GNL QUÉBEC INC.
PROJET N^{O} : 161-00666-00

PROJET ÉNERGIE SAGUENAY

RÉPONSES AUX QUESTIONS ET ENGAGEMENTS DEMANDÉS PAR LE MELCC - COMPLEXE DE LIQUÉFACTION DE GAZ NATUREL À SAGUENAY

JUIN 2021

PROJET ÉNERGIE SAGUENAY

RÉPONSES AUX QUESTIONS ET ENGAGEMENTS DEMANDÉS PAR LE MELCC - COMPLEXE DE LIQUÉFACTION DE GAZ NATUREL À SAGUENAY

GNL QUÉBEC INC.

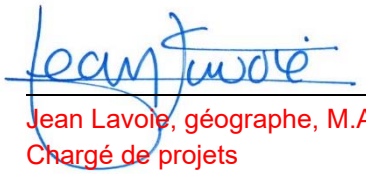
PROJET N^{O} : 161-00666-00
DATE : JUIN 2021

WSP CANADA INC.
1135, BOULEVARD LEBOURGNEUF
QUÉBEC (QUÉBEC) G2K 0M5
CANADA

TÉLÉPHONE : +1 418 623-2254
TÉLÉCOPIEUR : +1 418 624-1857
WSP.COM

SIGNATURES

PRÉPARÉ PAR



Jean Lavoie, géographe, M.A
Chargé de projets
WSP Canada Inc.

3 juin 2021
Date

RÉVISÉ PAR



Sylvain Ménard
Directeur Environnement
GNL Québec inc.

3 juin 2021
Date

Le présent rapport a été préparé par WSP Canada Inc. pour le compte de GNL QUÉBEC INC. conformément à l'entente de services professionnels. La divulgation de tout renseignement faisant partie du présent rapport incombe uniquement au destinataire prévu. Son contenu reflète le meilleur jugement de WSP Canada Inc. à la lumière des informations disponibles au moment de la préparation du rapport. Toute utilisation que pourrait en faire une tierce partie ou toute référence ou toutes décisions en découlant sont l'entière responsabilité de ladite tierce partie. WSP Canada Inc. n'accepte aucune responsabilité quant aux dommages, s'il en était, que pourrait subir une tierce partie à la suite d'une décision ou d'un geste basé sur le présent rapport. Cet énoncé de limitation fait partie du présent rapport.

L'original du document technologique que nous vous transmettons a été authentifié et sera conservé par WSP pour une période minimale de dix ans. Étant donné que le fichier transmis n'est plus sous le contrôle de WSP et que son intégrité n'est pas assurée, aucune garantie n'est donnée sur les modifications ultérieures qui peuvent y être apportées.

ÉQUIPE DE RÉALISATION

GNL QUÉBEC INC.

Directeur Environnement	Sylvain Ménard, géographe, M. Sc

WSP CANADA INC. (WSP)

Directeur de projet	Jean Lavoie, géogr., M.A.
Principaux spécialistes et collaborateurs	François Gagnon, professionnel en environnement Julie McDuff, biologiste, M. Sc. Luc Bouchard, biologiste, M. Sc. Pierre-Etienne Schneegans, professionnel en ingénierie, M. Sc. Benoît Turgeon, ingénieur Patrick Audet, technicien en ingénierie
Édition	Linette Poulin

Référence à citer :

WSP. 2021. *PROJET ÉNERGIE SAGUENAY. RÉPONSES AUX QUESTIONS ET ENGAGEMENTS DEMANDÉS PAR LE MELCC - COMPLEXE DE LIQUÉFACTION DE GAZ NATUREL À SAGUENAY.* RAPPORT PRODUIT POUR GNL QUÉBEC INC. 74 PAGES ET ANNEXES.

AVANT-PROPOS

Pour compléter son analyse du projet Énergie Saguenay (le Projet), le ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MELCC) a demandé des engagements et informations complémentaires au promoteur GNL Québec inc. (GNLQ). Il a ainsi fait parvenir au promoteur deux séries de questions et engagements, soit respectivement les 3 mars et 26 avril 2021.

Les questions et engagements demandés par le MELCC sont présentés intégralement **en encadré et en caractère gras** pour les distinguer aisément dans le texte des réponses qui sont fournies. Un code et un numéro sont associés à chaque question ou commentaire (1, 2, etc.) ainsi qu'à chaque réponse fournie (R1, R2, etc.) afin de faciliter un éventuel suivi. Enfin, les tableaux, cartes, figures et annexes supportant les réponses sont également numérotées en fonction des codes et numéros auxquels elles font référence (annexe R1, annexe R2, etc.).

TABLE DES MATIÈRES

AVANT-PROPOS I

RÉPONSES AUX QUESTIONS ET ENGAGEMENTS 1

ANNEXES

R7 PLANS ET COUPE

R27 NOTE TECHNIQUE
Devenir et comportement d'un déversement de diesel marin pour le projet Énergie Saguenay

R52 RAPPORT
Rôle du GN et du GNL dans la transition énergétique dans le contexte de l'Accord de Paris : Contribution de GNL Québec

R53 RÉSOLUTIONS DE DIFFÉRENTS CONSEILS MUNICIPAUX

RÉPONSES AUX QUESTIONS ET ENGAGEMENTS

1. PÉRIODE DE NIDIFICATION DES OISEAUX

À la section 8.7.6 du volume principal de l'étude d'impact (document PR3.1, p. 560), l'initiateur s'est engagé à réaliser le déboisement en dehors de la période générale de nidification des oiseaux et de reproduction des chiroptères, laquelle s'étale du 1er mai au 15 août. Toutefois, dans le programme de suivi de la faune terrestre présenté par l'initiateur (document PR5.2, Volume 3 - Annexes, annexe R-78), il semble plutôt suggérer que cette période ne pourrait être respectée et des mesures préliminaires de protection sont proposées sur la localisation des nids et l'établissement d'une zone de protection.

Considérant la taille du chantier et la présence de plusieurs espèces en situation précaire, il semble utopique d'établir des mesures sans un arrêt majeur des travaux. Par ailleurs, il est très difficile de repérer la présence de sites de repos ou de maternités de chiroptères. De ce fait, l'initiateur doit confirmer que les travaux de déboisement seraient effectués en dehors de la période de restriction du 1er mai au 15 août.

R 1 :

GNLQ s'engage à ce que les travaux de déboisement du site des infrastructures principales soient exécutés hors de la période de restriction. Advenant le cas où le déboisement devait se faire pendant la période de restriction sur des superficies restreintes (p. ex. site de forage ou réalignement d'une route), le protocole présenté dans le programme de suivi serait appliqué.

2. IMPACT DE L'AMBIANCE LUMINEUSE SUR LA FAUNE

Des mesures pertinentes sont proposées par l'initiateur pour réduire l'effet de l'éclairage nocturne tant sur le paysage que sur la faune. Comme énoncé par l'initiateur en réponse aux questions du BAPE (document DQ6.1, p. 8), il faudrait évaluer correctement les zones à éclairer de manière plus importante pour la sécurité, en fonction des besoins réels une fois la conception finale réalisée. L'usine et la conduite de chargement de gaz naturel liquéfié demeureraient une source lumineuse importante.

L'initiateur doit mentionner si des réductions additionnelles de l'éclairage sont possibles sans compromettre la sécurité. L'initiateur doit préciser si, par exemple, les normes de sécurité permettent d'ajouter certaines zones comme les conduites de chargement, le périmètre de l'usine, les escaliers ou autres aux zones prévues d'éclairage à la demande (éclairage automatique).

R 2 :

Pendant l'ingénierie détaillée, GNLQ s'engage à réévaluer l'éclairage de l'ensemble des infrastructures, incluant les conduites de chargement, le périmètre de l'usine, les escaliers ainsi que toutes les autres zones où l'éclairage à la demande est prévu avec comme objectif de réduire l'effet de l'éclairage nocturne sur le paysage et la faune en respect des normes de sécurité. Les résultats de cette évaluation, accompagnés d'une analyse « avant/après », seront présentés au MELCC lors de la première demande d'autorisation pour construction.

3. PERTES D'HABITATS FAUNIQUES TERRESTRES – DÉBOISEMENT

Les pertes d'habitats fauniques en milieu terrestre sont évaluées actuellement à environ 80 hectares en pertes nettes. Comme toutes les pertes ne sont pas déterminées précisément, celles-ci devront être précisées ultérieurement, advenant l'autorisation du projet. En ce sens, l'initiateur doit s'engager à déposer dans le cadre de l'autorisation en vertu de l'article 22 de la Loi sur la qualité de l'environnement (chapitre Q-2) (LQE) visant le déboisement, le bilan final des pertes d'habitats fauniques terrestres, lequel devra inclure les superficies, les types et la qualité des habitats perdus. Ce bilan devra également inclure les pertes d'habitats affectés par les impacts indirects du projet (perte en qualité d'habitats ou en fonctionnalité), impacts qui ne sont pas évalués pour l'instant, c'est-à-dire, les pertes d'habitats en raison du déboisement et de l'artificialisation du secteur, ainsi que les pertes entraînées par l'implantation des aires temporaires.

R 3 :

GNLQ s'engage à déposer, dans le cadre de l'autorisation visant le déboisement, le bilan final des pertes d'habitats fauniques terrestres, incluant les superficies, les types et la qualité des habitats perdus. Le bilan inclura les pertes d'habitats en raison du déboisement et de l'artificialisation du secteur, ainsi que les pertes entraînées par l'implantation des aires temporaires.

4. PERTE D'HABITATS FAUNIQUES TERRESTRES – PROJETS CONNEXES

Les pertes d'habitats fauniques terrestres encourues dans le secteur du complexe de liquéfaction, notamment par les projets connexes (ex. : gazoduc, ligne d'Hydro-Québec) et les infrastructures adjacentes dans les limites de la zone industrialo-portuaire du Port de Saguenay, n'ont pas été présentées de manière à permettre une évaluation juste des impacts cumulatifs causés par ces pertes en termes de superficie et de qualité de ces habitats disponibles. Cela est particulièrement préoccupant pour les chiroptères, considérant l'état actuel des populations (déclin des populations variant de 75 à 94 % selon les espèces au cours des dernières années), toute perte d'habitats peut avoir un impact important sur les populations à l'échelle provinciale et non seulement localement. À cet effet, l'initiateur doit déposer une évaluation de la superficie et de la qualité des habitats résiduels disponibles dans le but de démontrer si ces derniers seront effectivement utilisables et répondront à l'ensemble des besoins des espèces.

R 4 :

Dans le cadre de la réponse à la question ACÉE-123 (WSP, 2020[1]), il a été démontré que considérant la diversité d'habitat que peuvent utiliser la petite chauve-souris brune, la chauve-souris nordique et la pipistrelle de l'Est, l'ensemble du site à l'étude pouvait être considéré comme un habitat potentiel pour l'une ou l'autre de ces espèces (WSP, 2020). Par conséquent, il avait été décidé de cartographier les habitats de gîte jugés optimaux, afin d'illustrer les secteurs susceptibles d'être les plus importants pour ces espèces (WSP, 2020 - carte R-123-2). À l'intérieur de la zone d'étude restreinte, cette détermination des habitats de gîte optimaux avait d'abord pris en compte les milieux présentant une densité de plus de 10 chicots/ha (photo-interprétation), auxquels avaient été ajoutées toutes les forêts matures localisées à moins de 200 m d'un site d'alimentation propice (marais, marécage, eau peu profonde, cours d'eau à l'exception des tronçons en cascade ou en chute). Cependant, les forêts matures situées à proximité de la rivière Saguenay avaient été exclues de cette sélection. En effet, bien que ce cours d'eau puisse représenter un site d'alimentation intéressant, la topographie très accidentée de ce secteur entraîne un ensoleillement moindre des forêts situées en bordure nord, ce qui diminue les chances d'établissement d'un gîte dans ce secteur (WSP, 2020).

[1] WSP. 2020. *Projet Énergie Saguenay, Réponses aux questions et commentaires de l'AÉIC - Complexe de liquéfaction de gaz naturel à Saguenay*. 422 pages et annexes.

Précisons également que les informations concernant les milieux humides et hydriques présents dans la zone d'étude restreinte provenaient d'une caractérisation des milieux naturels réalisée en 2016 dans le cadre de l'étude d'impact.

Afin d'évaluer l'impact cumulatif potentiel des pertes d'habitat pour les chiroptères, l'exercice de cartographie des habitats de gîte jugés optimaux a été repris sur l'ensemble du Cap-à-l'Ouest, en prenant pour limite la route de l'Anse-à-Benjamin. Cependant, certaines des informations qui avaient été prises en considération pour l'identification des habitats de gîte optimaux dans la zone d'étude restreinte ne sont pas disponibles pour l'ensemble du Cap-à-l'Ouest, notamment la présence de chicots, une délimitation à jour des milieux humides et la présence de cascades ou de chutes dans les cours d'eau. Par conséquent, afin de pouvoir effectuer des comparaisons pertinentes, nous avons refait l'analyse pour l'ensemble de la pointe, incluant la zone d'étude restreinte, à partir des seules informations des cartes écoforestières (BDTQ, MERN Québec, 2012).

Dans le cadre de la présente analyse, tous les cours d'eau ont été considérés comme des sites d'alimentation intéressants pour les chiroptères, qu'ils soient intermittents ou permanents. La proximité de la rivière Saguenay a également été prise en compte (cours d'eau permanent), sauf le long de la bordure nord de la pointe, pour les raisons expliquées plus haut. Compte tenu des informations disponibles pour l'ensemble du Cap-à-l'Ouest, moins précises et complètes que celles qui avaient été utilisées pour la zone d'étude restreinte dans le cadre de la réponse à la question ACÉE-123 (WSP, 2020), nous avons considéré ici deux types d'habitats de gîte pour les chiroptères :

- Les **habitats de gîte optimaux de chiroptères** sont constitués par toutes les forêts matures (50 ans et plus) localisées à moins de 200 m d'un site d'alimentation propice (marais, marécage, eau peu profonde ou cours d'eau permanent).
- **Les habitats de gîte suboptimaux de chiroptères** sont constitués par toutes les forêts matures (50 ans et plus) localisées à moins de 200 m d'un cours d'eau intermittent.

La carte R-4 présente la répartition de ces deux types d'habitats sur l'ensemble du Cap-à-l'Ouest. Ces habitats représentent une superficie de 90,62 ha dans la zone d'étude restreinte (53,47 ha d'habitat de gîte optimal et 37,15 ha d'habitat de gîte suboptimal) et de 879,42 ha à l'extérieur de celle-ci (434,53 ha d'habitat de gîte optimal et 444,88 ha d'habitat de gîte suboptimal), soit un total de 970,03 ha sur l'ensemble du Cap-à-l'Ouest (488,00 ha d'habitat de gîte optimal et 482,03 ha d'habitat de gîte suboptimal).

Sur cette carte figurent également les composantes du projet GNL, les chemins d'accès potentiels pour l'usine GNL ainsi que les empreintes, en termes de perte d'habitat, des projets de Métaux BlackRock (usine de transformation) et d'Énergir (gazoduc pour le site industrialo-portuaire de l'Administration portuaire du Saguenay [APS]), qui constituent à ce jour les principaux projets pouvant potentiellement contribuer aux impacts cumulatifs sur les habitats des chiroptères. Parmi ceux-ci, on compte également la ligne électrique temporaire d'Hydro-Québec pour le projet GNLQ, mais la position du corridor n'est pas encore suffisamment précisée pour qu'une empreinte puisse être cartographiée et que des impacts en termes de perte d'habitat puissent être définis (WSP, 2020). Néanmoins, dans la mesure où il s'agit d'un corridor de faible emprise, l'impact supplémentaire, s'il y a lieu, ne sera pas de grande ampleur en termes de superficie. Pour le projet de Métaux Black Rock, l'empreinte illustrée est la zone de déboisement prévue dans le cadre du projet (WSP, 2019[2]). En ce qui concerne le projet de gazoduc d'Énergir, les deux variantes de tracé proposées ont été considérées en utilisant, pour les calculs de superficies, l'emprise de 20 m centrée sur le tracé qui est mentionnée pour ce projet (UDA, 2019[3]).

---

2 WSP. 2019. *Usine de Métaux BlackRock — Plan de compensation pour les chiroptères*. Note technique à l'attention de Mme Audrey Lachance (Métaux BlackRock inc). 10 pages et annexes.

3 Groupe Conseil UDA. 2019. *Projet de desserte en gaz naturel de la zone industrialo-portuaire de Saguenay, Étude d'impact sur l'environnement, Addenda 1 – Questions, commentaires et réponses*. Pagination multiple et annexes.

Par ailleurs, parmi les projets pouvant potentiellement contribuer aux impacts cumulatifs sur les habitats des chiroptères, on compte également la ligne électrique temporaire d'Hydro-Québec pour le projet GNLQ, mais celle-ci sera incluse dans l'emprise de la route d'accès et aucune perte d'habitat n'est anticipée (WSP, 2020). Quant au tracé de la ligne électrique permanente de 550 MW, il n'est pas encore défini, mais si on considère une longueur probable d'environ 6 km, son empreinte aura une superficie d'environ 18 ha dans la zone considérée ici (Cap-à-l'Ouest). Finalement, l'empreinte de la ligne d'alimentation en gaz de l'usine GNL, dont le tracé n'est pas encore défini lui non plus, aura une empreinte estimée d'environ 4 ha (WSP, 2020).

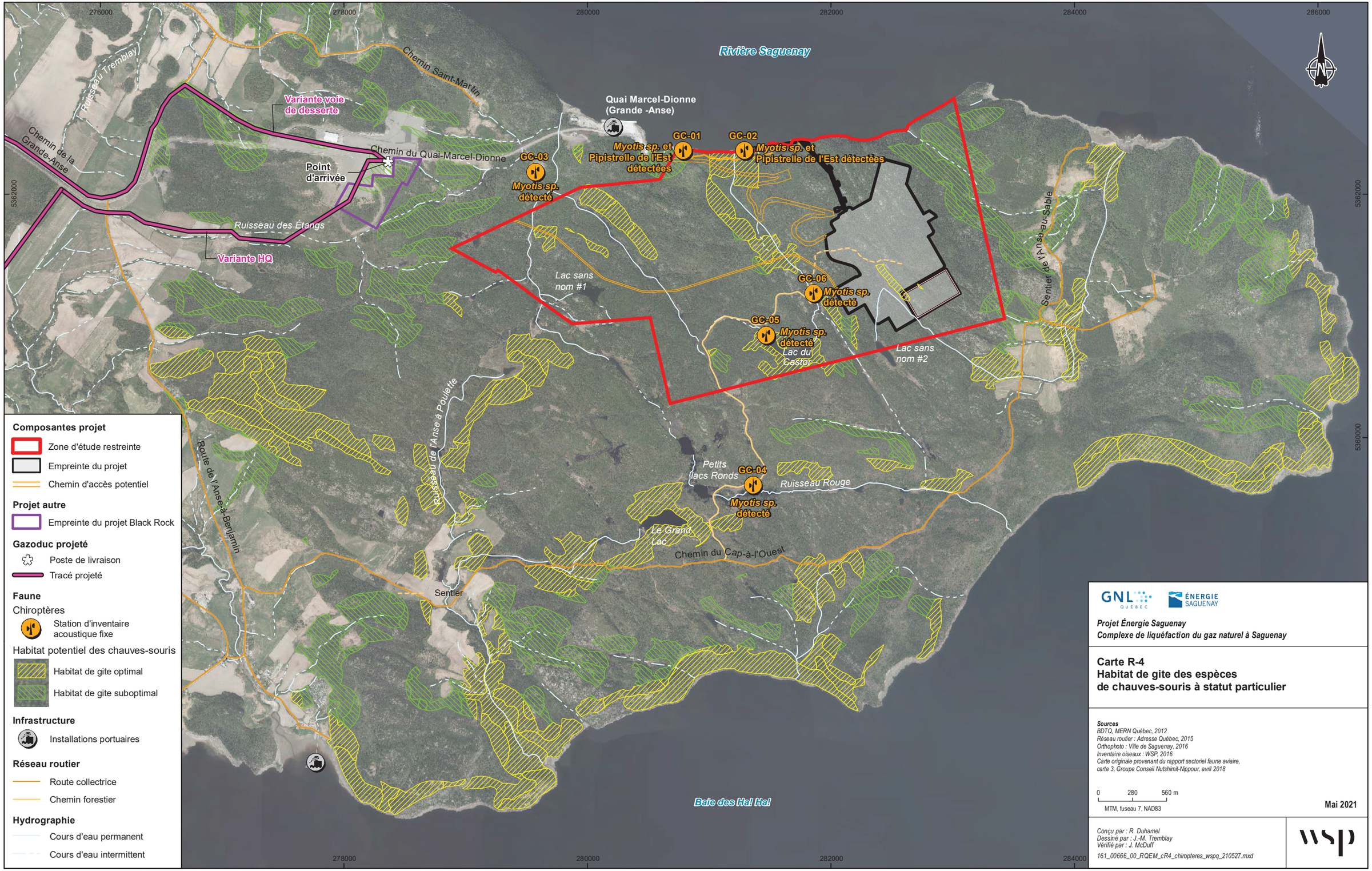
En ce qui concerne le projet à l'étude, on distinguera l'empreinte de l'usine, traitée dans le cadre de l'étude d'impact (WSP, 2020), de celles des chemins d'accès dont le tracé n'est pas définitif et qui feront l'objet de demandes d'autorisations ultérieures. Dans le cadre de la présente analyse, les pertes anticipées pour l'usine sont de 2,03 ha d'habitat de gîte optimal. Signalons que les conduites d'eau potable, d'eau brute, sanitaire et pluviale seront sous la route ou dans son emprise.

Par ailleurs, les pertes reliées aux chemins d'accès potentiels de l'usine GNL sont de 2,88 ha d'habitat de gîte optimal et 1,30 ha d'habitat de gîte suboptimal. Les pertes estimées pour le projet de Métaux BlackRock seraient quant à elles de 3,93 ha d'habitat de gîte suboptimal. En ce qui concerne le projet de gazoduc d'Énergir, les pertes de la variante Voie de desserte seraient 2,36 ha d'habitat de gîte suboptimal, alors que la variante HQ entraînerait la perte de 0,17 ha d'habitat de gîte suboptimal (dont 0,02 ha sont compris dans l'empreinte du projet de Métaux BlackRock).

Afin d'estimer les pertes potentielles d'habitat de chiroptères reliées à la ligne électrique permanente de 550 MW et à la ligne d'alimentation en gaz de l'usine, dont les tracés ne sont pas encore définis, nous avons appliqué, aux empreintes prévues, le ratio des habitats de gîte optimaux (488,00 ha) et suboptimaux (482,03 ha) dans l'ensemble du Cap-à-l'Ouest (4 276,72 ha), soit respectivement 11,4 % et 11,3 %. Selon cette estimation très approximative, la ligne électrique permanente pourrait entraîner la perte de 2,05 ha d'habitat de gîte optimal et 2,03 ha d'habitat de gîte suboptimal. La ligne d'alimentation en gaz pourrait quant à elle entraîner la perte de 0,46 ha d'habitat de gîte optimal et de 0,45 ha d'habitat de gîte suboptimal.

Si on additionne les pertes attendues pour l'ensemble de ces projets, en considérant la variante la plus impactante du projet de gazoduc d'Énergir, les pertes cumulées d'habitats pour les chiroptères seraient de 5,66 ha d'habitat de gîte optimal et de 10,08 ha d'habitat de gîte suboptimal, soit respectivement environ 1,2 % et 2,1 % des superficies disponibles pour l'ensemble du Cap-à-l'Ouest.

Ainsi, si on considère les trois principaux projets susceptibles d'entraîner des pertes d'habitat pour les chiroptères, les superficies d'habitats de gîte optimaux qui seront touchées ne représentent qu'un faible pourcentage des habitats similaires présents à l'échelle du Cap-à-l'Ouest. Ces habitats résiduels constituent en outre des habitats de qualité pour les espèces de chiroptères à statut particulier qui fréquentent le site, et devraient répondre aux besoins de leurs populations locales.



Composantes projet

- Zone d'étude restreinte
- Empreinte du projet
- Chemin d'accès potentiel

Projet autre

- Empreinte du projet Black Rock

Gazoduc projeté

- Poste de livraison
- Tracé projeté

Faune

Chiroptères

- Station d'inventaire acoustique fixe

Habitat potentiel des chauves-souris

- Habitat de gite optimal
- Habitat de gite suboptimal

Infrastructure

- Installations portuaires

Réseau routier

- Route collectrice
- Chemin forestier

Hydrographie

- Cours d'eau permanent
- Cours d'eau intermittent

GNL QUÉBEC — ÉNERGIE SAGUENAY

Projet Énergie Saguenay
Complexe de liquéfaction du gaz naturel à Saguenay

Carte R-4
Habitat de gite des espèces de chauves-souris à statut particulier

Sources
BDTQ, MERN Québec, 2012
Réseau routier : Adresse Québec, 2015
Orthophoto : Ville de Saguenay, 2016
Inventaire oiseaux : WSP, 2016
Carte originale provenant du rapport sectoriel faune aviaire, carte 3, Groupe Conseil Nutshimit-Nippour, avril 2018

0 — 280 — 560 m
MTM, fuseau 7, NAD83

Mai 2021

Conçu par : R. Duhamel
Dessiné par : J.-M. Tremblay
Vérifié par : J. McDuff
161_00666_00_RQEM_cR4_chiropteres_wspq_210527.mxd

wsp

5. COMPENSATION ET SUIVI DES HABITATS FAUNIQUES TERRESTRES

Les pertes d'habitats fauniques doivent être compensées en respect des lignes directrices pour la conservation des habitats fauniques (https://mffp.gouv.qc.ca/faune/permis/pdf/lignes-directrices-habitats.pdf), selon le principe d'aucune perte nette d'habitats fauniques. Les compensations doivent être élaborées sur la base de ces lignes directrices. Le choix de la compensation doit viser, par ordre de priorité : la restauration d'un habitat dégradé, l'amélioration des caractéristiques d'un habitat originel ou la création d'un nouvel habitat.

