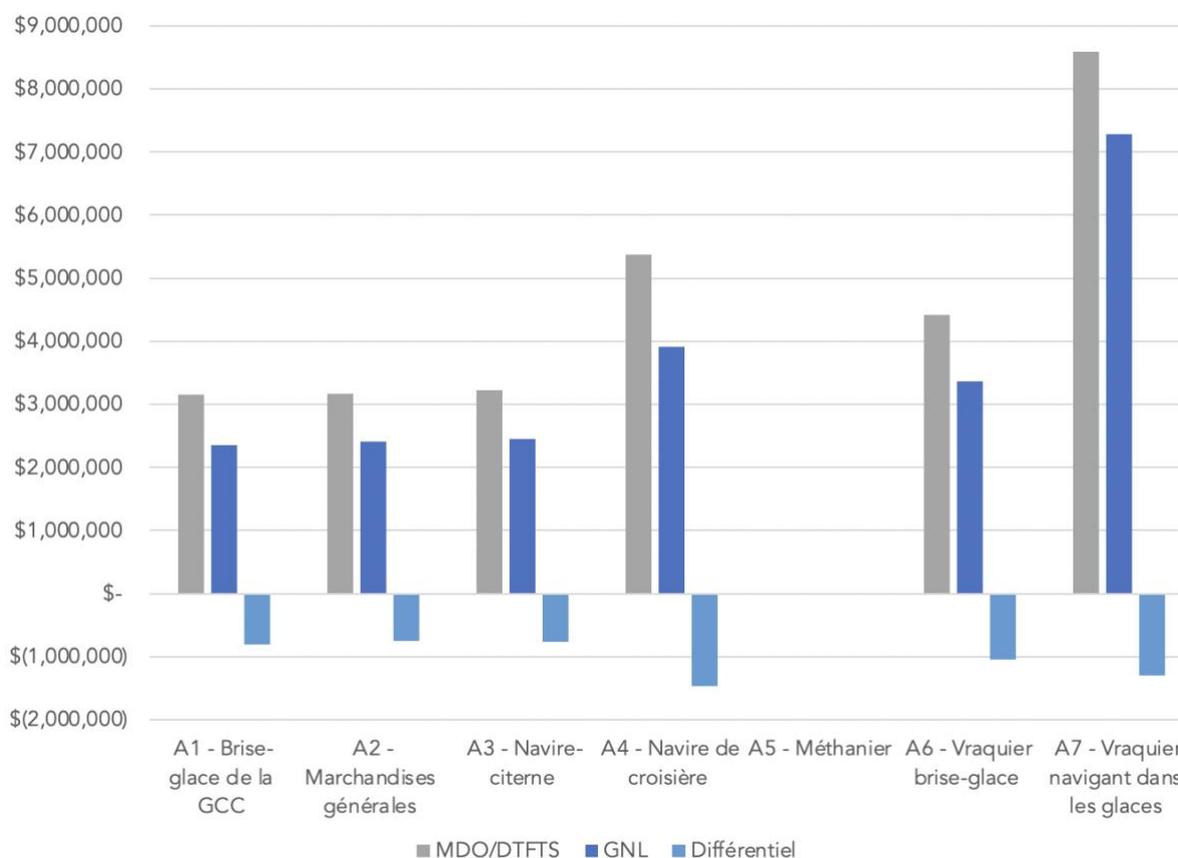


Figure 7 : Coûts énergétiques annuels – MDO/DTFTS et GNL

Période de remboursement

Lorsqu'ils effectuent un investissement en capital, les armateurs exigent généralement un délai de récupération ne dépassant pas 5 à 10 ans.

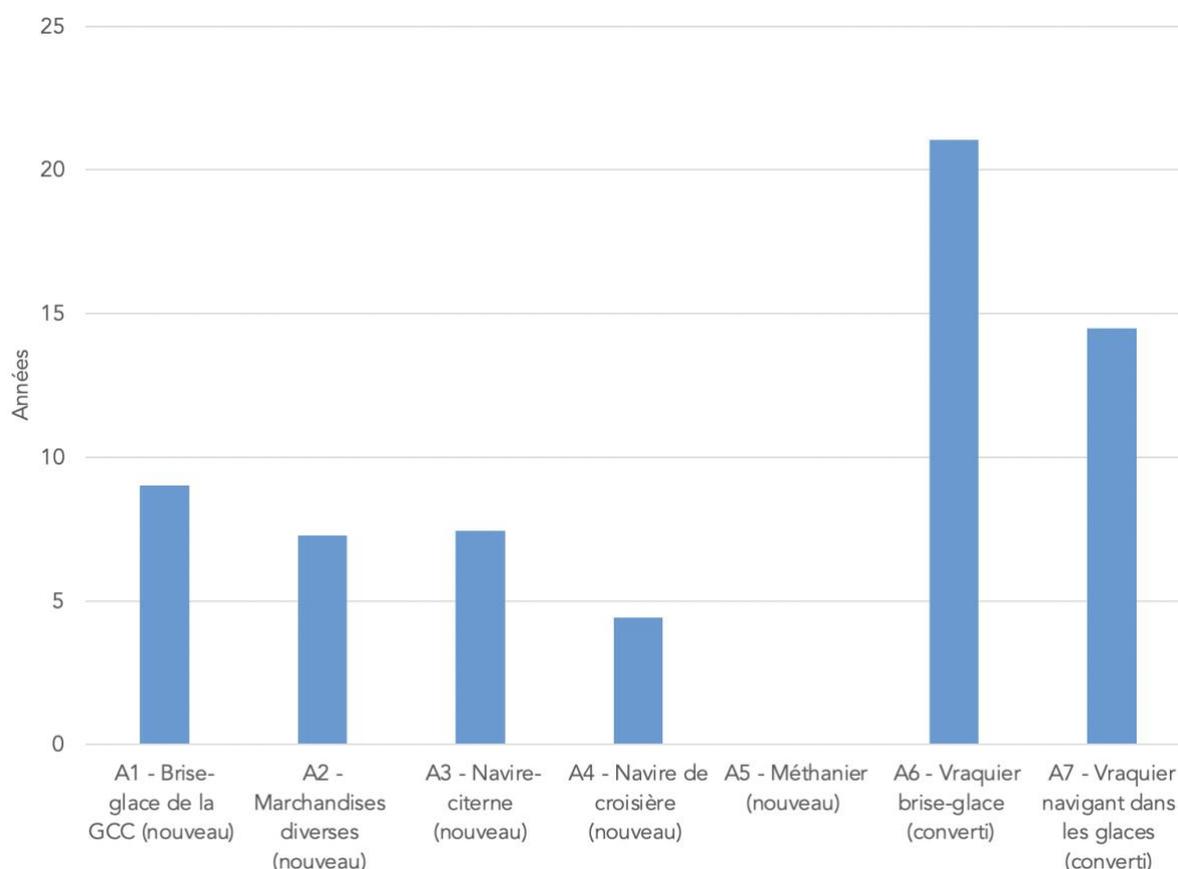
La modélisation de tous les navires a montré que la transition du mazout lourd au GNL a peu de chances de produire des économies de coûts énergétiques en raison du coût nettement inférieur du mazout lourd par rapport au GNL. C'est particulièrement le cas pour les navires convertis (A6 – vraquier brise-glace et A7 – vraquier destiné à la navigation dans les glaces) qui utilisent actuellement du mazout lourd. Le prix du GNL doit baisser de manière significative pour atteindre une période de récupération acceptable pour convertir, au GNL, un navire alimenté au mazout lourd.

Avec l'interdiction imminente du mazout lourd dans l'Arctique, une comparaison plus significative se fait entre le MDO/DTFTS et le GNL, comme le montre la figure 8. Si l'on examine d'abord les navires qui passent du MDO au GNL, la période de récupération pour les navires de marchandises diverses, les navires-citernes et les navires de croisière suppose que tous sont des nouvelles constructions qui entraînent des coûts d'investissement associés à un nouvel équipement. La période de récupération reflète alors le temps nécessaire pour récupérer les coûts d'investissement plus élevés associés au

GNL, sur la base de la différence de coûts et de consommation de carburant du GNL par rapport au MDO. La période de récupération pour le brise-glace de la GCC, qui compare le MDO et le GNL, est légèrement plus longue.

Pour les navires convertis (A6 – vraquier brise-glace et A7 – vraquier destiné à la navigation dans les glaces), les périodes de récupération sont nettement plus longues. Cela est dû au fait que l’on suppose que le moteur au mazout lourd d’origine est toujours utilisé, ce qui signifie qu’aucun coût d’investissement n’est encouru avec l’option MDO. En revanche, pour l’option GNL, ces navires doivent faire face à d’importants coûts de conversion qui ne peuvent être récupérés que par la différence de coûts et de consommation de carburant du GNL par rapport au MDO. Si ces navires étaient de nouvelles constructions, la période de récupération pour chacun d’entre eux serait d’environ 5 et 8 ans.

La sensibilité au prix du GNL est également un facteur dans l’analyse de la période de récupération. L’analyse montre que si le prix du GNL augmente de plus de 10 %, l’augmentation de la période de récupération rendrait le GNL non viable. Inversement, si le prix du GNL reste stable et que le prix du MDO/DTFTS augmente, cela peut rendre le GNL plus attrayant.



*A1 – pour le brise-glace de la GCC, la comparaison est entre le DTFTS et le GNL

*A5 – le méthanier n’a pas de période de récupération car on suppose qu’il fonctionne au GNL

Figure 8 : Période de récupération – MDO/DTFTS vs GNL

2.4 Conclusion

Un modèle économique a été élaboré et utilisé pour explorer la faisabilité économique de l’utilisation du GNL comme carburant marin pour sept cas de navires différents. Le modèle intègre les coûts

d'investissement associés aux installations de propulsion au GNL utilisant des moteurs à carburant mixte, les profils opérationnels des navires et la consommation de carburant de ces derniers pour calculer une période de récupération prévue et les coûts du cycle de vie.

Les variables ayant la plus forte incidence sur la faisabilité économique du GNL pour un navire sont les suivantes :

- La différence de prix entre le MDO/DTFTS/mazout lourd et le GNL
- Le coûts d'investissement pour les systèmes de GNL
- La disponibilité du GNL

Pour que le GNL soit suffisamment disponible dans l'Arctique, de nouvelles infrastructures sont nécessaires, notamment des usines de liquéfaction et des systèmes de livraison. Le coût de livraison du GNL dépend du coût du gaz naturel source, de l'emplacement et de la taille de l'usine de liquéfaction, de la distance jusqu'aux points de ravitaillement, de la méthode de livraison utilisée et du degré d'utilisation de tous les éléments de la chaîne d'approvisionnement.

Lorsque l'on compare le GNL au mazout lourd aux prix actuels, la longue période de récupération pour passer au GNL rend cette option non viable dans certains cas, en particulier pour les conversions de navires. Toutefois, avec l'interdiction imminente du mazout lourd dans l'Arctique et la réduction du choix de carburant au MDO/DTFTS ou au GNL, ce dernier devient une option attrayante avec des périodes de récupération raisonnables. D'autres aspects liés à l'exploitation et à l'entretien peuvent également être réduits grâce à l'utilisation de moteurs au gaz naturel, ce qui permet de diminuer les coûts globaux du cycle de vie et de renforcer les arguments en faveur de l'utilisation du GNL.



3.1 Introduction

Ce chapitre quantifie les risques et les avantages environnementaux potentiels du carburant GNL. La modélisation tient compte des émissions sur le cycle de vie de l'utilisation du GNL, depuis la production du carburant et la chaîne d'approvisionnement jusqu'à sa combustion dans les moteurs d'un navire dans les eaux arctiques du Canada. Les émissions en amont associées à la production de GNL ont été ajoutées aux émissions des navires à l'aide des données des fabricants de moteurs et de la quatrième étude de l'OMI sur les GES pour 2020 afin de déterminer l'incidence définitive de l'utilisation du GNL en mer sur les émissions d'équivalents de dioxyde de carbone (CO₂ eq). Les répercussions environnementales potentielles associées aux accidents liés au GNL sont également cernées.

Le dioxyde de carbone (CO₂) est le plus important GES résultant du transport maritime. Le GNL produit moins de dioxyde de carbone que d'autres combustibles fossiles liquides. Cependant, le GNL est composé de méthane et il existe un risque que le méthane – un puissant gaz de réchauffement climatique – atteigne l'atmosphère si le gaz naturel n'est pas complètement brûlé pendant la combustion. Les avantages climatiques du passage au GNL ne peuvent être obtenus que si les émissions de méthane sont au moins compensées par une réduction des émissions de dioxyde de carbone.

On s'intéresse de plus en plus à l'incidence du transport maritime sur la pollution atmosphérique, tant locale que mondiale. Des changements fondamentaux sont attendus à la fois dans les carburants et dans les moteurs marins pour lutter contre la pollution.

3.2 Carburants marins et options en matière de propulsion

Pétrole, distillats et GNL

Les options de carburant marin étudiées comprennent le mazout lourd, les distillats et le GNL. Chaque carburant possède son propre ensemble de propriétés qui déterminent l'incidence des émissions sur l'environnement.

Les processus de combustion des moteurs diesel marins posent également des problèmes environnementaux. Les moteurs qui assurent la propulsion sont très économes en carburant, mais le cycle diesel sur lequel fonctionnent la plupart des moteurs marins exige des températures de combustion élevées. Cela favorise la formation et l'émission d'oxydes d'azote (NO_x), qui peuvent endommager les écosystèmes et nuire à la santé humaine. En comparaison, les moteurs au gaz naturel ont des températures de combustion plus basses et émettent donc moins de NO_x. Le mazout lourd et les distillats contiennent généralement des niveaux plus élevés de soufre, qui émet des oxydes de soufre (SO_x) lorsqu'il est brûlé, un autre contaminant qui nuit aux écosystèmes et à la santé humaine. Des réglementations récentes ont réduit les niveaux autorisés de soufre dans les carburants, mais la quantité de SO_x produite par le mazout lourd et les distillats est encore plus élevée que celle du GNL.

Mazout lourd

Une grande partie du transport maritime polaire a traditionnellement fonctionné au mazout lourd. Ce type de carburant « bon marché » est un produit résiduel dérivé de ce qui reste après que les composants plus précieux du pétrole brut ont été extraits par raffinage. Le mazout lourd contient généralement un large éventail de contaminants, tels que des cendres, du soufre et de l'aluminium, pour n'en citer que quelques-uns. Le contenu des gaz d'échappement de la combustion du mazout lourd est généralement nocif pour l'environnement et la santé humaine. En 2012, l'Organisation mondiale de la santé a classé les gaz d'échappement des moteurs diesel comme cancérigènes pour l'homme (Organisation mondiale de la santé, 2012). L'Organisation maritime internationale est prête à interdire l'utilisation du mazout lourd dans les eaux polaires à partir du 1^{er} juillet 2024, de nombreux navires étant exemptés jusqu'au 1^{er} juillet 2029.

Distillats marins

Les distillats marins peuvent être divisés en deux catégories : le diesel-navire (MDO) et le gasoil marin (GM). Le MDO est généralement un mélange de distillats avec une petite quantité de mazout lourd. Si le MDO contient normalement des niveaux de concentration plus faibles de certains contaminants tels que le soufre, les niveaux autorisés sont restés assez élevés jusqu'à l'entrée en vigueur de nouvelles normes en 2020. Le GM est similaire au MDO, mais il ne contient pas de mazout lourd ni de combustibles résiduels.

GNL

Le gaz naturel des gazoducs nord-américains utilisé pour fabriquer le GNL contient relativement peu de composants chimiques, ce qui en fait un combustible plus propre que les carburants à base de pétrole. Le prétraitement du gaz naturel élimine les composants tels que le CO₂, le sulfure d'hydrogène, l'eau, les substances odorantes et le mercure.

Le gaz naturel offre un moyen de réduire les contaminants et la pollution atmosphérique afin de respecter les réglementations internationales actuelles et à venir ainsi que les lois nationales connexes. Ces changements réglementaires pourraient encourager l'utilisation du GNL comme carburant marin.

Systemes de propulsion marine

Les moteurs marins dont il est question ici sont adaptables au GNL.

Moteurs diesel

Différents types de moteurs diesel sont largement utilisés pour le marché de la propulsion marine. On peut les classer en trois catégories : basse vitesse, vitesse moyenne et haute vitesse, avec des conceptions à deux ou quatre temps. Les petits moteurs ont généralement une vitesse plus élevée que les gros. Les moteurs à haute et moyenne vitesse sont généralement à quatre temps, tandis que les moteurs basse vitesse sont généralement à deux temps.

Les moteurs diesel modernes peuvent brûler une grande variété de carburants. Les moteurs à basse vitesse fonctionnent avec tout type de carburant diesel, tout comme la plupart des moteurs à vitesse moyenne. Les moteurs à haute vitesse ont tendance à exiger un carburant diesel plus raffiné.

Les températures et les pressions élevées des cylindres des diesels modernes produisent des flux d'échappement qui contiennent des oxydes polluants, notamment du SO_x et du NO_x. Les modifications apportées aux normes relatives aux carburants et aux réglementations sur les émissions des moteurs ont généralement porté sur la réduction des émissions de SO_x, de NO_x et de matières particulaires.

Turbines à gaz

Les turbines à gaz sont utilisées dans l'industrie maritime, bien que leur utilisation soit principalement réservée aux navires militaires, où la densité de puissance élevée et la rapidité de réaction par rapport aux diesels marins compensent le coût plus élevé et la consommation de carburant plus importante. Quelques navires de croisière, brise-glace et autres navires commerciaux ont été conçus avec des turbines à gaz, mais la plupart d'entre eux ont été convertis au diesel ou retirés du service lorsque le prix du carburant a augmenté au cours de la dernière décennie. Les turbines à gaz peuvent fonctionner au gaz naturel, mais l'industrie maritime utilise normalement une certaine qualité de carburant de distillat.

Moteurs au gaz naturel

Les moteurs au gaz naturel sont abordés au chapitre 1 (État de préparation technologique). D'un point de vue environnemental, le problème des moteurs au gaz naturel est le risque d'émanations de méthane – quand ce dernier s'échappe dans l'atmosphère en raison d'une combustion incomplète. Comme le méthane est un puissant gaz à effet de serre, les émanations de méthane réduisent l'avantage du gaz naturel en matière de gaz à effet de serre.

La majorité des moteurs marins alimentés au GNL sont des moteurs à carburant mixte à vitesse moyenne fonctionnant selon le cycle d'Otto ou une version modifiée connue sous le nom de cycle d'Otto/Miller. Certains navires sont équipés de moteurs à carburant mixte à injection directe à vitesse lente ou moyenne fonctionnant selon le cycle diesel.

3.3 Émissions de gaz d'échappement des moteurs marins

Les principales émissions des moteurs marins sont les GES de CO₂ ou de CO₂ eq, le SO_x, le NO_x et les matières particulaires.

Gaz à effet de serre (CO₂, méthane)

La quantité d'émissions de CO₂ est une fonction directe de la quantité de carbone contenue dans le carburant et de la quantité de carburant utilisée. La réduction du CO₂ est donc possible grâce à l'utilisation de moteurs plus efficaces, à l'adoption de carburants contenant moins de carbone par unité d'énergie ou à des mesures visant à réduire la demande d'énergie. Les facteurs qui influent sur le rendement des moteurs sont le rendement mécanique, la vitesse de fonctionnement, le type de cycle (diesel, Otto ou Otto/Miller) et le fait que le moteur soit à deux ou à quatre temps.

Indépendamment du type et du régime du moteur, la faible teneur en carbone du GNL entraînera une réduction du CO₂ produit par le moteur. Toutefois, le méthane étant un puissant GES à court terme, la réduction du CO₂ produit par le moteur peut être effectivement perdue si le carburant passe dans le moteur sans brûler, entraînant ce qu'on appelle des émanations de méthane, qui sont plus fréquentes dans les moteurs fonctionnant selon le cycle d'Otto.

Émissions de SO_x

La quantité de SO_x produite est fonction de la teneur en soufre du carburant. Comme il n'y a presque pas de soufre dans le GNL, la quantité de SO_x est considérablement réduite par rapport aux carburants à base de pétrole. L'utilisation de moteurs à carburant mixte, qui nécessitent l'utilisation d'un mazout comme carburant pilote, produit quelques émissions de SO_x, la quantité dépendant de la technologie du moteur. Il n'y a pratiquement aucune émission de SO_x provenant d'un moteur à allumage par étincelle à cycle d'Otto.

Émissions de NO_x

Le NO_x est principalement fonction de la température de combustion. Plus la température du cylindre est élevée pendant la combustion, plus la production de NO_x est importante. Avec leurs températures de combustion plus élevées, les moteurs fonctionnant selon le cycle diesel ont des émissions de NO_x plus importantes que les moteurs fonctionnant selon le cycle d'Otto. C'est le cas qu'ils soient alimentés avec du GNL ou du mazout.

Émissions de matières particulaires

Les émissions de matières particulaires telles que les aérosols de carbone, de sulfates et de nitrates sont le résultat d'une combustion incomplète des carburants causée par les températures et les pressions élevées des cylindres.

Le composant le plus nuisible des matières particulaires est le carbone noir. Dans l'Arctique, le carbone noir est particulièrement nuisible en raison de son incidence sur la neige et la glace. L'interdiction d'utiliser du mazout lourd dans les eaux polaires d'ici le 1^{er} juillet 2024 vise en partie à réduire les émissions de carbone noir provenant du trafic maritime.

3.4 Conformité aux normes d'émissions

Depuis les années 1990, la limitation des émissions de SOx par les navires fait l'objet d'une attention mondiale, l'annexe VI de la Convention internationale pour la prévention de la pollution par les navires (MARPOL) de l'OMI étant le principal régime de contrôle des SOx. En vertu de l'annexe VI, la Convention MARPOL prévoit la désignation de zones de contrôle des émissions (ZCE) où les préoccupations environnementales justifient des limites plus strictes sur les rejets et les émissions. Cela a conduit à des réductions drastiques des niveaux autorisés de soufre dans le carburant. Actuellement, les eaux arctiques ne sont pas désignées comme une ZCE.

Un autre fait nouveau dans le cadre de la Convention MARPOL est l'indice nominal de rendement énergétique (INRE). L'objectif de l'INRE, désormais obligatoire pour les nouvelles constructions de divers types de navires, est de réduire les émissions de GES par l'adoption de mesures de conception des navires. L'utilisation du GNL permet de relever ce défi de conformité, car le GNL a une teneur en carbone plus faible que les autres solutions.

Le Code international pour les navires naviguant dans les eaux polaires complète les outils existants de l'OMI pour atténuer les incidences sur les personnes et l'environnement dans les eaux polaires éloignées, vulnérables et potentiellement hostiles.

Le Sous-comité de la prévention de la pollution et de l'intervention de l'Organisation maritime internationale a interdit l'utilisation du mazout lourd dans les eaux polaires en deux phases. La première phase, qui prend effet en juillet 2024, interdit l'utilisation du mazout lourd sous réserve de certaines exemptions. La deuxième phase, qui entrera en vigueur en juillet 2029, interdit l'utilisation du mazout lourd sans possibilité d'exemption ou de dérogation.

3.5 Solutions pour la réduction des émissions

Les solutions actuelles dont disposent les propriétaires et les exploitants de navires pour gérer les émissions comprennent le changement de carburant, l'amélioration de la technologie des moteurs ou l'augmentation de l'efficacité opérationnelle.

Substitution de carburant

En dehors des zones de contrôle des émissions désignées, les exploitants de navires commerciaux peuvent utiliser des carburants résiduels moins coûteux mais à émissions plus élevées (comme le mazout lourd). Cependant, à l'intérieur des zones de contrôle des émissions, des mesures sont nécessaires pour respecter les restrictions en matière d'émissions. Les carburants de distillat plus propres sont une option, mais dans certains cas, leurs caractéristiques ne sont pas compatibles avec un moteur qui fonctionne normalement au mazout lourd.

Une autre solution consiste à utiliser un moteur à carburant mixte GNL/mazout lourd, les moteurs étant convertis pour brûler du GNL. Le GNL peut être utilisé 100 % du temps, bien que cela ne soit pas toujours possible pour les trajets longue distance. Dans ce cas, le navire pourrait utiliser du mazout lourd et passer au GNL lorsque cela est nécessaire pour respecter les restrictions en matière d'émissions.

Options en matière de réduction du SO_x

a totalité du soufre contenu dans le carburant est rejetée dans les gaz d'échappement. Deux options pour réduire les émissions de SO_x consistent à éliminer le soufre du carburant (en passant à un carburant à plus faible teneur en soufre) ou à éliminer le soufre des gaz d'échappement avant qu'il ne soit rejeté.

Les systèmes d'épuration des gaz d'échappement (épurateurs) éliminent 90 à 95 % du soufre des gaz d'échappement des moteurs en utilisant de l'eau – soit de l'eau de mer dans un système en « circuit ouvert », soit une solution alcaline dans un système en « circuit fermé » – pour tamponner le soufre acide. Les épurateurs prennent de la place sur le navire, consomment plus de carburant et augmentent les émissions de GES. Le système en circuit ouvert est le plus courant, mais son utilisation est controversée car les contaminants de l'eau de lavage sont rejetés dans l'océan. Les systèmes en circuit fermé sont plus coûteux et plus complexes à installer et à exploiter. La majorité des contaminants sont retenus pour être éliminés à terre, mais de petites quantités d'eaux usées provenant de ce type de système sont rejetées dans l'océan.

Options en matière de réduction du NO_x

Les fabricants de moteurs diesel se concentrent à contrôler les émissions de NO_x par des modifications internes au moteur, plutôt que par un post-traitement des gaz d'échappement. Les limitations technologiques peuvent encore nécessiter l'utilisation d'un post-traitement des gaz d'échappement, qui n'est généralement pas rentable.

Amélioration de l'efficacité énergétique

Les principaux domaines d'amélioration de la conception des navires pour accroître l'efficacité sont les améliorations de la forme de la coque, de l'efficacité de la propulsion et des machines de propulsion.

La pratique opérationnelle la plus importante pour réduire la consommation d'énergie est la réduction de la vitesse des navires. De nombreux nouveaux navires sont conçus pour avoir des vitesses de service inférieures afin de répondre aux exigences de l'indice nominal de rendement énergétique.

La présence de glace peut obliger les navires dans l'Arctique à naviguer à des vitesses plus faibles, soit par mesure de sécurité, soit parce qu'ils doivent briser la glace pour avancer. Dans ce dernier cas, les niveaux de puissance et la consommation de carburant sont élevés. Pour en tenir compte, du moins en partie, des facteurs de correction sont intégrés dans les formules de l'indice nominal de rendement énergétique, de l'indice de rendement énergétique des navires existants et de l'indicateur d'intensité carbone de l'Organisation maritime internationale.

3.6 Pollution accidentelle

Les eaux arctiques sont particulièrement vulnérables à la pollution liée aux déversements accidentels d'hydrocarbures liquides, qu'il s'agisse de mazout ou de cargaisons. Le passage à l'utilisation du GNL dans l'Arctique aura une incidence positive sur le risque de déversements et les répercussions de ces derniers. Cela est dû en partie aux exigences de conception des navires GNL qui réduisent la probabilité d'une avarie entraînant un déversement de carburant. C'est aussi parce que les conséquences d'un déversement seraient beaucoup moins graves, puisque tout GNL libéré flottera à

la surface de l'eau. Étant un gaz cryogénique (à -160°C), il commence immédiatement à se vaporiser et à se disperser lorsqu'il est libéré. Aucun effort de nettoyage n'est nécessaire.

Le GNL n'est pas toxique. À moins qu'il ne soit présent à des concentrations élevées et pendant une période suffisamment longue pour remplacer l'oxygène et provoquer une suffocation, il y a peu de risques directs pour les espèces marines ou aériennes. Il est peu probable que les émissions de méthane provenant d'un déversement accidentel occasionnel contribuent de manière significative aux émissions globales de GES.

3.7 Modélisation des émissions : études de cas

Comme au chapitre 2 (Aspects économiques), les sept mêmes types de navires ont été modélisés pour évaluer et comparer leurs émissions. La plupart des analyses portent sur les émissions du navire lui-même durant ses transits l'Arctique, ce qui est important lorsqu'on envisage la conformité réglementaire d'un navire. La discussion sur les émissions totales de GES inclut les composantes en amont (émissions créées avant que le carburant ne soit brûlé dans le moteur du navire) pour présenter les émissions globales du cycle de vie de l'utilisation du GNL comme carburant marin dans l'Arctique canadien.

Les analyses présentées dans cette section incluent les émissions de CO₂ produites par les navires lorsqu'ils brûlent différents types de carburants, le total des émissions de gaz à effet de serre (CO₂, méthane et carbone noir) produites par le navire ainsi que le cycle de vie total des émissions d'équivalent CO₂ – c'est-à-dire l'ensemble des émissions à l'origine du réchauffement climatique (de la source à la combustion du carburant). L'analyse de l'ensemble des émissions à l'origine du réchauffement climatique (de la source à la combustion du carburant) fournit l'aperçu le plus complet de l'impact des différents carburants.

Émissions de CO₂ au niveau des navires

La réduction de 21 à 29 % des émissions de CO₂ dans les options GNL est principalement due à la plus faible teneur en carbone du carburant. Le tableau 3 et la figure 9 illustrent les résultats relatifs au CO₂.

Tableau 3 : Émissions de CO₂ (carburant de référence à 100 %)

Type d'émission	Option de carburant	Cas A1 Brise- glace de la GCC	Cas A2 Marchandises générales	Cas A3 Navire- citerne	Cas A4 Navire de croisière	Cas A5 Méthanier	Cas A6 Vraquier brise- glace	Cas A7 Vraquier destiné à la navigation dans les glaces
CO ₂	Mazout lourd	-	-	-	-	-	10,0%	100,0%
	MDO/DTFTS	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	-	97,2 %	97,3 %
	GNL	78,6 %	72,5 %	72,1 %	78,6 %	100,0 %	71,4 %	71,3 %

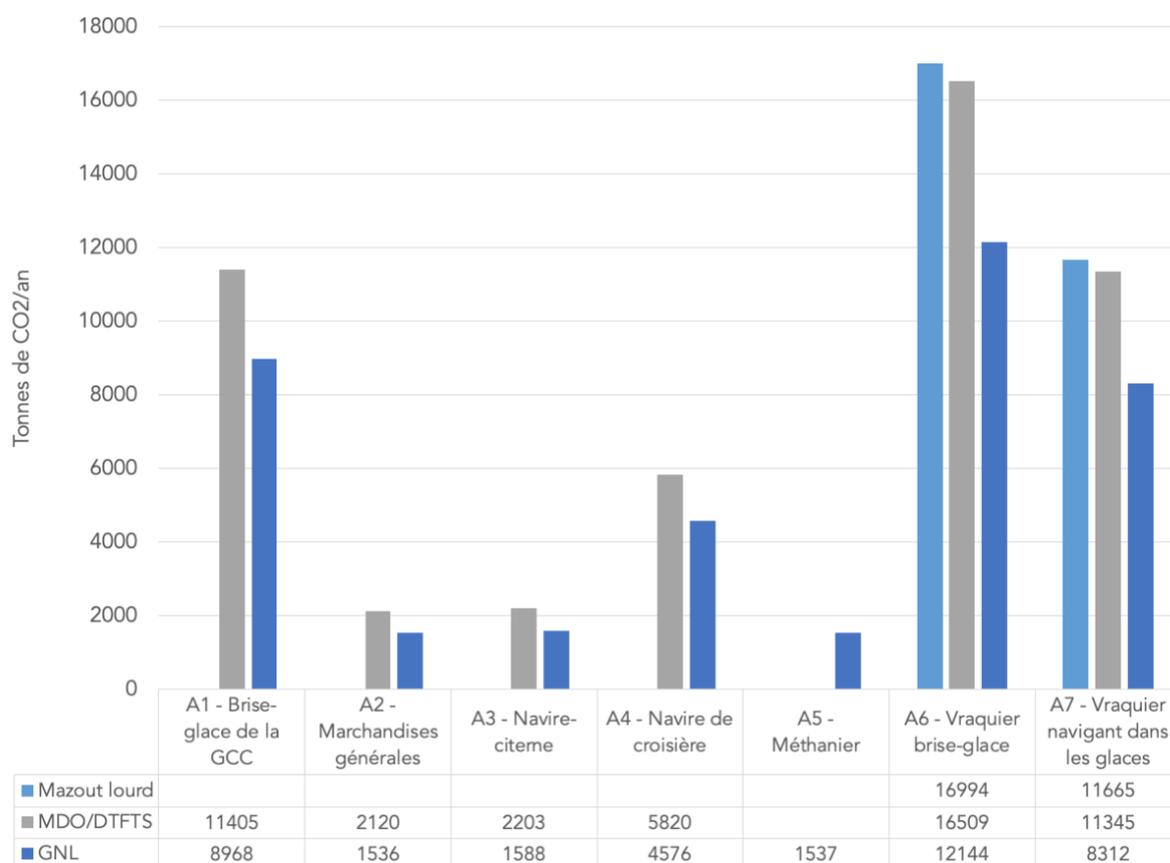


Figure 9 : Émissions de CO₂

Production de gaz à effet de serre au niveau des navires

La réduction des GES au niveau des navires est illustrée à la figure 10. Pour certains cas de GNL, les réductions sont nettement plus faibles que pour le seul CO₂ (voir la figure 9), principalement en raison des émanations de méthane pendant la combustion. Dans certains cas, elles sont légèrement supérieures en raison de la réduction des émissions de carbone noir. Les réductions des émissions de GES peuvent atteindre 31 % selon la technologie et le type de moteur.

Tableau 4 : Émissions de CO₂ eq (carburant de référence à 100 %)

Type d'émission	Option de carburant	Cas A1 Brise-glace de la GCC	Cas A2 Marchandises générales	Cas A3 Navire-citerne	Cas A4 Navire de croisière	Cas A5 Méthanier	Cas A6 Vraquier brise-glace	Cas A7 Vraquier destiné à la navigation dans les glaces
CO ₂ -e	Mazout lourd	-	-	-	-	-	100,0 %	100,0 %
	MDO/DTFTS	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	-	93,0 %	93,7 %
	GNL	102,7 %	72,2 %	71,7 %	97,6 %	100 %	68,7 %	68,9 %

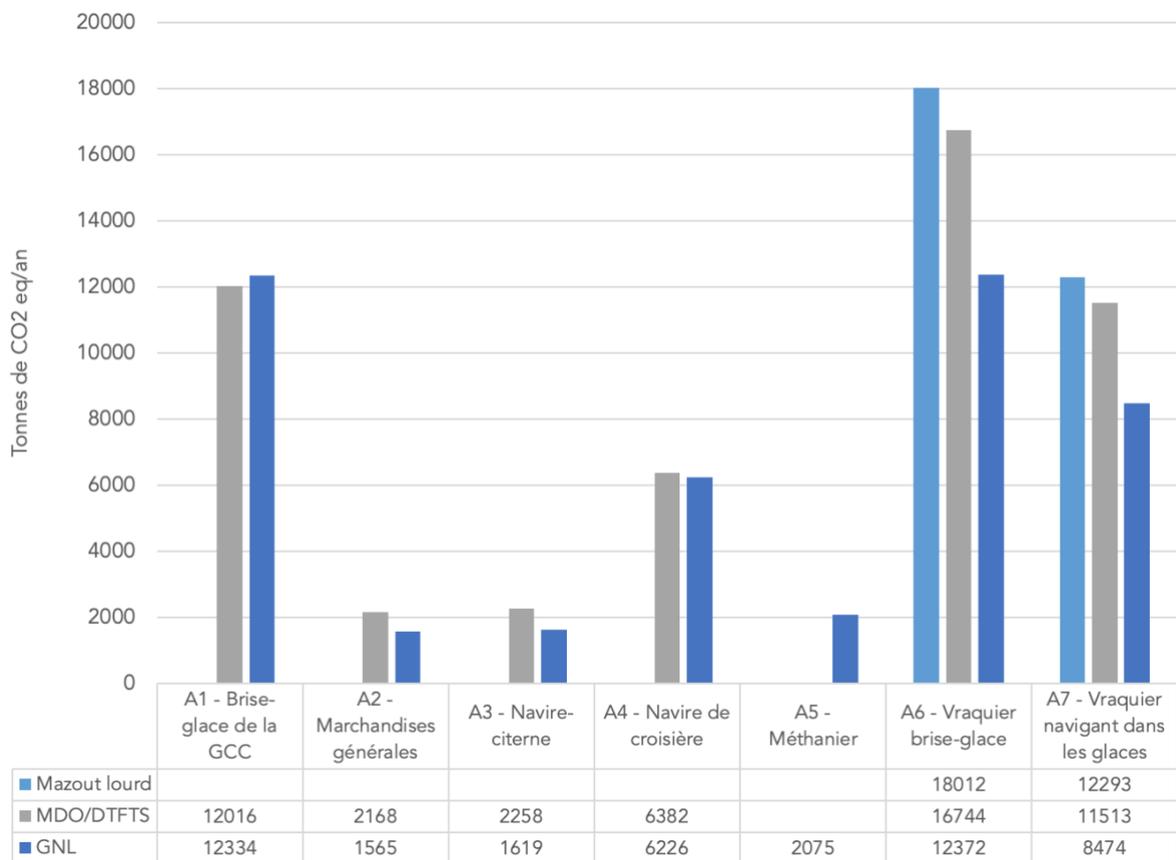


Figure 10 : Émissions de CO₂ eq

Émissions de NO_x

Les scénarios de moteurs au GNL fonctionnant sur le cycle d’Otto (A1, A4 et A5) présentent des émissions de NO_x nettement inférieures à celles de leurs homologues au mazout en raison des températures plus basses dans la chambre de combustion. Les navires équipés de moteurs au GNL fonctionnant selon le cycle diesel à combustion plus chaude nécessitent un post-traitement pour éliminer les émissions de NO_x. Avec le post-traitement, ils ont des émissions de NO_x similaires à celles de leurs homologues au mazout. Voir la figure 11.

Tableau 5 : Émissions de NO_x (carburant de référence à 100%)

Type d’émission	Option de carburant	Cas A1 Brise-glace de la GCC	Cas A2 Marchandises générales	Cas A3 Navire-citerne	Cas A4 Navire de croisière	Cas A5 Méthanier	Cas A6 Vraquier brise-glace	Cas A7 Vraquier destiné à la navigation dans les glaces
NO _x	Mazout lourd	-	-	-	-	-	100,0 %	100,0 %
	MDO/DTFTS	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	-	100,0 %	100,0 %
	GNL	12,3 %	100,0 %	100,0 %	12,3 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %

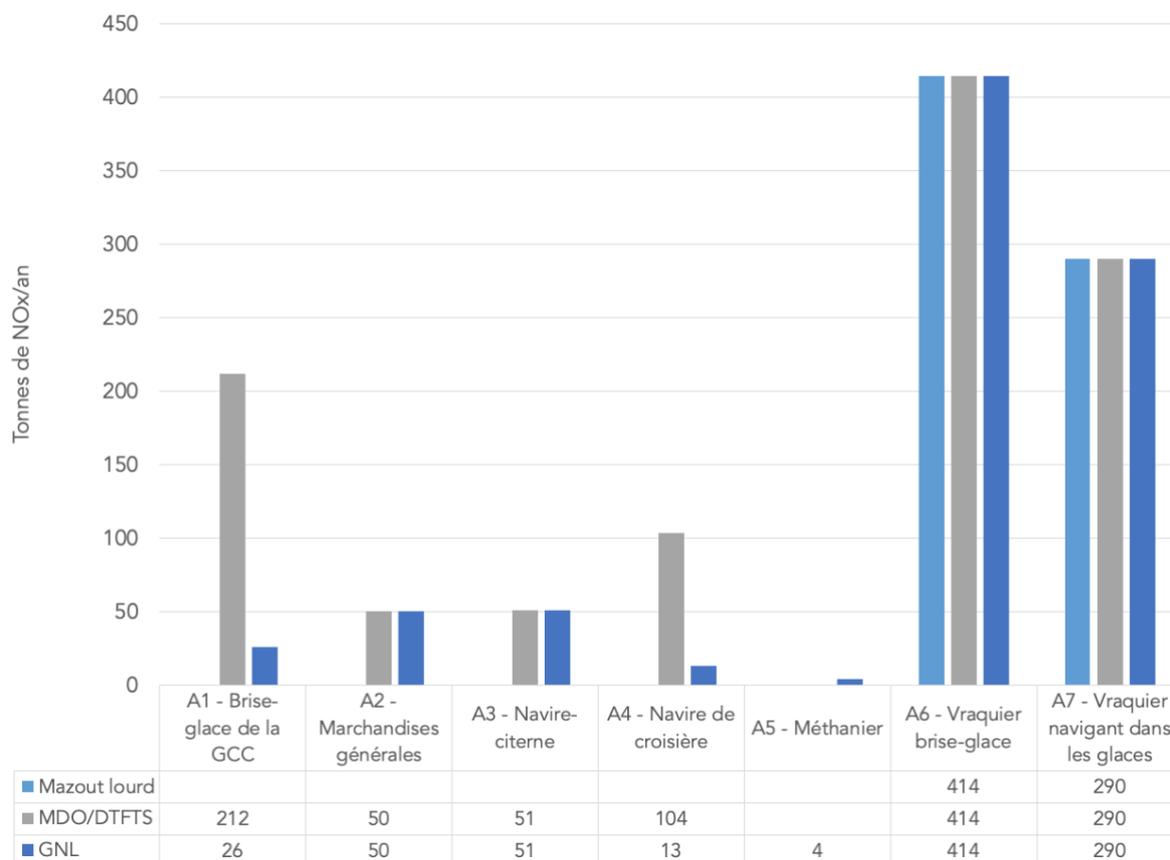


Figure 11 : Émissions de NO_x

Émissions de SO_x

La quantité de SO_x produite par un moteur est directement liée à la quantité de soufre dans le carburant. La figure 12 et le tableau 6 montrent que les navires utilisant du DTFTS produisent déjà de très faibles émissions de SO_x. Ils montrent également une réduction d'environ 99 % de la production de SO_x quand les navires fonctionnant au mazout lourd passent au GNL.

Tableau 6 : Émissions de SO_x (carburant de référence à 100 %)

Type d'émission	Option de carburant	Cas A1 Brise-glace de la GCC	Cas A2 Marchandises générales	Cas A3 Navire-citerne	Cas A4 Navire de croisière	Cas A5 Méthanier	Cas A6 Vraquier brise-glace	Cas A7 Vraquier destiné à la navigation dans les glaces
SO _x	Mazout lourd	-	-	-	-	-	100,0 %	100,0 %
	MDO/DTFTS	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	-	19,4 %	20,0 %
	GNL	19,4 %	4,2 %	4,2 %	2,9 %	100,0 %	0,8 %	0,9 %

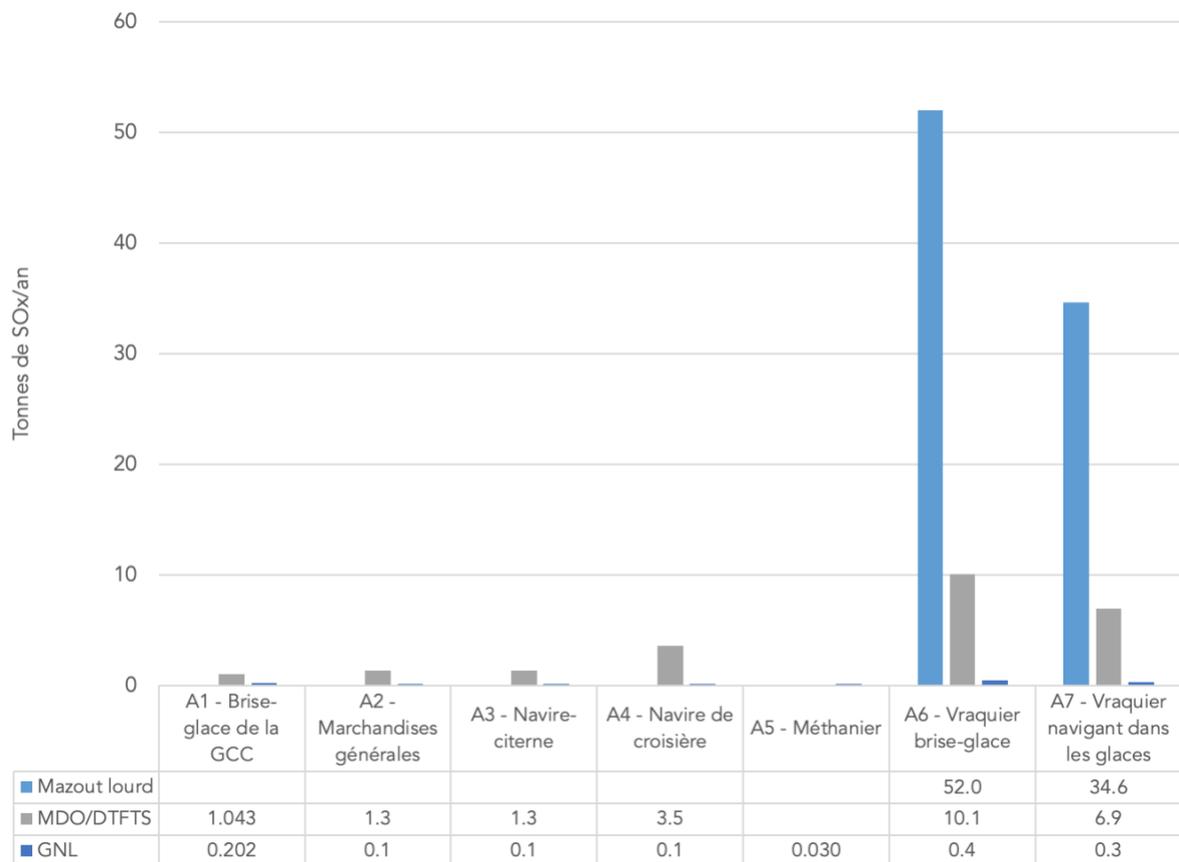


Figure 12 : Émissions de SO_x

Émissions de matières particulaires

Des réductions significatives des matières particulaires sont possibles grâce à l'utilisation du GNL. La figure 13 et le tableau 7 montrent que les émissions de matières particulaires sont réduites d'environ 88 à 99 % en comparant le mazout lourd/DTFTS au GNL. Cela est principalement dû à la plus faible teneur en soufre du GNL.

Tableau 7 : Émissions de matières particulaires (carburant de référence à 100 %)

Type d'émission	Option de carburant	Cas A1 Brise-glace de la GCC	Cas A2 Marchandises générales	Cas A3 Navire-citerne	Cas A4 Navire de croisière	Cas A5 Méthanier	Cas A6 Vraquier brise-glace	Cas A7 Vraquier destiné à la navigation dans les glaces
Matières particulaires	Mazout lourd	-	-	-	-	-	100,0 %	100,0 %
	MDO/DTFTS	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	-	25,3 %	25,4 %
	GNL	12,0 %	5,2 %	5,2 %	10,6 %	100,0 %	1,3 %	1,3 %

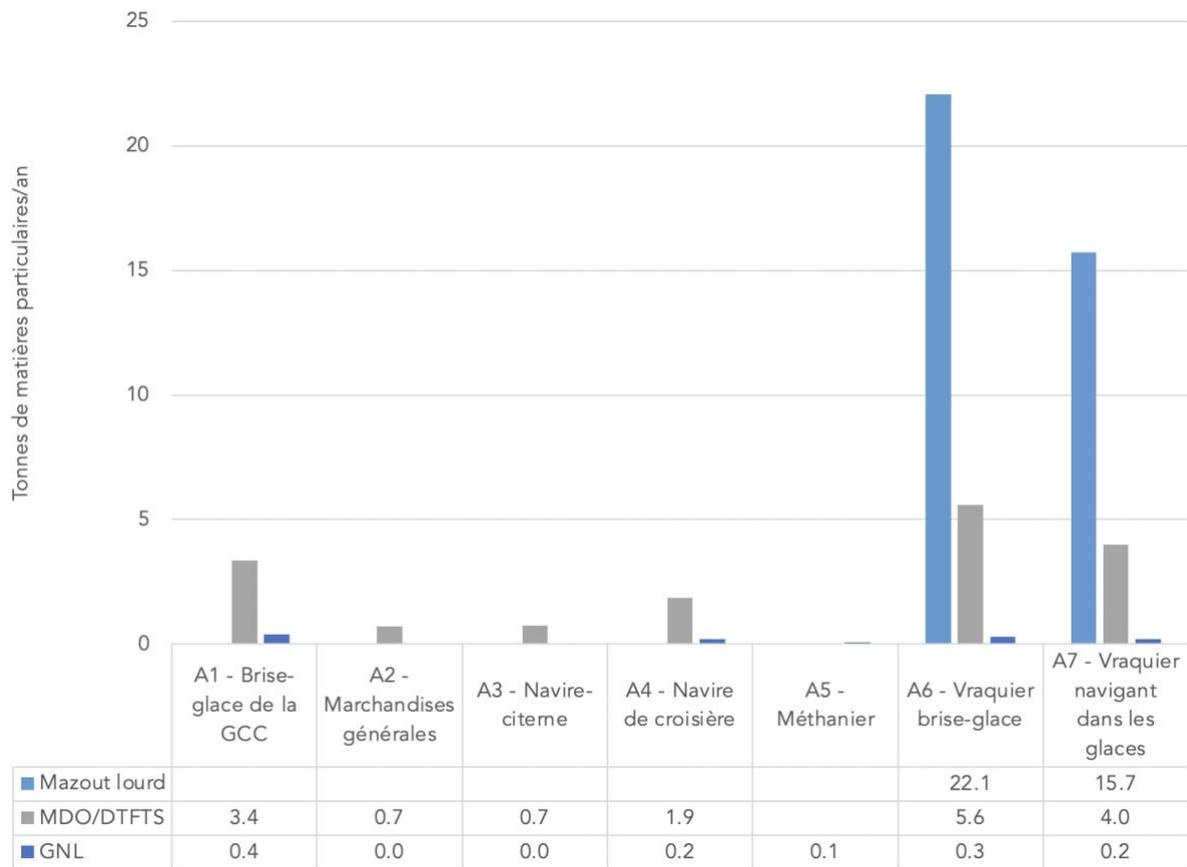


Figure 13 : Émissions de matières particulaires

Émissions de carbone noir

Les émissions de carbone noir varient en fonction du type de moteur et de carburant. La figure 14 et le tableau 8 montrent que l'adoption de moteurs fonctionnant au GNL permet de réduire le carbone noir d'environ 85 à 95 % par rapport aux moteurs fonctionnant au mazout lourd/MDO.