Le projet de compensation doit viser la similarité et la proximité par rapport à l'habitat perdu et satisfaire les besoins des espèces établies d'intérêt de la zone d'étude (espèces en situation précaire). Il doit mettre l'accent sur les résultats en incluant la conception et le suivi des projets. Pour les habitats terrestres, les effets liés à la fragmentation, tels que la configuration des habitats résiduels, sont particulièrement importants dans un contexte où la perte d'habitat atteint un seuil qui fragilise les populations.

Advenant l'autorisation du projet, l'initiateur doit s'engager à déposer, pour approbation, dans le cadre de la demande d'autorisation en vertu de l'article 22 de la LQE visant le déboisement, un plan de compensation final des habitats fauniques terrestres détruits par le présent projet. L'initiateur doit également s'engager à ce que son projet de compensation inclus un programme de suivi final de celui-ci.

R 5 :

GNLQ s'engage à déposer pour approbation, dans le cadre de la demande d'autorisation visant le déboisement, un plan de compensation des habitats fauniques terrestres détruits par le projet conformément aux lignes directrices pour la conservation des habitats fauniques, incluant un programme de suivi.

6. SUIVI DES HABITATS FAUNIQUES TERRESTRES EN PÉRIPHÉRIE DU PROJET

L'initiateur du projet a proposé un programme de suivi pour évaluer les impacts du projet sur la faune dans les habitats périphériques du site de l'usine (document PR5.2, Volume 3, annexe R-78). Le suivi prévoit des inventaires de la faune aviaire et des chiroptères en raison de la présence d'espèces en situation précaire dans ces groupes d'espèces, ainsi que des mesures de l'ambiance sonore et lumineuse. Il s'agit d'un programme préliminaire qui devra être bonifié pour s'assurer de couvrir adéquatement les zones sous l'influence des facteurs de dérangement. L'étendue spatiale du suivi reste à déterminer. Le programme de suivi doit inclure la réalisation du protocole d'inventaire (inventaires fauniques et mesures de l'ambiance sonore et lumineuse nocturne) avant que les pertes soient encourues afin d'obtenir des données de référence. De plus, le programme de suivi proposé devra entre autres permettre de mesurer l'étendue du périmètre autour de l'usine qui sera sous l'effet de ces éclairages et du bruit.

Advenant l'autorisation du projet, l'initiateur doit s'engager à déposer, dans la cadre de la demande d'autorisation en vertu de l'article 22 de la LQE visant les travaux de déboisement, un programme de suivi final et approuvé au préalable, incluant les protocoles détaillés (fréquence, nombre de sites, durée, étendue spatiale, etc.) et les mesures d'atténuation additionnelles possibles, afin d'évaluer les impacts du projet sur la faune dans les habitats périphériques du site du complexe de liquéfaction.

Advenant le cas où il y aurait des impacts additionnels identifiés par le programme de suivi (ex. : les pertes de qualité d'habitats générées par le bruit et l'ambiance lumineuse nocturne sur les habitats disponibles, diminution des densités de population), l'initiateur doit s'engager à ce que des mesures d'atténuation supplémentaires soient prises pour réduire les effets du projet sur la faune ou à compenser les pertes additionnelles (ex. : optimiser les paramètres d'éclairage de l'usine).

R 6 :

GNLQ s'engage à déposer, dans le cadre de la demande d'autorisation visant les travaux de déboisement, un programme de suivi incluant les protocoles détaillés afin d'évaluer les impacts du projet sur la faune dans les habitats périphériques du site du complexe de liquéfaction.

GNLQ s'engage, advenant le cas où il y aurait des impacts additionnels identifiés par le programme de suivi, à ce que des mesures d'atténuation supplémentaires soient prises pour réduire les effets du projet sur la faune ou pour compenser les pertes additionnelles.

7. COURS D'EAU CE-03 ET MILIEU HUMIDE MH-35

Concernant le cours d'eau CE-03 et le milieu humide MH-35, l'initiateur doit :

- **Prévoir un scénario d'implantation de l'usine qui assure la conservation du cours d'eau CE-03 et du complexe MH-35, associé à des efforts de minimisation supplémentaires (scénario d'évitement in situ) et évaluer par la même occasion le repositionnement de l'aire temporaire 33 à l'extérieur des milieux humides et hydriques. Ce nouveau scénario d'implantation doit être soumis avec l'ensemble des détails techniques;**
- **En lien avec le point précédent, à moins d'un argumentaire appuyé sur des motifs de sécurité des personnes et des biens soutenant que le scénario d'évitement in situ n'est pas envisageable, proposer un scénario de déviation du cours d'eau CE-03 qui permet de recréer le lit d'écoulement du cours d'eau, la rive et les milieux humides dont les caractéristiques physiques et biologiques (substrat, sinuosité, pente, hydrologie, couvert végétal, habitats pour la faune) seront comparables aux caractéristiques qui prévalent actuellement. Il est estimé que l'initiateur n'a pas, jusqu'à présent, démontré que ce scénario n'est pas envisageable malgré la topographie du site. Ce scénario doit être accompagné des plans et devis détaillés de la déviation et de la configuration du nouveau segment de cours d'eau et d'une description des méthodes et mesures prévues afin de permettre de retrouver des caractéristiques comparables au cours d'eau CE-03 et à la structure du complexe de milieux humides MH-35;**
- **Advenant le cas où aucun des scénarios des points précédents (évitement in situ / recréation d'un lit) ne soit envisageables et en dernier recours, élaborer sur les motifs du rejet de ces scénarios.**

R 7 :

Scénario d'implantation de l'usine

L'implantation d'une usine de cette ampleur est un processus itératif complexe déterminé par différentes composantes, soit :

- Environnementales et sociales : Par exemple, l'impact sur les milieux humides et hydriques, sur les habitats, sur le paysage ainsi que l'impact du bruit et de l'éclairage).
- Techniques : Terrassement, flux de matières, séquences de construction.
- Sécurité : Marges de recul, interactions possibles entre les produits et/ou équipements, exposition des travailleurs et des citoyens aux risques.
- Financier : Ces composantes ont également toutes un impact financier (CAPEX/OPEX) qui peut remettre en cause la faisabilité du projet.

Cet exercice est complexifié par la présence, sur le site, de dénivellations importantes et de milieux humides et hydriques. Lors des premières itérations, le niveau d'ingénierie et de connaissance du milieu d'accueil est relativement faible.

Les principales composantes sont dans placées sur le site, un premier temps, puis on évalue les contraintes possibles afin de déterminer l'information à acquérir afin de valider la faisabilité. C'est à cette étape qu'un plan d'implantation évitant le cours d'eau CE-03 et le complexe de milieux humides MH-35 a été développé. Comme présenté en réponse à la question QC2-2 de la deuxième demande d'information, lors d'une analyse plus détaillée, d'importantes contraintes ont été identifiées, soit :

- la nécessité d'une grande quantité de dynamitage et d'excavation;
- une complexité technique accrue d'un site « éclaté » spatialement dont les différents éléments devaient être reliés par plusieurs mètres de conduites et câbles électriques, augmentant très significativement les investissements nécessaires à la construction du projet;
- une importante empreinte au sol (et les impacts environnementaux qui en découlent) pour tenir compte des pentes et des parois rocheuses importantes;
- des enjeux de sécurité;
- des surcoûts importants liés à la gestion des éléments mentionnés précédemment; et surtout
- d'importants enjeux d'acceptabilité sociale liés aux impacts visuels.

Il est important de préciser que les enjeux de sécurité étaient liés au terrassement nécessaire à l'implantation, duquel résultait une importante différence d'élévation entre les deux trains de liquéfaction. Une fuite de gaz, un incendie et/ou le dégagement de chaleur au train de liquéfaction plus bas aurait pu avoir un impact sur le second train, plus élevé, augmentant le risque d'un « effet domino » sur le site.

Cet élément crucial, en plus d'autres impacts présentés ci-dessus, ont fait en sorte qu'il n'y avait d'autre choix que de déplacer l'usine en l'éloignant par rapport à la rive pour bénéficier d'un terrain plus plat.

Ce repositionnement a eu des effets bénéfiques, notamment au niveau de l'intégration du complexe dans le paysage, mais a eu pour effet, en contrepartie, d'augmenter les pertes de milieux humides et hydriques, notamment dus au cours d'eau CE-03 et au milieu humide MH-35. Dans les réponses fournies au MELCC sur les impacts sur les milieux humides et hydriques, beaucoup d'emphase a été portée aux avantages de la relocalisation alors que plus de détails auraient dû être fournis quant aux raisons expliquant la relocalisation.

Autre précision importante : malgré le fait que certaines zones du complexe semblent inoccupées, ce n'est pas le cas. Il s'agit soit de zones en pente où il est impossible d'installer des équipements, soit de zones où de l'équipement ou des bâtiments secondaires sont prévus, mais n'ont pas été mis en plan dû au niveau d'ingénierie préliminaire. Dans certains cas, on y retrouve également des infrastructures souterraines.

GNLQ réitère que l'ensemble des efforts possibles ont été réalisés afin de réduire l'empreinte au sol, et que le site est beaucoup moins vaste que les autres complexes de liquéfaction de capacité similaire présentement en opération ou développement.

Dans le cadre des échanges avec le MELCC en réponse aux questions, GNLQ a réévalué la possibilité de déplacer certaines infrastructures périphériques, notamment l'aire d'entreposage temporaire (n° 33) afin de réduire l'impact sur le milieu humide MH36 et les infrastructures de réception de l'électricité et du gaz naturel afin de réduire l'impact sur le cours d'eau CE-03 et le MH35.

Repositionnement de l'aire temporaire 33

Dans le cas de l'aire temporaire, les principales contraintes techniques associées à sa localisation sont :

- Doit être adjacente au site.
- Ne peut être morcelée en plusieurs zones distinctes.
- Doit être localisée suffisamment loin des trains de liquéfaction pour assurer la sécurité des travailleurs. Rappelons que le train de liquéfaction nº 1 sera testé, puis mis en opération avant que la construction du train nº 2 ne soit complétée. La conception, la construction et l'opération du complexe seront conformes aux pratiques recommandées par le *American Petroleum Institute no.753 : Management of Hazards Associated with Location of Process Plant Portable Buildings,* qui propose des lignes directrices quant aux distances minimales auxquelles localiser les bâtiments temporaires des équipements en opération.

Comme illustré à la figure R7, le seul endroit où il serait possible de relocaliser l'aire temporaire a été analysé. Cette configuration est techniquement réalisable, mais occasionne un impact significatif sur l'équilibre remblais/déblais puisqu'elle nécessite l'excavation d'environ 500 000 m^3 de matériel, dont 300 000 m^3 devraient être transportés hors du site.

Cependant, l'aire temporaire ainsi déplacée ne permet pas de respecter les distances sécuritaires minimales proposées par le code de l'API RP753 une fois la mise en service du train de liquéfaction nº 1. GNLQ est dédiée aux plus hauts standards en matière de santé et sécurité des travailleurs et, pour cette raison, l'option de déplacer l'aire temporaire n'a été retenue.

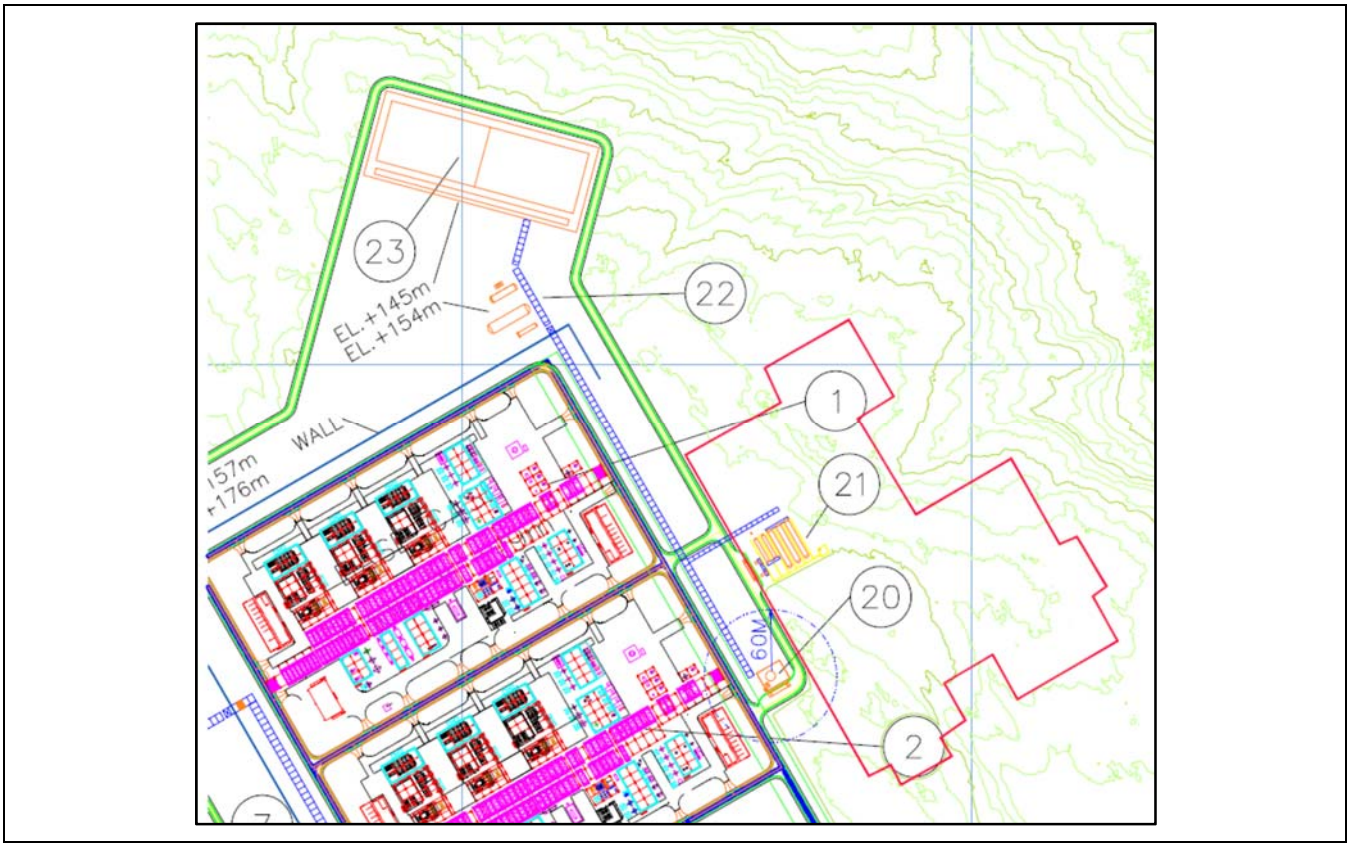


Figure R7 Configuration de l'aire temporaire pour éviter une partie du MH36

Scénario de déviation du cours d'eau CE-03

Quant au cours d'eau CE-03 et au MH35 qui lui est associé, l'impact est principalement causé par la présence de la sous-station électrique et du poste de réception du gaz naturel. Les principaux critères guidant l'implantation de ces équipements sont qu'ils doivent être :

- contigus au site;
- éloignés des trains de liquéfaction;
- localisés du côté d'où le gazoduc et la ligne de transmission proviendront.

GNLQ confirme qu'aucun autre emplacement ne permet de répondre à ces impératifs et que la destruction d'une partie du cours d'eau et du milieu humide est inévitable.

Le scénario initialement présenté au MELCC comprenait la mise en place d'un système de pompage du début du cours d'eau via un bassin de captation, une conduite de refoulement et un bassin de dissipation de l'énergie. Après réévaluation, GNLQ propose maintenant une alternative qu'elle considère plus avantageuse, soit le détournement du cours d'eau (plan à l'annexe R7). Les principaux avantages sont :

- la préservation de l'écoulement naturel et le maintien de la continuité de l'habitat hydrique;
- la possibilité de compenser partiellement la perte de milieux humides;
- la possibilité de réutilisation de mort-terrain pour l'aménagement;
- la gestion naturelle de l'eau sans intervention d'un système de pompage.

L'option possède également certains inconvénients :

- perte d'habitats forestiers additionnels;
- déblais additionnels (environ 60 000 m^3 de roc en surplus à retirer du site) ;
- coûts additionnels importants;
- impossibilité de recréer l'ensemble des superficies perdues. Sur ce point, l'option retenue permet néanmoins un gain significatif en termes de compensation des milieux hydriques et humides, comparativement à la solution de détournement par pompage.

GNLQ s'engage à déposer le projet final et détaillé de déviation du cours d'eau (CE-03), pour approbation par le MELCC, au plus tard dans le cadre de la demande d'autorisation en vertu de l'article 22 qui prévoit la destruction du milieu humide et hydrique.

Éléments de justification du concept retenu

1 Morphologie du cours d'eau

Le chenal principal sera aménagé par décaissement du relief existant, dans lequel les pentes de talus finales sont prévues être de 2 V dans 1H. Cette valeur de pente est adaptée aux terrains meubles pour assurer la stabilité des talus. Dans le cas du projet de détournement du cours d'eau CE-03, il est probable que le roc soit apparent. La pente de 2 dans 1 est donc conservatrice en termes de stabilité et permettra, tout en assurant un milieu relativement ouvert, l'implantation de végétation arbustive dans les anfractuosités ou le microrelief.

Le détournement projeté a été conçu de manière à respecter autant que possible la morphologie du tracé existant :

- Alternance de tronçons à faible pente d'écoulement avec des tronçons à écoulement rapide (voir comparaison des profils en long sur vue en plan).
- Création d'une petite plaine de débordement dans les tronçons encaissés du fait de la topographie et des franchissements du relief naturel par aménagement d'un chenal en déblai : un lit d'étiage avec petits méandres entre deux banquettes végétalisées maintenues au départ par un treillis de coco (fibres naturelles) stabilisateur, le temps que la végétation prenne le relais. Le treillis de fibre de coco se dégradera à l'horizon 2-3- ans et le lit d'étiage pourra s'ajuster naturellement en fonction de la dynamique hydrologique. **Le façonnage initial du lit prévoira, quoi qu'il en soit, des zones d'élargissement/rétrécissement pour favoriser une diversité de faciès d'écoulement, et donc une diversité d'habitats pour la faune et la flore.**
- Pour permettre à moyen et long termes les ajustements naturels de faciès du lit au gré des cycles de crues et décrues, il est prévu de disposer, en fond d'excavation sur l'ensemble de la largeur du chenal décaissé dans le roc, un lit de sable et gravier (matériau alluvionnaire) qui offrira un excellent substrat, quelles que soient les évolutions morphologiques.
- S'il apparaît que le roc en fond de chenal est fortement fracturé et susceptible d'être perméable, une membrane bentonitique sera disposée par sécurité, ce qui assurera une parfaite étanchéité et évitera toute perte d'eau par infiltration.
- La végétalisation des banquettes sera réalisée à l'aide de plants d'hélophytes et d'un mélange grainier adapté aux milieux humides.
- Les tronçons à forte pente seront stabilisés par des enrochements.
- Le tronçon aval du détournement emprunte une zone de plateau et permet d'envisager la création de milieux humides à l'aide des déblais de terre végétale récupérés au niveau des zones humides qui seront affectées par le projet de construction de l'usine. Dans ce secteur dont les contours pourront être ajustés par terrassement léger de manière à contenir les eaux de débordement et favoriser le développement de milieu humide, le lit d'étiage du cours d'eau CE-03 sera façonné en gardant le principe de sinuosité et de variation de section pour générer de la diversité. Nous ne prévoyons pas de structuration des berges : en effet, la très faible pente d'écoulement ne nécessite pas de protection particulière et le lit doit pouvoir s'ajuster et évoluer dans le substrat naturel sans autre support.

2 Hypothèses hydrologiques et hydrauliques

Le bassin versant du cours d'eau CE-03 a été délimité avec les informations topographiques disponibles. Majoritairement boisé, sa superficie est de 14,4 ha, sa pente moyenne d'environ 10 %, et il comprend approximativement 9 % de lacs et 10 % de milieux humides. D'après la carte pédologique de la région (22D07201), les sols sont majoritairement de classe hydrologique AB et B.

Les débits de pointe générés par ce bassin versant pour différentes récurrences ont été déterminés par la méthode rationnelle, outil adapté pour estimer les débits des bassins versants de petite superficie. Pour ce faire, la méthode décrite par le Ministère des Transports du Québec a été suivie (MTQ, 2020[4]). Les statistiques d'intensité-durée-fréquence (IDF) de la station de Bagotville (7060400), localisée à environ 15 km du site du projet et possédant 45 années de données, ont été utilisées. Étant donné les caractéristiques du bassin versant, un coefficient de ruissellement de 0,27 a été calculé, et un temps de concentration de 85 minutes.

[4] Ministère des Transports du Québec. Manuel de conception des ponceaux. Décembre 2020. http://www3.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/produits/ouvrage_routier/guides/guide21.fr.html

À noter qu'aux fins de comparaison, les débits moyens journaliers de crue ont également été estimés par transfert de bassin versant à partir de deux stations de références à proximité du site à l'étude, soit les stations de rivière Valin (062701) et rivière Ha! Ha! (060601), dont les débits de crues ont été estimés par le CEHQ. À noter qu'un facteur de pointe de 1.1 a été appliqué à ces débits moyens journaliers pour les convertir en débits de pointe (CEHQ, 2020[5]; pour la station 062701).

Le tableau R7 présente les débits de crue estimés par ces deux méthodes. On peut constater que comme attendu, les débits obtenus par la méthode rationnelle sont plus élevés que ceux obtenus par transfert de bassin versant. Ceci est dû, d'une part, au côté conservateur de la méthode rationnelle et, d'autre part, au fait que les stations de référence ont un bassin versant de taille beaucoup plus grande que le bassin versant à l'étude, ce qui donne des débits de pointe plus atténués. Les débits obtenus par la méthode rationnelle sont ainsi jugés plus représentatifs.

Tableau R7 Débits de crue estimés

Récurrence (année)	Transfert de BV		Méthode rationnelle [m³/s]
	Réf. rivière Valin *(BV : 768 km²)* [m³/s]	Réf. rivière Ha! Ha! *(BV : 572 km²)* [m³/s]	
2	0,03	0,01	0,09
10	0,04	0,02	0,15
25	0,05	0,03	0,18
50	0,05	0,03	0,20
100	0,06	0,03	0,22

Le dimensionnement du lit mineur du cours d'eau détourné a été fait en considérant le débit de crue deux ans, celui-ci correspondant généralement au début du débordement généralisé dans la plaine inondable.

Nous avons vérifié que les débits de crue, jusqu'à concurrence d'un événement centennal, resteraient contenus dans le chenal principal et ne risquaient pas de provoquer des débordements sur l'emprise industrielle.

3 Préservation de la zone humide MH35 à la jonction aval du tronçon détourné

Concernant la section résiduelle de zone humide entre le pied du talus de remblai de l'emprise industrielle et le point de jonction avec le tronçon de cours d'eau détourné, ce milieu sera préservé au maximum et continuera d'être alimenté en eau :

— par les échanges (percolation / exfiltration) avec le cours d'eau du fait de l'absence de relief dans ce secteur;

— par le rejet des eaux pluviales de la plate-forme industrielle qui seront collectées vers un bassin de décantation et restituées progressivement au milieu naturel, via le lit d'étiage actuel.

4 Esquisse d'échéancier des travaux :

Étape 1 : Terrassement / déroctage et aménagement du chenal principal : quatre semaines.

Étape 2 : Aménagement du lit mineur et des banquettes végétalisées : quatre semaines.

Étape 3 : Ensemencement et végétalisation; aménagement de la connexion aval au cours d'eau existant et aménagement de la connexion amont puis dérivation en dernier lieu du cours d'eau dans son nouveau lit : une semaine.

[5] CEHQ, 2020. Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques. Calcul des facteurs de pointe à différentes stations hydrométriques du Québec. Rapport technique de la direction de l'Expertise hydrique et atmosphérique. Mars 2020. 10 pages et annexe. https://www.cehq.gouv.qc.ca/debits-crues/2020-Facteurs-pointe.pdf

Principales étapes du programme de suivi

Un programme de suivi du succès des travaux de déviation sera défini pour s'assurer de l'évolution pérenne du cours d'eau détourné, en portant une attention particulière sur les objectifs initiaux de restauration d'un milieu hydrique diversifié et de la reconstitution de la végétation en rives.

1 Suivi hydromorphologique

Un an, deux ans et cinq ans après la fin des travaux : contrôle de l'évolution des sections types représentatives des différents tronçons de cours d'eau. Il s'agira de contrôler :

- si les méandres initiaux ont tendance à évoluer ou à se stabiliser (colmatage ou encoche d'érosion au niveau des berges);
- la nature du substrat : tendance à la sédimentation ou à l'érosion;
- la stabilité des enrochements dans les tronçons de transition, à forte pente;
- la morphologie du lit dans la zone de plateau avec reconstitution de zone humide : ajustement du lit ou tendance à la sédimentation.

Au bout des cinq années de suivi, un rapport établira les éventuelles interventions requises pour procéder à des corrections, renforcements de protection des berges ou ajustements de la largeur du lit pour favoriser la dynamique alluviale.

2 Suivi de la végétation

- L'entretien des plantations et le remplacement de tous les plants morts auront lieu aux années 1, 2 et 3 à la suite de l'acceptation provisoire des travaux de plantation.
- Les entretiens seront effectués conformément aux recommandations du Guide d'analyse des projets d'intervention dans les écosystèmes aquatiques, humides et riverains assujettis à l'article 22 de la Loi sur la qualité de l'environnement (LQE).
- Caractérisation biologique de la zone humide reconstituée, deux ans et cinq ans après les travaux, afin de définir d'éventuels ajustements pour favoriser le développement de la strate végétale recherchée. Ce point sera traité en parallèle du diagnostic morphologique du cours d'eau dans la traversée de la zone humide, afin de définir un seul programme d'intervention si nécessaire.

Milieux humides

En raison des volumes importants des déblais et remblais requis pour l'aménagement de la déviation du cours d'eau, l'espace disponible pour recréer des milieux humides sera limité dans la portion amont du nouveau tracé. Le concept actuel prévoit un lit d'écoulement d'environ 1 m de largeur, avec un replat en berge de 2 m de largeur de part et d'autre du lit pour permettre l'établissement d'une bande riveraine. En raison de la pente faible du nouveau tracé, le lit et les berges pourront être composés de matériel granulaire fin ou de matière organique, similaire à ce qui est retrouvé en conditions naturelles dans le cours d'eau CE-03.