Tableau 8 : Émissions de carbone noir (carburant de référence est à 100 %)

Type d'émission	Option de carburant	Cas A1 Brise-glace de la GCC	Cas A2 Marchandises générales	Cas A3 Navire-citernes	Cas A4 Navire de croisière	Cas A5 Méthanier	Cas A6 Vraquier brise-glace	Cas A7 Vraquier destiné à la navigation dans les glaces
Carbone noir	Mazout lourd	-	-	-	-	-	100,0 %	100,0 %
	MDO/DTFTS	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	-	22,6 %	26,0 %
	GNL	9,0 %	14,5 %	12,9 %	4,8 %	100,0 %	5,2 %	6,0 %

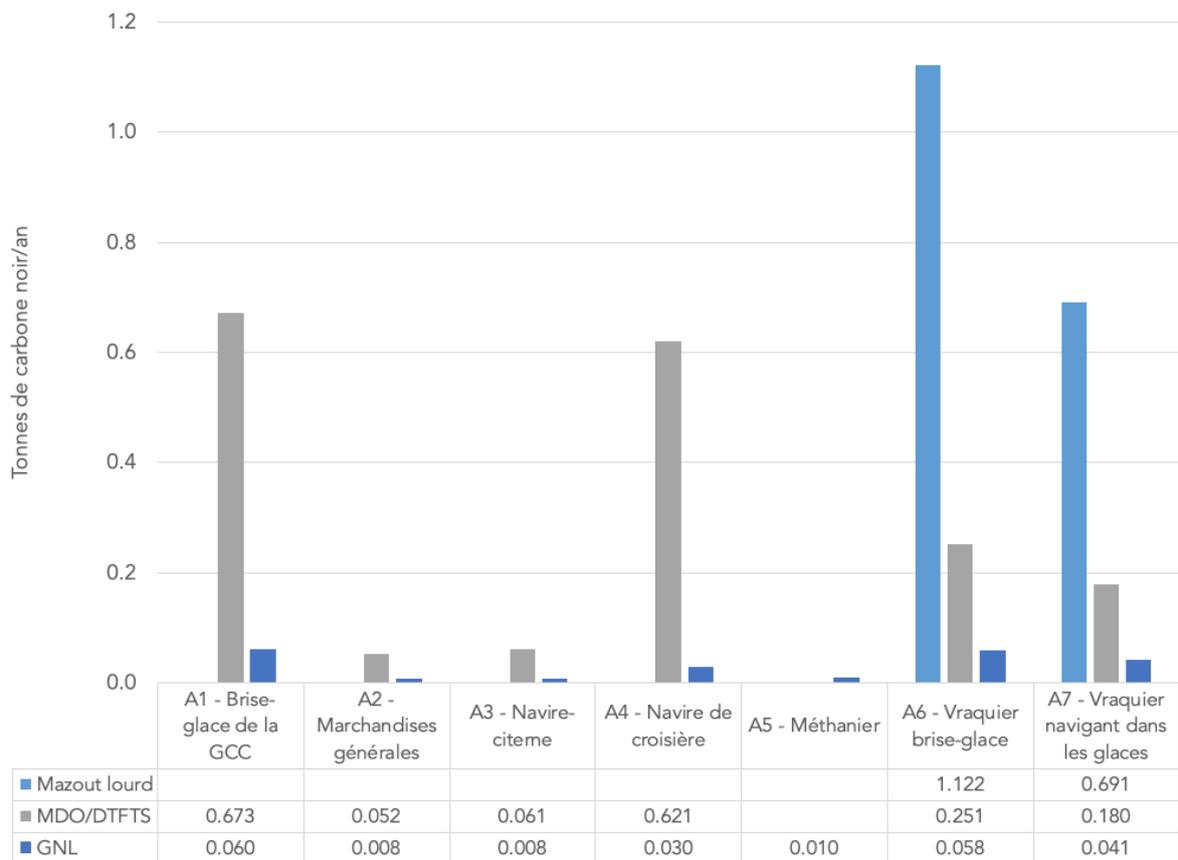


Figure 14 : Émissions de carbone noir

Production combinée de GES en amont et en aval

Les données disponibles sur la chaîne d’approvisionnement de la production de carburant pour les émissions de GES, ainsi que les émissions calculées des moteurs des navires, permettent de calculer les émissions totales de GES ou de CO₂ eq pour chaque cas. Les résultats sont présentés dans la figure 15 et le tableau 9. Ces résultats, qui montrent une réduction de 4 à 32 % des GES selon les spécificités de l’étude de cas, offrent une indication générale des répercussions de l’utilisation du GNL par rapport aux carburants à base de pétrole.

Tableau 9 : Émissions de CO₂ eq – base du cycle de vie complet (carburant de référence à 100 %)

Type d’émission	Option de carburant	Cas A1 Brise-glace de la GCC	Cas A2 Marchandises générales	Cas A3 Navire-citome	Cas A4 Navire de croisière	Cas A5 Méthanier	Cas A6 Vraquier brise-glace	Cas A7 Vraquier destiné à la navigation dans les glaces
CO ₂ (en amont)	Mazout lourd	-	-	-	-	-	100,0 %	100,0 %
	MDO/DTFTS	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	-	93,7 %	95,1 %
	GNL	96,0 %	70,6 %	70,1 %	92,3 %	100,0 %	67,5 %	77,4 %

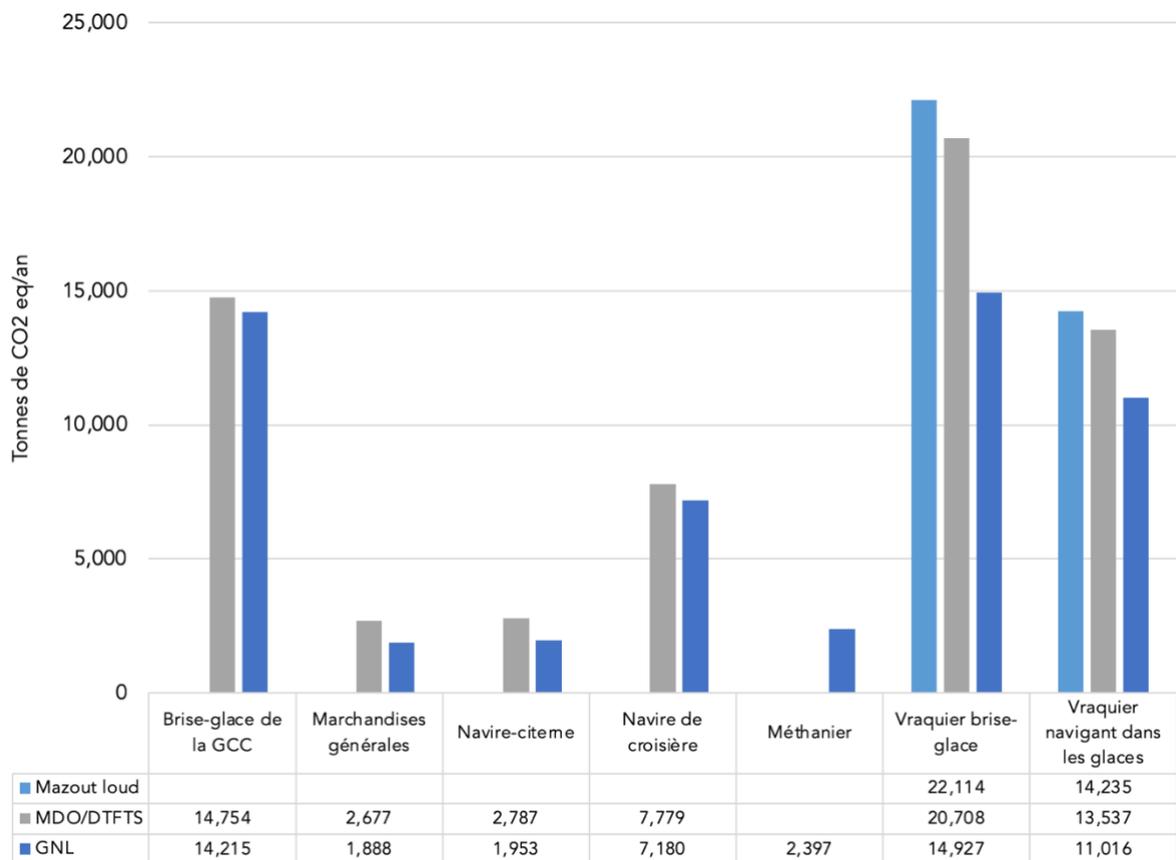


Figure 15 : Émissions de CO₂ eq – base du cycle de vie complet

3.8 Conclusions

La capacité du GNL à réduire les émissions pourrait favoriser sa croissance en tant que carburant marin afin de respecter les réglementations environnementales actuelles et futures. Les avantages environnementaux peuvent inclure des réductions à un certain niveau des émissions de CO₂, de CO₂ eq, de SO_x, de NO_x, de matières particulaires et de carbone noir, selon la technologie du moteur et la source de GNL. Le degré de réduction des émissions dépend du carburant à base de pétrole de référence utilisé pour la comparaison.

Les rejets accidentels de GNL ne sont pas souhaitables, mais d'un point de vue environnemental, ils sont plus bénins que les déversements de mazout lourd ou de diesel. La légèreté et l'évaporation rapide du GNL signifient que tout déversement flottera sur l'eau et se dissipera rapidement dans l'atmosphère avec un minimum de dommages immédiats ou durables pour l'environnement local.

Jusqu'à ce que la disponibilité du GNL, son coût relatif et les exigences en matière d'émissions permettent une adoption plus large par la flotte de l'Arctique, l'utilisation du GNL peut avoir des effets positifs, bien que modestes, sur les émissions totales en réduisant l'utilisation du mazout lourd et du MDO.

Options en matière d'infrastructure



4.1 Introduction

Ce chapitre traite de la disponibilité des infrastructures et des besoins en la matière en ce qui concerne l'approvisionnement et la distribution de GNL aux navires. Il examine également les besoins énergétiques communautaires qui sont actuellement comblés par voie maritime. Il est supposé que l'approvisionnement de GNL dans l'Arctique résulte soit par du GNL importé dans la région, soit par du GNL produit dans l'Arctique.

Le chapitre aborde les sujets suivants :

- › Aperçu de la situation de l'offre et de la demande de gaz naturel au Canada
- › Aperçu des besoins énergétiques de l'Arctique
- › Infrastructure pertinente existante et prévue pour le gaz naturel et le GNL au Canada et dans l'Arctique
- › Approche de modélisation pour l'estimation du coût du GNL
- › Scénarios d'études de cas pour la mise en place d'une infrastructure d'approvisionnement en GNL marin pour l'Arctique

4.2 Offre et demande de gaz naturel

Selon Ressources naturelles Canada, le Canada est le quatrième producteur mondial de gaz naturel, dont la majorité est produite en Alberta. La seule installation de production de gaz dans l'Arctique

canadien, qui représente moins de 0,1 % de la production canadienne totale, se trouve dans les Territoires du Nord-Ouest, près de la ville de Norman Wells, et découle de la production de pétrole dans les installations de la Compagnie pétrolière impériale. À l'heure actuelle, le réseau de gazoducs du Canada ne s'étend pas à l'Arctique.

La ville d'Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest, reçoit du GNL par camion-citerne depuis la Colombie-Britannique. Le champ local d'Ikhil fournit également une petite quantité de gaz naturel et il est prévu d'accroître la production et éventuellement de construire une petite installation de liquéfaction dans la région.

Les communautés arctiques dépendent fortement des produits pétroliers pour leurs besoins énergétiques. Le Nunavut dépend uniquement du pétrole pour le chauffage et l'électricité. Les Territoires du Nord-Ouest ont une certaine capacité de production hydroélectrique, mais 30 communautés dépendent encore entièrement des génératrices diesel pour leur électricité. L'électricité générée par le diesel coûte plus du double de la moyenne nationale. Cette électricité est également très polluante, ce qui peut avoir des répercussions sur la santé des collectivités et sur l'environnement.

4.3 Infrastructure de GNL existante et prévue

L'infrastructure actuelle de gaz naturel et de GNL de la côte Est, des Grands Lacs et de la Voie maritime du Saint-Laurent pourrait éventuellement fournir du carburant marin pour le transport maritime dans l'Arctique canadien. De plus, d'autres infrastructures de GNL et de gaz naturel comprimé sont proposées ou prévues sur la côte Est et dans le Saint-Laurent pour répondre à la demande de gaz naturel pour le transport ou l'exportation.

Pipelines

Dans la région de la côte Est, des Grands Lacs et de la Voie maritime du Saint-Laurent, les pipelines de transport sont les principales canalisations et les pipelines de distribution livrent le gaz aux foyers, aux entreprises et à diverses industries. Le principal pipeline de transport, le réseau principal de TransCanada, achemine le gaz naturel de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan jusqu'à la frontière entre le Québec et le Vermont. Plusieurs gazoducs sont reliés au réseau principal, notamment le pipeline de Great Lakes Gas Transmission qui se raccorde à la frontière entre le Manitoba et le Dakota du Nord et continue jusqu'au Michigan et au carrefour Dawn dans le sud de l'Ontario. Capable de stocker jusqu'à 4,4 milliards de m³ de gaz naturel, le réseau de pipelines du carrefour Dawn peut recevoir du gaz de l'Ouest canadien et des États-Unis et le livrer aux marchés de l'Est canadien et du Nord-Est des États-Unis.

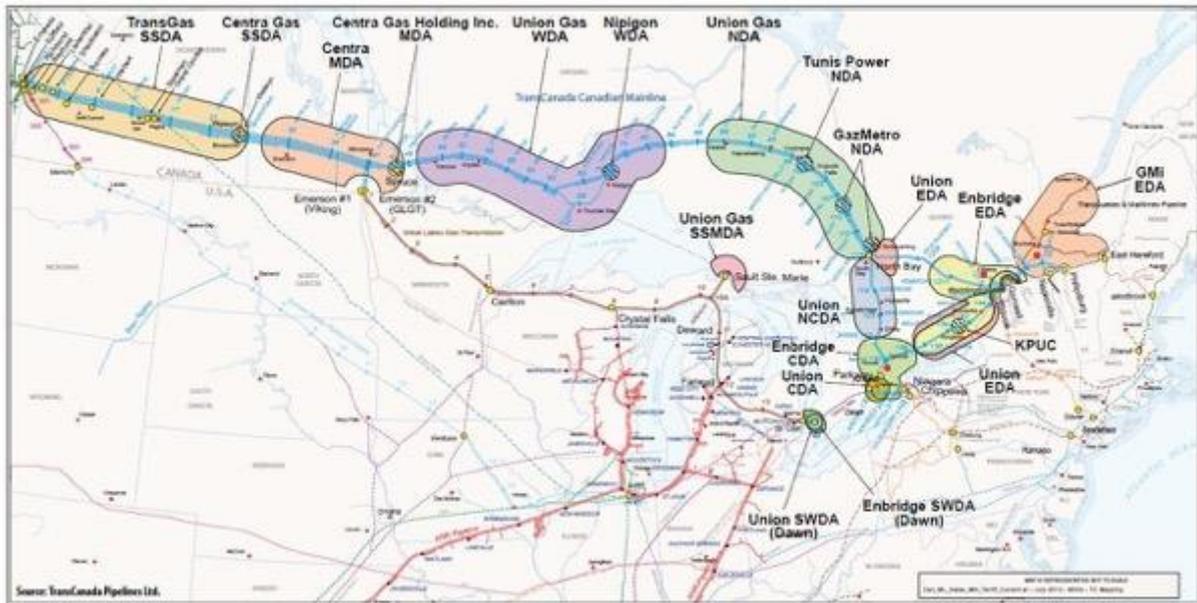


Figure 16 : Carte de la ligne principale TransCanada

Le principal pipeline de la côte Est est le Maritimes and Northeast Pipeline. Ce dernier est actuellement dans un état de transition qui influencera sa capacité à répondre aux besoins potentiels de l'Arctique.

Capacité de production et d'exportation de GNL

Les sources potentielles de GNL pour les besoins en matière de transport maritime et autres comprennent les installations nationales existantes, les nouveaux projets d'exportation et les approvisionnements en provenance des États-Unis.

Deux installations de production de GNL dans l'Est du Canada – l'usine de Hagar d'Enbridge en Ontario et l'usine de GNL d'Énergir à Montréal, au Québec – complètent l'approvisionnement en gaz naturel pendant les périodes de grande demande. L'usine de Hagar a un taux de liquéfaction actuel de 84 103 m³/jour (3 165 gigajoules (GJ)/jour) et une capacité de stockage de 17 000 103 m³ (640 000 GJ). L'usine d'Énergir peut produire 775 804 m³ de GNL par jour et stocker jusqu'à 90 000 m³. La société québécoise Distributed Gas Solutions Canada a un projet en attente d'approbation pour la construction d'un site de micro-liquéfaction à Saguenay, au Québec.

Les installations actuelles et futures d'exportation ou d'importation de GNL pourraient fournir du carburant de GNL pour l'Arctique. Ces installations comprennent l'ancienne installation d'importation de GNL Canaport (maintenant Saint John LNG) à Saint John, au Nouveau-Brunswick, et l'installation d'exportation de GNL Bear Head proposée (et récemment réduite) à Point Tupper, en Nouvelle-Écosse. Toujours en Nouvelle-Écosse, le projet Goldboro LNG proposait de construire une installation d'exportation de 10 tonnes métriques par an à l'extrémité du Maritimes and Northeast Pipeline pour faire venir du gaz des États-Unis. Le projet a été annulé en juin 2021 et des options en matière de réduction des effectifs sont en cours d'évaluation.

Projets de GNL dans l'Arctique

En attente d'approbation, l'Inuvialuit Petroleum Corporation propose de construire une usine de GNL à petite échelle – le Projet de sécurité énergétique des Inuvialuits – reliée à une source

d’approvisionnement en gaz près de Tuktoyaktuk, dans les Territoires du Nord-Ouest. Ce projet d’installation est à la base de l’étude de cas 2 présentée à la section 4.4.

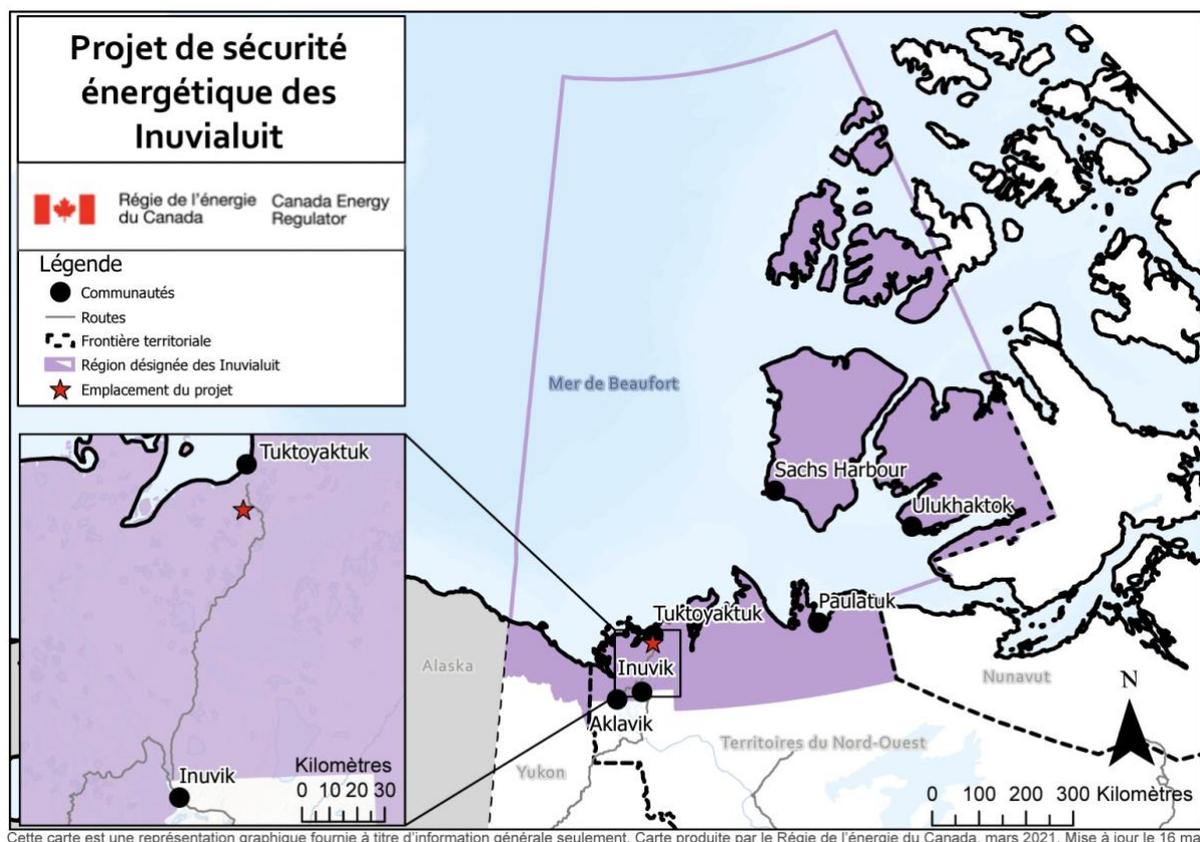


Figure 17 : Emplacement du Projet de sécurité énergétique des Inuvialuit

Cryopeak LNG Solutions a construit une installation de production de GNL à Fort Nelson, en Colombie-Britannique. La première phase, avec une capacité de production de 102 m³ de GNL par jour, approvisionne des clients au Canada et aux États-Unis, y compris la communauté d’Inuvik dans l’Arctique canadien.

Le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest réalise une étude de pré faisabilité en vue de la construction d’une usine de GNL à dimension exportatrice près de Tuktoyaktuk, dont le gaz proviendrait des champs gaziers dans le delta du Mackenzie.

4.4 Élaboration d’une infrastructure d’approvisionnement en GNL dans l’Arctique

L’Arctique canadien ne dispose actuellement d’aucune chaîne d’approvisionnement ayant la capacité de fournir du GNL comme carburant marin. Si la demande de GNL augmente, de nouvelles capacités pour un ou plusieurs éléments de la chaîne d’approvisionnement seront nécessaires.

Le prix du GNL facturé à un client maritime est fonction des éléments suivants :

- > Le coût du gaz naturel à la source
- > Les coûts de liquéfaction

- › Les frais de livraison du carburant
- › Les taxes ou subventions sur les carburants (non analysées dans cette étude)

Un modèle où le coût du GNL tient compte de tous les éléments de la chaîne d'approvisionnement a été conçu. Ce modèle est appliqué à deux études de cas hypothétiques de la chaîne d'approvisionnement en GNL dans l'Arctique.

Les coûts d'équipement, d'exploitation et d'entretien peuvent être estimés avec une précision raisonnable. Les coûts supplémentaires associés à la construction et à l'exploitation dans l'Arctique sont estimés et varient grandement selon l'emplacement et la nature du projet.

Les sections suivantes traitent des éléments d'infrastructure modélisés dans le contexte de l'Arctique.

Liquéfaction

À ce jour, il n'y a aucune usine de liquéfaction de gaz naturel en exploitation dans l'Arctique canadien.

La production de GNL dans l'Arctique aux fins de transport nécessite des usines de liquéfaction à plus petite échelle près des utilisateurs finaux. L'aspect économique de la construction d'une usine à petite échelle dépend de la taille de l'installation, de son emplacement, du degré d'utilisation et des besoins énergétiques, ainsi que des coûts d'exploitation tels que la main-d'œuvre et l'entretien. Dans le modèle, les coûts incluent tous les défis anticipés liés à la construction et à l'exploitation dans l'Arctique, tels que le pergélisol, la logistique d'expédition et les horaires saisonniers.

L'analyse montre que le coût de la liquéfaction sera toujours une composante importante du coût du carburant GNL et que ce coût est très sensible à la taille et à l'utilisation de l'usine. Les économies d'échelle réalisables font qu'il est crucial de prévoir avec précision la demande de GNL.

La liquéfaction à grande échelle pour l'exportation du gaz naturel est sujette à diverses forces du marché qui tendent à influencer le coût des projets à grande échelle de tous types. Il existe deux défis propres au Canada qui devraient s'appliquer à toute installation de GNL dans l'Arctique :

- › Le manque d'expérience nationale dans la réalisation de projets de GNL
- › Le besoin d'obtenir le soutien des communautés inuites

Distribution

Une installation de liquéfaction peut être positionnée de manière à fournir du GNL directement à un site de ravitaillement en mer, mais dans la plupart des cas, un quelconque système de distribution est nécessaire. Les options comprennent les camions-citernes, les wagons, les conteneurs intermodaux, les barges et les navires d'approvisionnement. Actuellement, la barge ou le navire d'approvisionnement est l'option la plus probable dans l'Arctique, avec une distribution terrestre locale par camion-citerne.

Un camion-citerne peut être utilisé pour transporter du carburant vers des centres de distribution, des réservoirs de stockage à terre ou directement vers un lieu de ravitaillement en mer. Les coûts d'investissement comprennent le coût d'achat ou de location de la remorque et du camion. Le coût combiné du camion et de la remorque est réparti sur le volume de carburant livré pendant la durée

de vie du camion et de la remorque. Le coût par unité de GNL livrée augmente avec la distance entre l'installation de liquéfaction et le lieu de livraison.

Les barges ou navires d'approvisionnement dédiés ont des coûts d'investissement et d'exploitation beaucoup plus élevés. Cependant, ils peuvent livrer des volumes beaucoup plus importants de GNL dans des zones côtières plus éloignées. Les barges ou navires d'approvisionnement n'ont pas d'unités « standard ». Les options en matière de livraison par barge ou navire d'approvisionnement peuvent être économiquement concurrentielles par rapport aux camions, même sur des trajets plus courts, à condition que leur capacité soit bien utilisée. De plus, le manque d'accès routier à de nombreuses communautés de l'Arctique nécessitera probablement l'utilisation d'une barge ou d'un navire d'approvisionnement pour la consommation énergétique à l'échelle maritime ou communautaire.

Installations de stockage et d'approvisionnement

Une installation d'approvisionnement à terre est également une option pour fournir du GNL à un navire. Les installations d'approvisionnement peuvent être conçues pour gérer toutes les exigences de transfert nécessaires, en fonction des navires à approvisionner. Dans les situations où le débit est élevé (plus de 10 rotations de réservoirs par an), l'incidence sur le coût du GNL livré est faible. Cependant, dans le cas d'un faible débit annuel de GNL, le coût supplémentaire peut être assez important, car des réservoirs plus grands (plus chers) seraient nécessaires pour assurer un stockage suffisant. Comme dans la plupart des situations de stockage dans l'Arctique, il n'y a qu'une courte fenêtre dans l'année pour remplir les réservoirs, ce qui entraîne de grands volumes de stockage et de faibles taux de rotation.

4.5 Études de cas

Ce rapport modélise deux études de cas hypothétiques de la chaîne d'approvisionnement en GNL dans l'Arctique. Les coûts associés à chaque section de la chaîne d'approvisionnement sont additionnés pour présenter le coût total de l'énergie livrée, en \$/GJ de GNL, à l'utilisateur final. Les bénéfices et le taux de rendement du capital investi requis sont inclus dans le modèle pour refléter un projet réel.

Cas 1 : de Montréal à Iqaluit

Dans cet exemple, pour compenser potentiellement jusqu'à environ 30 % de ses besoins énergétiques annuels actuellement couverts par des réservoirs diesel conventionnels, la ville d'Iqaluit au Nunavut met sur pied une installation de stockage de GNL d'un volume de 30 000 m³. Cette dernière peut approvisionner les navires en GNL par un approvisionnement de la côte au navire pendant les mois d'été et fournir du gaz naturel aux résidents locaux toute l'année. Un navire d'approvisionnement de cote glace de 10 000 m³ est construit pour livrer du GNL à Iqaluit depuis Montréal pendant trois mois d'été avec une utilisation à 100 %.

La chaîne d'approvisionnement analysée va d'un terminal de GNL à Montréal à une installation de stockage de GNL à Iqaluit par l'entremise d'un navire d'approvisionnement. L'utilisateur final pourrait être la ville d'Iqaluit ou des clients maritimes par un ravitaillement de la côte au navire. Le tableau 10 présente certains des facteurs inclus dans le modèle.

Tableau 10 : Données de l'étude de cas 1

Catégorie	Valeur	Unités
Réservoir de stockage de GNL		
Dépenses en capital	50 000 000 \$	\$
Main-d'œuvre, matériaux et autres	2 %	% dépenses en cap./an
Période d'amortissement	20	années
Navire d'approvisionnement		
Dépenses en capital	100 000 000 \$	\$
Entretien	3 %	% dépenses en cap./an
Valeur de récupération	0	\$
Période d'amortissement	20	années
Assurance annuelle	100 000 \$	\$/an
Frais généraux de la flotte	375 000 \$	\$/an
Équipage du navire d'approvisionnement	24	#
Prix du GNL source	10,35 \$	\$/GJ

* Les frais généraux de la flotte représentent le coût des activités commerciales pour soutenir une flotte maritime

Les résultats du modèle montrent que le coût pour l'utilisateur final est de 18,83 \$/GJ de GNL à Iqaluit – environ deux fois le coût du GNL source. Si l'on compare le prix final du GNL au prix du diesel en termes d'énergie livrée par dollar, le coût du GNL dans cette étude de cas est de 0,69 \$ l'équivalent litre de diesel.

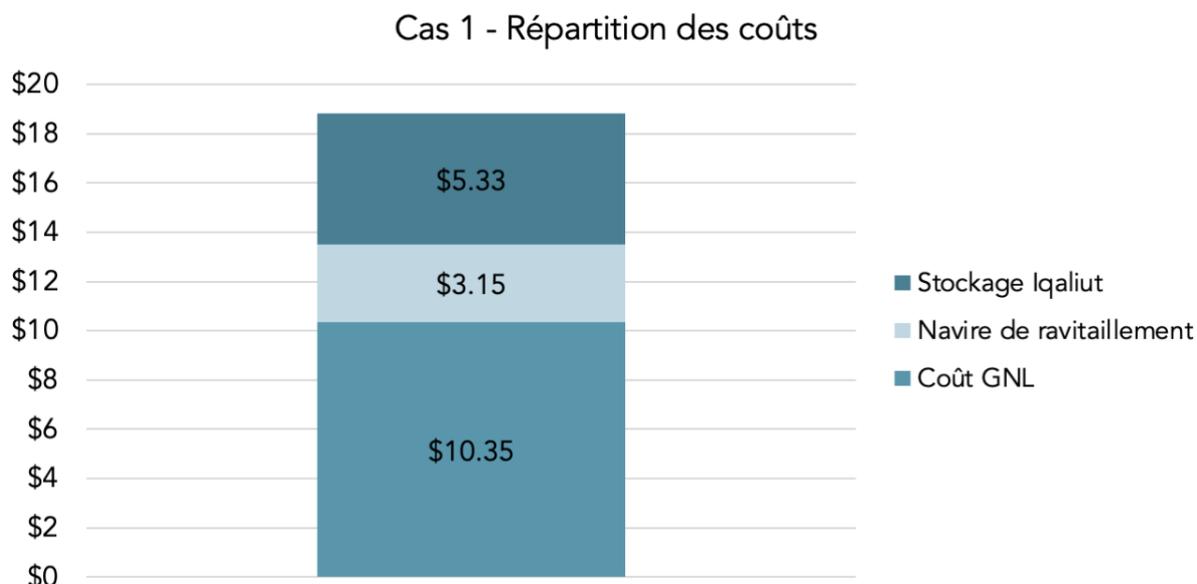


Figure 18 : Résultats de l'étude de cas 1

Cas 2 : Tuktoyaktuk à Cambridge Bay

Dans cet exemple, Tuktoyaktuk installe une usine de liquéfaction de GNL et un réservoir de stockage. Un remorqueur-chaland articulé de cote glace de 5 000 m³ est construit pour transporter le GNL de Tuktoyaktuk à Cambridge Bay afin de remplir un réservoir de stockage de GNL de 10 000 m³ qui alimente les navires en GNL par un approvisionnement de la côte au navire pendant les mois d'été. Il peut également fournir du gaz naturel aux résidents de Cambridge Bay tout au long de l'année. Le remorqueur est utilisé à 100 % pendant trois mois d'été et à 0 % pendant neuf mois d'hiver.

L'usine de liquéfaction de 30 000 m³/an de Tuktoyaktuk consacre environ un tiers de sa production annuelle de GNL à l'approvisionnement de Cambridge Bay, comme indiqué ci-dessus. Le reste de la production annuelle de l'usine sera soit exporté par le port, soit envoyé vers le sud à d'autres clients par camion-citerne.

Un réservoir de stockage de GNL de 5 000 m³ construit à Tuktoyaktuk pour recevoir le GNL de l'usine de liquéfaction peut alimenter à la fois l'approvisionnement de la côte au navire et l'approvisionnement par citerne à Tuktoyaktuk. Le tableau 11 présente certains des facteurs inclus dans le modèle.

Tableau 11 : Données de l'étude de cas 2

Catégorie	Valeur	Unités
Installation de GNL à petite échelle		
Dépenses en capital	46 000 000 \$	\$
Main-d'œuvre, entretien et autres	3 %	% dépenses en cap./an
Période d'amortissement	20	années
Réservoir de stockage de GNL – Tuktoyaktuk		
Dépenses en capital	26 000 000 \$	\$
Main-d'œuvre, matériaux et autres	2 %	% dépenses en cap./an
Période d'amortissement	20	années
Remorqueur-chaland articulé pour l'approvisionnement en GNL		
Dépenses en capital	60 000 000 \$	\$
Entretien	3 %	% dépenses en cap./an
Valeur de récupération	0	\$
Période d'amortissement	20	années
Assurance annuelle	50 000 \$	\$/an
Frais généraux de la flotte	200 000 \$	\$/an
Équipage (barge d'approvisionnement seulement)	2	#
Taux de location des remorqueurs	25 000 \$	\$/jour
Réservoir de stockage de GNL – Cambridge Bay		
Dépenses en capital	31 000 000 \$	\$
Main d'œuvre, matériel et autres	2 %	% dépenses en cap./an
Période d'amortissement	20	années

* Les frais généraux de la flotte représentent le coût des activités commerciales pour soutenir une flotte maritime

Le coût pour l'utilisateur final est de 37,95 \$/GJ de GNL à Cambridge Bay, comme le montre la figure 19, soit environ le triple du coût du GNL plus au sud. Si l'on compare le prix final du GNL au prix du diesel en termes d'énergie livrée par dollar, le coût du GNL dans cette étude de cas est de 1,39 \$ l'équivalent litre de diesel.

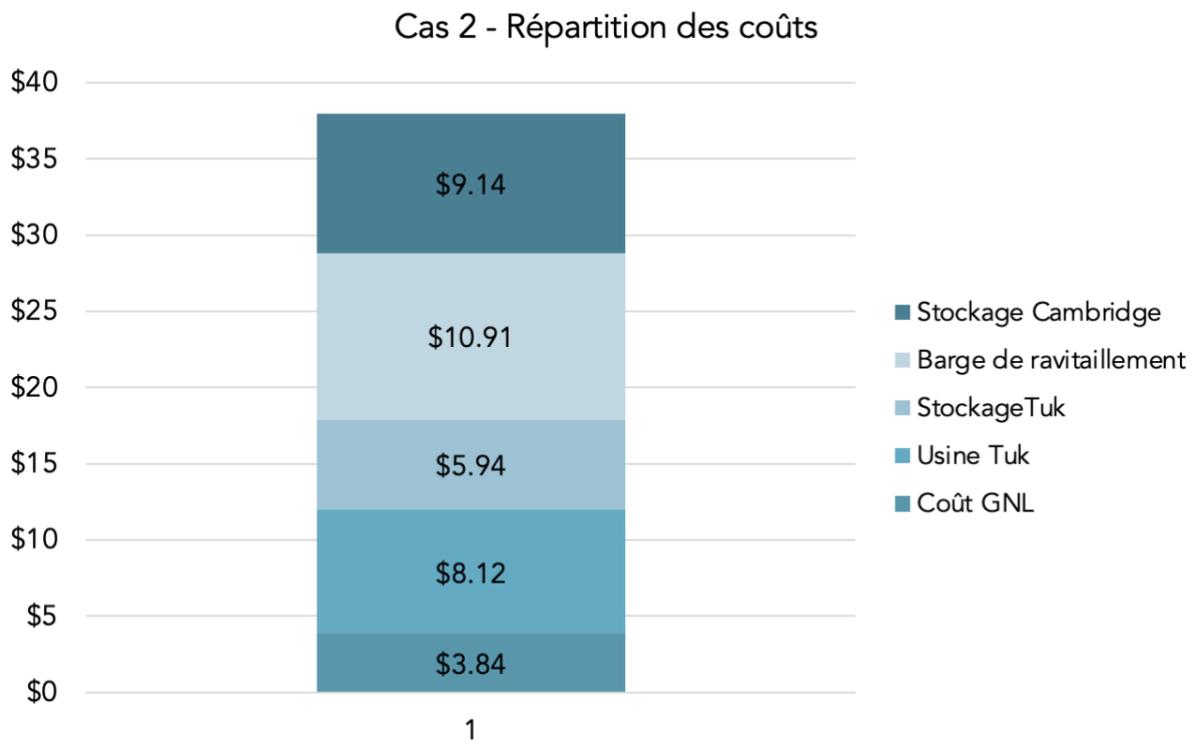


Figure 19 : Résultats de l'étude de cas 2

4.6 Conclusions

L'Arctique ne dispose actuellement que de capacités minimales de production ou de distribution de GNL pour les navires alimentés au GNL. Même si divers projets d'exportation de GNL sont menés à bien, il n'est pas certain qu'une partie de cette nouvelle capacité soit mise à disposition pour le ravitaillement des navires. Dans l'état actuel des choses, le GNL destiné à l'utilisation marine peut provenir de grandes installations axées sur l'exportation ou d'installations à petite échelle qui visent le carburant de transport et d'autres secteurs.

Il peut être possible d'établir une chaîne d'approvisionnement en GNL dans l'Arctique à des prix attractifs par rapport aux carburants de rechange. Toutefois, comme le montrent les études de cas, le prix du GNL est sensible à de nombreux facteurs et hypothèses, le niveau d'utilisation des actifs à forte intensité de capital étant un facteur important. Un autre facteur important du coût du GNL livré est la distance entre l'installation de production de GNL et le lieu de ravitaillement pour les utilisateurs finaux, le prix augmentant avec la distance parcourue.



5.1 Introduction

Ce chapitre présente les exigences en matière de compétences et de formation pour l'utilisation du GNL dans l'Arctique. Il prend en compte la main-d'œuvre nécessaire à toutes les étapes du cycle de vie des navires : concepteurs de navires, ouvriers des chantiers de construction navale, fabricants d'équipements d'origine, autorités en matière d'homologation et d'inspection, marins, personnel des installations et de l'approvisionnement et intervenants d'urgence.

5.2 Compétences requises et formation connexe

Concepteurs de navires

Au fur et à mesure que le nombre de méthaniers et de navires prêts pour le GNL a augmenté, le nombre de navires conçus en Amérique du Nord a également augmenté, ce qui ajoute à l'expérience des concepteurs de navires en matière de GNL. Il n'y a pas d'exigences formelles en matière de formation, mais plusieurs options sont offertes aux concepteurs de navires afin de leur permettre d'acquérir des connaissances en matière de conception et d'exploitation.

Marins

Les exigences de compétence établies pour les marins sont énoncées dans la Convention internationale sur les normes de formation des gens de mer, de délivrance des brevets et de veille (95) et dans la partie A du Code correspondant. Une formation avancée est requise pour les capitaines, les officiers mécaniciens et tout le personnel ayant la responsabilité immédiate du carburant et du système d'alimentation des navires au gaz. La formation de base s'applique aux marins qui ont des tâches de sécurité liées à l'entretien, à l'utilisation ou à l'intervention d'urgence concernant le carburant à bord.

de ces navires. Bien que le Code fixe des exigences en matière de formation, cette dernière relève de la responsabilité de chaque gouvernement. Transports Canada n'a pas d'exigences de formation précises pour les marins à bord des navires alimentés au GNL, mais s'efforce d'aligner la réglementation actuelle avec le code international applicable aux navires qui utilisent des gaz.

Autorités en matière d'homologation et d'inspection

Toutes les sociétés de classification reconnues ont une expérience des navires alimentés au GNL. La plupart de ces organismes forment leurs inspecteurs dans le cadre de programmes de formation internes.

Fabricants d'équipements d'origine

Les fabricants d'équipements d'origine ont des programmes de formation pour leur personnel qui participe à la conception, à la construction et à la mise en service des navires alimentés au GNL. Ils proposent également une formation aux équipages des navires lors de l'installation de leurs équipements.

Personnel des chantiers de construction navale

Qu'il s'agisse de la construction ou de l'entretien de navires alimentés au GNL, le personnel des chantiers de construction navale doit connaître les précautions et les procédures de sécurité spécifiques au travail avec le gaz naturel et le GNL. Les fabricants d'équipements d'origine apportent souvent leur aide en fournissant aux chantiers de construction navale une expertise technique et des exigences détaillées en matière d'installation et d'entretien.

Personnel de l'approvisionnement

Quelle que soit la méthode utilisée, l'approvisionnement en toute sécurité d'un navire alimenté au gaz nécessite une formation supplémentaire pour sensibiliser à la sécurité et renforcer les compétences. Deux normes fournissent des détails sur la formation recommandée : la norme Z276-18 de l'Association canadienne de normalisation : *Gaz naturel liquéfié (GNL) – Production, stockage et maintenance* et la norme 59A de la National Fire Protection Association : *Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas*.

Dans le cas de l'approvisionnement de camion à navire au Canada, les exploitants de camions doivent être formés. Au Québec, l'exploitant doit effectuer six activités de ravitaillement sous la supervision d'un instructeur certifié. Les promoteurs de projets canadiens d'approvisionnement en GNL de navire à navire prévoient d'utiliser les conseils d'organisations comme la Society for Gas as a Marine Fuel (société pour le gaz comme carburant marin) pour établir des procédures de formation et d'exploitation. Les installations de ravitaillement à terre sont semblables aux terminaux d'exportation de GNL et, à ce titre, elles disposent de normes existantes et de pratiques exemplaires de l'industrie pour répondre aux exigences de formation.

Intervenants d'urgence

Les pompiers et autres intervenants d'urgence sur des navires ont généralement besoin d'une formation supplémentaire pour s'assurer qu'ils peuvent répondre de manière sûre et efficace aux urgences impliquant des navires et des installations de GNL.

5.3 Connaissances et formation supplémentaires

Marins

Transports Canada fournit une liste d'institutions reconnues et de leurs programmes de formation approuvés pour les marins, notamment :

- › L'Institut Maritime du Québec
- › La Société des traversiers du Québec
- › L'Institut de justice de la Colombie-Britannique

Les exploitants canadiens utilisent également des formations approuvées par la Garde côtière américaine et fournies par les institutions suivantes :

- › Le Centre STAR
- › Le Collège maritime de l'Université d'État de New York
- › Le Centre de ressources maritimes des États-Unis
- › L'Académie de la marine marchande des États-Unis

Les grandes entreprises ayant un nombre important de navires alimentés au GNL et de membres du personnel qui participent à leur exploitation mettent souvent en place des programmes de formation internes.

Personnel de l'approvisionnement à terre

La formation du personnel des installations et du personnel de l'approvisionnement à terre peut prendre la forme de cours externes et internes sur les compétences pratiques. Les programmes de formation internes peuvent s'appuyer sur les entreprises canadiennes qui possèdent déjà des installations de GNL, comme Fortis BC et Cryopeak.

Le programme « Liquefied Natural Gas Process Operations » offert par l'Institut de technologie du sud de l'Alberta est un exemple de programme de formation externe.

Intervenants d'urgence

Parmi les institutions américaines qui proposent une formation à l'intervention d'urgence pour le GNL, citons Marine Firefighting Inc., Texas A&M Engineering Extension Service et Fire Academy of the South. Au Canada, l'Institut de justice de la Colombie-Britannique promeut une formation en intervention d'urgence dans les installations de GNL.

Ferus NGF, un fournisseur de GNL transporté par camion au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest, a dispensé une formation virtuelle sur la sécurité du GNL à de nombreuses organisations, principalement des services d'incendie, afin d'informer les participants sur les caractéristiques et les dangers du GNL. L'objectif est de fournir aux intervenants d'urgence les connaissances nécessaires pour prendre des décisions en cas d'urgence. Une initiative similaire devrait être envisagée s'il y a une

augmentation du nombre de navires au GNL dans l'Arctique, ou si de nouvelles installations sont construites.

5.4 Besoins et capacités de formation dans l'Arctique

Aux premiers stades de l'utilisation du GNL dans l'Arctique, le personnel des navires sera probablement formé par les organisations susmentionnées et obtiendra une expérience pratique avec une flotte existante capable de fonctionner au GNL au Canada ou ailleurs. L'augmentation du nombre de navires alimentés au GNL dans l'Arctique augmentera les possibilités pour le personnel d'acquérir de l'expérience directement sur ces navires.

Pour le personnel à terre, il est probablement plus rentable pour les fournisseurs d'installations d'organiser une formation sur place en utilisant l'équipement réel installé. Différents niveaux de formation pourraient être dispensés au personnel de l'installation et aux intervenants d'urgence locaux.

5.5 Conclusions

L'exploitation d'une chaîne d'approvisionnement pour les activités liées au GNL dans l'Arctique canadien nécessite un personnel compétent en matière de conception, d'exploitation, d'entretien, de gestion de la sécurité et d'intervention. La formation est disponible au Canada pour la plupart de ces exigences et des organisations aux États-Unis et ailleurs peuvent compléter les ressources canadiennes.

Les armateurs canadiens, les sociétés de distribution de carburant et les exploitants d'installations de GNL ont entrepris de manière responsable la formation de leur personnel, en utilisant un mélange de ressources internes et externes. Cette démarche est facilitée par un nombre croissant de normes et de documents sur les pratiques exemplaires.

Bien que l'Arctique canadien présente certains défis uniques, il n'y a pas d'obstacles majeurs à l'acquisition des compétences nécessaires à une chaîne d'approvisionnement en GNL dans cette région.



6.1 Introduction

Ce chapitre décrit le cadre réglementaire pour l'utilisation du gaz naturel comme carburant marin, depuis l'approvisionnement de l'usine à gaz jusqu'aux opérations des navires. Ce cadre a été élaboré en examinant les réglementations, règles, normes et lignes directrices actuelles et prévues concernant les éléments suivants :

- › La conception et la construction des navires
- › Les activités dans les eaux côtières et les voies maritimes
- › Les installations de terminal et d'approvisionnement en carburant
- › Le personnel (voir aussi le chapitre 5)

6.2 Cadre réglementaire international

Sur le plan international, il existe plusieurs organismes qui fournissent des réglementations ou des conseils relatifs à l'utilisation du GNL comme carburant marin.