Dans la portion aval du tracé, afin d'augmenter la superficie en milieux humides et de recréer des conditions d'habitats similaires à CE-03, le tracé emprunterait un replat dans le relief. La zone pourrait être inondée en périodes de crues, lors de la fonte des neiges ou de fortes précipitations, et devenir une zone de milieux humides de quelques dizaines de mètres carrés, connectée hydrologiquement au cours d'eau dévié. Si le sol forestier en place ne présente pas suffisamment de matière organique, du matériel récupéré dans les milieux humides empiétés par le projet pourra être utilisé. Un tracé approximatif de la zone qui pourrait devenir un milieu humide est présenté sur le plan préliminaire (plan et coupes à l'annexe R7). Cette option est celle qui permet de se rapprocher le plus de la structure actuelle du complexe MH35.

À noter que tout comme le cours d'eau CE-03 et le complexe MH35, le castor pourrait venir s'établir dans la portion aval du nouveau tracé et modifier les conditions du milieu, créant ainsi les milieux humides à des endroits que nous n'envisageons pas actuellement.

8. DÉVIATION DU COURS D'EAU CE-03

Le cas échéant, l'initiateur doit fournir une description des impacts de la déviation du cours d'eau CE-03 (par système de pompage ou recréation d'un lit) sur l'ensemble des fonctions écologiques des milieux humides et hydriques mentionnées à l'article 13.1 de la Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et favorisant une meilleure gouvernance de l'eau et des milieux associés (chapitre C-6.2). L'évaluation des impacts doit être réalisée à l'échelle du bassin versant des milieux humides et hydriques affectés (ruisseau de l'Anse-au-Sable). Une attention particulière doit être portée à la fonction de biodiversité et d'habitat, notamment les impacts du remblayage du littoral et des rives du cours d'eau CE-03 sur la flore, la faune benthique et l'herpétofaune et la capacité des espèces vivantes à s'établir, se maintenir et / ou circuler vers l'amont et l'aval du cours d'eau CE-03.

R 8 :

Les impacts de la déviation du cours d'eau CE-03 sur les fonctions écologiques à l'échelle du bassin versant du ruisseau de l'anse au Sable sont détaillés ci-après.

Fonction de filtre contre la pollution, rempart contre l'érosion et rétention des sédiments.

Deux éléments dans le scénario d'implantation retenue pour la déviation du cours d'eau CE-03 permettront de conserver cette fonction écologique. D'une part, le replat en rive permettra de retenir les matières en suspension (MES) provenant des hauts talus, le temps que la végétation ait le temps de bien s'établir sur celles-ci. D'autre part, la faible pente du nouveau tronçon et la zone humide créée avant de rejoindre le lit naturel de CE-03 agiront également comme zones de rétention pour les sédiments. En tenant compte que des bassins de rétention seront aménagés pour retenir les MES en provenance des eaux pluviales du site industriel, l'impact sur cette fonction après les aménagements devrait être limité.

Fonction de régulation du niveau d'eau

La perte des milieux boisés et des milieux humides aura un impact sur cette fonction écologique à l'échelle du bassin versant, qui sera atténuée, d'une part, par les infrastructures de gestion des eaux pluviales du site industriel et, d'autre part, par la création d'une nouvelle zone humide dans le tronçon aval de la dérivation du cours d'eau CE-03. Compte tenu que les pertes affecteront uniquement la tête du bassin versant et sur une petite superficie, l'impact devrait être limité.

Fonction de conservation de la biodiversité

Localement, les fonctions associées à l'habitat seront modifiées, avec une perte nette causée par la mise en place du site industriel. La déviation du cours d'eau CE-03 et la création de milieux humides en rive conserveront certaines fonctions associées à la biodiversité, notamment en recréant des habitats pour certaines espèces benthiques, animales et végétales. La déviation du cours d'eau CE-03 et la création de milieux humides en rive conserveront certaines fonctions. La continuité du lien hydrique entre l'amont et l'aval favorisera la colonisation de nouveaux tronçons par des espèces végétales, l'herpétofaune et les invertébrés, qui ne serait pas possible par le pompage. Une attention particulière devra être apportée lors de la réalisation des travaux afin de ne pas entraîner l'introduction d'espèces exotiques envahissantes, qui auraient un effet négatif sur cette fonction écologique, et ce, pour l'ensemble du bassin versant concerné.

Fonction d'écran solaire et brise-vent naturel

L'impact de la déviation du cours d'eau CE-03 sur la fonction écologique d'écran solaire et de brise-vent naturel viendra surtout de la perte de végétation arborescente dans la rive du nouveau tronçon. L'aménagement d'une bande riveraine dans le nouveau tronçon de CE-03 contribuera à offrir de l'ombre au cours d'eau et limiter son réchauffement.

Fonction de séquestration du carbone et atténuation des impacts des changements climatiques

À l'échelle du bassin versant, il y aura une perte nette de la fonction de séquestration du carbone et d'atténuation des impacts des changements climatiques en raison de la perte de superficies de milieux humides et forestières. La déviation du cours d'eau CE-03 aura, au total, moins d'impact sur cette fonction que l'option du pompage.

Fonction de qualité du paysage

Peu d'impacts sont appréhendés sur cette fonction écologique, car la déviation du cours d'eau CE-03 ne sera visible que depuis le site industriel de GNL.

9. SYSTÈME DE POMPAGE – COURS D'EAU CE-03

Le cas échéant, en ce qui concerne la déviation du cours d'eau CE-03 (par pompage ou recréation d'un lit), l'initiateur doit fournir une étude hydraulique et hydrologique réalisée par un membre de l'Ordre des ingénieurs du Québec et démontrant la capacité du système de pompage à prendre en charge des débits en fonction de périodes de retour de 20 ans et 100 ans, et ce, sans créer de problématiques d'inondation ou d'érosion et sans affecter l'intégrité des milieux humides et hydriques, en particulier les parties résiduelles de MH-34, MH-35 et le lac sans nom no. 2.

R 9 :

L'option de pompage a été abandonnée et remplacée par une option plus avantageuse, soit la création d'un nouveau lit par la dérivation du cours d'eau CE-03 (voir réponses aux questions 7 et 8).

10. REMBLAYAGE DES MILIEUX HUMIDES

Pour chacun des milieux humides et hydriques du tableau R2-19 révisé (document PR5-7, annexe 4), l'initiateur doit fournir une description des impacts directs et indirects du remblayage des milieux humides au droit du site de l'usine sur chacune des fonctions écologiques mentionnées à l'article 13.1 de la Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et favorisant une meilleure gouvernance de l'eau et des milieux associés. Dans le cas des tourbières, l'initiateur doit également élaborer sur leur rôle en lien avec la résilience face aux changements climatiques et la séquestration du carbone.

R 10 :

Description des impacts directs

Les impacts directs sont ceux associés à la perte ou à la perturbation des milieux humides situés dans l'emprise du projet. Les impacts aux fonctions écologiques varient selon l'importance accordée pour chacune aux différents milieux humides de la zone d'étude. La description de l'impact direct se classe en trois catégories :

- Fonction perdue : s'applique aux milieux humides qui seront complètement remblayés ou à ceux pour lesquels la portion non impactée sera incapable de remplir la fonction écologique en question.

- Fonction perturbée : s'applique aux milieux humides ou hydriques qui maintiendront des fonctions écologiques dans les portions de milieux qui ne seront pas affectées par le projet.
- Aucun impact : s'applique aux milieux qui ne seront pas ou peu impactés par le projet.

Le tableau R10-1 présente le détail des impacts directs pour chaque milieu humide et hydrique et pour chaque fonction écologique.

Fonction de filtre contre la pollution, rempart contre l'érosion et rétention des sédiments.

Les milieux humides affectés par le projet sont pour la plupart des tourbières, qui ont un rôle limité à jouer dans cette fonction écologique, d'autant que la plupart ne sont pas situées près des cours d'eau. L'impact direct de la perte de cette fonction devrait donc être assez limité.

Fonction de régulation du niveau d'eau

À l'échelle locale, les tourbières affectées par le projet ont un faible rôle à jouer dans la régulation du niveau d'eau, car elles sont pour la plupart isolées du réseau hydrologique et qu'elles présentent une capacité limitée pour la régulation des niveaux d'eau. La fonction écologique sera peu impactée par le remblayage des milieux humides.

Fonction de conservation de la biodiversité

La superficie et les types de milieux humides remblayés contribuent à limiter l'impact de la perte de cette fonction à une échelle très locale. Les inventaires n'ont pas révélé de caractéristiques uniques ni d'habitat potentiel d'espèces à statut, qui auraient pu indiquer une contribution importante de ces milieux en lien avec la fonction de conservation de la biodiversité. Des milieux humides similaires à ceux qui seront perdus se trouvent à proximité et pourront localement continuer de remplir cette fonction.

Fonction d'écran solaire et brise-vent naturel

La majorité des milieux humides affectés par le projet ont un rôle limité à jouer comme écran solaire et brise-vent naturel, en raison du type de milieux présentant un couvert forestier peu dense et de leur localisation loin des cours d'eau ou au centre de peuplements boisés. Pour cette raison, la fonction écologique sera peu affectée par le remblayage de ces milieux.

Fonction de séquestration du carbone et atténuation des impacts des changements climatiques

Bien qu'elles soient reconnues comme ayant un rôle important à jouer dans le captage du CO_2, les tourbières qui seront impactées par le projet ont, de par leur superficie et leur composition, une capacité limitée de captation du CO_2. Dans ce contexte, la perte des milieux boisés, qui ont une moins grande capacité de captation du carbone, mais qui occupent une superficie beaucoup plus grande, aura un impact plus important dans la résilience face aux changements climatiques et la séquestration du carbone. Néanmoins, pour les milieux qui seront impactés, la perte de cette fonction sera complète pour les milieux remblayés et partielle pour les portions qui seront maintenues à l'extérieur de l'emprise du projet.

Fonction de qualité du paysage

La fonction de qualité du paysage revêt un caractère très qualitatif, surtout quand les milieux sont peu ou pas visibles et que la distinction avec les milieux boisés environnant peut être difficile à faire à l'échelle du paysage. Pour cette raison, l'impact direct de la perte de cette fonction est peu important.

Description des impacts indirects

Les impacts indirects sur les fonctions écologiques ont été traités en considérant le remplacement des milieux humides par des surfaces anthropiques et leurs effets sur l'ensemble de la zone d'étude, sur les bassins versants dans lesquels se trouvent les milieux impactés et sur les milieux naturels environnants. Un impact indirect a été qualifié de faible, modéré ou élevé selon son niveau d'effet sur la fonction écologique, et ce, pour chaque milieu à l'étude. La qualification de l'impact indirect ne tient pas compte de l'importance de l'impact direct. Ainsi, la fonction d'un milieu complètement remblayé peut entraîner un impact direct important, mais un impact indirect de faible importance, selon la fonction affectée et la localisation du milieu en question.

Le tableau R10-2 présente le détail des impacts indirects pour chaque milieu humide et hydrique et pour chaque fonction écologique.

Fonction de filtre contre la pollution, rempart contre l'érosion et rétention des sédiments.

À proximité du cours d'eau CE-03, la disparition des milieux humides du complexe MH35 et de certains milieux riverains entraînera un risque accru d'apport de sédiments dans le cours d'eau. Les pertes ou les perturbations des autres milieux humides ou hydriques sont peu susceptibles d'avoir des effets indirects sur cette fonction, considérant le milieu naturel environnant et l'absence de lien hydrique direct.

Fonction de régulation du niveau d'eau

Pris individuellement, l'impact indirect associé à cette fonction est négligeable. Cependant, à l'échelle de la zone d'étude, la perte combinée des milieux humides et forestiers occasionnée par le projet aura pour effet de réduire la capacité du milieu naturel de réguler le niveau d'eau. Des impacts sur certains petits cours d'eau à l'intérieur et à l'extérieur de la zone d'étude pourraient se faire sentir.

Fonction de conservation de la biodiversité

En raison de la présence de milieux similaires et de milieux forestiers à proximité de la zone d'étude qui viendront atténuer les impacts, l'impact indirect sur cette fonction écologique est jugé faible. Le cours d'eau CE-03 pourrait subir des impacts indirects plus importants, selon la nature des perturbations hydrologiques qu'il subira en raison des travaux.

Fonction d'écran solaire et brise-vent naturel

Tout comme pour la régulation du niveau d'eau, l'impact indirect de cette fonction est négligeable sur les milieux individuels. En revanche, considérant que les milieux humides qui remplissaient cette fonction seront remplacés par des infrastructures, l'impact indirect de la perte de ces milieux humides devient important, notamment pour le cours d'eau CE-03.

Fonction de séquestration du carbone et atténuation des impacts des changements climatiques

En raison de la présence d'autres milieux similaires et de milieux forestiers à proximité qui viendront atténuer les impacts, l'impact indirect sur cette fonction écologique est faible. Bien sûr, cette absence d'impact indirect ne tient pas compte des émissions de CO_2 associées au projet.

Fonction de qualité du paysage

L'impact indirect de la perte des milieux humides et hydriques sur la fonction de qualité du paysage est limité.

Tableau R10-1 Description des impacts directs du remblayage sur les fonctions écologiques des milieux humides et hydriques

	Fonctions écologiques						
	Proportion empiétée (%)	**Filtre contre la pollution, rempart contre l'érosion et rétention des sédiments**	**Régulation du niveau d'eau**	**Conservation de la diversité biologique**	**Écran solaire et brise-vent**	**Séquestration du carbone et atténuation des impacts des changements climatiques**	**Qualité du paysage**
MH33	89,20	Fonction perturbée	Fonction perturbée	Fonction perturbée	Fonction perturbée	Fonction perturbée	Fonction perturbée
MH35	73,23	Fonction perturbée	Fonction perturbée	Fonction perturbée	Fonction perturbée	Fonction perturbée	Fonction perturbée
MH36	98,50	Fonction perdue	Fonction perdue	Fonction perdue	Fonction perdue	Fonction perdue	Fonction perdue
MH37	0,20	Aucun impact	Aucun impact	Aucun impact	Aucun impact	Aucun impact	Aucun impact
MH38	100	Fonction perdue	Fonction perdue	Fonction perdue	Fonction perdue	Fonction perdue	Fonction perdue
MH39	100	Fonction perdue	Fonction perdue	Fonction perdue	Fonction perdue	Fonction perdue	Fonction perdue
MH101	100	Fonction perdue	Fonction perdue	Fonction perdue	Fonction perdue	Fonction perdue	Fonction perdue
MH102	98,84	Fonction perdue	Fonction perdue	Fonction perdue	Fonction perdue	Fonction perdue	Fonction perdue
MH103	100	Fonction perdue	Fonction perdue	Fonction perdue	Fonction perdue	Fonction perdue	Fonction perdue
CE-01	0,40	Aucun impact	Aucun impact	Aucun impact	Aucun impact	Aucun impact	Aucun impact
CE-02	2,20	Aucun impact	Aucun impact	Aucun impact	Aucun impact	Aucun impact	Aucun impact
CE-03	64,90	Fonction perturbée	Fonction perturbée	Fonction perturbée	Fonction perturbée	Fonction perturbée	Fonction perturbée

Fonction perdue : Milieu complètement remblayé ou impacté.
Fonction perturbée : Fonction écologique maintenue dans les portions non impactées du milieu.
Aucun impact : Milieu peu ou pas impacté.

Tableau R10-2 Description des impacts indirects du remblayage sur les fonctions écologiques des milieux humides et hydriques

	Fonctions écologiques					
	Filtre contre la pollution, rempart contre l'érosion et rétention des sédiments	**Régulation du niveau d'eau**	**Conservation de la diversité biologique**	**Écran solaire et brise-vent**	**Séquestration du carbone et atténuation des impacts des changements climatiques**	**Qualité du paysage**
MH33	Faible	Modéré	Faible	Faible	Faible	Faible
MH35	Élevé	Modéré	Faible	Élevé	Faible	Faible
MH36	Faible	Modéré	Faible	Faible	Faible	Faible
MH37	Faible	Modéré	Faible	Faible	Faible	Faible
MH38	Faible	Modéré	Faible	Faible	Faible	Faible
MH39	Faible	Modéré	Faible	Faible	Faible	Faible
MH101	Faible	Modéré	Faible	Faible	Faible	Faible
MH102	Faible	Modéré	Faible	Faible	Faible	Faible
MH103	Faible	Modéré	Faible	Faible	Faible	Faible
CE-01	Faible	Faible	Faible	Faible	Faible	Faible
CE-02	Faible	Faible	Faible	Faible	Faible	Faible
CE-03	Modéré	Modéré	Modéré	Élevé	Faible	Faible

Impact indirect faible : Fonction écologique peu impactée de manière indirecte.
Impact indirect modéré : Fonction écologique affectée partiellement de manière indirecte.
Impact indirect élevé : Fonction écologique affectée fortement ou perdue de manière indirecte par le remblayage du milieu.

11. FONCTIONS ÉCOLOGIQUES DES MILIEUX HUMIDES

Pour chacun des impacts relevés sur les fonctions écologiques des milieux humides et hydriques touchés, l'initiateur doit décrire les mesures proposées en vue de les atténuer, et démontrer en quoi ces mesures sont satisfaisantes au regard de chacune des fonctions écologiques.

R 11 :

Outre les travaux de déviation du cours d'eau CE-03 et la création de milieux humides et riverains associés, aucune mesure d'atténuation supplémentaire à celles présentées dans le cadre de l'étude d'impact n'est requise. Parmi les mesures d'atténuation qui seront mises en œuvre en phase de construction, le plan de compensation pour la perte des milieux humides est celui qui permettra le plus de réduire les pertes de fonctions écologiques, suivi par la création des milieux associés au cours d'eau CE-03. Des suivis des milieux humides créés et ceux non impactés en périphérie des installations sont également proposés afin de documenter, notamment, les impacts du projet sur les communautés végétales et le maintien des fonctions écologiques.

12. BILAN DES IMPACTS SUR LES MILIEUX HUMIDES ET HYDRIQUES

À l'issue d'efforts supplémentaires pour conserver le cours d'eau CE-03 et les milieux humides MH-35 et éventuellement MH-36, l'initiateur doit déposer un bilan révisé des impacts du projet sur les milieux humides et hydriques sous la forme d'une révision du tableau R2-19 (document PR5-7, annexe 4).

R 12 :

La mise à jour des empiètements présentés dans la mise à jour du tableau R2-19 (révisé) de septembre 2020 demeure valide. Le bilan final des pertes doit toutefois tenir compte de la création des milieux humides et hydriques associés à la déviation du cours d'eau CE-03. Ces gains sont présentés dans le tableau R12.

Tableau R12 Gains en milieux humides et hydriques associés à la déviation du cours d'eau CE-03

Gain d'habitat	Superficie (m^2)		Total (m^2)
	Milieu hydrique	Milieu humide	
Sous la ligne des hautes eaux	2 216	927	3 143
Bande riveraine (15 m)	8 490	5 570	14 060
Au-delà de la bande riveraine	-	401	401
TOTAL	**10 706**	**6 898**	**17 604**

13. PERTES DE MILIEUX HUMIDES ET HYDRIQUES

Toute perte de milieux humides et hydriques jugée acceptable par le ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques doit faire l'objet d'une compensation conformément aux dispositions de la LQE. En l'occurrence, l'initiateur doit spécifier comment seraient compensés les milieux humides et hydriques détruits par le projet, c'est-à-dire, par une contribution financière ou par des travaux de restauration ou de création. L'initiateur doit prendre note que considérant que les bassins versants où s'insère le projet sont peu perturbés, ils présentent peu d'options qui permettraient de compenser les pertes de milieux humides et hydriques et les fonctions écologiques qu'ils exercent par des travaux de restauration ou de création. Toutefois, si l'initiateur prévoit malgré tout compenser les pertes encourues par des travaux, un plan de compensation des milieux humides et hydriques détruits doit dès maintenant être déposé sous forme préliminaire.

R 13 :

Bien que GNLQ ait une nette préférence pour des travaux de restauration ou de création de milieux humides permettant de compenser les pertes occasionnées, des recherches préliminaires confirment l'avis du MELCC que les opportunités à l'intérieur des bassins versants dans lesquelles s'insère le projet sont pratiquement inexistantes. Ainsi, GNLQ s'engage à compenser financièrement la perte de milieux humides et hydriques, conformément aux dispositions de la LQE.

14. ÉTAT INITIAL DES MILIEUX HUMIDES ET HYDRIQUES

L'initiateur doit dès maintenant fournir une évaluation détaillée de l'état initial pour chacun des paramètres des annexes II et III du Règlement sur la compensation pour l'atteinte aux milieux humides et hydriques (RCAMHH) (végétation, sol, hydrologie), et ce, pour chacun des milieux humides et hydriques répertoriés dans le tableau R2-19 révisé (document PR5-7, annexe 4), afin que le MELCC puisse établir le montant estimé de la contribution financière, tel que le prévoit l'article 46.0.5 de la LQE et calculée conformément au RCAMHH.

R 14 :

Les tableaux R-14-1 et R-14-2 présentent respectivement les états initiaux des milieux humides et hydriques répertoriés dans le tableau R2-19 révisé (document PR5-7, annexe 4).

Tableau R14-1 État initial des milieux humides

Milieu humide	État initial de la partie du milieu humide affectée par l'activité			Impact de l'activité sur la partie du milieu humide affectée par celle-ci		
	Végétation	Sol	Eau	Végétation	Sol	Eau
MH33	Peu dégradé	Non dégradé	Peu dégradé	Élevé	Très élevé	Très élevé
MH35	Non dégradé	Non dégradé	Non dégradé	Élevé	Très élevé	Très élevé
MH36	Non dégradé	Non dégradé	Non dégradé	Élevé	Très élevé	Très élevé
MH37	Non dégradé	Non dégradé	Non dégradé	Faible	Élevé	Faible
MH38	Non dégradé	Non dégradé	Non dégradé	Élevé	Très élevé	Très élevé
MH39	Non dégradé	Non dégradé	Non dégradé	Élevé	Très élevé	Très élevé
MH101	Non dégradé	Non dégradé	Non dégradé	Élevé	Très élevé	Très élevé
MH102	Non dégradé	Non dégradé	Non dégradé	Élevé	Très élevé	Très élevé
MH103	Peu dégradé	Dégradé	Peu dégradé	Élevé	Très élevé	Très élevé

Tableau R14-2 État initial des milieux hydriques

Milieu hydrique	État initial de la rive	État initiale de la plaine inondable	Impact de l'activité sur le littoral			Impact de l'activité sur la rive	Impact de l'activité sur la plaine inondable
			Végétation	Sol	Eau		
CE-01	Non dégradé	Non dégradé	Très élevé	Très élevé	Très élevé	Très élevé	Très élevé
CE-02	Non dégradé	Non dégradé	Très élevé	Très élevé	Très élevé	Très élevé	Très élevé
CE-03	Non dégradé	Non dégradé	Très élevé	Très élevé	Très élevé	Très élevé	Très élevé

15. PROGRAMME DE SUIVI DES MILIEUX HUMIDES ET HYDRIQUES

L'initiateur doit proposer dès maintenant un programme de suivi des impacts indirects du projet sur les parties des milieux humides et hydriques MH-33, MH-35 et MH-37. Le cas échéant, le programme doit couvrir, à l'aide d'indicateurs mesurables, les effets indirects de la déviation du cours d'eau CE-03 sur la faune et la flore. Le programme doit prévoir un suivi des paramètres de la végétation, du sol et de l'hydrologie à l'aide de stations d'inventaires permanentes, permettre de couvrir toute la durée d'exploitation du projet et ses activités et prévoir l'échéancier du dépôt des rapports d'étapes au MELCC. En cas de constat de dégradation de l'intégrité de ces parties résiduelles de milieux humides et hydriques en périphérie du site, l'initiateur doit s'engager à proposer des mesures permettant de corriger la situation et les exécuter dans un délai maximal d'un an, conditionnellement à l'approbation des mesures par le MELCC.

R 15 :

Les milieux humides et hydriques visés par le suivi concernent tous ceux situés au-delà de 10 m des installations du complexe industriel. La bande de 10 m autour du complexe, qui pourrait conserver des caractéristiques propres aux milieux humides et hydriques, a été considérée comme empiétée dans le cadre de l'étude d'impact. Lorsque présente, elle aura le rôle de zone tampon avec le milieu naturel non impacté.

Milieux humides

Le suivi pour les milieux humides débutera dans l'année suivant la réalisation des travaux et la perturbation de ceux-ci. Il se réalisera par la suite aux deux ans pour chaque milieu, jusqu'à ce que les données soient jugées suffisantes pour statuer sur l'état à long terme des milieux humides.

Les éléments suivants feront l'objet du suivi :

- La délimitation de la surface du milieu humide (réalisée selon la méthode botanique). À l'année 0, cette délimitation servira à établir l'état de référence pour les suivis des années subséquentes.
- La caractérisation sommaire du sol (profondeur de la nappe, présence d'érosion - déposition).
- La densité et l'identification des espèces végétales, par strate de végétation (pourcentage de recouvrement de chaque strate végétale). Ce suivi sera réalisé à l'échelle de parcelles permanentes établies la première année.
- La prise de photographies représentatives de chaque milieu, avec des coordonnées permettant la prise de photographies aux mêmes endroits durant toute la durée du suivi.
- La détection de plantes exotiques envahissantes à l'échelle du milieu humide au complet.

Si des problèmes sont rencontrés (diminution de la superficie du milieu, modification ou perte de diversité végétale, présence d'espèces exotiques envahissantes, etc.), le suivi réalisé devra permettre d'identifier les causes sous-jacentes ayant entrainé les problèmes. Le rapport présentera les mesures à mettre en place pour corriger les problèmes observés. Les solutions proposées pourront être analysées et approuvées par le MELCC avant leur mise en œuvre.

Le suivi devra être réalisé idéalement au cours de l'été, lorsque les plantes sont pleinement développées. Le rapport devra être déposé au MELCC avant la fin de chaque année (31 décembre). Si des mesures correctives sont nécessaires, elles pourront être élaborées au cours de l'hiver et mises en place le printemps suivant.