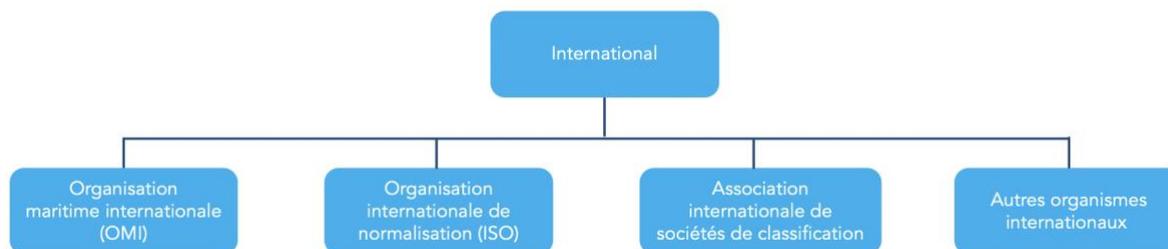


Figure 20 : Cadre réglementaire international

Organisation maritime internationale

L'Organisation maritime internationale (OMI) est une agence spécialisée des Nations Unies chargée de la sécurité du transport maritime et de la prévention de la pollution marine par les navires. L'OMI supervise le transport maritime par le biais de trois grandes conventions et d'une série de codes, de directives et d'autres instruments qui traitent d'aspects plus spécialisés du transport maritime. Les conventions sont les suivantes :

- › La Convention internationale pour la sauvegarde de la vie humaine en mer (SOLAS)
- › La Convention internationale pour la prévention de la pollution par les navires, 1973, telle que modifiée par le protocole de 1978 (MARPOL 73/78)
- › La Convention internationale sur les normes de formation des gens de mer, de délivrance des brevets et de veille (STCW)

La Convention MARPOL, récemment mise à jour, a établi une interdiction d'utiliser ou de transporter du mazout lourd dans l'Arctique. Cette interdiction prend effet partiellement en 2024 et totalement en 2029. Il est attendu que cette interdiction amènera de nombreux exploitants de navires à envisager l'utilisation d'autres carburants, comme le GNL.

Divers codes soutiennent la mise en œuvre de ces conventions. Les codes les plus pertinents pour les navires alimentés au GNL sont les suivants :

Le Recueil international de règles relatives à la construction et à l'équipement des transporteurs de gaz liquéfié en vrac (Code IGC)

L'OMI a introduit ce code dans les années 1980 afin de réduire les risques supplémentaires au navire et à l'environnement que peuvent poser les produits cryogéniques ou pressurisés. Il est obligatoire pour tous les transporteurs de gaz et s'applique aux navires transportant du carburant destiné au ravitaillement des navires fonctionnant au gaz.

Le Recueil international des règles de sécurité applicables aux navires qui utilisent des gaz ou d'autres combustibles à bas point d'éclair (Code IGF)

L'OMI a élaboré un code applicable aux navires utilisant du gaz naturel et d'autres combustibles à faible point d'éclair, entré en vigueur le 1^{er} janvier 2017.

D'une manière générale, un navire est soumis soit à l'IGF, soit à l'IGC : un transporteur de gaz utilisant sa cargaison comme carburant est soumis à l'IGC, tandis que les autres navires utilisant du GNL comme carburant seront soumis à l'IGF.

Le Code international de gestion de la sécurité (Code ISM)

Le Code international de gestion de la sécurité traite de l'erreur humaine dans les accidents maritimes en exigeant de l'armateur ou de toute autre personne responsable qu'il élabore et mette en œuvre une politique et un système de gestion de la sécurité avec des ressources affectées et un soutien à terre.

La Convention internationale sur les normes de formation des gens de mer, de délivrance des brevets et de veille (95) (STCW 95)

Cette convention internationale, initialement établie en 1978, fixe des normes minimales de compétence pour les gens de mer. Les modifications de 2010 ont ajouté des exigences pour le personnel des navires transporteurs de gaz liquéfié et d'autres modifications effectuées en 2015 ont ajouté des exigences de formation pour le personnel des navires soumis au Code IGF.

Le Code pour les organisations reconnues (Code RO)

Ce code, introduit en 2015, prévoit que les États du pavillon, comme le Canada, peuvent déléguer les responsabilités d'inspection et d'homologation à des organisations externes « reconnues », généralement des sociétés de classification.

Organisation internationale de normalisation

L'Organisation internationale de normalisation (ISO) a élaboré de nombreuses normes et lignes directrices qui sont utilisées dans l'industrie maritime. Celles qui concernent le transport maritime au gaz sont:

- Le document ISO/TS 18683:2015, Lignes directrices pour les systèmes et installations de distribution de gaz naturel liquide comme carburant pour navires, énonce les exigences minimales pour la conception et l'exploitation des installations d'approvisionnement de GNL, y compris l'interface entre l'installation et le navire récepteur.
- Le document ISO/TS 16901:2015, Guide pour l'évaluation des risques dans la conception d'installations terrestres pour le GNL en incluant l'interface terre/navire, fournit des lignes directrices pour effectuer une évaluation des principaux dangers pour la sécurité dans le cadre de la planification, de la conception et de l'exploitation des installations de GNL à terre et sur le littoral.
- La norme ISO 20519:2017, Spécifications pour le soutage des navires alimentés au GNL, définit les exigences relatives aux systèmes d'approvisionnement utilisés pour alimenter les navires en GNL.

Sociétés de classification

Les sociétés de classification dirigées par l'industrie établissent et maintiennent des normes techniques pour la conception, la construction et l'exploitation des navires. Elles élaborent leurs propres règles et adoptent, adaptent et appliquent les normes internationales. Nombre d'entre elles ont modifié leurs règles pour inclure les navires fonctionnant au GNL. Les sociétés de classification travaillent souvent pour le compte d'administrations nationales. Actuellement, le Canada autorise sept sociétés, qui ont toutes des règles pour les navires alimentés au gaz.

Autres organismes internationaux

D'autres organismes internationaux offrent des conseils réglementaires à l'industrie maritime alimentée au gaz :

- La Society of International Gas Tanker and Terminal Operators (SIGGTO) a élaboré des lignes directrices pour la manutention du GNL en tant que cargaison.
- La Society for Gas as a Marine Fuel (SGMF) a publié 16 ouvrages, dont un guide d'introduction, les *LNG Bunkering Safety Guidelines* et les *LNG Bunkering Competency Guidelines*.
- La Garde côtière des États-Unis a activement élaboré des politiques, des orientations et des propositions réglementaires relatives au gaz naturel en tant que carburant.

6.3 Cadre réglementaire national canadien

Presque tous les aspects du transport maritime au Canada sont réglementés par le gouvernement fédéral, Transports Canada étant responsable des règlements sur la conception et l'entretien. D'autres ministères et organismes, comme la Garde côtière canadienne, jouent un rôle dans la sécurité opérationnelle et les interventions d'urgence.

Les règlements relatifs aux infrastructures terminales relèvent de compétences plus complexes, principalement au niveau fédéral. Lorsque l'infrastructure se déplace vers l'intérieur des terres, les ministères et organismes provinciaux et territoriaux jouent généralement un rôle de premier plan. Le cadre réglementaire national canadien est illustré à la figure 21.

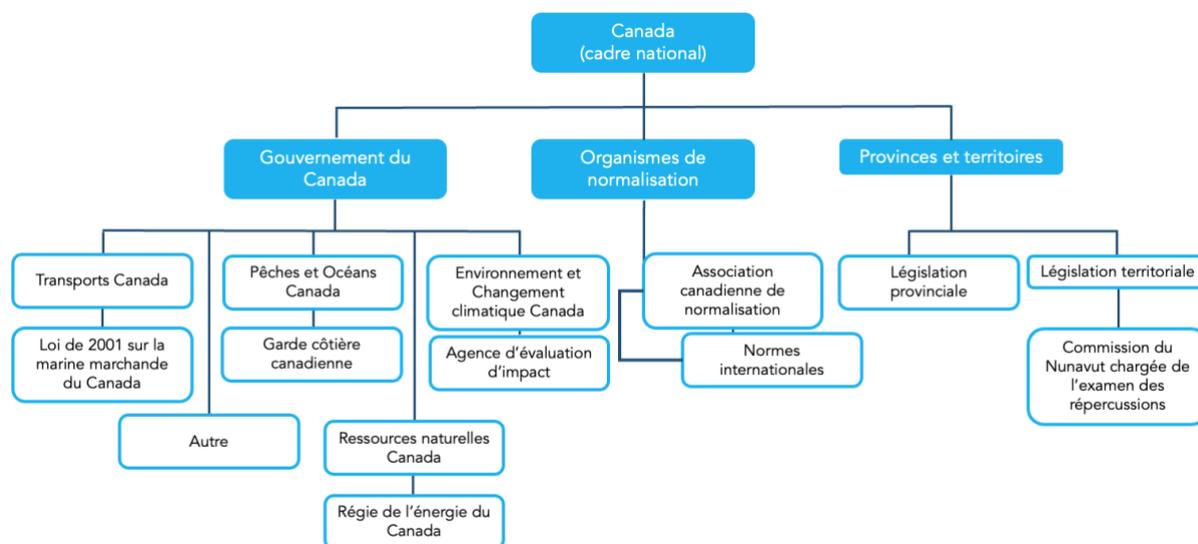


Figure 21 : Cadre réglementaire national

Transports Canada

La Loi sur la marine marchande du Canada (2001)

La *Loi sur la marine marchande du Canada (2001)* s'applique à tous les navires battant pavillon canadien et à tous les navires se trouvant dans les eaux canadiennes, à l'exception de ceux appartenant

aux Forces canadiennes ou à des forces armées étrangères. Elle comprend des règlements relatifs à la construction de la coque, aux machines, à l'équipage, à la sécurité et à d'autres aspects.

La plupart des règlements canadiens sont alignés sur les conventions et les codes de l'OMI, mais certains ne le sont pas, notamment ceux qui s'appliquent au GNL, que ce soit comme carburant ou comme cargaison. Un autre ensemble de politiques et de procédures fédérales s'applique, notamment :

- TP 13585 E – acceptation d'un régime de réglementation de rechange pour l'inspection, la construction et le matériel de sécurité
- TP 15211F – supplément canadien à la Convention SOLAS
- SGDDI 11153519 – politique de niveau I de Transports Canada – exigences pour les bâtiments utilisant le gaz naturel comme carburant

Ensemble, ils permettent d'utiliser le cadre des conventions de l'OMI ainsi que certaines exigences canadiennes supplémentaires pour démontrer un niveau de sécurité équivalent à celui du système maritime canadien.

La Loi sur la prévention de la pollution des eaux arctiques

Le Règlement sur la sécurité de la navigation et la prévention de la pollution dans l'Arctique, qui relève de la Loi sur la prévention de la pollution des eaux arctiques, s'aligne étroitement sur le Code polaire de l'OMI. Bien qu'il ne contienne pas de dispositions spécifiques au GNL, ce règlement constitue un élément important du système global de sécurité maritime dans l'Arctique.

La Loi sur la protection de la navigation

Les aspects les plus pertinents de la *Loi sur la protection de la navigation* pour l'utilisation et le transport du GNL sont contenus dans le Code TERMPOL (*Processus d'examen technique des terminaux maritimes et des sites de transbordement*) (TP 743F). Lorsqu'un terminal maritime est construit, le transport maritime régional change à mesure que les navires adaptent leurs itinéraires au nouvel emplacement. Le Code TERMPOL examine les changements prévus afin de déterminer les risques pour la sécurité.

Autres ministères fédéraux concernés

Les autres ministères fédéraux qui jouent un rôle dans la réglementation du transport maritime sont les suivants :

- Pêches et Océans Canada, de concert avec Transports Canada et Environnement et Changement climatique Canada, partage la responsabilité du Plan de protection des océans.
- La Garde côtière canadienne est le principal organisme d'intervention en cas d'urgence maritime, partageant les responsabilités de recherche et de sauvetage avec la Défense nationale. À ce jour, la Garde côtière canadienne n'a pas été appelée à élaborer des plans d'intervention d'urgence, dans l'Arctique ou ailleurs, qui portent spécifiquement sur les navires transportant du GNL ou alimentés au GNL.

- › Ressources naturelles Canada a compétence sur les ressources extracôtières, les échanges et le commerce des ressources naturelles, les statistiques, les relations internationales et les frontières.
- › Environnement et Changement climatique Canada est responsable des aspects fédéraux des politiques et programmes environnementaux.

6.4 Provinces et territoires canadiens

Les responsabilités en matière de réglementation de l'énergie au Canada varient d'un bout à l'autre du pays. Les régions arctiques réglementent l'exploration et l'exploitation du gaz au Nunavut et dans une partie des Territoires du Nord-Ouest. Le règlement applicable dans ces régions est la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*. Cette réglementation vise davantage les installations pétrolières et gazières traditionnelles plutôt que les installations de GNL, mais l'absence de développement du GNL dans l'Arctique n'a pas créé d'urgence pour la mettre à jour. Au besoin, les installations ont progressé grâce à des demandes de déviation fructueuses.

Les projets de développement dans l'Arctique doivent également être approuvés par l'entremise du processus local d'évaluation environnementale.

6.5 Évaluation et atténuation des risques

Le Code IGF – et son intégration dans les règles des sociétés de classification – a considérablement réduit la portée de l'évaluation des risques en ce qui concerne la conception des navires et les éléments opérationnels des navires alimentés au gaz.

Le soutage de navire à navire repose sur une évaluation des risques, car il fait intervenir au moins deux navires qui sont normalement exploités par des organisations différentes avec des procédures d'exploitation différentes. La compatibilité est d'une grande importance et repose dans une certaine mesure sur les deux parties. En outre, la plupart des activités de soutage ont lieu dans des territoires portuaires où les autorités locales (p. ex., les ports) peuvent jouer un rôle de premier plan pour garantir la mise en œuvre de mesures de gestion des risques.

Toute installation à terre est susceptible de nécessiter une certaine forme d'évaluation des risques en vertu des politiques et règlements applicables, en fonction de la taille et de l'emplacement de l'installation. Le transfert, qu'il s'agisse du déchargement ou du chargement, entre une installation à terre et un méthanier comporte de nombreux facteurs de risque similaires à ceux du soutage.

6.6 Lacunes réglementaires et recommandations

Selon les politiques de Transports Canada, plusieurs lacunes de haut niveau sont perçues dans le régime réglementaire canadien actuel et prévu pour les navires alimentés au GNL, les transporteurs de GNL et les installations terrestres nécessaires à une chaîne d'approvisionnement en GNL dans l'Arctique. Plus particulièrement, les besoins réglementaires concernant l'approvisionnement des navires alimentés au GNL présentent des lacunes et des incertitudes importantes.

Conception et construction

L'utilisation croissante des navires d'approvisionnement suscite des inquiétudes quant à la manière dont ces navires sont réglementés. Le Code IGC peut être appliqué, mais la nature de l'activité de soutage est différente de celle du navire habituel soumis au Code IGC, étant donné la position côte à côte qui existe entre un navire d'approvisionnement et un navire récepteur, souvent dans des ports achalandés. Il n'y a pas non plus d'exigence d'évaluation des risques de la conception, bien que les activités des méthaniers soient normalement soumises à des évaluations complètes et rigoureuses.

Activités dans les voies maritimes et les ports canadiens

Les navires alimentés au GNL sont maintenant exploités dans la plupart des voies maritimes canadiennes et dans de nombreux ports sans qu'il soit nécessaire d'adopter des dispositions ou des restrictions spéciales. La situation concernant les transporteurs de GNL, et en particulier les petits navires d'approvisionnement et les transporteurs locaux, est moins claire. Les remorqueurs d'escorte et les exigences de pilotage pour les gros méthaniers ne sont pas nécessaires pour les petits transporteurs, ce qui laisse un vide réglementaire pour les navires d'approvisionnement et les petits méthaniers. Le chevauchement des compétences entre les organismes fédéraux, les administrations portuaires et les autres intervenants accroît la complexité.

Les incertitudes dans ces domaines peuvent constituer des obstacles aux futurs projets de GNL et augmenter les coûts et les délais. Les recommandations suivantes sont proposées pour combler les lacunes réglementaires et les incertitudes auxquelles les projets de GNL marin pourraient faire face dans l'Arctique :

Conception :

- Clarifier les attentes en matière d'évaluation des risques liés aux différents aspects de la conception.
- Faciliter l'échange d'informations sur les pratiques exemplaires et les problèmes de sécurité. Compiler les renseignements pour permettre une évaluation plus cohérente des risques.
- Élaborer une politique pour les petits transporteurs de GNL, semblable à celle du Code IGF, afin de répondre aux besoins d'approvisionnement des grands navires fonctionnant au GNL exploités dans l'Arctique.
- Transports Canada et d'autres organismes fédéraux formulent des politiques et fournissent des conseils sur la voie à suivre pour obtenir l'approbation des usines de GNL à petite échelle desservant des installations à terre.

Opérations :

- Envisager des restrictions appropriées sur la navigation côtière et sur le chargement et le déchargement des cargaisons pour les méthaniers, telles que celles qui sont nécessaires pour construire l'infrastructure de GNL dans l'Arctique.
- Les organismes de réglementation collaborent pour définir des scénarios du pire cas réalistes qui doivent être pris en compte dans les évaluations des risques.

Personnel :

- › Transports Canada fournit des approbations pour les formations de base et avancée, y compris toute attente à l'endroit du personnel qui doit exploiter des navires d'approvisionnement et des méthaniers.
- › Établir un niveau approprié de formation spécifique aux activités de soutage.

6.7 Conclusions

Un cadre réglementaire efficace pour la conception, la construction et l'exploitation des navires et des installations terrestres est essentiel à l'établissement d'une chaîne d'approvisionnement en GNL dans l'Arctique. Ce cadre comprend des instruments internationaux, fédéraux, provinciaux/territoriaux et autres, tels que les règles des sociétés de classification, les normes industrielles et les conseils sur les pratiques exemplaires.

La tendance à l'adoption d'éléments fondés sur le rendement a accru la nécessité d'évaluer les risques des nombreuses combinaisons de matériel, de procédures et de formation utilisées pour assurer une maintenance et une utilisation sécuritaires du GNL.

Il existe certaines lacunes et incertitudes dans le cadre réglementaire canadien actuel, en particulier pour les navires/barges qui peuvent être utilisés pour le soutage à grande échelle et/ou la distribution locale de GNL. Le processus d'approbation des petites installations de GNL à terre n'est pas clair non plus.



7.1 Introduction

Ce chapitre fait état des résultats des scénarios de mise en œuvre, en fonction des résultats des sept études de cas présentées précédemment, afin de dresser un tableau de toutes les émissions provenant du transport maritime dans l'Arctique canadien et d'examiner l'incidence de divers scénarios de mise en œuvre pour l'adoption du GNL comme carburant marin dans cette région. Cette analyse évalue les répercussions de ces scénarios sur la demande de carburant et les émissions.

Alors que les chapitres précédents sur l'économie (chapitre 2) et l'environnement (chapitre 3) portaient sur des navires individuels, le présent chapitre porte sur l'ensemble de la flotte de navires dans l'Arctique canadien au cours d'une année typique. Les scénarios de mise en œuvre évaluent l'incidence potentielle de l'adoption du gaz naturel comme carburant pour chaque type de navire étudié. La discussion sur les scénarios de mise en œuvre s'appuie sur la faisabilité technique et les options en matière d'approvisionnement en carburant de ces études antérieures.

L'étude de cas n° 2 – Tuktoyaktuk à Cambridge Bay – au chapitre 4 examine les conséquences de la production locale de GNL dans l'Arctique. Les pratiques exemplaires pour la conception, le développement et les approbations réglementaires de toute nouvelle infrastructure sont bien documentées au chapitre 1 (État de préparation technologique) et au chapitre 6 (Réglementation); par conséquent, aucun renseignement supplémentaire sur le GNL produit localement n'est fourni dans cette section.

En considérant la flotte de navires qui utilisent actuellement les eaux arctiques canadiennes, les scénarios de mise en œuvre tentent de répondre aux questions suivantes :

1. Combien de navires de chaque type visitent cette région chaque année?

2. Quels carburants ces navires utilisent-ils actuellement?
3. Quelles sont les émissions de ces navires?
4. Si les navires représentés par les exemples de cas passaient au carburant GNL :
 - a. Quel serait le changement dans les émissions de la région arctique canadienne?
 - b. Quelle quantité de GNL serait nécessaire et à quels endroits pour approvisionner ces navires?

7.2 Consommation de carburant et émissions des navires dans l'Arctique canadien

La région arctique du Canada est définie, aux fins de la présente étude, comme la zone NORDREG (Règlement sur la zone de services de trafic maritime du Nord canadien) et se compose des eaux canadiennes situées au nord du 60^e degré de latitude et de la baie d'Hudson. En s'appuyant sur des sources de données accessibles au public, comme l'Outil d'affichage d'inventaire des émissions marines (OAIEM) en ligne d'Environnement et Changement climatique Canada, ce chapitre caractérise la flotte de navires qui circulent dans ces eaux et quantifie leurs émissions.

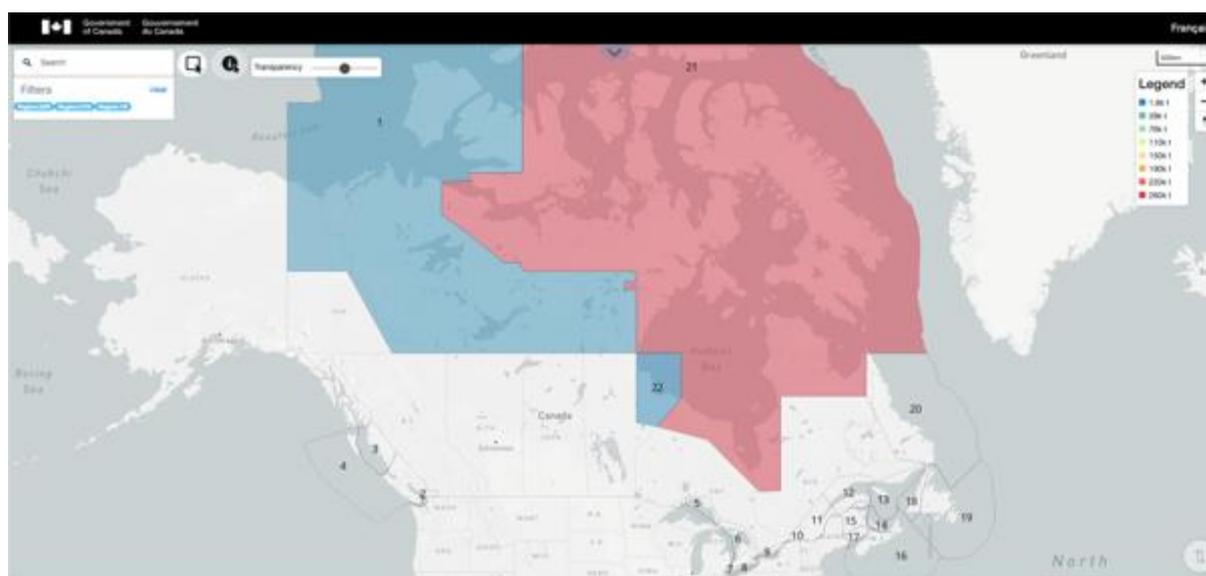


Figure 22 : Carte des régions de l'Outil d'affichage d'inventaire des émissions marines

À des fins de comparaison, les régions de l'OAIEM ont été regroupées comme suit :

- > Arctique 1, 21, 22
- > Pacifique 2, 3, 4
- > Grands Lacs 5, 6, 7, 8, 9
- > Saint-Laurent 10, 11
- > Atlantique 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21

En utilisant les données de 2019 de l'OAIEM, les émissions de GES ont été estimées pour chaque région en mégatonnes (ou millions de tonnes métriques) de CO₂ eq, comme le montre le tableau 12.

Tableau 12 : Émissions de gaz à effet de serre du transport maritime canadien pour 2019, en mégatonnes

Région	Émissions de GES en 2019 Mégatonnes de CO ₂ eq	Pourcentage du total
Pacifique	3,53	40,6 %
Atlantique	3,48	40,0 %
Saint-Laurent	0,82	9,4 %
Grands Lacs	0,60	6,9 %
Arctique	0,27	3,1 %
Total	8,70	100,0 %

Le transport maritime dans la région de l'Arctique canadien a été responsable de 0,27 mégatonne d'émissions de CO₂ eq en 2019, ce qui représente environ 3 % des émissions totales du transport maritime dans les eaux canadiennes et avoisinantes. Bien que ce chiffre soit nettement inférieur aux émissions des grandes régions à fort trafic au large de la côte du Pacifique et de l'Atlantique du Canada, il est du même ordre de grandeur que les émissions des régions des Grands Lacs et du Saint-Laurent.

Se reporter au tableau 13 pour les émissions du transport maritime dans l'Arctique en 2019 par type de navire, alignées sur les études de cas examinées précédemment.

Tableau 13 : Émissions du transport maritime dans l'Arctique en 2019 par type de navire

Type de navire de l'OAIEM	Type de navire (sommaire)	Numéro de cas
Garde côtière – brise-glace	Brise-glace de la GCC	A1
Garde côtière – sauvetage	Autre	
Garde côtière – approvisionnement	Autre	
Garde côtière – navette	Autre	
Navire de croisière	Croisière	A4
Navire-usine	Navire de pêche	
Navire de pêche	Navire de pêche	
Navire marchand (citerne)	Citerne	A3
Navire marchand (vraquier)	Vraquier	A7
Navire marchand – produits chimiques	Citerne	A3
Transporteur de produits chimiques/pétroliers	Citerne	A3
Navire marchand – marchandises générales	Marchandises générales	A2
Navire marchand – minerais/vrac/pétrole	Vraquier	A6
Navire marchand – passagers	Autre	
Navire à usage spécial – recherche	Autre	
Navire à usage spécial – approvisionnement	Autre	
Chalutier	Navire de pêche	
Remorqueur	Remorqueur	
Remorqueur – port	Remorqueur	
Remorqueur – océan	Remorqueur	
Remorqueur – approvisionnement	Remorqueur	
Navire de guerre – surface	Autre	

Le tableau 14 résume, par type de navire, les émissions individuelles de GES, y compris les émissions de CO₂, de méthane, d'oxydes d'azote (N₂O), de carbone noir et de CO₂ eq calculées selon la méthodologie de l'OAIEM.¹

Tableau 14 : Émissions de gaz à effet de serre dans l'Arctique canadien en 2019, par type de navire, en tonnes métriques

Type de navire	Cas	Carbone noir	CO ₂	Méthane	N ₂ O	CO ₂ eq	% du total
Marchandises générales	A2	3,9	67 900	1,0	3,8	69 053	25,4 %
Vraquier	A6	2,8	61 902	1,0	3,4	62 937	23,2 %
Citerne	A3	1,4	31 393	0,4	1,7	31 902	11,7 %
Brise-glace de la GCC	A1	2,8	24 516	0,4	1,2	24 882	9,2 %
Croisière	A4	1,7	16 808	0,2	0,8	17 048	6,3 %
Vraquier brise-glace	A7	0,8	12 480	0,2	0,6	12 671	4,7 %
Sous-total		13,4	214 998	3,2	11,5	218 494	80,4 %
Navire de pêche		1,1	31 593	0,4	1,7	32 116	11,8 %
Remorqueur		1,3	9 801	0,2	0,5	9 954	3,7 %
Autre		0,8	11 028	0,2	0,6	11 205	4,1 %
Total		16,5	267 420	4,0	14,3	271 769	100,0 %

Les six navires faisant l'objet d'une étude de cas présentés dans le tableau 14 représentent environ 80 % des émissions de GES liées au transport maritime dans la région de l'Arctique canadien. Un résumé similaire des autres émissions de polluants atmosphériques par type de navire, y compris les oxydes d'azote (NO_x), les oxydes de soufre (SO_x) et les matières particulaires, est présenté au tableau 15.

Tableau 15 : Émissions de polluants atmosphériques dans l'Arctique canadien en 2019, par type de navire, en tonnes métriques

Type de navire	NO _x	SO _x	Matières particulaires
Vraquier	1 416,8	866,9	107,0
Marchandises générales	1 369,7	967,6	95,7
Citerne	659,4	436,2	40,4
Vraquier brise-glace	205,3	171,9	9,5
Navire de pêche	511,3	0,3	2,6
Brise-glace de la GCC	559,0	0,2	5,8
Croisière	285,9	158,3	18,8
Remorqueur	162,3	0,1	2,4
Autre	190,0	0,1	2,7
Total	5 359,8	2 601,6	284,9

¹ Potentiel de réchauffement planétaire sur 100 ans du quatrième rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, à l'exclusion du carbone noir

Les données sur le trafic maritime ont été recueillies par des chercheurs de la Chaire de recherche sur l'environnement, la société et les politiques de l'Université d'Ottawa (van Luijk, 2019) afin de déterminer le nombre de navires uniques dans l'Arctique canadien entre 2010 et 2018. En utilisant 2018 comme année représentative du trafic maritime, la consommation de carburant des navires par numéro d'étude de cas a été évaluée en milliers de tonnes métriques à l'aide des dernières données disponibles (2019) de l'OAIEM, comme le montre le tableau 16.

Tableau 16 : Transport maritime et consommation de carburant dans l'Arctique canadien

Type de navire	Nombre de navires en 2018*	Carburant consommé dans l'Arctique en 2019 en milliers de tonnes métriques	Numéro de cas
Marchandises générales	17	21,8	A2
Vraquier	33	19,9	A7
Citerne	14	10,1	A3
Brise-glace de la GCC	7	7,6	A1
Croisière	10	5,4	A4
Vraquier brise-glace	3	4,0	A6
Sous-total	84	68,8	
Navire de pêche	32	9,9	
Remorqueur	18	3,1	
Autre	35	3,4	
Total général	169	85,2	

* Utilisation de 2018 comme année représentative du trafic maritime dans l'Arctique, sur la base des recherches de l'Université d'Ottawa (van Luijk, 2019)

Les types de navires représentés par les cas de cette étude constituent 84 des 169 navires dans la région (50 %) et 68,8 des 85,2 milliers de tonnes métriques (80 %) de carburant consommé.

7.3 Scénarios de mise en œuvre des navires

Les scénarios de mise en œuvre examinent l'incidence potentielle de l'adoption du GNL par les navires dont le type correspond à un numéro d'étude de cas. Pour chaque type de navire, les répercussions sur les émissions, l'incidence économique, l'investissement et la demande en carburant sont calculés pour la portion du voyage effectuée dans la région arctique canadienne.

L'incidence sur les émissions est calculée en appliquant le pourcentage de changement des émissions dû à l'adoption du GNL aux émissions de référence précédemment établies pour la flotte du type de navire correspondant. Les émissions calculées sont celles produites durant les voyages effectués dans la région arctique canadienne.

L'incidence économique est calculée en utilisant les résultats décrits au chapitre 2 (Aspects économiques) avec une méthodologie adaptée au modèle économique du navire considéré. La différence entre le coût du carburant (actuellement plus bas pour le GNL que pour le MDO) et la quantité de carburant requise (moins de GNL que de MDO), lorsque le MDO est remplacé avec du GNL, est traitée en identifiant les pouvoirs calorifiques (densité énergétique) de chaque carburant pour créer un ratio comparatif. Il a été déterminé, par cette approche, qu'une tonne métrique de GNL fournit 13 % plus d'énergie qu'une tonne métrique de MDO. Lorsque cette équivalence d'énergie par

tonne métrique a été appliquée en dollars (\$/tonne métrique), les économies globales associées au passage du MDO vers le GNL ont pu être obtenues.

Lorsque cela est possible, l'investissement requis pour convertir et parer un navire à utiliser du GNL comme carburant est également calculé en utilisant les résultats de l'étude de cas appliquée à la flotte de navires.

International – Vraquiers destinés à la navigation dans les glaces

Scénario : Les vraquiers faisant escale dans les mines de la région arctique canadienne pour recueillir des matières premières destinées à l'exportation sont convertis pour utiliser du GNL au lieu du MDO en vertu de l'interdiction du mazout lourd.

Cas de référence : A7

Nombre de navires : 33

Calcul de l'incidence sur les émissions : Émissions de la région de l'Arctique canadien de l'OAIEM x facteurs du chapitre 3 (Environnement), comme le démontre le tableau de la section 7.4 – Résumé de l'incidence sur les émissions.

Calcul de l'incidence économique : Incidence sur le coût des opérations minières dans l'Arctique canadien = nombre de navires x consommation de carburant x différence de prix du MDO par rapport au GNL

Consommation de carburant	3 374 tonnes métriques de MDO par navire et par an
Différence de prix (économies)	93 \$/équivalent tonnes métriques
Incidence économique totale (économies)	10,4 millions de dollars par an

Calcul de l'investissement : Coût de conversion des navires au GNL du chapitre 2 (Aspects économiques) x nombre de navires

Investissement supplémentaire par navire	22 millions de dollars
Investissement différentiel total	726 millions de dollars

Calcul de la demande de carburant : Consommation de carburant en une saison du chapitre 2 (Aspects économiques) x nombre de navires

Consommation de carburant dans l'Arctique	2 761 tonnes métriques de GNL par navire
Demande totale de carburant	91 113 tonnes métriques par an

Remarques :

- › Le carburant est acheté en Europe
- › Le scénario de référence suppose l'utilisation des meilleurs moteurs à faibles émissions de méthane disponibles. Si l'on utilise plutôt des moteurs à carburant mixte à basse pression, les

émissions de méthane augmentent, ce qui limite ou élimine la réduction des GES mais réduit les émissions de NO_x.

- › Des vraquiers neufs alimentés au GNL sont disponibles comme solution de rechange à la conversion envisagée dans ce scénario.

Québec – Marchandises diverses

Scénario : Remplacement des navires d’approvisionnement de l’Arctique par des navires fonctionnant au GNL, au lieu de navires utilisant le MDO, selon la meilleure technologie disponible.

Cas de référence : A2

Nombre de navires : 17

Calcul de l’incidence sur les émissions : Émissions de la région de l’Arctique canadien de l’OAIEM x facteurs du chapitre 3 (Environnement), comme le démontre le tableau de la section 7.4 – Résumé de l’incidence sur les émissions.

Calcul de l’incidence économique : Incidence sur le coût des marchandises livrées dans l’Arctique canadien = nombre de navires x consommation de carburant dans l’Arctique x différence de prix entre le MDO et le GNL.

Consommation de carburant dans l’Arctique	538 tonnes métriques de MDO par navire
Différence de prix (économies)	163 \$/équivalent tonnes métriques
Incidence économique totale (économies)	1,5 million de dollars par an

Calcul de l’investissement : Coût différentiel des navires au GNL du chapitre 2 (Aspects économiques) x nombre de navires

Investissement supplémentaire par navire	5,5 millions de dollars
Investissement différentiel total	93,5 millions de dollars

Calcul de la demande de carburant : Consommation de carburant en une saison du chapitre 2 (Aspects économiques) x nombre de navires

Consommation de carburant dans l’Arctique	440 tonnes métriques de GNL par navire
Demande totale de carburant	7 480 tonnes métriques par an

Remarques :

- › Le scénario de référence suppose l’utilisation des meilleurs moteurs à faibles émissions de méthane disponibles. Si on utilise plutôt des moteurs à carburant mixte à basse pression, les émissions de méthane augmentent, ce qui limite ou élimine la réduction des GES mais réduit les émissions de NO_x.
- › Les navires prendront du carburant au Québec pour chaque voyage. À l’heure actuelle, seul le soutage de camion à navire est disponible.

Québec – Citerne

Scénario : Remplacement des navires de livraison de carburant dans l'Arctique par les meilleurs navires fonctionnant au GNL disponibles au lieu de navires utilisant le MDO.

Cas de référence : A3

Nombre de navires : 14

Calcul de l'incidence sur les émissions : Émissions de la région de l'Arctique canadien de l'OAIEM x facteurs du chapitre 3 (Environnement), comme le démontre le tableau de la section 7.4 – Résumé de l'incidence sur les émissions.

Calcul de l'incidence économique : Nombre de navires x consommation de carburant dans l'Arctique x différence de prix entre le MDO et le GNL

Consommation de carburant dans l'Arctique	531 tonnes métriques de MDO
Différence de prix (économies)	163 \$/équivalent tonnes métriques
Incidence économique totale (économies)	1,2 million de dollars par an

Calcul de l'investissement : Coût différentiel des navires au GNL du chapitre 2 (Aspects économiques) x nombre de navires

Investissement supplémentaire par navire	5,5 millions de dollars
Investissement différentiel total	66 millions de dollars

Calcul de la demande de carburant : Consommation de carburant en une saison au titre du chapitre 2 (Aspects économiques) x nombre de navires

Consommation de carburant dans l'Arctique	434 tonnes métriques de GNL par navire
Demande totale de carburant	6 076 tonnes métriques par an

Remarques :

- Le scénario de référence suppose l'utilisation des meilleurs moteurs à faibles émissions de méthane disponibles. Si on utilise plutôt des moteurs à carburant mixte à basse pression, les émissions de méthane augmentent, ce qui limite ou élimine la réduction des GES mais réduit les émissions de NO_x.
- Les navires prendront du carburant au Québec pour chaque voyage. À l'heure actuelle, seul le soutage de camion à navire est disponible.

Québec – Vraquiers brise-glace

Scénario : Les vraquiers brise-glace qui desservent les mines de la région arctique canadienne sont équipés de systèmes GNL utilisant les meilleures technologies disponibles au lieu d'utiliser le MDO.

Cas de référence : A6

Nombre de navires : 3

Calcul de l'incidence sur les émissions : Émissions de la région de l'Arctique canadien de l'OAIEM x facteurs du chapitre 3 (Environnement), comme le démontre le tableau de la section 7.4 – Résumé de l'incidence sur les émissions.

Calcul de l'incidence économique : Incidence sur le coût des opérations minières dans l'Arctique canadien = nombre de navires x consommation de carburant x différence de prix du MDO par rapport au GNL.

Consommation de carburant	4 904 tonnes métriques de MDO par navire
Différence de prix (économies)	163 \$/équivalent tonnes métriques
Incidence économique totale (économies)	2,4 millions de dollars par an

Calcul de l'investissement : Coût de conversion des navires au GNL du chapitre 2 (Aspects économiques) x nombre de navires

Investissement supplémentaire par navire	22 millions de dollars
Investissement différentiel total	66 millions de dollars

Calcul de la demande de carburant : Consommation de carburant en une saison au titre du chapitre 2 (Aspects économiques) x nombre de navires

Consommation de carburant dans l'Arctique	4 013 tonnes métriques de GNL par navire
Demande totale de carburant	12 039 tonnes métriques par an

Remarques :

- Le scénario de référence suppose l'utilisation des meilleurs moteurs à faibles émissions de méthane disponibles. Si on utilise plutôt des moteurs à carburant mixte à basse pression, les émissions de méthane augmentent, ce qui limite ou élimine la réduction des GES mais réduit les émissions de NO_x.
- Les navires prendront du carburant au Québec pour chaque voyage. À l'heure actuelle, seul le soutage de camion à navire est disponible.

Arctique – Brise-glace de la GCC

Scénario : Les nouveaux brise-glace de la GCC sont construits comme des navires alimentés au GNL.

Cas de référence : A1

Nombre de navires : 6

Calcul de l'incidence sur les émissions : Émissions de la région de l'Arctique canadien de l'OAIEM x facteurs du chapitre 3 (Environnement), comme le démontre le tableau de la section 7.4 – Résumé de l'incidence sur les émissions.

Calcul de l'incidence économique : Économies annuelles pour la GCC calculées comme étant le carburant utilisé en une saison pour les brise-glace de l'OAIEM x différence de prix entre le DTFTS et le GNL dans l'Arctique au titre du chapitre 4 (Infrastructure).

Demande de carburant	3 557 tonnes métriques de DTFTS
Différence de prix (économies)	167 \$/équivalent tonnes métriques
Incidence économique totale (économies)	3,5 millions de dollars par an

Calcul de l'investissement : Impossible à calculer – se référer au chapitre 2 (Aspects économiques) pour des renseignements supplémentaires.

Calcul de la demande de carburant : Consommation de carburant en une saison pour les brise-glace de l'OAIEM convertis au GNL.

Demande de carburant GNL	19 026 tonnes métriques de GNL
--------------------------	--------------------------------

Remarques :

- La configuration diesel-électrique limite actuellement le choix des moteurs moyenne vitesse à la technologie de carburant mixte à basse pression, qui présente les émissions de méthane les plus élevées et, par conséquent, un potentiel de réduction des GES plus limités.
- L'exigence d'autonomie nécessite un ravitaillement dans l'Arctique. Ce scénario de mise en œuvre dépend donc de la disponibilité du GNL dans la région arctique.

Arctique – Navire de croisière

Scénario : Des navires de croisière au GNL battant pavillon canadien et partant d'Iqaluit remplacent les navires de croisière internationaux actuels qui visitent la région arctique canadienne.

Cas de référence : A4

Nombre de navires : 10

Calcul de l'incidence sur les émissions : Émissions de la région de l'Arctique canadien de l'OAIEM x facteurs du chapitre 3 (Environnement), comme le démontre le tableau de la section 7.4 – Résumé de l'incidence sur les émissions.

Calcul de l'incidence économique : Valeur du carburant acheté dans l'Arctique calculée comme suit : nombre de navires x demande annuelle de carburant x coût du chapitre 4 (Infrastructure)

Demande annuelle de carburant	1 582 tonnes métriques de GNL par navire
Prix du GNL au titre du chapitre 4	911 \$/tonnes métriques de GNL au Nunavut
Retombées économiques	14,4 millions de dollars de recettes annuelles provenant de la vente de carburant

Calcul de l'investissement : Le coût des navires de croisière fonctionnant au GNL n'a pas été calculé.

Calcul de la demande de carburant : Consommation de carburant en une saison au titre du chapitre 2 (Aspects économiques) x nombre de navires

Consommation de carburant dans l'Arctique	1 582 tonnes métriques de GNL par navire
Demande totale de carburant	15 820 tonnes métriques par an

Remarques :

- › Le scénario dépend des investissements dans les navires de croisière fonctionnant au GNL.
- › La configuration diesel-électrique limite actuellement le choix des moteurs moyenne vitesse à la technologie de carburant mixte à basse pression, qui présente les émissions de méthane les plus élevées et, par conséquent, un potentiel de réduction des GES plus limités.
- › Nécessite un ravitaillement dans l'Arctique; ce scénario de mise en œuvre dépend donc de la disponibilité du GNL dans la région arctique.

7.4 Résumé de l'incidence sur les émissions

La variation des émissions par rapport au niveau de référence pour les six scénarios de mise en œuvre est calculée en appliquant le pourcentage de variation calculé au chapitre 2 (Aspects économiques). Les technologies de moteurs (un échantillon non exhaustif de moteurs possibles) déployées dans chaque scénario sont définies au chapitre 3 (Environnement). Comme les données de l'OAIEM utilisées pour calculer les émissions de référence supposent l'utilisation de mazout lourd, les changements d'émissions dans cette section sont présentés en deux étapes :

Étape 1 : Passage à un distillat (MDO ou DTFTS) en réponse à l'interdiction du mazout lourd

Étape 2 : Passage au gaz naturel sous forme de GNL pour le scénario de mise en œuvre

Émissions de gaz à effet de serre

Tableau 17 : Incidence des scénarios de mise en œuvre sur les émissions de CO₂, en tonnes métriques

Type de navire	Mazout lourd		→ Distillat (MDO/DTFTS)		→ GNL	
	Référence	Changement vs Mazout lourd	Pourcentage	Nouvelle référence	Changement vs MDO/DTFTS	Pourcentage
Vraquier	67 899,6	(1 862,7)	-3 %	66 036,98	(17 654,5)	-27 %
Marchandises générales	61 901,6	(1 508,5)	-2 %	60 393,06	(16 636,6)	-28 %
Citerne	31 393,5	(724,9)	-2 %	30 668,53	(8 561,6)	-28 %
Vraquier brise-glace	12 479,8	(354,1)	-3 %	12 125,70	(3 209,9)	-26 %
Brise-glace* de la GCC	24 515,9	-	-	24 515,87	(5 238,5)	-21 %
Croisière	16 807,6	(433,9)	-3 %	16 373,7	(3 499,8)	-21 %
Total	214 998,0	(4 884,1)		210 113,9	(54 800,9)	

* Utilisant du DTFTS et non du mazout lourd

Tableau 18 : Incidence des scénarios de mise en œuvre sur les émissions de carbone noir, en tonnes métriques

Type de navire	Mazout lourd		→ Distillat (MDO/DTFTS)		→ GNL	
	Référence	Changement vs Mazout lourd	Pourcentage	Nouvelle référence	Changement vs MOD/DTFTS	Pourcentage
Vraquier	2,8	(2,1)	-74 %	0,73	(0,6)	-77 %
Marchandises générales	3,9	(2,5)	-63 %	1,43	(1,2)	-85 %
Citerne	1,4	(0,8)	-59 %	0,56	(0,5)	-87 %
Vraquier brise-glace	0,8	(0,6)	-77 %	0,19	(0,1)	-77 %
Brise-glace* de la GCC	2,8	-	-	2,75	(2,5)	-91 %
Croisière	1,7	(1,2)	-68 %	0,53	(0,5)	-95 %
Total	13,4	(7,2)		6,20	(5,4)	

* Utilisant du DTFTS et non du mazout lourd

Tableau 19 : Incidence des scénarios de mise en œuvre sur les émissions de méthane, en tonnes métriques

Type de navire	Mazout lourd		→ Distillat (MDO/DTFTS)		→ GNL	
	Référence	Changement vs Mazout lourd	Pourcentage	Nouvelle référence	Changement vs MOD/DTFTS	Pourcentage
Vraquier	1,0	-	0 %	1,00	19,0	1 904 %
Marchandises générales	1,0	-	0 %	0,99	18,7	1 887 %
Citerne	0,4	-	0 %	0,43	8,1	1 903 %
Vraquier brise-glace	0,2	-	0 %	0,15	2,9	1 899 %
Brise-glace* de la GCC	0,4	-	-	0,44	240,1	54 827 %
Croisière	0,2	-	0 %	0,19	103,4	55 113 %
Total	3,2	-		3,19	392,2	

* Utilisant du DTFTS et non du mazout lourd

Tableau 20 : Incidence des scénarios de mise en œuvre sur les émissions de CO₂ eq et le PRP sur 100 ans, en tonnes métriques

Type de navire	Mazout lourd		→ Distillat (MDO/DTFTS)		→ GNL	
	Référence	Changement vs Mazout lourd	Pourcentage	Nouvelle référence	Changement vs MOD/DTFTS	Pourcentage
Vraquier	64 459,8	(3 732,4)	-6 %	60 727,40	(17 594,4)	-29 %
Marchandises générales	71 456,1	(3 743,7)	-5 %	67 712,34	(17 167,9)	-25 %
Citerne	32 641,8	(1 454,6)	-4 %	31 187,15	(8 757,5)	-28 %
Vraquier brise-glace	13 223,2	(925,6)	-7 %	12 297,58	(3 252,2)	-26 %
Brise-glace* de la GCC	27 008,1	-	0 %	27 008,14	(292,7)	-1 %
Croisière	18 336,6	(1 476,4)	-8 %	16 860,16	(856,2)	-5 %
Total	227 125,5	(11 332,8)			(47 920,9)	-21 %

* Utilisant du DTFTS et non du mazout lourd

Autres polluants atmosphériques

Tableau 21 : Incidence du scénario de mise en œuvre sur les émissions de NO_x

Type de navire	Mazout lourd		→ Distillat (MDO/DTFTS)		→ GNL	
	Référence	Changement vs Mazout lourd	Pourcentage	Nouvelle référence	Changement vs MOD/DTFTS	Pourcentage
Vraquier	1 416,8	-		1 416,82	-	0 %
Marchandises générales	1 369,7	-		1 369,68	-	0 %
Citerne	659,4	-		659,39	-	0 %
Vraquier brise-glace	205,3	-		205,29	-	0 %
Brise-glace* de la GCC	559,0	-		559,02	(490,5)	-88 %
Croisière	285,9	-		285,9	(250,2)	-88 %
Total	4 496,1	-		4 496,1	(740,6)	-16 %

* Utilisant du DTFTS, et non du mazout lourd

Tableau 22 : Incidence des scénarios de mise en œuvre sur les émissions de SO_x après l'OMI 2020 et l'interdiction du mazout lourd

Type de navire	Mazout lourd		→ Distillat (MDO/DTFTS)		→ GNL	
	Référence	Changement vs Mazout lourd	Pourcentage	Nouvelle référence	Changement vs MOD/DTFTS	Pourcentage
Vraquier	866,9	(694,0)	-80 %	172,88	(165,4)	-96 %
Marchandises générales	967,6	(774,6)	-80 %	192,96	(178,0)	-92 %
Citerne	436,2	(336,8)	-77 %	99,41	(92,0)	-93 %
Vraquier brise-glace	171,9	(138,5)	-81 %	33,39	(32,1)	-96 %
Brise-glace* de la GCC	0,2	-	-	0,22	(0,2)	-81 %
Croisière	158,3	(125,8)	-79 %	32,5	(30,6)	-94 %
Total	2 601,1	(2 069,8)	-80 %	531,4	(498,2)	-94 %

* Utilisant du DTFTS et non du mazout lourd

Tableau 23 : Incidence des scénarios de mise en œuvre sur les émissions de matières particulaires après l'OMI 2020 et l'interdiction du mazout lourd

Type de navire	Mazout lourd		→ Distillat (MDO/DTFTS)		→ GNL	
	Référence	Changement vs Mazout lourd	Pourcentage	Nouvelle référence	Changement vs MOD/DTFTS	Pourcentage
Vraquier	107,0	(79,7)	-75 %	27,26	(25,9)	-95 %
Marchandises générales	95,7	(68,1)	-71 %	27,58	(26,2)	-95 %
Citerne	40,4	(28,9)	-71 %	11,52	(11,5)	-99 %
Vraquier brise-glace	9,5	(7,1)	-75 %	2,40	(2,3)	-95 %
Brise-glace* de la GCC	5,8	-	-	5,81	(5,1)	-88 %
Croisière	18,8	(13,7)	-73 %	5,1	(4,9)	-96 %
Total	277,1	(197,5)	-71 %	79,7	(75,8)	-95 %

* Utilisant du DTFTS et non du mazout lourd

7.5 Options en matière de chaîne d'approvisionnement

La demande de carburant de chacun des scénarios de mise en œuvre des navires a été agrégée et comparée aux options locales actuelles en matière d'approvisionnement.