Milieux hydriques

Pour les milieux hydriques, le suivi sera distinct pour les cours d'eau CE-01 et CE-02 comparativement à CE-03, en raison de la nature des impacts prévus. Dans les deux premiers cas, les impacts sont très ponctuels, se limitant à l'installation des ponceaux ou à des empiètements localisés dans la rive. Le suivi se limitera donc à s'assurer de la stabilité des ouvrages, à la présence de signes d'érosion ou de déposition de sédiments dans le milieu hydrique et au maintien d'un couvert végétal en rive, de part et d'autre de la zone impactée. La détection des plantes exotiques envahissantes en rive fera également l'objet du suivi de la végétation.

Pour le cours d'eau CE-03, un suivi plus complet sera requis, considérant les impacts indirects plus importants qui pourraient se faire sentier sur le cours d'eau, entre l'amont et l'aval en raison du projet de déviation du cours d'eau et de l'aménagement des milieux humides. Le suivi des effets indirects sur ce cours d'eau visera à documenter les principales caractéristiques biologiques, physiques et hydrologiques du cours d'eau en aval du site industriel, après sa construction.

Au niveau biologique, en l'absence de poisson, le suivi des macroinvertébrés benthiques sera préconisé, avec des stations localisées en amont et en aval du site industriel. La végétation riveraine sera également évaluée aux mêmes endroits, en plus du secteur en périphérie des installations. Les paramètres de suivi de la végétation riveraine seront les mêmes que ceux pour les milieux humides, à des stations permanentes (sol, espèces végétales par strate, photographies et détection d'espèces exotiques envahissantes). Au niveau physique, le suivi visera à documenter les impacts du projet sur le substrat (signe d'ensablement ou de dépôt de sédiments fins) et la présence de zones d'érosion en rive ou d'assèchement du littoral du cours d'eau. Une cartographie du substrat, en amont et en aval des infrastructures, servira à suivre l'évolution du milieu.

En ce qui concerne le suivi hydrologique, il devra être élaboré par un spécialiste dans le domaine, qui verra à préciser la localisation des points de suivi, le type et la fréquence des suivis et l'interprétation des données par la suite. Des mesures de référence pour le débit devront être établies avant la construction des installations, afin de disposer de l'état initial à titre de comparaison pour le suivi. Parmi les mesures qui pourront être prises aux différents points de suivi, notons la largeur mouillée, la profondeur ou le niveau de l'eau, la vitesse du courant et le jaugeage du débit.

Les observations d'érosion ou de la présence de sédiments dans les trois cours d'eau devront être accompagnées de suffisamment d'informations pour permettre, au besoin, la mise en place de mesures correctives. Tout comme pour les milieux humides, le suivi devra être réalisé idéalement au cours de l'été, en période d'étiage. Des observations supplémentaires pourraient être requises en période de crue printanière ou automnale, afin d'évaluer les impacts sur les différents débits du cours d'eau. Le rapport de suivi devra être déposé au MELCC avant la fin de chaque année (31 décembre). Tout comme pour le suivi des milieux humides, le rapport présentera les mesures à mettre en place pour corriger les problèmes observés. Les solutions proposées pourront être analysées et approuvées par le MELCC avant leur mise en œuvre.

En plus des éléments de suivis présentés précédemment, le suivi spécifique pour la déviation du cours d'eau CE-03 devra aussi permettre de statuer sur le maintien du lien hydrique de surface entre l'amont et l'aval du tronçon réaménagé. Il devra également permettre d'évaluer le rétablissement de la végétation riverain, la délimitation du milieu humide créé ainsi que toutes observations pertinentes sur l'évolution du milieu (présence d'érosion, utilisation par la faune, etc.). Avant leur mise en œuvre, le plan de suivi concernant les milieux humides et hydriques sera soumis pour approbation au MELCC.

16. IMPLANTATION DES PLATEFORMES DE CHARGEMENT

Le projet prévoit la construction de deux plateformes de chargement. Or, durant la première partie de l'audience publique, l'initiateur a indiqué qu'un seul méthanier serait présent à la fois aux plateformes de chargement, deux plateformes permettant d'opérer advenant un bris à l'une d'entre elles.

Considérant que la construction de ces plateformes implique des pertes d'habitats aquatiques, l'initiateur doit préciser les motifs qui rendent nécessaire l'implantation de deux infrastructures de chargement. L'initiateur doit détailler sa réponse en précisant notamment les fréquences d'utilisation de la deuxième plateforme et les fréquences de bris attendus à ces équipements.

R 16 :

Si les bris ne peuvent être écartés, c'est principalement pour la gestion de la maintenance des équipements que la seconde jetée est prévue au Projet. Puisqu'un chargement est prévu tous les deux à trois jours, le temps dédié à la maintenance de ces équipements est limité.

La conception de l'usine prévoit deux trains de liquéfaction, de façon à ne pas devoir arrêter complètement la production pendant les arrêts planifiés de maintenance. Rappelons qu'un arrêt soudain et complet des opérations liquéfaction aurait des impacts importants sur l'usine, mais également sur la conduite souterraine.

La maintenance des conduites des jetées ne peut être réalisée en quelques jours puisque les conduites et l'équipement doivent être réchauffés et purgés avant la maintenance, puis refroidis par la suite. À ce stade d'avancement d'ingénierie, une moyenne de 18 jours est réservée annuellement pour les travaux de maintenance.

Sans minimiser l'importance des milieux et habitats hydriques, rappelons que la construction des jetées sur pieux permet de réduire les pertes qui se situent en deçà de 250 m^2.

17. EFFETS DU BRUIT SUBAQUATIQUE ET DE L'ÉCLAIRAGE DES PLATEFORMES SUR LES ESPÈCES AQUATIQUES

Les effets du bruit subaquatique et de l'éclairage nocturne des plateformes peuvent difficilement être documentés, puisque l'utilisation des habitats dans le secteur n'est pas précisément connue en ce qui concerne la faune ichthyenne. Bien qu'il soit reconnu que l'éperlan arc-en-ciel utilise le secteur comme couloir de migration pour la reproduction, lors de la dérive larvaire et comme site d'hivernage, il est très difficile de documenter l'effet que pourraient avoir les activités (en construction et en opération) sur les populations d'éperlan. L'espèce soutient à la fois des activités économiques et sociales de pêche blanche, sans compter son importance d'ordre écologique, notamment comme source d'alimentation pour le saumon, l'omble de fontaine anadrome ou truite de mer, le bar rayé, le béluga, etc., des espèces jugées sensibles localement ou étant en situation précaire.

Il est reconnu que les bruits et la luminosité ont un effet important sur le comportement des espèces aquatiques et potentiellement sur leur survie, mais l'effet sur la dynamique des populations d'éperlan arc-en-ciel est difficile à prévoir. Le suivi annuel de l'exploitation par la pêche blanche réalisé par le ministère des Forêts, de la Faune

et des Parcs (MFFP) démontre des signes préoccupants sur l'état des populations et les travaux de recherche viennent tout juste de débuter pour documenter les facteurs principaux qui affectent la survie des différents stades de vie de l'espèce. Il nous apparaît impossible, à court terme, de bien documenter les effets que pourrait avoir le projet sur cette population.

Le programme de suivi acoustique en phase de construction prévoit que des mesures d'atténuation seront mises en œuvre seulement durant la période possible de fréquentation par les mammifères marins.

Toutefois, les perturbations pendant la construction de la zone portuaire sur le maintien de la connectivité des habitats utilisés pour la migration des poissons, dont les espèces anadromes, sont possibles. Ainsi, l'initiateur doit s'engager à ce que le programme de suivi permette de s'assurer de réduire les effets sur les poissons également. À cet effet et advenant l'autorisation du projet, l'initiateur doit s'engager à contrôler les émissions acoustiques en tout temps et doit détailler les mesures d'atténuation qui seront mises en place (rideaux de bulles, démarrage progressif des engins, etc.)

Si les travaux sont susceptibles d'entraver les migrations de reproduction, l'initiateur doit s'engager à proposer des mesures d'atténuation (ex. : restreindre les activités de forage, de sondage, de remblaiement, etc. aux périodes où les espèces n'utilisent pas la zone comme corridor de migration).

Enfin, dans l'objectif de réduire les risques spécifiques aux larves d'éperlan arc-en-ciel durant la construction des infrastructures maritimes, l'initiateur doit s'engager à éviter d'effectuer des travaux durant la période de dérive larvaire, soit du 1er juin au 15 juillet.

R 17 :

Comme mentionné en préambule de la question, les effets du bruit subaquatique et de l'éclairage nocturne sur la faune ichthyenne peuvent difficilement être documentés, puisque l'utilisation par cette faune des habitats dans le secteur n'est pas précisément connue. On rapporte néanmoins que l'éperlan arc-en-ciel utilise le secteur comme couloir de migration pour la reproduction lors de la dérive larvaire, et comme site d'hivernage. Compte tenu des importances économique et écologique de l'espèce, GNLQ y portera une préoccupation particulière, notamment à l'égard de son exposition à l'éclairage artificiel et au bruit subaquatique en cours de travaux.

En ce qui concerne l'éclairage des plateformes, une attention particulière sera prise pour diriger l'éclairage sur le chantier et le réduire au minimum sur l'eau. L'étude d'impact mentionne d'ailleurs (page 397) que les poissons présents dans le secteur des plateformes de chargement seront peu affectés par l'éclairage artificiel, l'intensité lumineuse tombant rapidement à moins de 0,5 lux à une distance d'environ 150 m vers le large selon la modélisation photométrique réalisée en conditions hivernales. En outre, les résultats de nouvelles simulations, réalisées en conditions estivales, indiquent que les niveaux de lumière à la surface seront très faibles, la moyenne calculée pour l'ensemble de la zone tampon de 300 m de la rive étant de 0,26 lux (voir réponse à la question 22).

Afin de valider les résultats de ces simulations, plusieurs mesures de lumière seront prises dans le secteur des quais de chargement à l'été (juillet ou août). Ce suivi sera réalisé selon les conditions modélisées, soit avec toutes les lumières allumées aux deux quais de chargement et en absence de bateau, ce qui représente le pire cas en été.

Au niveau du bruit, GNLQ s'engage à ne réaliser aucun travail bruyant en eau (forage et fonçage de pieux) durant la période de dérive larvaire de l'éperlan arc-en-ciel, soit du 1er juin au 15 juillet. Advenant le cas où un protocole de détection pourrait être mis en place pour mieux documenter la période de présence des larves dans la zone exposée au bruit fort, cette période de restriction pourrait être raccourcie sans mettre en péril la survie des larves. Les modalités de ce protocole et les seuils d'exposition critiques seraient établis en concertation avec les experts du ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs (MFFP), et ce, en fonction des nouvelles connaissances qui seront disponibles à ce moment.

Le programme de suivi acoustique en phase de construction prévoit que des mesures d'atténuation soient mises en œuvre durant la période de fréquentation possible du secteur par les mammifères marins, laquelle sera validée par le biais d'un programme de surveillance en place d'avril à octobre. L'application de ces mesures d'atténuation sonore couvrira donc vraisemblablement l'ensemble des périodes critiques à l'égard des poissons migrateurs. Au-delà de ces périodes, en fonction des résultats des mesures du bruit subaquatique qui seront réalisées dès le début des travaux bruyants, GNLQ s'engage minimalement à assurer un démarrage progressif de la machinerie, sur une période de 30 minutes, de manière à permettre aux poissons de s'éloigner avant que le bruit n'atteigne son intensité maximale.

Le choix des méthodes d'atténuation sonore (murs de bulles, caissons anti-bruit ou autres) sera établi lorsque l'entrepreneur sera choisi, en fonction de l'équipement utilisé, des méthodes de travail retenues et en fonction des résultats des mesures du bruit subaquatique citées précédemment. Advenant que les résultats des mesures du bruit subaquatique révèlent un risque significatif durant une période critique pour le poisson, les méthodes d'atténuation sonore appropriées pourront être prolongées ou mises en œuvre au temps opportun, notamment pour maintenir la connectivité des habitats utilisés pour la migration des espèces anadromes.

Noter finalement que dès l'étape de conception, GNLQ s'est investie à contrôler les émissions acoustiques liées à la construction des infrastructures du projet, notamment en préconisant des méthodes de fonçage de pieux moins bruyantes que le battage, soit le forage et le vibrofonçage. Celles-ci pourraient encore évoluer d'ici à l'initiation des travaux, par exemple en substituant le vibrofonçage par le vissage. Néanmoins, si le bruit mesuré des travaux demeure susceptible d'entraver les migrations de reproduction ou d'affecter négativement le poisson durant une période critique de son cycle vital, GNLQ s'engage à proposer des mesures d'atténuation supplémentaires ou à restreindre les activités problématiques aux périodes où les espèces concernées seront les moins à risque.

18. SUIVI DU BRUIT SUBAQUATIQUE GÉNÉRÉ PAR LE PROJET

Le suivi des impacts du projet en phase de construction pour la faune aquatique de la rivière Saguenay reste à déterminer.

Bien que l'initiateur du projet entende conserver la méthode de suivi des mortalités de poissons par la surveillance de regroupement d'oiseaux marins durant la construction, nous sommes d'avis qu'elle ne permettra toutefois pas de conclure qu'il n'y a pas de mortalités ou d'effets négatifs en phase de construction sur les poissons, en particulier sur les stades larvaires et juvéniles.

En raison du contexte de la rivière Saguenay, aucune méthode ne permettrait à notre avis de mesurer adéquatement l'impact du bruit, tel que la mortalité sur les poissons, l'éperlan arc-en-ciel en particulier, d'où l'importance de mettre en place des mesures d'atténuation du bruit dès le début des travaux. De plus, la connectivité des habitats, les couloirs de migration et les dérives larvaires sont très difficiles à documenter. L'initiateur doit proposer d'autres suivis possibles afin d'évaluer l'ampleur de ces effets.

Advenant l'autorisation du projet et afin de valider les hypothèses et d'évaluer les impacts en phase d'opération, l'initiateur doit s'engager à ce que le programme de suivi du niveau sonore dans la zone des plateformes de chargement inclut le bruit des manœuvres d'accostage, de départ et d'ancrage des méthaniers avec la présence des remorqueurs. Le suivi doit aussi inclure des mesures du bruit subaquatique généré lors du déplacement dans la rivière Saguenay en conditions réelles, avec les remorqueurs.

Ces mesures permettront d'évaluer si des impacts résiduels importants et non évalués sont présents et si des mesures d'atténuation additionnelles sont nécessaires, en se basant sur des outils de suivis à élaborer ou sur les dernières connaissances scientifiques sur les impacts sur la faune aquatique en fonction des niveaux sonores et des durées d'exposition.

R 18 :

GNLQ s'engage à collaborer avec le MFFP afin de déterminer des méthodes de suivis permettant d'évaluer l'ampleur des effets de la construction sur les poissons, en particulier sur les stades larvaires et juvéniles, considérant les difficultés mentionnées dans le préambule de la présente question.

GNLQ s'engage à ce que le programme de suivi du niveau sonore au niveau des plateformes de chargement inclut le bruit des manœuvres d'accostage, de départ des méthaniers avec la présence des remorqueurs (à noter qu'aucun ancrage n'est prévu).

Le suivi inclura des mesures du bruit subaquatique généré lors du déplacement dans la rivière Saguenay en conditions réelles, avec le remorqueur d'escorte.

19. CONNECTIVITÉ DES HABITATS AQUATIQUES

Plusieurs espèces migratrices sont connues pour exploiter le fjord du Saguenay ainsi que la rivière Saguenay, c'est-à-dire la portion exclusivement en eau douce à la hauteur de la ville de Saguenay. Des sites de fraie connus pour les éperlans arc-en-ciel sont ainsi utilisés à la fin du printemps à la suite de la migration de fraie pendant laquelle les adultes quittent le fjord pour se rendre dans la rivière Saguenay, à la hauteur de la ville de Saguenay. L'éperlan arc-en-ciel est reconnu comme une importante espèce fourragère à la base de l'alimentation d'espèces prédatrices. De plus, son cycle vital court le rend particulièrement vulnérable à des perturbations prolongées qui peuvent engendrer des réductions de son abondance, voire de sa pérennité. La présence d'une zone portuaire aux environs de sites de fraie pourrait ne pas limiter les migrations de fraie comme il est observé ailleurs en Amérique du Nord. Cependant, la perte de connectivité pendant la période de construction peut quant à elle représenter une menace au maintien de l'abondance de l'espèce dans le fjord, en raison de ce court cycle vital.

La perte de connectivité dans la rivière Saguenay engendrée par la construction de la zone portuaire doit être prise en considération pour son effet potentiel sur la restriction des migrations des poissons utilisant les frayères localisées en amont de la zone d'implantation. La construction des infrastructures portuaires ne doit pas créer de barrières acoustiques ou lumineuses ou d'obstacles à la migration.
À cet effet, l'initiateur doit s'engager à élaborer un programme de suivi, incluant un état de référence de l'environnement sonore et lumineux avant les travaux de construction, et déterminer de quelle manière les patrons de migration des poissons (méthodes par sonar, acoustique ou autre) peuvent être modifiés en tenant compte des connaissances à jour sur l'utilisation de cette portion de la rivière Saguenay comme couloir de migration. Advenant l'autorisation du projet, le programme de suivi devra être approuvé au préalable par le MFFP et déposé au plus tard dans le cadre de la première demande d'autorisation de construction en vertu de l'article 22 de la LQE et visant l'aménagement des installations maritimes. L'initiateur doit de plus s'engager à mettre en œuvre des mesures efficientes de contrôle du bruit en tout temps durant la construction, pas uniquement durant la période estivale.

R 19 :

GNLQ s'engage à élaborer un programme de suivi incluant un état de référence de l'environnement sonore et lumineux avant les travaux de construction. Le programme de suivi sera approuvé au préalable par le MFFP et déposé dans le cadre de la demande d'autorisation de construction visant l'aménagement des installations maritimes. Il permettra de déterminer, dans la mesure du possible, de quelle manière les patrons de migration des poissons peuvent être modifiés en tenant compte des connaissances à jour.

GNLQ s'engage à mettre en œuvre des mesures efficientes de contrôle du bruit en tout temps durant la construction des installations maritimes.

20. PERTES D'HABITATS AQUATIQUES – RIVIÈRE SAGUENAY

Les pertes d'habitats fauniques doivent être compensées en respect des lignes directrices pour la conservation des habitats fauniques (https://mffp.gouv.qc.ca/faune/habitatsfauniques/pdf/lignes-directrices-habitats.pdf), selon le principe d'aucune perte nette d'habitats fauniques. Le choix de la compensation doit viser, par ordre de priorité : la restauration d'un habitat dégradé, l'amélioration des caractéristiques d'un habitat originel ou la création d'un nouvel habitat.

Le projet doit viser la similarité et la proximité par rapport à l'habitat perdu et satisfaire les besoins des espèces établies. Il doit mettre l'accent sur les résultats en incluant la conception et le suivi de projets. Pour les habitats terrestres, les effets liés à la fragmentation, tels que la configuration des habitats résiduels, sont particulièrement importants dans un contexte où la perte d'habitats atteint un seuil qui fragilise les populations.

Un programme de suivi doit être inclus aux projets de compensation. Advenant l'autorisation du projet et considérant que l'échéancier actuel prévoit le début des travaux dès l'année 2021 en milieu terrestre, le programme final de suivi doit être approuvé et entamé dès l'automne 2021 pour ces habitats. Cet échéancier pourra être revu en fonction du début réel des travaux, en autant que le programme de suivi soit préalablement approuvé et qu'il soit en cours de réalisation ou réalisé avant la fin de la première année des travaux (douze mois après la délivrance de la première autorisation ministérielle). Le projet de compensation pour les pertes en littoral de la rivière Saguenay doit être approuvé pour l'année 2022, selon l'échéancier actuel et sous les mêmes paramètres de réalisation.

La perte d'habitats fauniques dans la rivière Saguenay, estimée à 243 m2 de littoral, est occasionnée par l'implantation des infrastructures de chargement.

L'initiateur doit s'engager à élaborer le projet de compensation avant la construction et idéalement, le réaliser avant l'occurrence des pertes.

R 20 :

GNLQ s'engage à élaborer le projet de compensation de perte d'habitats aquatiques dans la rivière Saguenay en respect des lignes directrices pour la conservation des habitats fauniques avant la construction et le réaliser, si possible, avant l'occurrence des pertes.

Le programme de suivi inclus aux projets de compensation des habitats fauniques sera préalablement approuvé et en cours de réalisation ou réalisé avant la fin de la première année des travaux (douze mois après la délivrance de la première autorisation ministérielle).

21. HERBIERS AQUATIQUES

L'initiateur doit s'engager à ajouter la vérification de l'intégrité des herbiers à proximité des plateformes et proposer un programme de suivi en ce sens. Advenant des modifications à ces herbiers, des mesures d'atténuation ou de compensation pourraient être exigées.

R 21 :

GNLQ s'engage à ajouter la vérification de l'intégrité des herbiers à proximité des plateformes à son programme de suivi des habitats aquatiques.

22. SUIVI DES EFFETS DE LA LUMINOSITÉ AUX PLATEFORMES DE CHARGEMENT

Le programme de suivi actuellement proposé ne prévoit pas de suivi des impacts de l'ambiance lumineuse aux quais sur la faune aquatique. L'initiateur doit être en mesure de valider les hypothèses utilisées lors les simulations sur le programme de suivi sur la faune. L'initiateur doit proposer un suivi qui validera ces hypothèses.

R 22 :

Dans l'étude d'impact (page 397), il est mentionné que les espèces de poissons présentes dans le Saguenay dans le secteur des plateformes de chargement seront peu affectées, car aucune lumière ne sera projetée directement vers l'eau, que le niveau d'éclairage dans le secteur sera faible, tombant rapidement à moins de 0,5 lux à une distance d'environ 150 m vers le large (selon la modélisation effectuée en conditions hivernales), et que la forte turbidité naturelle de l'eau dans sa couche supérieure d'eau douce (0-15 m) limitera considérablement la pénétration de la lumière.

Plus précisément, en conditions estivales, les résultats des nouvelles simulations photométriques réalisées pour le secteur des plateformes de chargement indiquent que les niveaux de lumière à la surface de l'eau seront très faibles. La moyenne calculée pour l'ensemble de la zone tampon de 300 m de la rive est de 0,26 lux. Le niveau maximum calculé est de 6,17 lux, immédiatement à l'emplacement des navires. La présence de la lumière devrait être perceptible sur une largeur d'environ 160 m[6].

Plusieurs mesures de lumière au niveau de la surface de l'eau seront prises dans le secteur des quais de chargement afin de valider les hypothèses utilisées lors des simulations photométriques et de confirmer les niveaux d'éclairage réels résultants dans le Saguenay. Les résultats obtenus permettront de suivre les impacts potentiels du projet sur la faune aquatique en assumant que la diffusion de la lumière dans la colonne d'eau, donc dans l'habitat du poisson, sera en partie liée aux niveaux observés en surface, en plus des conditions naturelles de turbidité présentes.

Le suivi sera réalisé à l'été (juillet ou août) pour des raisons de logistique et puisque c'est à cette période que les impacts seraient les plus importants pour la faune aquatique. Le suivi sera réalisé selon les conditions modélisées, soit avec toutes les lumières allumées aux deux quais de chargement et en absence de bateau, ce qui représente le pire cas (en été). Le suivi sera réalisé la nuit à la nouvelle lune, qui représente la pire condition. Lorsque la lune est présente, elle apporte une luminosité naturelle non négligeable.

Le suivi sera réalisé dans la zone d'étude proposée dans l'étude d'impact pour le secteur du Saguenay, soit jusqu'à un maximum de 300 m de largeur à partir de la rive (l'influence de la lumière devrait s'estomper à environ 150 m de la rive) et d'une largeur suffisante de part et d'autre des quais de chargement pour sortir de leur influence en termes d'émission de lumière (la largeur totale d'influence en rive devrait être d'environ 600 m). Les niveaux de lumière seront mesurés en embarcation au niveau de la surface de l'eau en utilisant un luxmètre. Les mesures seront prises sur des transects perpendiculaires à la rive localisés à des distances équivalentes l'une de l'autre d'environ 25 m. Le positionnement des transects sera géolocalisé à l'aide d'un GPS. Les mesures du niveau de lumière seront prises tous les 5 m à partir de la rive et s'arrêteront lorsque les niveaux mesurés seront nuls ou représentatifs des conditions naturelles dans le secteur à ce moment. Les niveaux de lumière seront présentés en lux comme dans l'étude d'impact sous la forme d'isolignes et localisés sur une carte.

Le suivi permettra de valider les niveaux réels de lumière au niveau de la surface de l'eau et de les comparer avec ceux obtenus par modélisation photométrique. Avec ces résultats, il sera possible de juger de l'évaluation des impacts sur la faune aquatique.

Ainsi, GNLQ s'engage à mettre en place un programme de suivi permettant de valider les impacts potentiels de l'ambiance lumineuse aux quais sur la faune aquatique. Le programme sera soumis lors de la demande d'autorisation pour la construction des infrastructures maritimes.

---

[6] Renseignements et clarifications demandés par l'ACEE pour la concordance de l'étude d'impact sur l'environnement, avril 2019, section 6.1.1 page 25

23. EAUX DE BALLAST

À la section 3.4.10.8 de l'étude d'impact sur l'environnement, il est indiqué que : « Aucune eau de ballast des navires-citernes ne sera rejetée aux infrastructures maritimes de GNLQ. »

Toutefois, lors de la séance d'audience publique tenue en soirée le 22 septembre 2020, l'initiateur a mentionné que : « Oui, le déballastage se fera directement au terminal, donc sera rejeté dans les eaux du Saguenay, en fait au fur et à mesure où on charge le navire, on retire l'eau de ballast pour garder le même niveau de flottaison du navire. Donc, on parlait de 70 000 mètres cubes d'eau de ballast qui seront traités par électro-chloration avant le rejet dans les eaux du Saguenay. »

L'initiateur doit préciser la façon dont les eaux de ballast seraient gérées. L'initiateur doit également expliquer comment cette gestion limiterait l'introduction d'espèces exotiques envahissantes et préserverait la qualité de l'eau à l'endroit où elle serait déversée.