Demande internationale de GNL

Les 33 vraquiers destinés à la navigation dans les glaces du cas A7 auraient besoin d'environ 91 000 tonnes métriques de GNL par an. Selon les données sur les ventes de GNL du port de Rotterdam, 213 250 m³ de GNL ont été vendus au troisième trimestre de 2021, ce qui correspond à 426 500 tonnes métriques par an. La demande supplémentaire liée au scénario des vraquiers destinés à la navigation dans les glaces pourrait donc probablement être absorbée par les capacités actuelles de soutage de GNL à Rotterdam ou dans d'autres ports européens.

Demande de GNL au Québec

La demande potentielle de GNL à fournir à partir du Québec est la suivante :

- Ravitaillement direct des navires en GNL jusqu'à 24 727 tonnes métriques par an
 - Marchandises diverses 7 480 tonnes métriques par an
 - Citerne 5 208 tonnes métriques par an
 - Vraquier brise-glace 12 039 tonnes métriques par an
- Carburant à transporter dans l'Arctique pour ravitailler les navires dans la région, jusqu'à 22 520 tonnes métriques par an
 - Brise-glace 6 700 tonnes métriques par an
 - Croisière 15 820 tonnes métriques par an

Il existe également une demande potentielle de GNL pour remplacer le diesel utilisé par les collectivités et l'industrie dans la région de l'Arctique canadien (comme discuté au chapitre 5). La

demande totale pourrait être satisfaite par une usine de GNL à petite échelle, semblable à celle exploitée par Énergir. La capacité de l'usine d'Énergir est de 436 000 m³ de GNL, ce qui équivaut à environ 200 000 tonnes par année, comparativement à la demande totale de tous les scénarios basés au Québec, soit environ 50 000 tonnes par année.

Demande de GNL dans l'Arctique

Il est supposé que la demande potentielle totale de GNL dans l'Arctique est requise au port d'Iqaluit, qui est la seule installation portuaire prévue dans l'Arctique à l'heure actuelle. Comme suggéré précédemment, les 22 520 tonnes métriques de GNL calculées qui sont nécessaires pour approvisionner les brise-glace et les navires de croisière sont supposées être fournies à partir d'un emplacement au Québec. Cela se compare au réservoir de stockage de 30 000 m³ considéré dans l'étude de cas 1 du chapitre 4 qui pourrait contenir environ 15 000 tonnes métriques de GNL. Cette étude de cas suppose qu'un petit méthanier livrerait plusieurs chargements de carburant pour réapprovisionner le réservoir de stockage en GNL.

7.6 Conclusions

Le transport maritime dans la région arctique canadienne est responsable d'environ 0,27 mégatonne d'émissions de CO₂ eq chaque année, provenant de 169 navires individuels. La variation des émissions due au passage au GNL a été calculée pour six types de navires courants dans la région : vraquiers, navires de marchandises diverses, citernes, vraquiers brise-glace, brise-glace et navires de croisière. Ces six scénarios représentent 50 % des navires et 80 % des émissions dans la région.

L'analyse des émissions de ces scénarios de mise en œuvre a montré des réductions importantes de SO_x et de matières particulaires. Les émissions de CO₂ ont également été réduites dans tous les cas, tout comme le carbone noir, un puissant forcéur climatique à courte durée de vie dont l'effet est particulièrement important dans l'Arctique. En revanche, les émissions de méthane, un puissant GES à court terme, ont augmentées. La variation du potentiel de réchauffement planétaire sur 100 ans des émissions de CO₂ eq dans la région de l'Arctique canadien à partir des scénarios de mise en œuvre dépend fortement de la technologie du moteur utilisée, avec un avantage limité ou nul pour l'utilisation des moteurs à fortes émissions de méthane et une réduction allant jusqu'à 29 % pour la meilleure technologie disponible.

La demande de carburant GNL de ces scénarios a été calculée et se compare favorablement à la capacité disponible en Europe et au Québec. De nouvelles infrastructures seraient nécessaires pour approvisionner les navires qui doivent être ravitaillés dans l'Arctique, comme les navires de la GCC et les navires de croisière d'expédition.



8.1 Introduction

Le présent chapitre décrit les répercussions environnementales et économiques potentielles, tant pour le Canada que pour les collectivités de l'Arctique, d'un passage à l'utilisation du gaz naturel liquéfié (GNL) dans le secteur maritime de la région arctique du Canada. L'accent est mis sur les conséquences – directes et indirectes – si le GNL est substitué comme carburant pour le transport maritime dans cette région.

Les conclusions des chapitres précédents sont rassemblées et intégrées afin de fournir des informations factuelles et claires aux propriétaires et exploitants de navires de même qu'aux autres parties concernées, notamment les communautés et industries de l'Arctique canadien.

8.2 Incidences environnementales

Cette section donne une vue d'ensemble des incidences environnementales de l'utilisation du GNL comme carburant dans l'Arctique. Bien que l'accent soit mis sur le carburant pour navires, elle examine également l'incidence de l'approvisionnement en GNL à la place du diesel qui est actuellement livré par navire-citerne et utilisé principalement pour la production d'électricité dans la région arctique canadienne.

Résumé des risques et des avantages

Les émissions et les risques de pollution liés au transport maritime proviennent d'un nombre relativement faible de navires (169) qui font escale dans la région arctique du Canada chaque année. Comme l'indique le chapitre 7 (Scénarios de mise en œuvre), 80 % des émissions proviennent de

seulement six types de navires, qui peuvent tous être convertis au GNL selon la modélisation et l'analyse décrites précédemment.

Plusieurs avantages ont été cernés si ces navires passaient au GNL comme carburant, y compris des avantages pour la santé humaine et l'environnement grâce à la réduction des émissions d'oxydes de soufre (SO_x) et de matières particulaires. Ces possibilités de réduction de la pollution vont au-delà des réductions découlant de la mise en œuvre de la limite mondiale de 0,5 % de l'OMI pour les émissions de soufre ou même de la zone de contrôle des émissions de soufre envisagée pour l'Arctique, qui réduirait les émissions de soufre à 0,1 %.

Les émissions de carbone noir, un puissant forceur climatique à courte durée de vie dont les effets sont particulièrement importants dans l'Arctique, ont également été réduites. Les émissions de CO₂ provenant de l'exploitation des moteurs des navires ont été réduites; toutefois, l'étude a cerné un risque d'augmentation des émissions de méthane provenant des navires utilisant du GNL. Le méthane, principal composant du gaz naturel, est un puissant gaz à effet de serre à courte durée de vie. Le niveau des émissions de méthane dépend fortement de la technologie utilisée pour alimenter les navires qui passent au GNL. Dans certains cas, les effets négatifs des émissions de méthane pourraient l'emporter sur les avantages de la réduction des émissions de CO₂ et de carbone noir.

Ces mêmes avantages environnementaux sont également disponibles si les génératrices diesel utilisées pour produire de l'électricité pour les communautés de l'Arctique sont remplacées par des moteurs au gaz naturel fonctionnant au GNL au lieu du diesel livré par navire. Le même risque d'émissions excessives de méthane existe dans cette application. Une gestion prudente du méthane dans la production d'énergie est essentielle en vue de réduire les émissions globales avec l'augmentation de l'utilisation du gaz naturel.

Bien que les déversements de cargaisons de pétrole ou de carburant dans l'Arctique soient rares, on a constaté que l'incidence environnementale d'un tel déversement était pratiquement éliminée si la substance déversée était du GNL plutôt que du mazout résiduel ou du diesel.

Incidence du transport maritime sur la pollution atmosphérique

L'incidence de la pollution atmosphérique sur la santé humaine et l'environnement est bien comprise et documentée. Les particules émises dans les gaz d'échappement des moteurs de navires proviennent de la combustion du carburant dans le moteur et sont exacerbées par la teneur en soufre des carburants. D'autres matières particulaires sont formées par des processus chimiques atmosphériques agissant sur les gaz SO_x et NO_x également formés lors de la combustion. Ces matières particulaires sont responsables d'environ 60 000 décès annuels dus à des maladies cardio-pulmonaires et au cancer du poumon à l'échelle mondiale, concentrés dans les zones côtières à proximité des principales routes de transport maritime (Corbett et coll., 2007) et ont fait l'objet d'une attention internationale par le biais de diverses mesures de réduction de la pollution. Le transport maritime dans l'Arctique canadien contribue également à ces émissions nocives qui ont une incidence sur la santé des résidents du Nord et sur l'environnement dans lequel ils vivent.

Cette étude a montré que les émissions de SO_x et de matières particulaires sont réduites par les navires brûlant du GNL. Ces réductions sont supérieures à celles obtenues par la mise en œuvre de la limite de 0,5 % établie par l'OMI pour les émissions de soufre. Les scénarios de mise en œuvre présentés dans le chapitre 7 ont permis d'éliminer 498 tonnes métriques d'émissions de SO_x (soit une réduction de 94 %). Les émissions de soufre restantes proviennent du soufre contenu dans le carburant pilote utilisé pour allumer le gaz naturel dans les moteurs à gaz. Ces émissions pourraient être réduites davantage en utilisant un carburant pilote à très faible teneur en soufre. Les scénarios de mise en

œuvre indiquent que 76 tonnes métriques de matières particulaires ont été éliminées (soit une réduction de 95 %).

Dans la plupart des cas, les émissions de NO_x sont restées similaires même lorsque les moteurs des navires sont passés au gaz naturel. Les scénarios de mise en œuvre n'ont pas permis de réduire les émissions de NO_x en deçà des limites du niveau II actuellement en vigueur, sauf lorsque des moteurs 4 temps à carburant mixte, à vitesse moyenne et à basse pression sont utilisés. Dans ces cas, les émissions de NO_x sont inférieures aux limites plus restrictives du niveau III (une réduction de 88 % par rapport au niveau de référence). Cependant, ces moteurs ont également les émissions de méthane les plus élevées, ce qui a une incidence négative sur les émissions de GES associées à l'adoption du GNL. Plus de détails sur les émissions de NO_x sont fournis au chapitre 3 (Environnement) et au chapitre 7 (Scénarios de mise en œuvre).

Une préoccupation soulevée par un participant du groupe de travail au cours d'une séance de rétroaction relative à l'interdiction future de l'utilisation du mazout lourd est que les exploitants de navires pourraient ne pas passer aux carburants de distillat purs (MDO ou DTFTS) comme cela est supposé dans cette étude, mais pourraient potentiellement utiliser d'autres carburants mélangés conformes à l'interdiction du mazout lourd qui augmentent les émissions de matières particulaires. Une préoccupation similaire a été soulevée lors de la réunion du Sous-comité de la prévention de la pollution et de l'intervention de l'OMI, en février 2020, concernant l'augmentation des particules provenant des carburants mélangés utilisés pour respecter la limite d'émissions de soufre de l'OMI entrée en vigueur en 2020. L'utilisation du gaz naturel comme carburant atténue ce risque.

Incidence du transport maritime sur les émissions de gaz à effet de serre

Cette étude a montré que les émissions de gaz à effet de serre provenant du transport maritime peuvent être réduites si le GNL est utilisé comme carburant pour les navires. Les émissions de CO₂ et de carbone noir ont été réduites dans tous les cas, mais les émissions de méthane ont augmenté. La combinaison de ces effets dans un calcul d'émissions d'équivalents de CO₂ au niveau des navires a donné des résultats très variables en raison de la diversité des émissions de méthane provenant des différentes technologies des moteurs de navires. Les moteurs dont les émissions de méthane sont les plus élevées affichent une augmentation des émissions d'équivalents de CO₂, tandis que les meilleures technologies disponibles ont permis de réduire globalement les émissions de 31 %. Une évaluation du cycle de vie, qui inclut les émissions en amont de la production et de la distribution de carburant, réalisée dans le cadre du chapitre 3 (Environnement), a donné un résultat similaire, soulignant l'incidence des émissions de méthane sur les émissions globales.

Des réductions des émissions de CO₂ comprises entre 21 % et 28 % ont été constatées, les scénarios de mise en œuvre du chapitre 7 faisant état d'une réduction potentielle de 54 milliers de tonnes métriques d'émissions de CO₂. La variation des avantages qu'offre la réduction des émissions de CO₂ est due aux paramètres d'exploitation des navires étudiés dans le cadre du chapitre 3 (Environnement) et à l'efficacité énergétique des différentes technologies des moteurs au gaz naturel, les avantages les plus importants étant attribués aux moteurs les plus économes en carburant.

Des réductions des émissions de carbone noir comprises entre 77 % et 95 % ont été constatées dans le cadre de la modélisation des émissions. Les scénarios de mise en œuvre font état d'une réduction potentielle de 5,4 tonnes métriques d'émissions de carbone noir, en notant que la référence à partir de laquelle les réductions ont été calculées peut sous-estimer les émissions totales de carbone noir provenant du transport maritime.

Les carburants de référence à base de pétrole comme le mazout lourd, le MDO ou le DTFTS produisent de très petites quantités de méthane pendant la combustion. L'introduction du gaz naturel comme carburant crée des émissions de méthane lorsque de petites quantités de carburant non brûlé passent dans le moteur et se retrouvent dans les gaz d'échappement, dont les niveaux varient considérablement en fonction de la technologie de moteur utilisée. Si seuls les scénarios de mise en œuvre qui utilisent les meilleures technologies disponibles sont mis en œuvre, 48 tonnes métriques d'émissions de méthane par an s'ajouteront aux émissions de la région arctique. Cependant, les deux scénarios de mise en œuvre supplémentaires utilisant une technologie de moteur à fortes émissions de méthane ajoutent 344 tonnes métriques supplémentaires d'émissions annuelles de méthane pour ces deux seuls scénarios.

Le méthane et le carbone noir sont tous deux considérés comme des polluants climatiques à courte durée de vie qui ont une incidence amplifiée sur le réchauffement climatique à court terme. Dans les exemples de cas à faibles émissions de méthane, la réduction des émissions de carbone noir obtenue par le passage au gaz naturel fait plus que compenser l'augmentation des émissions de méthane, même si un horizon temporel court de 20 ans est utilisé pour évaluer l'incidence sur l'augmentation de la température mondiale. Toutefois, cette situation est inversée dans les cas d'émissions élevées de méthane, car l'incidence à court terme des émissions de méthane l'emporte sur les avantages des réductions des émissions de carbone noir.

Le risque d'augmentation des émissions de matières particulaires si les carburants à base de pétrole sont autorisés dans le cadre de l'interdiction du mazout lourd a également des répercussions sur les gaz à effet de serre, car une partie de ces émissions est constituée de carbone noir. Le gaz naturel comme carburant atténuerait ce risque.

L'avantage du passage au GNL en matière d'émissions de gaz à effet de serre dépend de la technologie de moteur choisie, l'utilisation de technologies de moteur à fortes émissions de méthane ne présentant que peu ou pas d'avantages, tandis que les technologies à faibles émissions de méthane peuvent générer une réduction de jusqu'à 30 %, même en tenant compte des émissions en amont provenant de l'exploration et de la production de gaz naturel.

Incidences sur la pollution atmosphérique du diesel utilisé pour la production d'électricité et livré par navire

La plupart de l'électricité dans la région de l'Arctique canadien est produite par des génératrices alimentées par du diesel livré par navire-citerne. Le chapitre 4 (Infrastructure) a utilisé les données de Ressources naturelles Canada pour estimer ces livraisons et a constaté que le volume de diesel livré par navire-citerne dans la région de l'Arctique canadien était d'environ 272 millions de litres en 2017. Les sources d'électricité renouvelables comme l'électricité éolienne et solaire ont, jusqu'à présent, eu une pénétration limitée dans la région et de nombreuses communautés continuent d'investir dans le stockage du diesel et la capacité de production. Le coût élevé du diesel livré contribue au fait que le Nunavut et les Territoires du Nord-Ouest ont le coût de l'électricité le plus élevé de tous les territoires et provinces du Canada.

L'étude indique que la combustion du diesel livré par navire aux établissements et aux industries de l'Arctique pour produire de l'électricité crée des émissions de CO₂ d'environ 757 000 tonnes métriques par an. Cela représente plus du double des émissions de l'ensemble du transport maritime dans la région de l'Arctique canadien. De plus, les émissions de carbone noir provenant des moteurs diesel utilisés pour alimenter les génératrices sont plus élevées que celles des navires en raison du rapport élevé entre le carbone noir et les matières particulaires dans les moteurs diesel 4 temps à haute vitesse

utilisés dans ces applications. Le chapitre 4 (Infrastructure) a estimé les émissions de carbone noir provenant de cette source à 156 tonnes métriques par an.

Le gaz naturel représente une solution de rechange au diesel pour ces applications et le GNL pourrait être transporté par navire dans l'Arctique ou fabriqué dans l'Arctique à partir des réserves de gaz locales présentes. Ces scénarios ont été étudiés plus en détail au chapitre 4. Les risques et les avantages environnementaux du remplacement des génératrices diesel par des génératrices alimentées au gaz naturel sont similaires à ceux du transport maritime.

Risque de déversement d'hydrocarbures

Bien que l'interdiction du mazout lourd qui entrera en vigueur entre 2024 et 2029 éliminera en grande partie l'utilisation et le transport du pétrole persistant par les navires dans la région arctique du Canada, les risques présentés par les dérogations et les exemptions à ces mesures ont été notés. Bien que les carburants de distillat qui sont conformes à l'interdiction du mazout lourd, comme le diesel ou le MDO, présentent moins de risques persistants pour l'environnement que le mazout lourd, un déversement majeur de diesel serait néanmoins très dommageable en raison de sa toxicité pour la vie marine.

Le chapitre 3 (Environnement) de ce projet a examiné l'incidence d'un déversement de GNL; en général, bien que les déversements et autres rejets accidentels de GNL soient hautement indésirables et représentent un risque pour la sécurité, du point de vue environnemental, ils sont beaucoup plus bénins que les déversements de mazout lourd ou de diesel. Après un rejet, le GNL se vaporise, devient plus léger que l'air et se disperse rapidement en se réchauffant. Bien qu'un déversement de GNL présente un risque pour la sécurité de l'équipement et du personnel dans la zone immédiate et que des GES sous forme de méthane soient libérés dans l'atmosphère, du point de vue environnemental, il est plus bénin que les déversements de mazout conventionnel, car les rejets de GNL ne nécessitent aucun effort de nettoyage. L'incidence du nombre probable de déversements sur les GES est considérablement inférieure à celle créée par la combustion de carburant conventionnel.

8.3 Incidences sur l'économie

Cette section présente une vue d'ensemble des répercussions économiques de l'utilisation du gaz naturel comme carburant dans l'Arctique, en mettant l'accent sur le carburant des navires, mais en considérant également l'incidence du carburant diesel livré par navire-citerne utilisé principalement pour la production d'électricité dans la région arctique canadienne. Les conclusions sont tirées principalement des travaux menés sur l'économie, l'infrastructure, les ressources humaines, la réglementation et les scénarios de mise en œuvre pour ce projet.

Résumé des risques et des avantages

Le GNL représente une solution de rechange attrayante et moins coûteuse que les carburants à base de pétrole comme le MDO ou le DTFTS qui devront être utilisés à grande échelle lorsque l'interdiction du mazout lourd entrera en vigueur dans l'Arctique. Tous les navires examinés dans le cadre de cette étude bénéficieraient d'une réduction des coûts d'exploitation s'ils utilisaient le GNL comme carburant de remplacement, ce qui se traduirait par une baisse du coût des marchandises transportées vers les communautés de l'Arctique, une réduction des coûts d'exploitation pour l'industrie et le gouvernement et une baisse des prix de l'électricité en raison de la diminution des coûts de transport du diesel pour alimenter les génératrices.

Toutefois, le chapitre 2 a montré que les navires fonctionnant au GNL sont plus coûteux à construire et que la conversion des navires existants pour utiliser le GNL représente également un investissement important. La meilleure technologie disponible avec les plus faibles émissions de méthane est celle des moteurs à carburant mixte à haute pression. Non seulement ces moteurs ne sont actuellement disponibles que pour les gros navires, mais cette technologie est plus coûteuse et moins courante. À l'heure actuelle, la technologie à basse pression (cycle Otto) est disponible pour les moteurs à basse, moyenne et haute vitesse. Les moteurs à carburant mixte à basse pression moins chers et plus répandus, mais à fortes émissions de méthane, risquent de devenir moins compétitifs à mesure que les émissions de méthane sur le cycle de vie seront prises en compte dans les normes sur les carburants propres et les calculs de l'indice de rendement énergétique, ce qui aggravera l'argument économique en faveur du GNL à mesure que le coût réel des émissions d'équivalents de carbone sera intégré. Les fabricants de moteurs continuent de travailler sur des mesures de réduction des émissions de méthane, ce qui pourrait conduire à une augmentation des coûts des futurs modèles.

Possibilités de réduction du coût de la vie dans la communauté arctique

Un rapport intitulé « Évaluation des avantages et des répercussions associés à l'interdiction de l'utilisation et du transport du mazout lourd comme carburant par les navires exploités dans l'Arctique », préparé par le gouvernement du Canada en 2019 à l'intention du Sous-comité de la prévention de la pollution et de l'intervention de l'OMI, indiquait que l'effet combiné du plafond d'émissions de soufre de l'OMI pour 2020 et de l'interdiction du mazout lourd augmenterait les coûts de transport maritime pour la livraison de marchandises aux communautés de l'Arctique de 13 % à 20 % en raison du coût plus élevé des carburants de distillat comme le MDO. L'incidence de ces augmentations de coûts sur un ménage représentatif du Nunavut se situe entre 248 \$ et 679 \$ par année. L'analyse n'a pas tenu compte de l'augmentation potentielle du prix de l'électricité en raison de l'augmentation du coût de livraison du diesel.

L'analyse du chapitre 2 (Aspects économiques) a conclu que les prix du GNL au Québec sont comparables aux prix du mazout lourd sur une base d'équivalence énergétique, de sorte que les navires utilisant le GNL au lieu du carburant de distillat pour se conformer à l'interdiction du mazout lourd auraient des coûts d'exploitation comparables à ceux de la référence initiale avant les limites de soufre de 2020 de l'OMI ou l'interdiction du mazout lourd. Toutefois, l'analyse du chapitre 2 a également mis en évidence l'investissement supplémentaire nécessaire et a révélé que les périodes de récupération, pour les propriétaires de navire, pouvaient aller de 4 à 13 ans en fonction des prix du carburant. Toutefois, les bénéfices en matière de santé et d'économie pour les communautés devraient être considérés dans le développement de politiques.

Possibilités de réduction des coûts d'exploitation des sociétés minières canadiennes

Les exploitations minières de la région arctique canadienne dépendent fortement des navires pour le transport des approvisionnements et du minerai à traiter. Plusieurs des exemples de cas élaborés pour cette étude sont pertinents pour les opérations minières dans la région de l'Arctique canadien. En particulier :

- Les vraquiers destinés à la navigation dans les glaces (cas A7) recueillent le minerai et l'exportent outremer aux fins de traitement.
- Les vraquiers brise-glace (cas A6) apportent le carburant et les approvisionnements aux mines et recueillent les minerais pour les livrer aux usines de traitement au Canada.

Les économies annuelles réalisées par les sociétés minières grâce à ces deux types de navires ont été calculées à environ 12,8 millions de dollars; cependant, l'analyse économique du chapitre 2 a également déterminé que la période de récupération pour la conversion de ces types de navires était la plus longue de toutes celles considérées, soit entre 16 et 25 ans.

Possibilités de réduction des coûts d'exploitation de la Garde côtière canadienne

La Garde côtière canadienne fournit des services de déglacage chaque année, avec entre 5 et 7 brise-glace actifs dans la région au cours d'une saison. Une partie des coûts d'exploitation de ces navires est refilée aux exploitants de navires commerciaux dans les catégories ci-dessus sous forme de frais de service. On a calculé que l'utilisation du GNL comme carburant pour les brise-glace (cas A1) au lieu du diesel permettrait de réaliser une économie annuelle de 3,5 millions de dollars. Toutefois, la seule technologie de moteur actuellement disponible pour cette application est celle des moteurs à fortes émissions de méthane qui, s'ils étaient utilisés pour cette application, entraîneraient une augmentation des émissions d'équivalents de CO₂.

Possibilités d'exploitation des réserves locales de gaz naturel

Le chapitre 4 (Infrastructure) a indiqué que le Projet de sécurité énergétique proposé par la Société pétrolière d'Inuvialuit comprendra la construction d'une petite usine de GNL reliée à une source d'approvisionnement en gaz près de Tuktoyaktuk, dans les Territoires du Nord-Ouest. Dans le cadre de l'étude de cas 2 – Tuktoyaktuk à Cambridge Bay – ce chapitre a examiné plus en détail la faisabilité et la compétitivité des coûts du transport du GNL jusqu'à un endroit donné pour l'utiliser dans des applications maritimes comme le soutage ou pour la production locale d'électricité à la place du diesel. Même après avoir absorbé le coût de l'infrastructure décrite dans l'étude de cas 2, le coût de livraison du GNL s'est avéré intéressant. Si des scénarios de mise en œuvre se développent et exigent le soutage du GNL dans l'Arctique (voir le chapitre 7), ce projet de sécurité énergétique proposé par le Projet de sécurité énergétique des Inuvialuit pourrait contribuer à la demande locale de gaz dans la région arctique canadienne.

Possibilités de vente de carburant GNL dans l'Arctique

Si les navires de croisière et de la Garde côtière canadienne se convertissent au GNL au lieu du carburant diesel, il existe une possibilité pour les entreprises établies dans l'Arctique de fournir des services de ravitaillement à ces navires qui sont actifs dans la région. Les recettes annuelles provenant de la vente de carburant aux navires qui doivent être ravitaillés dans l'Arctique pourraient atteindre 14,4 millions de dollars par an, selon les calculs effectués dans le cadre des scénarios de mise en œuvre du chapitre 7.

Possibilités de construction d'infrastructures de GNL

L'infrastructure requise pour soutenir les navires qui se convertissent au carburant GNL représente une occasion grâce à un investissement local accru. Les vraquiers internationaux faisant escale dans les ports canadiens ne nécessitent pas d'investissements supplémentaires au Canada, mais les autres cas envisagés pourraient nécessiter des investissements supplémentaires dans la liquéfaction, le stockage et le ravitaillement en GNL si les volumes complets de carburant envisagés dans les scénarios de mise en œuvre étaient requis. Ces scénarios indiquent qu'une usine de GNL de petite ou moyenne envergure pourrait répondre adéquatement à tous les besoins en transport maritime intérieur. Une jetée de ravitaillement en GNL semblable à celle décrite au chapitre 1 (État de préparation technologique) serait également nécessaire.

Si les deux types de navires qui doivent être ravitaillés en carburant dans l'Arctique (les navires de croisière et les brise-glace de la GCC) se convertissent au GNL, des installations de stockage et de ravitaillement en GNL seront également nécessaires à un endroit pratique dans l'Arctique. Le chapitre 4 (Infrastructure) fournit plus de détails sur l'infrastructure requise.

8.4 Conclusions

Des exemples de cas tirés de cette étude ont démontré les avantages environnementaux et économiques qui pourraient résulter de l'utilisation, par les navires, de gaz naturel sous forme de GNL plutôt que de carburants de distillat à base de pétrole comme le MDO et le DTFTS. L'étude a également cerné un risque important pour les avantages potentiels en matière de gaz à effet de serre en raison d'émissions excessives de méthane dans certains cas.

Cette étude a permis de cerner un certain nombre d'avantages si ces navires passaient au gaz naturel comme carburant, notamment pour la santé humaine et l'environnement grâce à la réduction des émissions de SO_x et de matières particulaires.

Les émissions de carbone noir, un puissant forcéur climatique à courte durée de vie dont les effets sont particulièrement importants dans l'Arctique, ont été réduites. Les émissions de CO₂ provenant du fonctionnement des moteurs des navires ont également été réduites. Cependant, l'étude a cerné une augmentation des émissions de méthane provenant des navires utilisant du gaz naturel. Le niveau des émissions de méthane dépend fortement de la technologie utilisée pour alimenter les navires qui passent au GNL et, dans certains cas, les effets négatifs de l'augmentation des émissions de méthane pourraient l'emporter sur les avantages de la réduction des émissions de CO₂ et de carbone noir. Bien que les fournisseurs aient réalisé des progrès significatifs en matière de réduction des émanations de méthane, la meilleure technologie n'est couramment pas disponible pour tous les types de navires. Les organismes de réglementation étudient la façon de prendre cela en compte dans les politiques et exigences futures.

Ces mêmes avantages environnementaux sont également disponibles si les génératrices diesel utilisées pour produire de l'électricité pour les communautés de l'Arctique sont remplacées par des moteurs au gaz naturel avec du GNL livré par navire, avec le même risque d'émissions de méthane. La gestion prudente des émissions de méthane est essentielle afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre provenant de l'utilisation du gaz naturel pour la production d'énergie.

Bien que les déversements de cargaisons de pétrole ou de carburant dans l'Arctique soient extrêmement rares, il a été constaté que l'incidence environnementale d'un tel déversement était pratiquement éliminée si la substance déversée était du GNL plutôt que du mazout résiduel ou du diesel.

Le GNL représente une solution de rechange attrayante et moins coûteuse que les carburants à base de pétrole comme le MDO ou le DTFTS qui devront être utilisés à grande échelle lorsque l'interdiction du mazout lourd entrera en vigueur dans l'Arctique. Tous les navires examinés dans le cadre de cette étude bénéficieraient d'une réduction des coûts d'exploitation s'ils utilisaient le GNL comme solution de rechange, ce qui se traduirait par une diminution des coûts des marchandises transportées vers les communautés de l'Arctique, des coûts d'exploitation pour l'industrie et le gouvernement et des prix de l'électricité en raison de la réduction des coûts de transport du diesel pour alimenter les génératrices.

Les coûts de construction des navires alimentés au GNL demeurent significativement plus élevés que ceux des navires alimentés aux carburants conventionnels. La conversion des navires existants pour les

alimenter au GNL représente également un investissement important. La période d'amortissement de ces investissements dépend du type de navire, du profil d'opérations (incluant toute infrastructure additionnelle dans l'Arctique) et des prix des carburants.

La meilleure technologie disponible qui produit le moins d'émissions de méthane est celle des moteurs à carburant mixte à haute pression. Non seulement ces moteurs ne sont actuellement disponibles que pour les gros navires, mais cette technologie est plus coûteuse et moins courante. Les moteurs à carburant mixte à basse pression moins chers et plus répandus, mais à fortes émissions de méthane, risquent de faire face à une plus grande surveillance à mesure que les émissions de méthane sur le cycle de vie seront prises en compte dans les normes relatives aux carburants propres et dans les calculs de l'indice de rendement énergétique. Cependant, pour certains navires et services, l'utilisation de GNL est attrayante sur les plans économiques et environnementaux.

Références et sources

- ABS. (2015). *Bunkering of Liquefied Natural Gas-fueled Marine Vessels in North America*.
- ABS. (2015). « Nitrogen Oxides (NO_x) Emission Compliance Inside Emission Control Areas (ECAs) ». *ABS Trends - Update on Operational Performance and Environmental Issues*. Décembre.
- ABS Pacific Division. (2003). *ABS Gas Carrier Course*. Singapour : American Bureau of Shipping.
- Al, D. L. (2013). *Assessment of the Fuel Cycle LNG Impact as used in International Shipping*.
- Conseil international pour un transport propre. (2016). « Petroleum biomarker fingerprinting for oil spill characterization and source identification ». Dans *Standard Handbook Oil Spill Environmental Forensics*.
- Bergheim, O. (2013). *Operating LNG Fuelled Vessels* (p. 32). Washington.
- Bond et coll. (2013). « Bounding the role of black carbon in the climate system: A scientific assessment », *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*.
- Briggs, L. (7 juin 2021). *Cryopeak LNG Solutions facility in Fort Nelson now operational*. Consulté sur Energetic City : <https://energeticcity.ca/2021/06/07/cryopeak-lng-solutions-facility-in-fort-nelson-now-in-operation/>
- Buhaug, Ø. C. (2009). *Second IMO GHG Study 2009*. Londres : OMI.
- Régie de l'énergie du Canada. (2017, 16 février). *Aperçu du marché : Comprendre les coûts élevés de l'énergie dans le Nord canadien*. Consulté sur : <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/marches-energetiques/aperçu-marches/2017/aperçu-marche-comprendre-coûts-elevés-lenergie-dans-nord-canadien.html>
- Canada Energy Regulator. (2017, 02 16). *Market Snapshot: Explaining the high cost of power in northern Canada*. Récupéré de <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-markets/market-snapshots/2017/market-snapshot-explaining-high-cost-power-in-northern-canada.html>
- Canadian Energy Research Institute. (2018). *Competitive Analysis of Canadian LNG*. CERI. CAREX. (s.d.). *Diesel Engine Exhaust*. Consulté le 19 septembre 2013 sur CAREX Canada : http://www.carexcanada.ca/en/diesel_engine_exhaust/
- Chakraborty, S. (1^{er} janvier 2021). *Understanding the Design of Liquefied Gas Carriers*. Consulté sur Marine Insight : <https://www.marineinsight.com/naval-architecture/understanding-design-liquefied-gas-carriers/>
- Chart Industries. (s.d.). *LNG Semi-Trailer Highway Delivery*. Consulté en juillet 2013 sur Chart LNG Fuelling Systems : http://lngplants.com/CHART_VEHICLE_FUELING.html
- Chorowski, M. (2015). LNG systems for natural gas propelled ships. *IOP Conference Series*.
- CIMC. (29 novembre 2018). *A first in the industry, 130 LNG tank containers are shipped to northern China*. Consulté sur prnewswire.com : <https://www.prnewswire.com/news-releases/a-first-in-the-industry-130-lng-tank-containers-are-shipped-to-northern-china-300758082.html>
- Cocklin, J. (17 décembre 2020). *Chart Expanding Into Carbon Capture Technology for LNG Producers in \$20M Acquisition*. Consulté sur Natural Gas Intelligence : <https://www.naturalgasintel.com/chart-expanding-into-carbon-capture-technology-for-lng-producers-in-20m-acquisition/>

- Comer, B. (2020). *IMO's draft HFO "ban" is nothing of the sort*. Conseil international pour un transport propre.
- Comer, B. (2017). *Prevalence of heavy fuel oil and black carbon in Arctic shipping, 2015 to 2025*. Conseil international pour un transport propre.
- Collaborateurs, W. (s.d.). *Liquefied Natural Gas*. Consulté en janvier 2013 sur Wikipedia : http://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Liquefied_natural_gas&oldid=530946175
- Corbett, James J., James J. Winebrake, Erin H. Green, Prasad Kasibhatla, Veronika Eyring, et Axel Lauer. 2007. « Mortality from Ship Emissions: A Global Assessment », *Environmental Science & Technology*, 41(24), 8512-8518; DOI: 10.1021/es071686z
- Corp, G. (s.d.). Consulté sur : <http://www.fe-ltd.ca/downloads/GFS%20Corp.%20PowerPoint%20Presensation.pdf>
- Corvus Energy. (2015). *Energy Storage System Order for Seaspan's Two New Battery Hybrid LNG Ferries*. Consulté sur Corvus Energy.
- Conseil de la région des Grands Lacs. (2014). « Restoration, Transformation and Growth: A New Economic Agenda for the Great Lakes – St. Lawrence Region », Forum économique des Grands Lacs.
- Couple Systems. (s.d.). *DryEGCS*. Consulté le 20 septembre 2013 sur : <http://couple-systems.de/index.php/dryegcs-new.html>
- CSA. (2021). *Z276-F18 Gaz naturel liquéfié (GNL) : production, stockage et manutention*.
- D. Lowell, H. W. (2013). *Assessment of the Fuel Cycle Impact of Liquefied Natural Gas as Used in International Shipping*. (Conseil international pour un transport propre (ICCT).
- ed_news. (30 mai 2018). *KAIST-Developed LPV to Launch in LNG-Fueled Port Cleaning Ship in Ulsan*. Consulté sur KAIST : https://www.kaist.ac.kr/newsen/html/news/?mode=V&mng_no=4559&skey=college&sval=department+of+mechanical+engineering&list_s_date=&list_e_date=&GotoPage=1
- Enbridge Gas. (2016). *Gas Analysis Ontario January 2016*.
- Environnement et Changement climatique Canada. (s.d.). Outil d'affichage d'inventaire des émissions marines (OAIEM). Consulté en juin 2022 sur : <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/gestion-pollution/outil-affichage-inventaire-emissions-marines.html>
- Environnement et Changement climatique Canada. (2022). Rapport d'inventaire de carbone noir du Canada de 2013 à 2020. Consulté en août 2022 sur : <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/pollution-atmospherique/publications/inventaire-emissions-carbone-noir-2022.html>
- Fan, H. (2018). « LNG Bunkering Pontoon on Inland Waters in China », *Natural Gas Industry B*, p. 148-155.
- FortisBC. (7 avril 2011). *Material Safety Data Sheet – Liquefied Natural Gas (MSDS #582)*. Surrey, C.-B., Canada.
- FortisBC Energy Inc. (2015). *Rate Schedule 46 Liquefied Natural Gas Sales, Dispensing and Transportation Service*.
- Foss, M. M. (2006). *LNG Safety and Security*. Center for Energy Economics. Consulté sur : http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/documents/CEE_LNG_Safety_and_Security.pdf
- Garcia-Cuerva, E. D. (2009). *A New Business Approach to Conventional Small Scale LNG*.

- Gaztransport & Technigaz. (2021). *Cutting edge technologies and unparalleled know-how*. Consulté sur GTT : <https://www.gtt.fr/en/technologies>
- Generator Source. (2022). Consulté sur : generatorsource.com
- Gouvernement du Canada. (2012). *Règlement sur la pollution par les bâtiments et sur les produits chimiques dangereux – Application 111.1*. Ottawa : Gouvernement du Canada.
- Gouvernement du Canada. (s.d.). *Base de données énergétique des collectivités éloignées*. Consulté sur : <https://open.canada.ca/data/fr/dataset/0e76433c-7aeb-46dc-a019-11db10ee28dd>
- Gouvernement du Canada. (s.d.). *Rapport d'inventaire national 1990-2019 : sources et puits de gaz à effet de serre au Canada*. Présenté par le Canada à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. Consulté en juin 2022 sur : <https://publications.gc.ca/site/fra/9.502402/publication.html>
- Gouvernement du Canada. (s.d.). *Publication sur les polluants climatiques de courte durée de vie*. Consulté en juin 2022 sur : <https://www.canada.ca/fr/services/environnement/meteo/changementsclimatiques/action-pour-climat/polluants-climatiques-courte-duree-vie.html>
- GTT. (4 juillet 2018). *GTT Wins VARD Contract for Luxury Icebreaker's LNG Fuel Tanks*. Consulté sur NGV Global News : <http://www.ngvglobal.com/blog/gtt-wins-var-d-contract-for-luxury-icebreakers-lng-fuel-tanks-0704>
- GTT. (26 juin 2019). *Fuel Tank Orders for Five LNG-Fuelled Containerships for GTT*. Consulté sur NGV Global News : <https://www.ngvglobal.com/blog/fuel-tank-orders-for-five-lng-fuelled-containerships-for-gtt-0626>
- Hongjun, F. (2018). « LNG Bunkering Pontoon on Inland Waters in China », *Natural Gas Industry B*, p. 148-155.
- OMI. (2009). Deuxième étude de l'OMI sur les GES.
- OMI. (2018). MEPC 308.
- OMI. (2020). Quatrième étude de l'OMI sur les GES.
- OMI. (2020). Sous-comité de la prévention de la pollution et de l'intervention (PPR 7). OMI.
- OMI. (2021). Consulté sur : <https://www.imo.org/en/MediaCentre/PressBriefings/pages/02-IMO-2020.aspx>
- OMI. (2021). MEPC 333.
- OMI. (2021). MEPC 339.
- OMI (2021). Sous-comité de la prévention de la pollution et de l'intervention. 7^e session. Point à l'ordre du jour n° 14. PPR 7/INF.X 13 décembre 2019. Publication préliminaire : « Development of Measures to Reduce Risks of Use and Carriage of Heavy Fuel Oil as Fuel by Ships in Arctic Waters. Assessment of the benefits and impacts associated with a ban on the use and carriage of heavy fuel oil as fuel by ships operating in the Arctic ». Présenté par le Canada. Consulté en juin 2022 sur : https://tc.canada.ca/sites/default/files/migrated/imo_hfo_submission_december_2019_accessible_fra.pdf
- OMI-RÉSOLUTION. (2015). *MSC.397(95) Amendments to Part A of the STCW*.
- International Tanker Owners Pollution Federation. (s.d.). *Major Oil Spills*. Consulté le 23 septembre 2013 sur International Tanker Owners Pollution Federation Limited : <http://www.itopf.com/information-services/data-and-statistics/statistics/#no>

- International, C.-I. (s.d.). *Safety History of International LNG Operations*.
- Jupia Consultants Inc. (2015). *Natural gas supply and demand report New Brunswick and Nova Scotia 2015-2025*. Atlantica Centre For Energy.
- Kalyanaraman, M. (12 mars 2020). *CMA CGM's newbuilds feature integral bunker tanks*. Consulté sur Riviera : <https://www.rivieramm.com/news-content-hub/news-content-hub/cma-cgmrsquos-newbuilds-feature-integral-bunker-tanks-58503>
- Klinkenbijn, J. (1999). *Gas Pre-Treatment and their Impact on Liquefaction Processes*. GPA. Nashville : GPA.
- Lagarrigue, V. (s.d.). *Floating cryogenic hoses unlock new opportunities in LNG transfer*. Consulté sur Gas Processing News : <http://www.gasprocessingnews.com/features/201710/floating-cryogenic-hoses-unlock-new-opportunities-in-lng-transfer.aspx>
- Lars R. Juliussen, M. J. (2011). *MAN B&W ME-GI Engines. Recent Research and Results*. Lattice Technology. (2015). *Lattice Pressure Vessel - The World's First Scalable Prismatic Pressure Vessel*.
- Liquefied Gas Carrier. (Mars 2021). *Liquefied Gas Carrier Safety & operational matters*. Consulté sur liquifiedgascarrier.com : <http://www.liquefiedgascarrier.com/cargo-containment-systems.html>
- Lloyd's Register. (2012). *Understanding Exhaust Gas Treatment Systems*.
- Manifold Times. « Port of Rotterdam LNG Bunker Sales Climb 339% on Year in Q3 2021. » 8 décembre 2021, <https://www.manifoldtimes.com/news/port-of-rotterdam-lng-bunker-sales-climb-339-on-year-in-q3-2021/>
- M.N. Usama, A. S. (2011). « Technology Review of Natural Gas Liquefaction Processes », *Journal of Applied Sciences*.
- MAGALOG. (2008). *Maritime Gas Fuel Logistics*.
- MAN Diesel and Turbo. (s.d.). *Secondary-Measures*. Consulté le 27 mars 2013 sur Man Diesel – Green Technology : <http://www.mandiesel-greentechnology.com/0000489/Technology/Secondary-Measures.html>
- Maritime – DNV. (2015). *In Focus - LNG as Ship Fuel*. Hamburg: DNVGL.
- McWha, T. (2012). *Analysis of Emissions in the Marine Sector: NOx and Black Carbon Emissions*. CNRC.
- Minimax Express Transportation. (2014). *Minimax Rolls Out Canada's First LNG Trucks*. Consulté sur Choose Cornwall.
- Nagata, Y., Tanoue, A., Kida, T. et Kawai, T. (2015). « IHI-SPB Tank for LNG-Fueled Ship. » *IHI Engineering Review*.
- NFPA. (2021). *59A: Standard for the Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas*.
- Nicotra, D. A. (2013). *LNG, a Sustainable Fuel for all Transport Modes*. NGVA Europe.
- Gouvernement du Nunavut, Division des produits pétroliers. (2018). *Rapport annuel 2017-2018*. Consulté sur : <https://assembly.nu.ca/sites/default/files/TD-355-EN-PPD-2017-2018-Annual-Report.pdf>
- PAME. (2020). *The Increase in Arctic Shipping*. Consulté le 6 septembre 2021 sur : <https://www.pame.is/projects/arctic-marine-shipping/arctic-shipping-status-reports/723-arctic-shipping-report-1-the-increase-in-arctic-shipping-2013-2019-pdf-version/file>

- Pettersen, J. (2012). *LNG Plant Overview*. Consulté sur : http://en.murmanshelf.ru/files/statoil_seminar_2012/1_Overview.pdf
- Safety4Sea. (15 mars 2019). *LNG conversion of second BC Ferries' Spirit-class ship completed*. Consulté sur : <https://safety4sea.com/lng-conversion-of-second-bc-ferries-spirit-class-ship-completed/>
- Sandia National Laboratories. (2004). *Guidance on Risk Analysis and Safety*. Livermore : Sandia National Laboratories.
- SEA-LNG. (2020). Récupéré de SeaLNG (2020b) Bunkering. Consulté le 9 septembre 2021 sur : <https://sea-lng.org/why-lng/bunkering/>.
- SEA-LNG. (2020). *Global Fleet*. Consulté sur : <https://sea-lng.org/why-lng/global-fleet/>
- SEA-LNG. (2020a). Récupéré de Global Fleet. Consulté le 9 septembre 2021 sur : <https://sea-lng.org/why-lng/global-fleet/>.
- Seaspan Ferries. (2015). *Dynamic Requirements of Vessels & Challenges of LNG and Hybrid Systems Into the New Seaspan Ferries*. Seaspan Ferries.
- Si, K. (3 juin 2020). *Yantian develops first international offshore LNG refuelling project in China*. Consulté sur : [seatrade-maritime.com: https://www.seatrade-maritime.com/bunkering/yantian-develops-first-international-offshore-lng-refuelling-project-china](https://www.seatrade-maritime.com/bunkering/yantian-develops-first-international-offshore-lng-refuelling-project-china)
- Statista Research Development. (24 février 2021). *Number of LNG-fueled vessels worldwide by type 2019*. Consulté sur : <https://www.statista.com/statistics/1102212/lng-fueled-vessels-worldwide-by-type/>
- Maritime Executive. (29 septembre 2020). *Work Proceeding on the Largest Containership LNG Conversion to Date*. Consulté sur : <https://www.maritime-executive.com/article/work-proceeding-for-the-largest-containership-lng-conversion-to-date>
- Thomson, J. (10 novembre 2020). *N.W.T. gov't exploring LNG project off Canadian Arctic coast*. Consulté sur : <https://www.cbc.ca/news/canada/north/nwt-lng-offshore-arctic-request-proposal-oil-1.5795317>
- Transports Canada. (2019). *Processus d'examen TERMPOL TP 743F*. Canada.
- Tuttunen, J. P. (27 février 2019). *DNV*. Récupéré de « LNG containment systems: Finding the way for Type A » sur : <https://www.dnv.com/expert-story/maritime-impact/LNG-containment-systems-finding-the-way-for-Type-A.html>
- Garde côtière des États-Unis. (2011). *Fuel Switching Safety – Safety Alert 11-01*. USCG.
- Nations Unies, Fonds pour l'environnement. (s.d.). *Opening the Door to Cleaner Vehicles in Developing and Transition Countries: The Role of Lower Sulphur Fuels*.
- United States Environmental Protection Agency. (2010). *Report to Congress on Black Carbon*.
- Vermeire, M. B. (2021). *Everything you need to know about marine fuels*. Ghent, Belgique.
- van Luijk N., Dawson J. et Cook A. 2020. Analysis of heavy fuel oil use by ships operating in Canadian Arctic waters from 2010 to 2018. *FACETS* 5: 304–327. doi:10.1139/facets-2019-0067
- Wartsila. (Mars 2021). *Small and Medium Scale LNG Terminals*. Consulté sur [Wartsila.com : https://www.wartsila.com/docs/default-source/Power-Plants-documents/lng/small-and-medium-scale-lng-terminals_wartsila.pdf](https://www.wartsila.com/docs/default-source/Power-Plants-documents/lng/small-and-medium-scale-lng-terminals_wartsila.pdf)
- Wartsila Finland Oy. (2014). *Wartsila Environmental Product Guide*. Vaasa, Finlande.

Wartsila. (2013). *SK 5306 Bunker Barge*.

Wei, T. (2021). *Projections of Arctic sea ice conditions and shipping routes in the twenty-first century using CMIP6 forcing scenarios*.

Weir Canada Engineering. (2008). *2007 Marine Emissions Inventory and Forecast Study (TP 14822E)*. Transport Canada.

Wikipedia. (28 janvier 2008). *Natural Gas Processing*. Consulté sur Wikipedia :
https://en.wikipedia.org/wiki/Natural-gas_processing

Organisation mondiale de la santé. (12 juin 2012). « IARC: Diesel Engine Exhaust Carcinogenic. » *Communiqué de presse 213*.

Zhang, J. (2020). « Comprehensive review of current natural gas liquefaction processes on technical and economic performance », *Applied Thermal Engineering*, 16.