R 23 :

Les infrastructures du Projet n'incluront pas de système de traitement des eaux de ballast. Les navires devront être autonomes dans la gestion de ces eaux. L'étude d'impact faisait référence aux équipements et non au lieu.
Les navires-citernes devront effectivement se délester de l'eau de ballast lors de leur chargement, eau qui sera déchargée directement dans le Saguenay alors que le navire sera à quai.

La gestion des eaux de ballast sera conforme à la Loi sur la marine marchande du Canada et le nouveau Règlement sur le contrôle et la gestion de l'eau de ballast pleinement en application en 2024. Les navires seront soumis aux exigences suivantes :

- avoir à bord et mettre en œuvre un plan approuvé de gestion de l'eau de ballast propre au bâtiment;
- se soumettre à des inspections et détenir un certificat de gestion de l'eau de ballast;
- satisfaire à une norme limitant le nombre d'organismes pouvant se reproduire afin de réduire le risque d'invasions d'espèces aquatiques (un système de gestion des eaux de ballast sera nécessaire pour satisfaire à la norme);
- consigner les activités relatives à l'eau de ballast et tenir à jour un registre de l'eau de ballast à bord;
- ces bâtiments seraient également assujettis à certaines dispositions du règlement actuel qui demeurent pertinentes et qui ne font pas partie du régime de la Convention, notamment continuer de rincer leurs réservoirs de ballast vides avec des eaux du grand large afin de réduire le risque posé par l'eau de ballast et les sédiments résiduels et rendre compte de la provenance et de la gestion des eaux de ballast rejetées au Canada.

Le devis d'exigences techniques pour la conception et la construction des navires mis en place par GNLQ inclura des exigences sur le système de traitement des eaux de ballast. Pour le moment, la préférence de GNLQ va vers un système de traitement des eaux de ballast par électro-chloration. Le système de traitement, certifié par l'Organisation maritime internationale, répondra aux exigences canadiennes et internationales et sera muni de redondances en cas de bris.

PROTECTION DE LA POPULATION DE BÉLUGAS DE L'ESTUAIRE DU SAINT-LAURENT

Ce préambule s'applique aux questions 24, 25 et 26.

Cadre légal

Le MFFP est préoccupé par la situation du béluga du Saint-Laurent, une population désignée « menacée » en vertu de la Loi sur les espèces menacées ou vulnérables (chapitre E-12.01), ce qui correspond au statut le plus précaire prévu par cette loi provinciale. La population du béluga de l'estuaire du Saint-Laurent est désignée en voie de disparition en vertu de la Loi sur les espèces en péril (L.C. 2002, ch. 29) au niveau fédéral. Ainsi, la protection de l'habitat du béluga est une responsabilité partagée entre les deux ordres de gouvernements.

Le Québec a créé, en 1998, conjointement avec le gouvernement du Canada, le parc marin du Saguenay–Saint-Laurent (PMSSL) et le MFFP en est cogestionnaire. Le PMSSL a pour but de rehausser, au profit des générations actuelles et futures, le niveau de protection des écosystèmes d'une partie représentative du fjord du Saguenay et de l'estuaire du Saint-Laurent aux fins de conservation, tout en favorisant son utilisation à des fins éducatives, récréatives et scientifiques. Le PMSSL a été créé après plusieurs années d'intérêt de la part du milieu régional. Les préoccupations du milieu pour la protection du béluga et de son habitat ont été un facteur déterminant dans sa création. Enfin, le PMSSL contribue de façon importante à la préservation de la biodiversité de l'estuaire et du fjord, notamment en posant des actions de protection des habitats pour favoriser le rétablissement des espèces en situation précaire, dont le béluga du Saint-Laurent.

Situation du béluga

La population du béluga du Saint-Laurent compte moins de 900 individus. Elle connaît un déclin depuis le début des années 2000 et depuis 2010, une hausse inexpliquée des mortalités de nouveau-nés et de femelles en âge de se reproduire est observée. Ces mortalités inhabituelles pourraient aggraver le déclin de la population dans les prochaines années (Pêches et Océans Canada, 2014).

Le bruit lié aux activités humaines et principalement à la navigation, est l'une des menaces prioritaires sur lesquelles il faut agir pour contrer le déclin du béluga du Saint-Laurent (Pêches et Océans Canada, 2020).

Dans le PMSSL, il y a en moyenne un seul passage de navire marchand par jour dans le fjord du Saguenay, comparativement à douze dans l'estuaire du Saint-Laurent (Turgeon 2019). Ainsi, en amont de la zone des traversiers, le fjord du Saguenay représente une zone naturellement calme pour le béluga comparativement au reste de son habitat estival compris dans les limites du PMSSL. Le fjord du Saguenay fait partie de l'habitat estival du béluga (avril à octobre), mais pas de son habitat hivernal (Pêches et Océans Canada, 2012)

Travaux de l'Université du Québec en Outaouais

Le MFFP, en collaboration avec le Secrétariat à la stratégie maritime (SSM), a conclu en 2018 une entente de 2,1 M$ avec l'Université du Québec en Outaouais (UQO) afin de réaliser un programme scientifique de cinq ans visant à identifier et à tester des pistes de solution qui permettraient de réduire l'exposition des bélugas au bruit sous-marin dans un contexte d'accroissement du trafic maritime (Programme scientifique béluga-bruit). Ce programme est réalisé en collaboration et en complémentarité avec de nombreux experts et intervenants concernés, dont Pêches et Océans Canada, Parcs Canada, Transports Canada et l'industrie maritime.

L'UQO a déposé un premier rapport au MFFP en décembre 2019 (Chion et al. 2019), en formulant des recommandations en lien avec l'augmentation prévue du trafic maritime sur le fjord du Saguenay, une priorité identifiée par le MFFP et le SSM.

En voici les faits saillants :

- **Ce rapport intègre les données d'accroissement de la navigation marchande des quatre promoteurs de nouveaux projets impliquant une utilisation du fjord du Saguenay, dont GNL Québec Inc. Ceux-ci totalisent 820 transits additionnels par rapport au trafic existant de 447 transits annuels de navires marchands et de croisières internationales;**
- **Le fjord du Saguenay est un secteur encore plus important que ce qui était connu jusqu'à présent pour le béluga; au moins 50 % des adultes et 67 % des femelles adultes fréquentent le fjord du Saguenay;**
- **L'ajout d'activités de navigation dans l'habitat estival du béluga sans mise en place de mesures efficaces de réduction du bruit sous-marin provoquerait une augmentation de l'exposition des animaux au bruit sous-marin, et des effets écologiques dommageables et irréversibles ne peuvent être exclus;**
- **Les travaux menés par l'UQO et ses partenaires, ainsi que d'autres travaux en cours sous la responsabilité du gouvernement fédéral, permettront de préciser ces risques ainsi que d'identifier des mesures d'atténuation efficaces d'ici quelques années.**

Mesures proposées par l'initiateur

Au cours des audiences, l'initiateur a confirmé que le projet impliquerait environ un passage de navire par jour correspondant à 400 passages annuels (transcription de la séance publique du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) du 22 septembre 2020 en soirée (DT3), p. 56). Si le projet de GNL Québec inc. se concrétisait, ce nouvel usager du fjord du Saguenay deviendrait donc le plus important utilisateur, de type navire marchand, du fjord. Il doublerait le nombre de passages actuels et représenterait près de la moitié des passages additionnels prévus si les quatre projets majeurs, mentionnés précédemment, se développaient au Saguenay.

Par ailleurs, GNL Québec inc. estime que les effets cumulatifs du projet sur le bruit subaquatique seraient de faible intensité (DT3, p. 60). L'initiateur du projet souhaite mettre en application une charte d'engagements pour la protection des mammifères marins. GNL Québec inc. s'est notamment engagée à mettre en place un programme de gain sonore et à y investir 5 M$ sur cinq ans (transcription de la séance publique du BAPE du 22 septembre 2020 en après-midi (DT2), p. 28)

24. ENGAGEMENT À FOURNIR CERTAINES DONNÉES DE NAVIGATION

Dans une démarche de contribution à l'élaboration de mesures d'atténuation efficaces qui permettraient de mieux concilier la navigation maritime et la présence des bélugas, l'initiateur doit s'engager à fournir le nombre de passages de bateaux, leur tonnage ainsi que les décibels émis dans un rapport déposé annuellement au MFFP durant toute la période d'exploitation advenant l'autorisation du projet.

R 24 :

GNLQ s'engage à fournir, durant toute la période d'exploitation, un rapport annuel sur le transport maritime lié aux activités du projet, incluant le nombre de passages de bateaux, leur tonnage ainsi que les décibels émis, tel que déterminé par le programme de suivi.

25. POSSIBILITÉ DE NE PAS AJOUTER DE BRUIT SOUS-MARIN ENTRE LE MOIS D'AVRIL ET LE MOIS D'OCTOBRE

L'initiateur doit évaluer la possibilité de ne pas ajouter de bruit sous-marin dans l'habitat estival du béluga entre les mois d'avril et octobre tant que des mesures d'atténuation jugées efficaces n'auront pas été identifiées et mises en place.

R 25 :

GNLQ s'est engagée à réduire les émissions sonores autant que techniquement possible, engagement qui sera validé par une certification du navire. GNLQ s'engage également à consulter les organismes travaillant sur des projets de réduction de bruit pendant la mise en place du devis de construction des navires (p. ex. Transports Canada, projet MARS) afin de discuter des choix de technologies et de valider les opportunités de projet de recherche et développement.

Par ailleurs, comme mentionné en préambule à cette question, GNLQ s'est également engagée à mettre en place un programme de gain sonore, doté d'une enveloppe budgétaire de 5 M$ dans le cadre de sa Charte d'engagements pour la protection des mammifères marins. Les projets de réduction de bruit subaquatique réalisés dans le cadre de ce programme viendront compenser une partie du bruit qui sera ajouté à cause du projet.

Pour GNLQ, « ne pas ajouter de bruit sous-marin » signifie qu'aucun navire ne pourrait se rendre au terminal entre les mois d'avril et octobre. Puisqu'il n'y a aucune autre méthode possible que le navire méthanier pour la livraison du GNL sur les marchés internationaux, cela signifie un arrêt complet des activités pendant plus de la moitié de l'année. En plus d'être techniquement extrêmement complexe au niveau de l'usine, cela aurait des répercussions telles au niveau de l'approvisionnement et des livraisons que le projet ne serait pas viable.

Cela étant dit, dans le cadre de ses activités liées à la Charte d'engagements pour la protection des mammifères marins, GNLQ effectuera une veille du développement des technologies de réduction de bruit subaquatique ainsi qu'un suivi des différents travaux de recherche sur le comportement du béluga. Ainsi, GNLQ s'engage à adapter, dans la mesure du possible, les procédures de navigation afin de minimiser les impacts sur l'espèce selon des méthodes qui pourraient être identifiées et démontrées dans le cadre de ces études. Par exemple, les heures de passage pourraient être adaptées en fonction des périodes critiques (jour/nuit, marées, etc.). Par ailleurs, GNLQ s'engage à inclure, dans le programme de maintenance, un programme de modernisation des équipements de réduction du bruit. Ainsi, lors des maintenances majeures avec mise en cale sèche (présentement prévues tous les cinq ans), des équipements / technologies dont l'efficacité a été démontrée seront installés après analyse coûts-bénéfices.

26. PROGRAMME DE SUIVI VISANT LA CONCILIATION DE LA NAVIGATION ET DES BÉLUGAS

GNL Québec Inc. doit s'engager à élaborer un programme de suivi, en collaboration avec le MFFP, pour s'assurer de l'efficacité de mesures d'atténuation qui permettraient de mieux concilier la navigation maritime et la présence des bélugas advenant l'autorisation du projet.

R 26 :

GNLQ s'engage à élaborer un programme de suivi, en collaboration avec le MFFP, pour s'assurer de l'efficacité de mesures d'atténuation qui permettraient de mieux concilier la navigation maritime et la présence des bélugas.

27. SCÉNARIO DE DÉVERSEMENT DE PRODUITS PÉTROLIERS

Un scénario de déversement de produits pétroliers (ex. : carburant du navire et / ou des remorqueurs en cas d'avarie ou de naufrage) sur la rivière Saguenay doit être élaboré. Le scénario doit évaluer les conséquences potentielles au niveau du milieu marin et de la ressource halieutique et décrire les mesures d'atténuation prévues afin d'inclure ce scénario dans le plan de mesures d'urgence.

R 27 :

GNLQ a déjà préparé une note technique déposée à l'Agence d'évaluation d'impact du Canada (AÉIC) portant sur le devenir et le comportement d'un déversement de diesel marin pour le Projet (annexe R27). Cette note technique répondait à une demande d'information de l'AÉIC portant sur une description des pires cas défavorables pouvant être associés à des accidents ou à des défaillances pendant les activités de navigation à l'intérieur de la zone d'étude qui pourraient mener au déversement d'hydrocarbures dans l'environnement marin.

À la suite des discussions avec les pilotes de la Corporation des pilotes du Bas-Saint-Laurent, qui prennent en charge les navires empruntant le Saguenay, et basé sur les résultats de l'analyse quantitative de risques, il avait été déterminé que malgré que les probabilités soient très faibles, la seule zone où une collision à 90 degrés à haute vitesse entre deux navires pourrait survenir se trouve à la convergence des voies de navigation du Saguenay et du fleuve Saint-Laurent. Fait à noter : aucune mesure d'intervention suivant le déversement n'a été considérée pour la modélisation de ce pire scénario même si, dans les faits, les plans d'intervention d'urgence seraient mis en opération.

Les cartes associées à cette note technique montrent l'étendue de la nappe de diesel en fonction d'une échelle de temps, sans intervention. Or, dans l'étude d'impact du terminal maritime en rive nord du Saguenay (WSP, 2017[7]), il a été démontré qu'une intervention à partir de Québec était possible en huit heures jusqu'à la hauteur du terminal, soit à 90 km de l'embouchure du Saguenay ou un peu plus de 6 km des installations d'Énergie Saguenay.

Bien qu'improbable, un déversement à partir d'un navire pourrait survenir à divers endroits sur le Saguenay. Les milieux touchés sont ainsi multiples. Les sites sensibles, qu'ils soient de nature biophysiques ou humaine, ont été cartographiés dans le cadre de l'étude d'impact[8]. Les conséquences potentielles pour les principales composantes environnementales sont abordées au tableau R27.

Les mesures d'intervention avec la chaîne de commandement ainsi que les possibles mesures d'atténuation seront détaillées dans le plan des mesures d'urgence, qui sera déposé ultérieurement auprès du MELCC.

GNLQ s'engage à déposer, en même temps que les plans de mesure d'urgence, un scénario de déversement similaire à celui déposé à l'AÉIC, mais pour la rivière Saguenay, considérant les adaptations nécessaires.

---

7 WSP 2017. *Étude d'impact environnemental du projet de terminal maritime en rive nord du Saguenay*. Document complémentaire aux réponses de la demande d'information numéro 1 de l'ACÉE. 33 p.

8 Les cartes les plus à jour (R-82-1 à R-82-3) sont dans le document suivant : WSP. 2020. *Projet Énergie Saguenay. Réponses aux questions et commentaires de l'AÉIC - Complexe de liquéfaction de gaz naturel à Saguenay*. Rapport produit pour GNL QUÉBEC Inc. 422 pages et annexes.

Tableau R27 Bilan des effets environnementaux associés aux composantes sensibles côtières et marines dans l'éventualité d'un déversement de produits pétroliers dans le Saguenay (tiré de GENIVAR, 2013 [1])

Contexte	Composante environnementale	Effets environnementaux potentiels (théoriques)	Probabilité d'occurrence	Niveau de gravité potentiel	Niveau de risque
Lorsque des substances chimiques parviennent dans l'eau, elles peuvent se dissoudre, se déposer, flotter en surface ou se fixer aux particules de sédiments. L'envergure des impacts dans le cas d'un déversement dépendra, entre autres, de la période de l'année, des conditions météorologiques, de la nature du contaminant, de la quantité déversée, de la durée de l'exposition au(x) contaminant(s) et de la profondeur de pénétration du contaminant dans les sédiments. Outre une modification de la qualité de l'eau de surface, la qualité des sédiments peut également être altérée.	**Qualité des sédiments**	Contamination des côtes et des sédiments par les contaminants	Faible	Moyen	Moyen
	Qualité de l'eau	Altération de la qualité de l'eau	Faible	Haut	Moyen
Les effets probables d'un déversement de produits pétroliers sur la végétation marine et les herbiers intertidaux seraient, selon la quantité déversée : une dépigmentation du feuillage, l'apparition de taches sur les feuilles, la diminution des densités de tiges, des hauteurs de tiges et du nombre de feuilles par tige, la modification de la stratégie reproductive des plantes ou encore la mort des végétaux exposés	**Végétation riveraine et aquatique**	Contamination et perte à plus ou moins long terme d'habitat ou d'espèces floristiques propices à la présence de plusieurs espèces fauniques.	Faible	Haut	Moyen
Le plancton subit naturellement des niveaux extrêmement élevés de mortalité, dus à la prédation, à l'altération des conditions environnementales et au transport physique vers des secteurs où la survie est impossible pour certaines espèces moins adaptables. Ainsi, les écosystèmes ont évolué de sorte à favoriser la production massive de ces organismes dans un temps de génération court. La sensibilité des organismes planctoniques à l'exposition aux hydrocarbures, notamment, est connue et des effets significatifs sont possibles.	**Plancton**	Contamination des organismes planctoniques dans la colonne d'eau et contamination de la chaîne alimentaire. Diminution de l'abondance et de la diversité planctoniques.	Faible	Haut	Moyen
Les effets sur les invertébrés benthiques et pélagiques peuvent causer, selon la gravité de l'événement, l'atteinte des organes sexuels et la réduction du recrutement, la diminution des échanges gazeux au niveau des tissus, la réduction de l'apport en oxygène, la réduction des capacités de prédation, la modification de certaines caractéristiques morphologiques, etc. Quatre principaux groupes d'invertébrés benthiques et pélagiques, présents dans le Saguenay, sont jugés d'intérêt particulier, soit les coraux et les éponges d'eaux froides, ici désignés comme groupes d'espèces d'intérêt, ainsi que les crevettes et le crabe des neiges, quant à eux, considérés comme des espèces d'intérêt économique.	**Invertébrés benthiques**	Contamination des communautés benthiques par les hydrocarbures, pouvant entraîner de la mortalité. Diminution de l'abondance et de la diversité benthiques. Baisse du recrutement (œufs et larves), de la consommation alimentaire et du taux de croissance.	Faible	Haut	Moyen
Considérant l'absence d'habitat préférentiel pour le poisson, un déversement marin de produits pétroliers pourrait avoir des incidences principalement sur la respiration et ultimement sur la reproduction et les processus métaboliques des poissons. Les poissons ayant la capacité à se mouvoir dans leur habitat et, potentiellement, de se déplacer vers un milieu moins exposé aux contaminants en cas de déversement, ils s'avèrent moins susceptibles de ressentir les effets d'un tel événement.	**Poissons**	Mortalité d'individus ayant été en contact avec la nappe de pétrole. Baisse du recrutement (œufs et larves). Comportement d'évitement des lieux très contaminés. Absorption, ingestion et bioaccumulation d'hydrocarbures dans certains organes, ce qui peut entraîner une contamination de la chair qui rend le poisson impropre à la consommation. Dégradation de la qualité des aires de fraie, d'alimentation et d'abris lorsque les habitats riverains sont contaminés. Effets toxiques chroniques (fonctionnement anormal des branchies, augmentation de l'activité des enzymes hépatiques, diminution de la croissance).	Faible	Haut	Moyen

Tableau R27 (suite) **Bilan des effets environnementaux associés aux composantes sensibles côtières et marines dans l'éventualité d'un déversement de produits pétroliers dans le Saguenay (tiré de GENIVAR, 2013 [1])**

Contexte	Composante environnementale	Effets environnementaux potentiels (théoriques)	Probabilité d'occurrence	Niveau de gravité potentiel	Niveau de risque
Les conséquences pour le béluga d'un déversement de produits pétroliers sont liées à l'étendue de la nappe de carburant. L'épiderme des bélugas les protégerait efficacement contre la toxicité de ce type de produit. Les effets directs sur les mammifères marins seraient par contre dus aux vapeurs toxiques affectant les tissus sensibles (yeux, bouche, conduits respiratoires). Les effets indirects, tant chez le béluga que chez le phoque commun, selon la persistance des substances résiduelles dans le milieu et leur assimilation par les organismes des premiers niveaux de la chaîne alimentaire, pourraient être la contamination par voie alimentaire. La contamination d'organismes constituant des proies pour le béluga constitue un risque de bioaccumulation dans les tissus de ce dernier.	**Mammifères marins**	Mortalité d'individus ayant été en contact avec la nappe de pétrole. Réduction de la taille des populations de mammifères marins. Absorption, ingestion et bioaccumulation d'hydrocarbures dans certains organes. Réduction de la disponibilité de la nourriture par la contamination d'invertébrés benthiques, de poissons et de plancton.	Faible	Haut	Moyen
Les conséquences d'un déversement de produits pétroliers pour les oiseaux pour les oiseaux sont liées à l'étendue de la nappe de carburant. Il peut y avoir mortalité des oiseaux en contact avec le déversement d'hydrocarbures notamment à cause de la modification de la flottabilité (ce qui entraîne la noyade), de la réduction de l'isolation thermique entraînant l'hypothermie, de l'ingestion par lisage des plumes et aussi par la privation de nourriture à cause de l'augmentation des demandes énergétiques.	**Oiseaux marins**	Mortalité d'individus ayant été en contact avec la nappe de pétrole. Perte de l'imperméabilité causant généralement de l'hypothermie. Absorption, ingestion et bioaccumulation d'hydrocarbures dans certains organes. Diminution de la disponibilité d'aires d'alimentation et de reproduction lorsque les habitats riverains ou pélagiques sont contaminés. Diminution du succès reproducteur. Contamination des œufs lors de la couvée pouvant entraîner la mort ou des anomalies.	Faible	Haut	Moyen

1 GENIVAR. 2013. *Évaluation environnementale stratégique sur la mise en valeur des hydrocarbures dans les bassins d'Anticosti, de Madeleine et de la baie des Chaleurs (EES2).* Rapport d'étude. Présenté au Ministère des Ressources naturelles. 660 p. et annexes.

28. PLAN DES MESURES D'URGENCE

GNL Québec inc. doit s'engager, advenant l'autorisation du projet, à préparer son plan des mesures d'urgence et le soumettre, pour consultation, à la Ville de Saguenay, au ministère de la Sécurité publique, au ministère de la Santé et des Services sociaux, au MELCC ainsi qu'au Conseil de la Première Nation des Innus d'Essipit et au Pekuakamiulnuatsh Takuhikan - Mashteuiatsh. Le plan complété devra être déposé auprès du ministre de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, au moment de la demande visant l'obtention de l'autorisation ministérielle prévu à l'article 22 de la LQE relativement à l'exploitation du complexe de liquéfaction de gaz naturel. Une copie de ce plan devra aussi être fournie à la Ville de Saguenay de même qu'aux ministres de la Sécurité publique et de la Santé et des Services sociaux.

R 28 :

GNLQ s'engage à déposer son plan des mesures d'urgence au moment de la demande d'autorisation relativement à l'exploitation du complexe de liquéfaction de gaz naturel. Le plan sera fourni à la Ville de Saguenay de même qu'aux ministres de la Sécurité publique et de la Santé et des Services sociaux.

Lors de la préparation du plan, GNLQ s'engage à consulter la Ville de Saguenay, le ministère de la Sécurité publique, le ministère de la Santé et des Services sociaux, le MELCC ainsi que le Conseil de la Première Nation des Innus d'Essipit et de Pekuakamiulnuatsh Takuhikan – Mashteuiatsh.

29. GESTION DES EAUX PLUVIALES

Considérant les espaces imperméabilisés créés par les phases de construction et d'exploitation de l'usine advenant l'autorisation du projet, la gestion des eaux pluviales doit permettre de maintenir les apports (ruissellement de surface ou alimentation par la nappe phréatique) de l'ensemble des milieux humides et hydriques qui prévalaient à l'état initial et pour chaque bassin versant. Puisque chaque bassin versant du site doit conserver le même apport afin de minimiser les impacts relatifs à l'alimentation des milieux humides et hydriques, l'initiateur doit :

Documenter les apports modifiés en termes de gestion des eaux pluviales dans chacun des bassins versants et évaluer dans quelle mesure ces apports modifiés affectent les fonctions écologiques des milieux humides et hydriques conservés par le projet (restreindre l'érosion des débits un an, éviter les zones d'inondation);

Proposer un programme de suivi des impacts sur les milieux humides et hydriques affectés par la gestion des eaux de ruissellement, à l'aide d'indicateurs mesurables (évaluation de la dégradation des rives, évaluation de l'élargissement du lit du cours d'eau, nouvelles zones de déposition sédimentaire, creusement du lit de cours d'eau, modification de la végétation, etc.). En cas de constat démontrant un impact sur l'état naturel des milieux humides et hydriques, l'initiateur doit mettre en place des mesures permettant de corriger la situation, les mettre en place dans un court délai, sous réserve de l'approbation de ces mesures par le MELCC.

R 29 :

Gestion des eaux pluviales

Le territoire où se situe le projet est drainé par de petits cours d'eau compris dans des bassins versants de faibles superficies. Le site choisi par GNLQ n'est pas situé dans une zone inondable et les risques d'inondation sont jugés très faibles.

Le réseau drainage du projet est conçu en fonction de la préservation des bilans hydrologiques originaux, par l'aménagement d'un système de drainage visant à conserver des sous-bassins versants représentatifs des bassins naturels (milieux hydriques et humides). Le réseau de drainage vise ainsi à conserver les superficies des bassins versants naturels pour les différents cours d'eau.

Pour les routes d'accès (voir carte R-29-1), le mode de drainage par fossé assure de suivre la topographie naturelle et donc de respecter les limites des bassins versants naturels. En plus de se rapprocher autant que possible des superficies contributives naturelles, les mesures de contrôle des eaux pluviales (bassins de rétention) permettront de contrôler les apports en eau en limitant l'accroissement des pics de crue par rapport aux conditions naturelles préexistantes. Le réseau de drainage pour les routes et le chemin de halage sera constitué de fossés à ciel ouvert.

Le réseau de drainage pour la plateforme de l'usine (voir carte R-29-2) vise donc à conserver les superficies des bassins versants naturels pour les différents cours d'eau. La superficie de l'usine a été morcelée en sections de superficies approximativement équivalentes aux superficies naturelles pour un même exutoire. Compte tenu de l'élévation finale de la plateforme, pour certains points de rejet au milieu hydrique récepteur il sera nécessaire d'installer des infrastructures de dissipation d'énergie pour limiter l'érosion.

Les plans finaux des réseaux de drainages et des infrastructures de dissipation d'énergie, le cas échéant, seront déposés au MELCC lors de la première demande d'autorisation visant la préparation de terrain.

Programme de suivi des impacts sur les milieux humides et hydriques

Le programme de suivi des impacts sur les milieux humides et hydriques, présenté à la réponse R 15, couvrira également les impacts associés à la gestion des eaux pluviales. Ce suivi concernera plus spécifiquement les cours d'eau CE-02, CE-03, CE-04 et CE-05, qui recevront des rejets des infrastructures de gestion des eaux pluviales. Pour les milieux humides, l'impact de la gestion des eaux pluviales affectera plus spécifiquement les complexes MH33 et MH35. Le suivi des sols à ces endroits sera important afin de noter des changements aux régimes hydrologiques que pourraient entraîner la modification du drainage naturel de ces sites.

281000

282000

5362000

N

CE-01

CE-02

CE-02A

Composantes du projet

Infrastructures projetées

Réseau de drainage

Bassins de rétention

Chemin d'écoulement naturel

Fossé de dérivation des eaux propres

Fossé des eaux de contact

Ponceau

Milieu humide

Superficies drainées par les fossés de non-contact

Sous-bassin versants

Milieu naturel

Pavage et gravier

Industriel

Sous-bassin versant de drainage de la plate-forme industrielle

Réseau routier

Route collectrice

Chemin forestier

Sentier

GNL QUÉBEC

ÉNERGIE SAGUENAY

Projet Énergie Saguenay
Complexe de liquéfaction de gaz naturel à Saguenay

Carte R-29-1
Infrastructures de drainage du site

Sources :
BDTQ, 1:20 000, MERN Québec, 2012
BDGA, 1:1 000 000, MERN Québec, 2010
Routes : Adresses Québec, 2015
Orthophoto, Ville de Saguenay, 2016

0 60 120 m

MTM, fuseau 7, NAD83

Mai 2021

Conçu par : P-E Schneegans
Dessiné par : A. Laberge
Vérifié par : J. Lavoie
carte_fosses_non_contact_2021-05-27_v2.mxd

wsp

282000
283000
5362000
N
BRPF-1
BRPF-2
BRPF-3
BRPF-4
CE-02B
CE-03
CE-03

Réseau hydrographique

- Cours d'eau
- Cours d'eau intermittent
- Chemin d'écoulement naturel

Occupation du territoire

- Plateforme industrielle
- Pavage et gravier
- Bâtiment fermé avec équipements utilisant des hydrocarbures
- Bâtiment fermé
- Infrastructure projetée

Réseau de drainage projeté

- Sous-bassin de drainage de la plateforme industrielle
- Conduite d'eau pluviale
- Bassin de rétention permanent pour la plateforme industrielle

GNL QUÉBEC — ÉNERGIE SAGUENAY

Projet Énergie Saguenay
Complexe de liquéfaction de gaz naturel à Saguenay

Carte R-29-2
Gestion des eaux de la plateforme industrielle en phase d'opération

Sources :
BDTQ, 1:20 000, MERN Québec, 2012
BDGA, 1:1 000 000, MERN Québec, 2010
Routes : Adresses Québec, 2015
Orthophoto, Ville de Saguenay, 2016

0 60 120 m

MTM, fuseau 7, NAD83

Mai 2021

Conçu par : P-E. Schneegans
Dessiné par : A. Laberge
Vérifié par : J. Lavoie
carte_eau_surface_plateforme_2021-05-27_v2.mxd

wsp

30. USINE DE TRAITEMENT DES EAUX USÉES

L'initiateur doit préciser s'il est toujours prévu que les eaux usées domestiques soient traitées par une future unité de traitement gérée par l'Administration portuaire de Saguenay. Si oui, préciser quels sont l'échéancier de construction et l'emplacement prévus de ces futures installations.

R 30 :

GNLQ a toujours considéré que les eaux usées domestiques seraient traitées *in situ* et l'espace requis pour une usine de traitement est prévu aux plans de site présenté au MELCC. Lors de discussion préliminaire, l'APS a mentionné son intérêt pour une usine de traitement qui pourrait desservir l'ensemble de ses futurs clients. Advenant le cas où cette usine devait voir le jour et que l'échéancier le permettait, il serait envisageable d'utiliser l'infrastructure puisque cela permettrait de centraliser les ressources.

Dans l'état actuel d'avancement du projet, une usine de traitement des eaux usées domestiques au site est prévue et sa construction est incluse au calendrier global de construction.

31. TRAITEMENT DES EAUX USÉES IN SITU

Advenant que l'Administration portuaire de Saguenay ne puisse traiter les eaux usées domestiques du site du complexe, l'initiateur doit préciser s'il prévoit **traiter ces eaux directement sur le site du complexe de liquéfaction. Dans l'affirmative, l'initiateur doit préciser si cela affecte la superficie et la capacité des installations nécessaires pour assurer un tel traitement, entraînant par conséquent un impact additionnel sur les milieux sensibles.**

R 31 :

Voir la réponse à la question 30. Puisque dans le cas de base, GNLQ traitera elle-même les eaux usées domestiques, une usine de traitement a été incluse au projet. Les impacts sont donc déjà considérés.

32. RACCORDEMENT AU RÉSEAU PLUVIAL

L'initiateur mentionne que les rejets d'eaux provenant du système de déminéralisation seraient dirigés vers les égouts pluviaux. L'initiateur doit préciser si le site du projet serait raccordé au réseau pluvial. Advenant qu'il ne le serait pas, l'initiateur doit préciser à quel moment le site du projet serait raccordé au réseau pluvial. Si aucun réseau pluvial n'est disponible, l'initiateur doit préciser où seraient dirigées ces eaux et doit préciser si un traitement serait nécessaire avant leur rejet.

R 32 :

Voir la réponse de la question 29 en ce qui a trait à la gestion des eaux pluviales. Il n'est prévu de raccorder le site à un réseau d'égout pluvial, mais plutôt de rejeter l'eau vers différents points représentatifs des bassins-versants.

33. PROVENANCE DES EAUX FRAÎCHES

L'initiateur doit préciser quelle serait la provenance des 19,83 m3/h d'eaux fraîches dont il est fait mention au bilan d'eau du projet présenté en réponse à la question QC-9 dans le document PR5.2 (Volume 2 - Annexes, annexe R-9). Est-ce qu'il s'agirait d'un approvisionnement assuré par la municipalité ou d'un apport d'eaux souterraines? Advenant que les eaux fraîches proviendraient de la ville de Saguenay, l'initiateur doit préciser l'échéancier des travaux et l'emplacement de la conduite d'eau potable qui serait installée.

R 33 :

Selon l'état actuel du projet, l'approvisionnement en eaux fraîches sera assuré par la municipalité. Puisque le projet n'est pas géré par GNLQ, il est présentement impossible de spécifier pour le moment l'échéancier de la mise en place de la conduite d'approvisionnement ou sa localisation. GNLQ est en discussion avec Saguenay et l'APS afin de coordonner les échéanciers de conception et construction de l'aqueduc et du chemin d'accès puisque ces infrastructures seraient liées.

34. BILAN D'EAU DU COMPLEXE

Le bilan d'eau du complexe présenté en réponse à la question QC-9 dans le document PR5.2 (Volume 2 - Annexes, annexe R-9) doit être mis à jour et corrigé en tenant compte des éléments suivants :

- **L'initiateur doit vérifier les différents débits présentés, puisque certains diffèrent grandement de ceux présentés à la figure 3-14 dans le rapport principal de l'étude d'impact (document PR3.1, p. 89);**
- **La recirculation d'eau doit être présentée dans le bilan. Par exemple, sur les 18,5 m3/h d'eaux fraîches nécessaires à des fins industrielles, quel débit est en circuit fermé et quelle portion proviendrait d'une source d'eaux fraîches;**
- **En réponse à la question QC-7 du document PR5.2 (Volume 1, p. 8), l'initiateur mentionne que : « […] ces rejets d'eau contaminée provenant de l'unité de déshydratation du gaz seront intermittents et que le 0,8 m3/h est un maximum théorique. Ces rejets sont dirigés vers un réservoir de 300 m3. » Cependant, dans le bilan d'eau présenté en réponse à la question QC-9 dans le document PR5.2 (Volume 2 - Annexes, annexe R-9), il est fait mention qu'un volume d'eau de 11,05 m3/h serait rejeté dans le réservoir d'eau contaminée d'une capacité de 300 m^3, ce qui semble peu probable considérant que le réservoir se remplirait très rapidement malgré le fait qu'il s'agisse d'un débit intermittent. L'initiateur doit valider les débits présentés et les corriger, le cas échéant.**

R 34 :

La différence entre le bilan d'eau présenté dans l'étude d'impact et celui présenté en réponse provient d'une mise à jour au niveau de l'ingénierie. Le premier bilan a été basé sur des hypothèses de qualité d'eau utilisée en intrant et de consommation pour des équipements similaires, alors que le second provient d'une mise à jour réalisée dans le cadre de l'ingénierie préliminaire selon des hypothèses propres au Projet. Depuis le dépôt de la réponse à la question QC-9, le bilan d'eau a de nouveau été revu en y intégrant les données de qualité d'eau de la ville de Saguenay, qui n'étaient pas disponibles à ce moment.

Il est important de mentionner que puisque l'essentiel de l'eau est utilisé afin de produire de l'eau déminéralisée, le bilan est extrêmement dépendant de la qualité de l'eau utilisée. La figure R-34 présente ce nouveau bilan d'eau. Rappelons que la majorité de ces débits sont intermittents et que le procédé de liquéfaction ne nécessite pas d'eau en tant que tel. L'eau ne sert qu'à remplacer l'évaporation du solvant à l'unité d'élimination des gaz acides.

Témoignant de l'impact important de la qualité d'eau en tant qu'intrant pour la préparation d'eau déminéralisée, les résultats de caractérisation confirmant la grande qualité d'eau provenant de la ville Saguenay ont mené à une réduction de 96 %, passant de 16,95 m^3/h (présenté en réponse à QC-9) à 0,66 m^3/h.

Étant donné que la nécessité de fournir de l'eau d'appoint au processus d'élimination des gaz acides est due à l'évaporation du solvant, le concept de recirculation n'est pas applicable à ce processus. Cependant, en raison de la bonne qualité de l'eau que devrait fournir la ville de Saguenay, l'usine utilisera les eaux de rejet du système de déminéralisation pour les besoins en eaux de lavage, réduisant ainsi la consommation de l'usine et maximisant l'utilisation efficace de l'eau. Cette eau est rendue disponible aux opérateurs et aux ouvriers partout sur le site pour des tâches courantes (ménage, lavage de pièces, etc.) et bien qu'elle doive être propre, il n'est pas nécessaire qu'elle soit potable. Cette réutilisation permettrait une économie théorique de 0,18 m^3/h d'eau potable, soit environ 25 %.

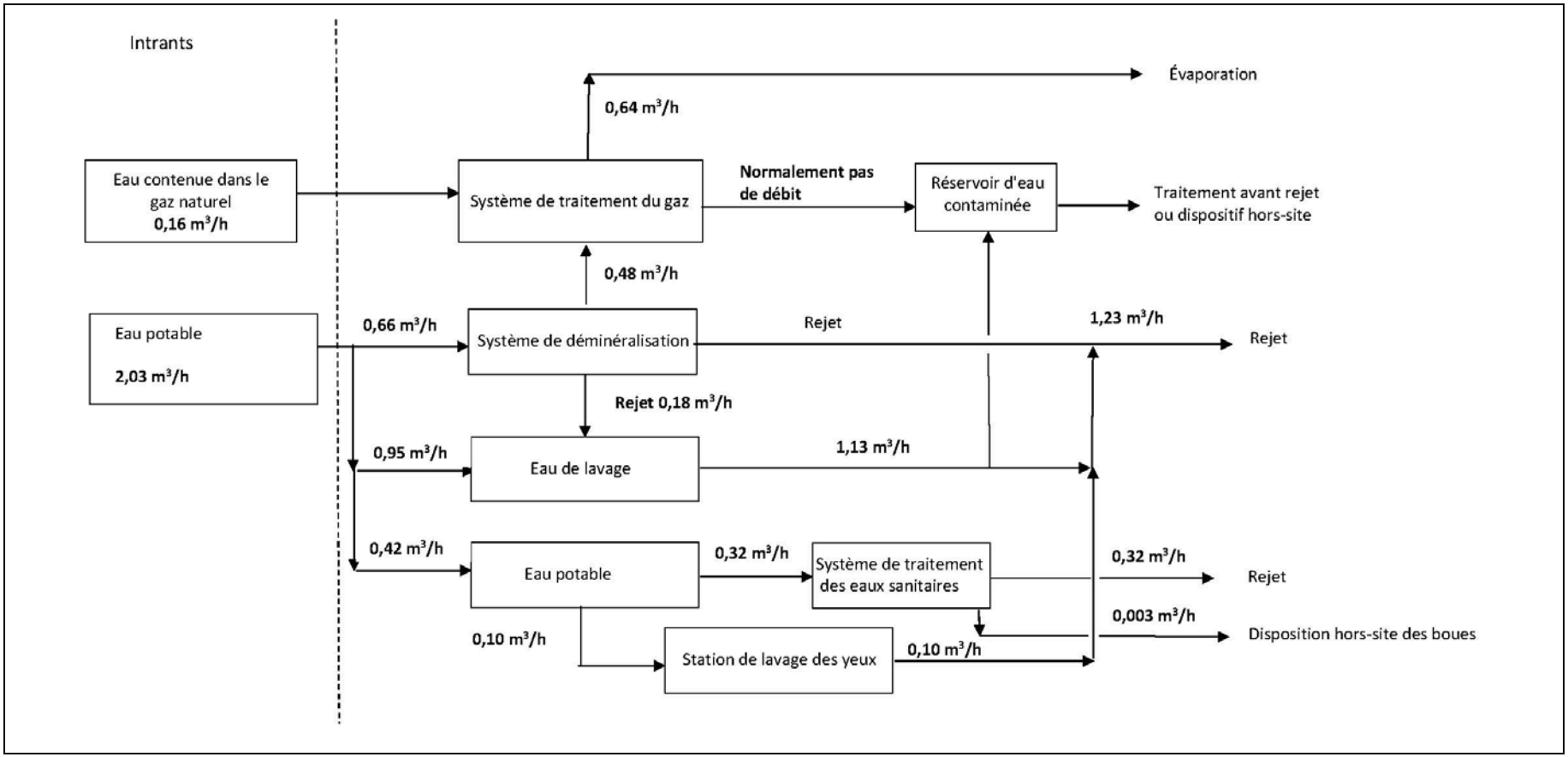


Figure R-34 Bilan d'eau actualisé pour les opérations normales

Le réservoir d'eau contaminée de 300 m^3 présenté fait partie d'un plan de contingence et ne devrait être utilisé qu'en cas d'urgence ou de bris d'un équipement. Comme illustré sur la figure R-34, il est relié à deux conduites :

1 Unité de traitement du gaz : Aucun débit n'est prévu à partir de cet équipement. La conduite est installée pour faciliter la gestion de l'eau advenant la présence d'eau contaminée à la suite d'un bris, une perturbation au niveau du procédé ou lors d'entretien préventif.

2 Eau de lavage : Un débit maximal de rejet de 1,13 m^3/h est prévu pour l'eau de lavage, et ce, de façon intermittente. L'envoi de cette eau vers le réservoir d'eau contaminée n'est pas systématique, mais advenant une possible contamination de l'eau, le réservoir pourrait être utilisé. Rappelons que cette eau n'est normalement pas réputée contaminée et que les drains où il y a risque de contamination seront munis de séparateurs d'huile et/ou de dessableurs.

Ainsi, GNLQ considère que la taille de ce réservoir est adéquate considérant qu'elle permet environ 10 jours de rétention d'eau dans le cas où l'ensemble des sources de rejet d'eau de lavage étaient simultanément contaminées, ce qui est très peu probable.

GNLQ s'engage à déposer au MELCC, pour autorisation, lors de la demande d'autorisation pour la construction du complexe, les détails techniques de l'ensemble des systèmes de traitement (emplacement, capacité, fonctionnement) ainsi qu'un bilan d'eau final.

35. RÉUTILISATION DES EAUX USÉES

L'initiateur doit spécifier quelles mesures sont prévues pour maximiser la réutilisation des différents rejets d'eau (ex. : la réutilisation de la neige accumulée sur son site en période hivernale). L'initiateur doit également présenter les cibles de recyclage des eaux usées, lesquelles doivent augmenter au fil des ans, afin d'atteindre une réduction de la consommation d'eau après cinq ans d'exploitation du complexe et en prévoyant des efforts de réduction tout au long de l'exploitation du site.

R 35 :

Comme mentionné à la réponse R 34, le bilan d'eau a été mis à jour en fonction de l'avancement de l'ingénierie et des données de qualité d'eau de la ville de Saguenay. Cette mise à jour a démontré une diminution significative des besoins en eau pour l'unité de déminéralisation et qu'une partie des rejets du système de traitement par osmose inversée sera réutilisée en tant qu'eau d'utilités. Les efforts de réduction à la source et de réutilisation se poursuivront pendant l'ingénierie détaillée.

GNLQ s'engage à soumettre au MELCC, lors de la demande d'autorisation pour construction, le bilan d'eau détaillé final accompagné d'un rapport présentant les améliorations par rapport au bilan actuel.

Puisque ces critères de qualité sont plus permissifs, l'eau de lavage présente un potentiel intéressant pour la réutilisation de l'eau. Comme mentionné, il est déjà prévu de réutiliser une partie de l'eau provenant de l'unité de déminéralisation pour alimenter ce système. Puisque ces besoins sont intermittents et potentiellement variables selon les saisons et les périodes (p. ex. entretien), la documentation de son utilisation sur une année complète permettra de faciliter la mise en place d'un objectif de réduction et/ou de réutilisation des eaux.

GNLQ s'engage à déterminer un objectif de réduction de la consommation d'eau un an après la mise en opération du complexe. Cet objectif tiendra compte de la nature intermittente des besoins, des critères de qualité à atteindre pour la réutilisation ainsi que du type de traitement à mettre en place afin d'atteindre ces critères.

GNLQ s'engage à déposer annuellement au MELCC un rapport présentant la consommation d'eau des différents systèmes, la quantité d'eau réutilisée et la quantité d'eau rejetée, ainsi qu'un bilan des démarches en cours afin d'atteindre les objectifs de réduction.

36. EAUX DE RUISSELLEMENT

En réponse à la question QC-9 du document PR5.2 (Volume 1, p. 9), l'initiateur « […] s'engage à présenter, dans la demande d'autorisation (CA) en vertu de l'article 22 de la LQE qui inclut l'aménagement des équipements de gestion des eaux usées, un diagramme d'écoulement de toutes les eaux usées, un plan présentant la localisation de tous les points de rejet, les paramètres du programme de suivi des eaux de ruissellement contaminées et les exigences de rejet qu'il propose. GNLQ s'engage également à présenter, dans cette même demande de CA, les critères de conception utilisés pour le système de traitement des eaux de ruissellement et préciser de quelle manière ceux-ci tiennent compte des changements climatiques. »

En outre, dans sa note technique - hydrologie (document PR5.2, Volume 2 - Annexes, annexe R-22, p. 2), l'initiateur mentionne que : « Puisqu'à ce stade du projet les méthodes de construction ne sont pas encore entièrement définies, il est considéré que le drainage et les mesures de contrôle (bassins de rétention) en période de construction seront identiques aux ouvrages permanents. ».

- **Considérant que la gestion des eaux de ruissellement est présumée être la même en construction qu'en exploitation, l'initiateur doit plutôt s'engager à déposer, advenant l'autorisation du projet et dans le cadre de la première demande d'autorisation de construction en vertu de l'article 22 de la LQE visant l'aménagement des équipements de gestion des eaux usées, un diagramme d'écoulement de toutes les eaux usées, un plan indiquant la localisation de tous les points de rejet en phase construction, les paramètres du programme de suivi des eaux de ruissellement et des différents points de rejet d'eaux usées ainsi que les plans et devis pour le système de traitement des eaux de ruissellement en précisant de quelle manière ceux-ci tiennent compte des changements climatiques;**
- **L'initiateur doit également s'engager à déposer, advenant l'autorisation du projet et dans le cadre de la première demande d'autorisation en vertu de l'article 22 de la LQE visant l'exploitation du projet, une mise à jour des éléments présentés au point précédent afin que ces derniers couvrent la période entière d'exploitation.**

R 36 :

GNLQ s'engage à déposer, dans le cadre de la première demande d'autorisation visant l'aménagement des équipements de gestion des eaux usées, un diagramme d'écoulement de toutes les eaux usées, un plan indiquant la localisation de tous les points de rejet en phase construction, les paramètres du programme de suivi des eaux de ruissellement et des différents points de rejet d'eaux usées ainsi que les plans et devis pour le système de traitement des eaux de ruissellement, en précisant de quelle manière ceux-ci tiennent compte des changements climatiques.

GNLQ s'engage également à déposer, dans le cadre de la première demande d'autorisation visant l'exploitation du projet, une mise à jour des éléments présentés ci-dessus afin qu'ils couvrent la période entière d'exploitation.

37. EAUX SOUTERRAINES

À la section 7.10.8 du rapport principal de l'étude d'impact (document PR3.1, p. 306), l'initiateur fait mention de certaines activités à risque de contaminer les eaux souterraines. De plus, ce dernier mentionne que : « Un suivi de la qualité de l'eau souterraine pourra être effectué pendant les opérations. ».

À cet effet et advenant l'autorisation du projet, l'initiateur doit s'engager à déposer, pour approbation par le MELCC, un programme de suivi des eaux souterraines au plus tard dans le cadre de la première demande d'autorisation en vertu de l'article 22 de la LQE et visant le début de la construction du projet. Le programme de suivi des eaux souterraines devra s'appliquer pour toute la durée des périodes de construction et d'exploitation du complexe de liquéfaction.

R 37 :

GNLQ s'engage à déposer, pour approbation par le MELCC, un programme de suivi des eaux souterraines dans le cadre de la première demande d'autorisation visant le début de la construction du projet. Le programme de suivi des eaux souterraines s'appliquera à toute la durée des périodes de construction et d'exploitation du complexe de liquéfaction.

38. GAZ À EFFET DE SERRE (GES)

Advenant l'autorisation du projet, l'initiateur doit s'engager à déposer un rapport annuel, validé et vérifié par une tierce partie indépendante, des émissions en exploitation au MELCC. Ce rapport annuel devra être indépendant de la déclaration obligatoire d'émissions de GES exigée par le règlement de déclaration obligatoire de certains contaminants atmosphériques (RDOCECA) et devra préciser la quantification annuelle d'émissions de GES du complexe de liquéfaction, en précisant les évitements, les réductions et les compensations de GES nécessaires afin de respecter l'engagement de carboneutralité des opérations de liquéfaction. Dans ce rapport annuel, l'initiateur devra notamment présenter clairement l'efficacité des mesures d'atténuation. Le rapport devra également présenter un rapport sur l'efficacité des mesures d'atténuation en phase de construction.

R 38 :

Pendant la phase d'opération, GNLQ s'engage à déposer au MELCC un rapport annuel, validé et vérifié par une tierce partie indépendante, des émissions directes de l'exploitation du complexe de liquéfaction.

Le rapport contiendra :

- les émissions de GES déclarées dans le cadre du Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants (RDOCECA);
- la quantification des évitements, les réductions et les compensations de GES pour l'année;
- une description détaillée des crédits compensatoires;
- une présentation de l'efficacité des mesures d'atténuation.

Le premier rapport présentera un bilan de l'efficacité des mesures d'atténuation en phase de construction en comparaison aux émissions estimées dans le cadre de l'évaluation de l'impact.

39. QUALITÉ DE L'AIR

Advenant l'autorisation du projet, l'initiateur doit s'engager à déposer, pour approbation, un devis d'échantillonnage détaillé de la qualité de l'air ambiant, incluant notamment l'emplacement des stations et la description des appareils et des méthodes analytiques qui seront utilisés, et ce, au plus tard lors de la première demande d'autorisation ministérielle pour la construction du projet. Le programme de suivi proposé devra minimalement comprendre une station mesurant les concentrations de dioxyde d'azote, et ce, le plus près possible de l'emplacement où les concentrations maximales sont attendues, dans la limite d'application des normes et critères de qualité de l'atmosphère.

R 39 :

GNLQ s'engage à déposer, pour approbation, un devis d'échantillonnage détaillé de la qualité de l'air ambiant, incluant l'emplacement des stations et la description des appareils et des méthodes analytiques qui seront utilisés.

Le devis, déposé lors de la première demande d'autorisation pour la construction du projet, comprendra une station de mesure des concentrations de dioxyde d'azote localisé le plus près possible de l'emplacement où les concentrations maximales sont attendues.

40. PROGRAMME DE SUIVI ENVIRONNEMENTAL DES IMPACTS SUR LE TOURISME

Advenant l'autorisation du projet, l'initiateur du projet doit s'engager à élaborer et à réaliser, en collaboration avec le ministère du Tourisme, un programme de suivi des impacts du projet sur le tourisme des régions touristiques de Charlevoix, de la Côte-Nord et du Saguenay-Lac-Saint-Jean. Les détails du programme devraient être définis conjointement par l'initiateur et le ministère, et en collaboration avec les associations touristiques régionales des trois régions concernées.

R 40 :

GNLQ s'engage à élaborer et à réaliser, en collaboration avec le ministère du Tourisme, un programme de suivi des impacts du projet sur le tourisme. Les détails du programme seront définis conjointement par GNLQ et le ministère, en collaboration avec les associations touristiques régionales des régions concernées par le programme, soit Charlevoix, Côte-Nord et Saguenay–Lac-Saint-Jean.

41. COMITÉ CONSULTATIF SUR LE COMPLEXE DE LIQUÉFACTION

L'initiateur entend maintenir en place le Comité consultatif sur le complexe de liquéfaction, comprenant une vingtaine de membres et dont l'objectif est d'être un canal de communication privilégié pour informer les parties prenantes de l'avancement du projet Énergie Saguenay et pour discuter ouvertement des préoccupations en vue d'améliorer le projet. Ce comité comporte cinq objectifs :

1 **Établir une communication claire et transparente entre GNL Québec inc. et ses parties prenantes;**

2 **Discuter de l'avancement du projet et des résultats des différentes études;**

3 **Permettre aux parties prenantes d'exposer leurs observations et préoccupations par rapport au projet;**

4 **Discuter des mesures d'atténuation et d'optimisation acceptables et adaptées pendant le développement du projet;**

5 **Assurer le suivi des mesures d'atténuation et des engagements (pages 126 et 127 du rapport principal de l'étude d'impact sur l'environnement).**

Advenant l'autorisation du projet, l'initiateur doit s'engager à élargir le mandat du Comité consultatif sur le complexe de liquéfaction actuellement en place, afin de répondre également aux objectifs ci-dessous, lors des phases de construction et d'exploitation du site :

- **Au besoin, modifier les membres du comité consultatif afin que chacune des parties prenantes susceptibles d'être affectées par le projet puissent participer aux séances d'information, telles que les municipalités de Tadoussac, Anse-St-Jean, Saint-Fulgence, Sainte-Rose-Du-Nord, de citoyens habitant le secteur impacté par les activités (Anse-à-Pelletier et Cap-Jaseux), d'organismes locaux voués à la protection de l'environnement et de représentants de compagnies touristiques.**

En outre, considérant l'impact potentiel de l'accroissement du transport maritime sur les utilisateurs du parc marin (kayakistes, plaisancier et excursionnistes), l'initiateur doit inviter un représentant du Parc marin du Saguenay–Saint-Laurent à participer au comité consultatif;

- **Assurer une surveillance des impacts potentiels engendrés par les activités afin qu'ils puissent être partagés aux différentes parties prenantes;**
- **Informer les parties prenantes des problématiques rencontrées par le projet en vue de bien évaluer les impacts occasionnés par celui-ci;**
- **Présenter l'ensemble des suivis environnementaux effectués par l'initiateur ou autre organisme, lors des différentes phases du Projet, ainsi que les plaintes officielles formulées à l'égard du projet afin de permettre un échange entre les parties prenantes.**

R 41 :

GNLQ s'engage à élargir le mandat du Comité consultatif sur le complexe de liquéfaction actuellement en place, afin de répondre également aux objectifs ci-dessous, lors des phases de construction et d'exploitation du site :

- Chacune des parties prenantes doit pouvoir contribuer aux activités du Comité, telles que les municipalités, les citoyens habitant le secteur concerné par les activités, les organismes locaux voués à la protection de l'environnement, les représentants de compagnies touristiques et le Parc marin du Saguenay–Saint-Laurent.
- Partager aux parties prenantes les résultats des programmes de surveillance des impacts potentiels engendrés par les activités.
- Informer les parties prenantes des problématiques rencontrées par le projet en vue de bien évaluer les impacts occasionnés par celui-ci.
- Présenter l'ensemble des suivis environnementaux effectués par l'initiateur ou autre organisme, lors des différentes phases du Projet, ainsi que les plaintes formulées à l'égard du projet afin de permettre un échange entre les parties prenantes.

Tout changement du Comité consultatif devra être fait en respect des règles de gouvernances et des participants actuels au Comité.

42. LOGEMENT

Selon les données de la SCHL de 2019, il y aurait environ 15 400 appartements locatifs à Saguenay avec un taux d'inoccupation d'environ 3,5 %, ce qui représente environ 540 appartements disponibles. L'initiateur ne précise pas le nombre de travailleurs qui sera en provenance de l'extérieur de la région. Toutefois, il est fort probable que le projet exercerait une pression considérable sur la disponibilité des logements locatifs à Saguenay et donc que ce secteur se retrouve en pénurie de logements. Ce phénomène pourrait également être exacerbé advenant que les autres projets industriels majeurs tels que Arianne Phosphate, Métaux BlackRock et le Terminal maritime en rive nord du Saguenay, etc., soient construits en même temps. L'initiateur doit déposer un plan adéquat pour le logement des travailleurs en période de construction, sans qu'il n'y ait d'impact sur la disponibilité et le coût du logement pour les personnes à plus faibles revenus et les plus vulnérables de la population.

R 42 :

D'emblée, il importe de rappeler que selon le calendrier de construction, les 24 premiers mois sont essentiellement dédiés aux travaux de préparation de site, soit le déboisement, l'excavation, le forage-dynamitage et le concassage ainsi qu'aux travaux de préparation de structure, soit le bétonnage des fondations et des réservoirs ainsi que l'acier.

Selon des discussions préliminaires avec différents acteurs économiques, il est anticipé qu'une très forte proportion de ces travaux soient réalisés par des entrepreneurs locaux ou régionaux.

À la fin de la deuxième année, l'intensification progressive des travaux et le démarrage de certains travaux spécialisés nécessiteront sans doute la venue de travailleurs de l'extérieur de la région, mais la proportion effective de travailleurs « extra-régionaux » ne sera déterminée avec précision qu'une fois l'ingénierie détaillée terminée et que les contrats seront attribués.

Fait à noter : lors de la construction de l'aluminerie Alma, il y a eu un nombre similaire de travailleurs à ce qui sera requis pour le Projet, soit plus de 4 000. L'offre locative s'est alors accrue sporadiquement par l'apparition de logements issus de rénovations (p. ex. un sous-sol transformé en appartement) ou de propriétaires mettant temporairement en location leur résidence principale ou secondaire. Il est aussi important de rappeler que la MRC de Lac-Saint-Jean, qui est reliée à Saguenay par une autoroute, fera partie de l'offre d'hébergements (hôtels, gites et appartements).

Un plan de logement complet sera mis en place à la suite de l'ingénierie détaillée lorsque les besoins seront mieux définis selon le calendrier final et la proportion de travailleurs provenant de l'extérieur de la région. Cependant, un comité est déjà en place avec la ville de Saguenay incluant le service de l'urbanisme, le service de génie de la ville, la société de transport, Promotion Saguenay ainsi que l'arrondissement La Baie, afin d'évaluer l'offre actuelle, notamment :

- unités locatives;
- hôtels, motels, gites;
- opportunités de conversion de bâtiments existants;
- opportunités de construction;
- programmes incitatifs pour location par des citoyens.

Le plan de logement final inclura :

- un élargissement du comité pour inclure les municipalités avoisinantes ainsi que les autres projets majeurs dont la construction chevaucherait celle du Projet;
- la mise en place d'un programme de suivi / surveillance de la disponibilité et des coûts des logements, incluant une analyse d'écart entre l'offre et la demande.

Bien qu'il ne s'agisse pas d'une option présentement privilégiée, l'installation d'un campement temporaire de travailleurs fait partie des solutions envisagées. Puisqu'un camp est facilement et rapidement déployable, il pourrait venir atténuer une pression sur l'accessibilité au logement abordable qui serait mis en lumière par le programme de suivi. La taille et la durée d'utilisation du campement dépendront des éléments mentionnés plus haut.

La mise en place d'un campement n'occasionnerait pas d'impacts environnementaux additionnels puisqu'il ne serait pas installé sur le chantier, mais sur un terrain disponible (à déterminer) d'où les ouvriers utiliseraient le service de navette prévu.

43. MAIN-D'ŒUVRE ET FORMATION

Le projet ayant une durée de vie de 25 à 50 ans, la phase de fermeture et les pertes d'emplois qui en découleront pourraient avoir un impact négatif sur la santé des personnes touchées. Il serait donc primordial que cette phase soit bien planifiée afin d'en limiter les impacts. L'initiateur doit déposer un plan de formation et de reclassement de la main-d'œuvre en prévision de la fermeture éventuelle de l'usine.

R 43 :

Notons d'abord que GNLQ est un employeur soucieux d'offrir un environnement de travail de qualité et les ressources humaines occupent un rôle névralgique dans la culture de l'entreprise. GNLQ est également engagée à offrir des emplois de qualité et bien rémunérés, tout au long de la vie de l'entreprise.

Lors de l'embauche des employés de l'usine, ainsi que tout au long de leur emploi, les employés recevront de nombreuses formations spécialisées, particulièrement en ce qui a trait à l'utilisation des nouvelles technologies et de l'intelligence artificielle, mais également en ce qui a trait à tout le secteur de l'énergie, opération de procédés industriels, de santé et sécurité au travail, de technologies 4.0, etc. Ces formations sur mesure seront offertes par l'entreprise et développées avec des partenaires locaux, tels que les maisons d'enseignement locales. Ces compétences développées feront des employés de GNLQ une main-d'œuvre qualifiée qui saura certainement répondre aux besoins d'autres employeurs locaux.

Conformément à la Loi sur les normes du travail, GNLQ s'engage à mettre en place un comité de reclassement dans le cas d'une fermeture éventuelle de l'usine pendant ou à la fin de sa durée de vie.

Bien qu'il soit difficile de se projeter 25 ou 50 ans dans l'avenir, donc sur un horizon approximatif de 2050-2075, le plan de reclassement serait administré par un comité de reclassement supporté par une entreprise spécialisée dans le domaine. En plus d'offrir un soutien psychologique et un suivi des anciens employés, il leur permettra de planifier la suite, que ce soit un nouvel emploi, la retraite ou un retour aux études. Un travail précis sera réalisé avec les entreprises et autorités locales pour également faciliter le reclassement, la formation complémentaire et l'intégration du personnel dans le marché du travail régional, mais aussi québécois, le cas échéant. Les principales étapes sont résumées au tableau R-43.

Tableau R-43 Résumé du plan de reclassement des employés

Mesures et services de main d'œuvre à dispenser	Types d'activités prévues	Personnes- ressources	Calendrier possible de réalisation des activités
Mise sur pied du comité de reclassement	Diverses rencontres avec les intervenants concernés afin de déterminer les actions et les rôles et responsabilités	Comité de travail de l'entreprise en concertation avec Emploi-Québec et les représentants des travailleurs	Approximativement 18 mois avant la fermeture (ex. : 2073)
Annonce de fermeture	Rencontre avec les employés/représentants des employés Soutien psychologique	Psychologues Employeur	Approximativement 18 mois avant la fermeture (ex. : 2073)
Évaluation des besoins des travailleurs/ diagnostic de la situation suite à l'annonce et bilan de compétence/carrière individualisé	Rencontres individuelles/ des représentants du personnel	Firme de reclassement	Tout de suite après l'annonce. (ex. : 2073)
Communication du plan de reclassement	Ateliers et séances d'information	Firme de reclassement avec l'employeur	Après l'évaluation des besoins et diagnostic. (ex. : 2073-2074)
Activités d'aide à la recherche d'emploi/ transition de carrière/orientation	Rédaction de curriculum vitae, de lettres de présentation, simulation d'entrevues. Organiser la recherche d'emplois Soutien individuel de conseillers en orientation, incluant des tests psychométriques pour la réorientation de carrière Journée portes ouvertes pour les entreprises désireuses de découvrir les compétences des travailleurs de GNL Québec Lien avec les agences de placement pour connaître les emplois disponibles	Firme de reclassement	Commence 12 mois avant la fin de l'emploi et se termine 6 mois après. (ex. : 2074-2075)

Mesures et services de main d'œuvre à dispenser	Types d'activités prévues	Personnes- ressources	Calendrier possible de réalisation des activités
	Lien avec les organismes de formation pour préparer l'étape suivante dans le tableau		
Activité de soutien pour le retour aux études/formations à offrir	Accompagnement dans la mise en place de plusieurs programmes de formation en entreprise Mise en place de programmes de reconnaissance des acquis avec les maisons d'enseignement locales Séances d'information sur les mesures existantes pour la formation de la Main-d'œuvre et s'assurer qu'ils rencontrent les exigences	Maisons d'enseignement locales	12 mois avant la fermeture (ex. : 2074)
Activité pour l'aide au démarrage d'entreprise	Sessions de formation/information sur le démarrage d'entreprise	Maisons d'enseignement locales	6 mois avant la fermeture (ex. : 2074)
Planification de retraites (complètes ou progressives)	Sessions d'information	Firme spécialisée Employeur	12 mois avant la fermeture (ex. : 2074)
Activités de soutien psychologique et de deuil de l'emploi	Bilan de carrière et identification des compétences et des réalisations Séances d'aide individuelle, via le Programme d'aide aux employés	Firme de reclassement	Tout au long du processus
Activités d'aide à la planification financière	Sessions de groupe et individuelles au besoin	Firme de reclassement	12 mois avant la fermeture (ex. : 2074)

44. BRUIT

L'initiateur doit prévoir l'installation de stations d'écoute ou de mesures du bruit permanentes qui devront être suivies pendant toute la durée des activités de construction et d'exploitation du site advenant l'autorisation du projet. Ces stations d'écoute pourraient être celles utilisées lors de la modélisation, en y ajoutant des stations d'écoute ou de mesure supplémentaires, réparties dans la zone d'impact potentielle. L'initiateur devra effectuer des relevés annuels ou périodiques du bruit, à différents moments de l'année et selon les activités qui se déroulent sur le site, afin d'évaluer le bruit réel engendré par toutes les sources (autant maritimes que terrestres). De plus, l'initiateur doit prévoir un programme d'amélioration continue visant à réduire les niveaux de bruit engendrés par les activités, en ciblant des mesures d'atténuation qui permettront la réduction de l'empreinte sonore du complexe industriel et maritime dans le temps. L'atteinte des cibles devra être documentée par l'initiateur.

R 44 :

GNLQ s'engage à mettre en place un programme de suivi des émissions sonores terrestre et subaquatique. Ces programmes ont été présentés dans leurs versions préliminaires dans le cadre de du processus d'évaluation d'impact et seront soumis dans leurs versions finales pour acceptation par le MELCC dans le cadre les demandes d'autorisations pour construction et opération du site.

GNLQ s'engage à mettre en place un programme d'amélioration continue visant la réduction de l'empreinte sonore du complexe industriel et maritime. La première phase du programme débutera dès l'ingénierie détaillée où les mesures d'atténuation du bruit, incluant le choix des équipements, seront revues avec l'objectif de réduire l'empreinte sonore projeté. À la suite de l'établissement de l'état de référence en condition d'opération (une année complète de prise de données), GNLQ s'engage à fournir au MELCC un rapport présentant la réduction des niveaux sonores atteinte lors de l'ingénierie détaillée en comparaison aux modélisations réalisées dans le cadre du processus d'évaluation d'impacts.

Pour la deuxième phase du programme, il est important de préciser que puisque les systèmes auront été optimisés lors de l'ingénierie détaillée, les opportunités d'amélioration lors des premières années d'opérations seront peu nombreuses et les objectifs de réduction tiendront compte de cette réalité.

Le programme d'amélioration continue sera rattaché aux programmes d'entretien et de remplacement d'équipement (en cas de bris), qui incluront une validation des niveaux d'émissions de bruit et l'identification de mesures d'atténuation additionnelles, lorsque possible. Une revue des procédures opérationnelles sera également effectuée périodiquement afin de vérifier s'il y a des opportunités d'amélioration. Par ailleurs, le programme sera lié au processus de plainte afin de prioriser les actions améliorant la cohabitation dans le cas où il y aurait des plaintes.

45. CESSATION DES ACTIVITÉS

En l'absence d'un responsable ou tiers preneur s'assurant de l'entretien des infrastructures maritimes, un démantèlement des installations maritimes est à prévoir afin de prévenir tout dommage aux milieux hydriques par le non-entretien et la désuétude des infrastructures. Advenant l'autorisation du projet, l'initiateur doit s'engager à élaborer un plan de démantèlement, accompagné d'une étude de caractérisation des matériaux à risque d'être contaminés, qui devra être déposé au MELCC, pour approbation, dans un délai maximal d'un an suivant la fin des activités portuaires.

R 45 :

Advenant la cessation des activités portuaires, et en absence d'un responsable ou d'un tiers preneur, GNLQ s'engage à élaborer un plan de démantèlement accompagné d'une étude de caractérisation des matériaux à risque d'être contaminés, qui sera déposé au MELCC pour approbation dans un délai maximal d'un an suivant la fin des activités portuaires.

Le plan permettra de déterminer les structures à retirer et les méthodes de travail afin d'assurer l'absence de contamination et d'impacts additionnels, ainsi que la sécurité des utilisateurs de la rivière Saguenay.

46. FERMETURE DU SITE, CESSATION DES ACTIVITÉS ET REMISE À L'ÉTAT INITIAL DU COURS D'EAU CE-03 ET DU MILIEU HUMIDE MH-35

Considérant l'ampleur du projet, les risques environnementaux associés et les pertes encourues de superficies et les fonctions écologiques d'un segment de cours d'eau permanent (7,46 ha) et ses milieux humides riverains (3,83 ha – MH-35), des conditions supplémentaires liées à la fermeture du site et à la cessation des activités devraient être prévues afin de s'assurer d'une remise en état adéquate des lieux le plus près possible de l'état initial. Ces exigences s'inscrivent dans un contexte où le bassin versant des milieux humides et hydriques affectés par la déviation du cours d'eau CE-03, à savoir le ruisseau de l'Anse-aux-Sable, est relativement peu dégradé et ce faisant, présente peu d'options de restauration ou de création d'autres milieux humides ou hydriques avantageuses à proximité du site du projet, voire dans des bassins versants voisins. Les exigences s'inscrivent également pour assurer une réhabilitation du site et un démantèlement afin d'éviter tout risque d'impact à l'environnement sur les sols et les eaux souterraines, mais aussi sur la sécurité du public qui pourrait avoir accès à de telles installations. À cet effet, l'initiateur devrait, pour rendre le projet acceptable sur le plan environnemental, s'engager à :

1 **Prévoir le dépôt d'un plan de restauration des lieux lors de la cessation, et ce, un an suivant la délivrance de l'autorisation du début de l'exploitation du site afin d'identifier les équipements et les installations présents sur le site (liste des équipements, infrastructures, bâtiments présents et actions à poser en vue d'une remise en état pour chacun d'eux avec une estimation des coûts). Prévoir la mise à jour périodique (aux cinq ans) de ce plan de restauration sur toute la durée de vie de l'exploitation du site;**

2 **De façon volontaire, détenir une garantie financière ou une fiducie environnementale en faveur du MELCC et qui serait constituée tout au long de la durée de vie des activités, couvrant les frais reliés à la restauration du site (réhabilitation des sols et eaux souterraines contaminées, démantèlement des structures, restauration de site naturel), afin d'assurer qu'en cas d'abandon, de faillite ou du non-entretien des installations, la restauration du site sera réalisable par le bénéficiaire. Cette condition vise à prévoir un site sécuritaire en cas d'arrêt des activités et une protection des milieux naturels en cas de désuétude des installations ou d'une maintenance inadéquate ou inexistante;**

3 **Prévoir la transmission d'un avis de cessation dans un délai de 30 jours afin d'aviser le MELCC de la cessation définitive des activités;**

4 **Prévoir, dans un délai de six mois suivant la cessation définitive des activités, le dépôt au MELCC d'une étude de caractérisation du terrain, dûment attestée par un expert accrédité, faisant état des activités à risque réalisées sur le site et de la présence de sols et d'eaux souterraines contaminés ainsi que des matières résiduelles (dangereuses ou non) et infrastructures à risque de contamination sur le site;**

5 **Prévoir le dépôt d'une demande d'autorisation au MELCC encadrant la réhabilitation du terrain si l'étude révèle des sols contaminés ou des eaux souterraines contaminées, au-delà des valeurs limites fixées par le critère C du Guide d'intervention - Protection et réhabilitation des terrains (version la plus à jour) de même que le plan de démantèlement des structures / bâtiments à risque environnemental ou présentant un risque pour la sécurité du public sur le site;**

6 **Prévoir l'inscription d'un avis de contamination au registre public, advenant la présence de sols et d'eaux souterraines contaminés au-delà des critères C du guide d'intervention;**

7 Procéder à la remise à l'état initial du littoral et des rives du cours d'eau CE-03 et du milieu humide MH-35 (complexe) affectés par le projet en cas de cessation définitive des activités de liquéfaction de gaz, à moins d'efforts de minimisation supplémentaires permettant de conserver ces milieux. À cette fin, l'initiateur devra déposer, dès le dépôt de la première demande d'autorisation ministérielle découlant d'un éventuel décret, les informations permettant d'établir l'état de référence de ces milieux humides et hydriques.

R 46 :

Advenant une cessation définitive des activités, GNLQ s'engage à soumettre au MELCC un avis de cessation définitive des activités dans un délai de 30 jours, et de réaliser une étude de caractérisation des terrains par un expert accrédité dans un délai maximal de six mois. Le rapport présentera les activités à risque ayant été réalisées sur le site et la présence de sols et/ou d'eau contaminé, le cas échéant. La présence de matières résiduelles et de matières résiduelles dangereuses ainsi que d'infrastructures présentant des risques de contamination y sera également rapportée.

Advenant la présence de contamination au-delà des valeurs limites fixées par le critère C de la version à jour du Guide d'intervention - Protection et réhabilitation des terrains (version la plus à jour) au moment de la cessation de activités, GNLQ s'engage à déposer au MELCC une demande d'autorisation afin d'encadrer la réhabilitation et un plan de démantèlement des structures et bâtiments présentant un risque pour l'environnement ou la sécurité du public. GNLQ s'engage également à l'inscription d'un avis de contamination au registre public, le cas échéant.

GNLQ s'engage à déposer un plan de restauration des lieux au maximum un an après l'émission de l'autorisation pour l'opération du site. Le plan sera élaboré conformément aux attentes de l'APS, selon le bail en vigueur et leurs besoins en infrastructure au moment où cesseront les activités.

Le plan dressera la liste des actions à poser pour chaque équipement et bâtiment présent sur le site afin que celui-ci puisse être démantelé ou cédé à l'APS pour développement industriel, tel que spécifié au bail. À moins d'avis contraire par l'APS, il n'est pas prévu de réhabiliter le cours d'eau CE-03 et le complexe de milieux humides MH35 puisque cela irait à l'encontre de leurs plans de développement. Rappelons que ces milieux auront fait l'objet d'une compensation financière et que GNLQ propose maintenant de détourner le cours d'eau afin de préserver l'écoulement naturel, réduisant ainsi les impacts et le besoin de maintenir des équipements de pompage à long terme. Le plan sera mis à jour tous les cinq ans ou advenant un changement important au niveau des infrastructures de GNLQ. L'APS sera consulté lors des mises à jour afin qu'il reflète l'évolution de leurs priorités de développement et de leurs besoins.

GNLQ confirme que des clauses prévoyant la réhabilitation du site ainsi que le démantèlement et/ou la dévolution éventuelle à l'APS d'une partie des infrastructures seront incluses au bail qui sera signé advenant la réalisation du projet. Ces clauses seront assorties de garanties financières évolutives selon un calendrier préétabli et en fonction des étapes de projet (préparation de site, construction, opérations). Par exemple, la garantie pourrait couvrir, selon la période :

- Préparation de site :
  - Complétion du terrassement des zones décapées et mise en place du système de drainage.
  - Reboisement des zones déboisées dont le terrassement n'est pas entrepris.
  - Paiement de la compensation des pertes de milieux humides.
- Construction / opération :
  - Caractérisation environnementale et décontamination.
  - Démantèlement des infrastructures non désirées.

À cet effet, GNLQ s'engage donc à s'accorder avec l'APS, lors de la négociation et signature du bail définitif, à ce qu'un processus d'évaluation puis une mise en place d'une garantie financière en fonction de la période du projet, à savoir construction et opération, soient définis dans le bail afin, notamment, de prendre en compte les frais reliés à la restauration du site en cas d'abandon, de faillite, de non-entretien des installations ou de fin d'activité, et ce, en accord avec les attentes de l'APS, eu égard à leurs besoins. Cette garantie financière devra également être en accord avec le plan de restauration des lieux lors de la cessation, qui aura été déposé au MELCC.

47. ASSURANCE RESPONSABILITÉ CIVILE

En lien avec les principes pollueur-payeur et internalisation des coûts de la Loi sur le développement durable, l'initiateur doit présenter une quantification des risques inhérents à l'exploitation du projet Énergie Saguenay ou en cas d'accidents technologiques majeurs et déterminer la valeur de l'assurance responsabilité civile qui devrait être contractée pour couvrir d'éventuelles atteintes à l'environnement.

R 47 :

Rappelons d'emblée que la souscription des couvertures d'assurances est une étape obligatoire et très encadrée lors du financement final du projet, tant en termes de risques opérationnels que commerciaux. Les bailleurs de fonds auront des critères très précis sur les assurances requises basés sur leur propre analyse de risques, en considération des pires scénarios.

La définition, l'évaluation et la mise en place des couvertures d'assurance suivent un processus rigoureux débutant lors de l'ingénierie préliminaire, de façon à ce que tout au long de la conception, on puisse limiter les risques et, conséquemment, l'ampleur des couvertures.

Pendant la phase *Pre-FEED* de l'ingénierie (environ 36 mois avant la décision d'investissement finale) :

- Établissement d'une cartographie des risques (*Project Risk Mapping*) servant de base aux différentes décisions à être prises afin de mesurer, limiter et assurer le risque.
- Discussions à haut niveau avec des firmes d'assurances afin d'obtenir une rétroaction et des mises à jour sur le marché, permettant d'améliorer la conception des installations (analyse des problématiques et incidents soulevés sur d'autres projets similaires afin de les prévenir, si applicable).

Pendant la phase *FEED* de l'ingénierie (environ 12-18 mois avant la décision d'investissement finale) :

- GNLQ engagera un ou plusieurs courtiers en assurances afin de préparer un régime d'assurance adéquat en fonction des risques lors de la construction et des opérations, de concert avec l'entrepreneur principal, afin d'évaluer les risques et en commençant les discussions avec les bailleurs de fonds pour comprendre leurs attentes. À cette étape, la conformité des assurances avec les cadres réglementaires canadien et québécois est également analysée.
- L'entreprise réalisera une étude modélisant les impacts du pire scénario pendant la construction et les opérations, l'*Estimated Maximum Loss* (EML). L'étude EML est un prérequis pour les bailleurs de fonds, les financiers et les assurances, et doit suivre un protocole strict et considérer l'intégralité des impacts sur les tierces parties et l'environnement. Cette étude sera indépendamment auditée et validée avant le financement du Projet.

À la signature des documents finaux pour le financement et la construction :

- Les financiers et les compagnies d'assurance révisent l'intégralité des risques (et leur évaluation), qu'ils soient techniques ou commerciaux (accords d'approvisionnement, accords de vente, accords EPC, etc.).

— Les parties négocient et mettent en place les polices d'assurance basées sur le rapport final démontrant que les couvertures d'assurance sont en adéquation avec le besoin.

Pendant la construction et les opérations :

— Des audits et renégociations ont lieu sur une base régulière afin de vérifier que les couvertures demeurent adéquates. Des guides opérationnels supplémentaires peuvent être créés ou demandés afin de satisfaire les différentes phases d'audit.

Le tableau R-47 illustre un exemple des polices d'assurance généralement en place pendant les phases de construction et d'opération, telles que requises par les bailleurs de fonds.

Tableau R-47 Polices d'assurances typiques pour des projets de complexe de liquéfaction

Phase construction	Phase exploitation
Assurance tous risques des chantiers / Assurance en cas de retard dans le démarrage des travaux	Assurance tous risques des biens / Assurance des pertes d'exploitation
Assurance des cargaisons liées au projet / Assurance en cas de retard dans le démarrage des travaux	
Responsabilité civile liée au projet	
	Responsabilité civile liée à l'exploitation (maritime)
	Responsabilité civile de l'affréteur
	Responsabilité civile liée à l'exploitation du terminal maritime
	Terrorisme
Assurance de la responsabilité de l'employeur / Assurance contre les accidents du travail	

À cette étape du projet, il est impossible de déterminer avec précision les niveaux de couverture pour chacune des polices mentionnées au tableau R-47, mais pour un projet de ce type, le niveau de couverture est généralement de l'ordre de 200 M$US par occurrence pour les enjeux de responsabilité pendant la construction et de 250 M$US par occurrence pendant les opérations, en ce qui a trait à la responsabilité, dommages au tiers. Il est aussi typique pour des projets similaires d'avoir des couvertures pour interruption d'opérations, délai dans la mise en service et dommages aux installations, avec une limite approximative de 2,5 G$US. En général, un tampon supplémentaire est ajouté aux montants ci-haut en ce qui concerne les dommages aux installations, les délais de mise en service et les interruptions d'opérations si ces couvertures sont disponibles dans le marché d'assurance.

Comme indiqué ci-dessus, il existe un processus prédéfini pour une évaluation d'assurances concernant le niveau adéquat de couvertures et de polices, en particulier pour les responsabilités envers des tiers, sur la base d'une évaluation détaillée des risques qui évoluera à mesure que l'ingénierie deviendra définitive. Cette évaluation d'assurances est une partie importante du financement en lien avec la construction. En conséquence, l'évaluation d'assurance sera également approuvée par un expert-tiers en assurance pour s'assurer que le niveau des couvertures d'assurance et que les polices soient adéquats pour la construction et les opérations, et satisfassent également les bailleurs de fonds et les parties prenantes. GNLQ s'engage à suivre les recommandations acceptables et approuvées par les experts impliqués dans le processus, et ce, avec un niveau de responsabilité approprié vis-à-vis des couvertures et des polices d'assurance aux tiers, en conjonction avec les exigences des syndicats de bailleurs de fonds.

48. MESURES DE RÉDUCTION DU BRUIT SUBAQUATIQUE

Compte tenu des enjeux liés au transport maritime pour la faune marine, notamment le béluga du Saint-Laurent, l'initiateur doit brosser un portrait de l'ensemble des mesures de réduction du bruit sous-marin dont l'efficacité est démontrée à l'heure actuelle et préciser celles qui pourraient s'appliquer dans le cadre de la réalisation du projet.

R 48 :

Déterminer le niveau d'émission de bruit subaquatique est un exercice complexe et, bien que plusieurs programmes aient mesuré les niveaux de bruits dans l'environnement sous-marin, très peu de données sont disponibles sur la signature acoustique des navires. Rappelons que cette signature acoustique (puissance sonore selon la fréquence) est pratiquement unique à chaque navire et sera dépendante de sa conception, de son entretien, de sa propreté, de son niveau de chargement, mais également du type d'équipement embarqué et de leur fonctionnement ainsi que de la vitesse du navire. Ainsi, bien qu'un « navire type » ait été sélectionné dans le cadre du Projet, il n'a pas été possible d'utiliser sa signature acoustique dans le cadre du processus d'évaluation d'impact.

Dans ce contexte, les estimations de niveau d'émissions sonore les plus à jour pour ce type de navire ont été utilisées dans le cadre des modélisations réalisées pour le Projet et la détermination des impacts. À toutes les étapes de la réalisation de la modélisation, les données les plus conservatrices ont été utilisées.

L'intérêt pour le bruit subaquatique et son effet sur la faune aquatique, et plus particulièrement su rles mammifères marins, est relativement récent et la science ainsi que la technologie sont en constante et rapide évolution.

La contribution sonore des navires provient essentiellement de deux sources, soit la cavitation de l'hélice et la vibration des équipements transmise à la coque du navire. Plusieurs mesures d'atténuation sont disponibles, mais puisque leur efficacité variera selon le type de navire et les conditions de navigation, il est difficile d'isoler et de quantifier leur effet de manière indépendante. Rappelons également que les effets ne s'additionneront pas nécessairement.

Une étude réalisée par Vard Marine pour le compte de Transports Canada[9] dresse une liste exhaustive des diverses mesures d'atténuation de bruit pouvant être appliquées aux navires et propose une évaluation semi-quantitative de chacune d'elle.

Les navires méthaniers sont dotés de caractéristiques faisant d'eux des navires silencieux considérant leurs gabarits, et GNLQ s'est engagée à mettre en place plusieurs mesures d'atténuation supplémentaires, résumées au tableau R-48.

Si la majorité des mesures sont maintenant confirmées, une mesure importante est encore à l'étude puisque liée au choix de la machinerie de propulsion. Il s'agit d'une composante critique de la conception des navires. Si le choix est dépendant du choix de l'affréteur, des chantiers navals et des équipementiers ainsi que de la société de classification responsable de la supervision du développement et de la construction du navire, les deux options de motorisation offrent des opportunités d'inclure des mesures d'atténuation du bruit auxquelles GNLQ s'est engagée.

L'étude de Vard décline trois niveaux de réduction pour les méthodes d'atténuation, soit :

- faible : < 5 dB;
- moyenne : 5-10 dB;
- élevée : > 10 dB.

[9] https://tcdocs.ingeniumcanada.org/sites/default/files/2019-05/Ship%20Underwater%20Radiated%20Noise.pdf

Tableau R-48 Mesures d'atténuation du bruit subaquatique

Mesure d'atténuation	Niveau de certitude	Réduction anticipée (selon Vard)
Double coque	Confirmé (intrinsèque)	ND
Double hélice en contre-rotation	Confirmé (intrinsèque)	Faible à moyenne
Optimisation de l'hydrodynamisme	Confirmé	Faible
Programme de nettoyage et d'entretien des hélices	Confirmé	Faible
Programme de nettoyage et e ntretien régulier de la coque	Confirmé	Faible
Peinture antisalissure	Confirmé	Faible
Lubrification de la coque par injection d'air	Confirmé	Élevée
Insonorisation de la coque par l'ajout de matériel absorbant	Confirmé	Élevée
Montage de résilient des équipements et moteurs auxiliaires	Confirmé	Élevée
Motorisation 4-temps montée de façon résiliente	À l'étude (confirmé, mais dépendant du choix de la motorisation finale)	Élevée
Motorisation 2-temps couplée à une composante électrique	À l'étude (confirmé, mais dépendant du choix de la motorisation finale)	Élevée

Comme mentionné, le résultat de ces mesures n'est pas additif et leur performance variera selon le type de navire et les procédures de navigation, notamment la vitesse. Rappelons que GNLQ s'est engagée à maintenir une vitesse maximale de 10 nœuds entre la station d'embarquement des pilotes et le quai de chargement.

Bien que les mesures ci-dessus n'aient pas été appliquées à des méthaniers, différents motoristes et équipementiers affirment avoir obtenu une réduction variant entre 3 et 6 dB, soit une réduction de l'ordre de 50 % à 75 % lors de l'application de ces mesures à des navires spécialisés.

Lors de différents ateliers menés par l'OMI en 2018/19, il a été mentionné qu'une cible de réduction de 2 dB pourrait être un objectif à atteindre, bien qu'il soit toujours l'étape de discussions. GNLQ considère que cette cible est à sa portée.

Par ailleurs, les principales sociétés de classification (ABV, BV, DNV-GL, Lloyds, RINA) ont toutes développé une classe de navire « silencieux ». Afin d'obtenir cette classe, le navire doit démontrer, lors d'essais en mer, un niveau d'émission sonore inférieur aux critères de la classe. Pour se faire, la société est impliquée dans la conception du navire et dans la supervision de la construction afin d'assurer l'atteinte des objectifs. GNLQ s'engage à exiger cette classe (selon la société conjointement retenue par GNLQ et l'affréteur) pour la prise de possession de ses navires.

Lors de la conception des devis finaux pour construction des navires, GNLQ s'engage à consulter les instances et groupes de recherche (p. ex. Transports Canada, Innovation maritime ou autres) pour présenter les mesures retenues et étudier la possibilité de projets de recherche et développement.

GNLQ s'engage à réaliser un état de référence en conditions réelles de navigation à l'aide d'un navire méthanier représentatif de la flotte actuelle selon la taille requise pour le projet. La signature sonore du navire sera réalisée selon les standards ISO afin de pouvoir la comparer à la signature des navires conçus pour le Projet.

GNLQ s'engage à soumettre au MELCC un rapport présentant :

- la liste finale des mesures d'atténuation de bruit ayant été intégrées au navire;
- les résultats de l'été de référence;
- les résultats des essais en mer en vue de la classification « silencieuse »;
- une comparaison des résultats avec les modélisations présentées dans le cadre du processus d'évaluation d'impacts.

Finalement, rappelons que GNLQ s'est engagée à mettre en place un programme de gain sonore, doté d'une enveloppe budgétaire de 5 M$ dans le cadre de sa Charte d'engagements pour la protection des mammifères marins. Les projets de réduction de bruit subaquatique réalisés dans le cadre de ce programme viendront compenser une partie du bruit qui sera ajouté en raison du Projet.

Comme mentionné à la réponse 25 de ce document, dans le cadre de ses activités liées à cette Charte, GNLQ effectuera une veille du développement des technologies de réduction de bruit subaquatique ainsi qu'un suivi des différents travaux de recherche sur le comportement du béluga. Ainsi, GNLQ s'engage à adapter, dans la mesure du possible, les procédures de navigation afin de minimiser les impacts sur l'espèce selon des méthodes qui pourraient être identifiées et démontrées dans le cadre de ces études. Par exemple, les heures de passage pourraient être adaptées en fonction des périodes critiques (jour/nuit, marées, etc.). Par ailleurs, GNLQ s'engage à inclure, dans le programme de maintenance, un programme de modernisation des équipements de réduction du bruit. Ainsi, lors des maintenances majeures avec mise en cale sèche (présentement prévues tous les cinq ans), des équipements / technologies dont l'efficacité a été démontrée seront installés après analyse coûts-bénéfices.

49. EFFETS DOMINOS POTENTIELS – SCÉNARIO À QUAI

L'initiateur doit présenter les effets dominos potentiels d'un accident impliquant un méthanier présent aux installations maritimes, notamment au niveau des autres industries présentes dans la zone industrialo-portuaire de Saguenay. L'initiateur doit évaluer et décrire les conséquences de ces effets dominos, le cas échéant.

R 49 :

Deux analyses de risques technologiques ont été réalisées dans le cadre du Projet : une première réalisée par QUEST concernant les risques technologiques associés aux installations terrestres du projet, incluant les jetées et les bras de chargement, et une seconde réalisée par la Tetra Tech concernant les accidents pouvant survenir à bord du méthanier. Les deux études ont été réalisées en tenant compte des pires scénarios plausibles avec les conditions météorologiques les plus pénalisantes.

L'industrie identifiée lors des études comme étant la plus près de l'installation portuaire prévue par le Projet est le port de Grande-Anse géré par l'APS. Ce port est situé à environ 1 km à l'ouest de l'installation portuaire d'Énergie Saguenay.

Un incendie produisant une radiation thermique de 37,5 kW/m^2 est nécessaire pour provoquer un effet domino. L'étude de Tetra Tech a déterminé qu'une radiation thermique de 37,5 kW/m^2 ne pouvait être atteinte qu'à l'intérieur d'un rayon d'impact maximal de 369 m dans le cas d'une collision du méthanier à quai causant une brèche de 1500 mm du réservoir de GNL (scénario pire cas), et de 303 m dans le cas d'une collision du méthanier à quai causant une brèche de 750 mm du réservoir de GNL (scénario alternatif). L'étude de Tetra Tech a ainsi démontré que même les pires scénarios impliquant le méthanier ne causeraient pas d'effets domino sur les installations du port de Grande-Anse, puisque le seuil de radiation thermique de 37,5 kW/m^2 n'y serait pas atteint.

Les distances d'atteinte de la limite inférieure d'inflammabilité (LII) en cas de fuite de GNL ont également été déterminées dans les deux études. Notons que lorsque les concentrations en gaz d'une substance inflammable se situent entre les limites inférieures et supérieures d'inflammabilité (entre 5 et 15 % dans l'air dans ce cas-ci), et qu'il y a une source d'allumage dans cette zone, un feu à inflammation instantanée (ou feu éclair) peut être provoqué.

L'étude de QUEST sur les installations terrestres a démontré que le plus grand rayon d'impact correspond à l'atteinte de la limite inférieure d'inflammabilité (LII) en cas de bris au bras de chargement sur le quai résultant en une fuite majeure de GNL. La distance obtenue serait alors de 665 m autour du quai. Il n'y aurait donc aucun impact aux installations portuaires de Grande-Anse en cas d'un tel accident.

Dans le cas de l'analyse de risques concernant le méthanier, le scénario d'une collision majeure par un autre navire frappant perpendiculairement et à une vitesse supérieure à 6 nœuds le méthanier à quai, provoquant une brèche de 750 mm sur la coque du méthanier au niveau de flottaison, a été évalué. Une fuite de GNL par cette brèche s'écoulant pendant trois heures entraînerait une nappe de GNL à la surface de l'eau. La limite inférieure d'inflammabilité (LII) pourrait alors être atteinte à une distance de 1906 m à partir du méthanier, c'est-à-dire qu'elle pourrait atteindre le port de Grande-Anse. S'il y a une source d'allumage dans la zone du LII, cela pourrait entraîner un feu éclair (inflammation instantanée, feu de courte durée). Un tel événement, bien que peu susceptible d'entraîner un effet domino à des installations physiques, pourrait toutefois représenter un risque de brûlure pour les personnes présentes dans le nuage de gaz. Cependant, il est important de rappeler que la probabilité qu'une telle situation se produise a été évaluée à 2,9 x 10-8. En outre, avant qu'un tel nuage de gaz n'atteigne la zone portuaire de Grande-Anse, il y aurait un important délai après la collision. Le plan des mesures d'urgence d'Énergie Saguenay tiendra compte des différents scénarios évalués et des mesures d'intervention seront mises en place en collaboration avec les différents intervenants concernés, afin d'assurer la protection des personnes et des installations menacées.

Par ailleurs, à la suite de l'ingénierie détaillée du Projet, les analyses quantitatives des risques seront remises à jour afin de considérer le choix et la localisation précise des équipements, les procédures opératoires complétées, et des mesures d'atténuation supplémentaires seront ajoutées en fonction de tous les risques identifiés. De plus, le plan des mesures d'urgence sera élaboré en collaboration avec les différentes parties prenantes et mis en place avant le début des opérations de l'usine. GNLQ s'engage à fournir ces différentes informations au MELCC.

Quant au risque d'explosion, il ne peut survenir que si le gaz est dans une concentration comprise entre les limites inférieures et supérieures d'inflammabilité (entre 5 et 15 % dans l'air) et se trouve dans un milieu confiné (p. ex. à l'intérieur du navire). Dans les deux études, il a été démontré que les effets d'une explosion en cas de fuite de GNL seront limités à l'intérieur des limites des infrastructures du Projet.

Considérant l'ensemble des conditions requises pour qu'un effet domino se concrétise autour de l'installation portuaire d'Énergie Saguenay, nous considérons que le risque d'effet domino avec les installations industrielles autour du quai d'Énergie Saguenay est peu probable.

50. CONDITIONS RELATIVES AU CONTRAT AVEC L'ARMATEUR

Dans le contrat de service à conclure avec l'armateur chargé du transport maritime du gaz naturel liquéfié, l'initiateur doit s'engager à y inclure des conditions relatives au respect des Directives pour le contrôle et la gestion de l'encrassement biologique des navires en vue de réduire au minimum le transfert d'espèces aquatiques envahissantes de l'Organisation maritime internationale.

R 50 :

GNLQ s'engage à inclure, dans les contrats de services avec les armateurs, des clauses sur les conditions relatives au respect des Directives pour le contrôle et la gestion de l'encrassement biologique des navires en vue de réduire au minimum le transfert d'espèces aquatiques envahissantes de l'Organisation maritime internationale.

51. ENGAGEMENT À CARACTÉRISER LES PERTES DE MILIEUX HUMIDES ET HYDRIQUES EN PÉRIPHÉRIE DU PROJET

À la réponse R-32 (PR5.2 (1 de 3)), durant la phase de construction, l'initiateur prévoit une zone de dépôt des déblais à environ 1,7 km du site du projet. L'initiateur doit s'engager à vérifier la présence de milieux humides et hydriques à cet emplacement et à les caractériser, le cas échéant, dans le cadre de la première demande d'autorisation visant la construction du projet. L'initiateur devra s'engager à faire la démonstration, dans le cadre de cette demande d'autorisation, de l'application de l'approche d'atténuation « éviter-minimiser-compenser » pour les pertes de milieux humides et hydriques liées à cette zone de dépôt des déblais.

R 51 :

GNLQ s'engage, dans le cadre de la planification de la zone de dépôt de déblais, à appliquer l'approche d'atténuation « éviter-minimiser-compenser » pour les pertes de milieux humides et hydriques et à le démontrer dans le cadre de la demande d'autorisation liée à la mise en place de ce dépôt. La présence de milieux humides et hydriques sera préalablement vérifiée et les milieux seront caractérisés, le cas échéant.

52. BILAN GLOBAL DES ÉMISSIONS DE GES DU PROJET ET TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

L'initiateur doit indiquer s'il a de nouveaux éléments à ajouter, par rapport à ce qu'il a déjà présenté dans l'ensemble des documents constituant son dossier de demande d'autorisation gouvernementale, concernant le scénario à l'effet que son projet permettrait une réduction des émissions de GES au niveau mondial ou concernant son effet sur la transition énergétique.

R 52 :

Afin de répondre à la question présente, GNLQ a rédigé un document complet permettant de mettre en perspective le rôle global de GNLQ, du gaz naturel et du GNL dans la transition énergétique afin de permettre une réduction des GES. La réponse s'articule autour de quatre sections, soit :

1. Présentation d'un premier niveau d'analyse de sept différents scénarios publiés par des organismes internationaux et des entreprises ainsi que d'opinions crédibles d'organisations expertes vis-à-vis de la transition énergétique.
2. Présentation des limites et opportunités de chacune des solutions faisant partie de la transition énergétique, tout en focalisant sur la volonté mondiale et les mesures mises en place pour se départir des énergies les plus polluantes.
3. Explication de la performance environnementale globale de GNLQ en opposition à la concurrence et aux alternatives, tout en quantifiant le prospect de réduction de GES pour chacune des situations. Ceci sera également illustré par des exemples concrets d'engagements et de remplacement d'énergies plus polluantes (autres sources de gaz naturel, pétrole, charbon notamment), ainsi que par la présentation du scénario moyen le plus réaliste pour GNLQ, tel que réalisé par la firme experte dans le domaine, Poten & Partners.

4 Explication du concept de verrouillage carbone et des raisons pour lesquelles cette situation est limitée dans le cas du gaz naturel à l'aide d'exemples concrets.

La réponse ci-bas constitue un sommaire exécutif de cette réponse détaillée, mais pour plus de clarté, nous vous invitons à parcourir en détail le document présenté en annexe R52.

1. Analyse des scénarios de transition

Depuis la signature de l'Accord de Paris, les différents pays se sont embarqués sur la voie de la décarbonation afin de limiter puis réduire les émissions de GES, et ce, de manière adaptée à la réalité de chaque pays. Historiquement, la croissance économique et la croissance des émissions de GES ont été corrélées et à cet effet, l'atteinte de ces objectifs doit passer à travers trois éléments de solution, à savoir :1) l'efficacité énergétique ou la sobriété énergétique qui va permettre de réduire la quantité d'émissions de GES per capita; (2) le recours massif aux énergies renouvelables (EnR) qui va permettre de fournir l'électricité (et non pas l'énergie) nécessaire pour remplacer des sources d'électricité plus polluantes tout en fournissant l'accès à cette électricité aux quelque 2 milliards de personnes qui n'ont pas accès à une source stable d'électricité; et 3) le remplacement de sources d'énergies plus polluantes par des sources moins émettrices en GES et en polluants atmosphériques. C'est dans cette troisième catégorie que le Projet s'inscrit – catégorie pour laquelle l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) estime que le potentiel de réduction de GES est de l'ordre de 7 Gt de CO_2, dont près de 1,3 Gt serait atteignable sans incitatif particulier. À cet effet, depuis 2010, plus de 650 Mt de réduction de GES ont eu lieu par le remplacement du charbon par le gaz naturel, ce qui prouve de la faisabilité et du résultat concret de cette alternative.

La quantité de charbon toujours utilisé dans le monde est phénoménale et nécessite donc une coordination mondiale sur le sujet. Le récent engagement de l'Indonésie[10], plus grand exportateur de charbon thermique au monde, de bannir le développement de nouvelles centrales au charbon en les remplaçant par du gaz naturel et des EnR va dans ce sens. À ce jour, il existe encore 2 000 GW de capacité de production d'électricité par charbon (soit 50 fois la capacité hydroélectrique québécoise) à travers plus de 6 700 centrales. En ajoutant à cela les quelque 14 000 TWh d'énergie charbonnière équivalente produite en 2019 pour la génération de chaleur, ce serait près de 300 usines de liquéfaction équivalente au Projet qui seraient nécessaires pour remplacer ce charbon, tout chose étant égale, par ailleurs. Il est évident cependant que ce remplacement se fera à travers un bouquet de solutions et non pas uniquement avec du gaz naturel.

Au-delà de l'enjeu en lien au charbon, un certain nombre d'organisations, comme l'Organisation Maritime Internationale, se sont engagées sur la voie de la réduction de leur dépendance au pétrole et mazout lourd, large émetteur de GES et de polluants atmosphérique. L'AIE estime que la perspective de demande supplémentaire en GNL uniquement dans le secteur maritime est de 110 millions de tonnes par an (mtpa), hors usage sur les méthaniers, soit 1/3 de la demande actuelle. L'Europe et la Chine sont très en avance dans cette mouvance où on voit, notamment, une augmentation importante du recours au GNL dans le transport lourd dans les trois dernières années (x3 en Chine et x10 en Europe). Cette tendance se montre aussi par le nombre important de bateaux utilisant du GNL en commande ou en construction (200 navires versus les 175 déjà en opération). Ceci se voit même sur le Saint-Laurent ou sur la Côte-Nord au Québec, où le GNL est utilisé pour réduire la consommation de mazout lourd, et donc les GES. Cette logique s'applique donc très aisément dans toutes les autres juridictions autour du monde.

La révision des différents scénarios dans le document principal, incluant ceux du GIEC, conclut de l'importance du gaz naturel dans le bouquet énergétique long terme à horizon 2040-2050, selon les scénarios.

[10] https://news.mongabay.com/2021/05/indonesia-says-no-new-coal-plants-from-2023-after-the-next-100-or-so/

Au-delà du dernier scénario NZE2050 de l'AIE (mai 2021) qui a été critiqué par certains pays comme la Norvège ou le Japon, et pour lequel l'AIE estime que la sécurisation des minéraux critiques nécessaires à ce plan sera très difficile, les experts s'accordent sur le fait que le gaz naturel représentera plus de 20 % du bouquet énergétique sur un horizon long terme, alors que le charbon ne représenterait plus que 10 % de ce même bouquet. Dans le marché du gaz naturel, le secteur du GNL sera particulièrement porteur et représenterait 65 % des échanges commerciaux annuels dans le gaz naturel sur cet horizon (versus 35 % en 2019). Cela s'explique aisément par la croissance importante de pays importateurs (de 9 pays lors de la signature des accords de Kyoto en 1997 à 53 en 2026), mais aussi par un changement significatif dans la partie approvisionnement de l'équation. Par exemple, en Europe, c'est environ 6,5 fois la production de GNLQ qui va disparaitre de l'offre d'approvisionnement d'ici 2030, quand on attend également la fin d'exploitation de certaines usines historiques de GNL dans le monde pour un volume équivalant à huit fois la production de GNLQ d'ici 2040. Nous ne rentrerons pas dans ce sommaire dans les détails du marché du GNL marché par marché, mais cette situation devrait résulter en un quasi-doublement de la demande en GNL d'ici 2040. Ces scénarios concluent donc que le gaz naturel, dans son ensemble, est la plus résiliente des énergies fossiles dans la perspective de la transformation en profondeur des systèmes énergétiques. Ces éléments sont d'ailleurs confirmés par un grand nombre d'experts comme la firme norvégienne DNV, dont des exemples sont fournis en section I-B du document.

2. Limites et opportunités

Les limites récurrentes présentées ci-dessous en lien avec les EnR font que les systèmes énergétiques doivent pouvoir se reposer, minimalement en partie, sur une source stable, économique et moins émettrice de GES sur le long terme. En effet, certains pays ne peuvent malheureusement pas se doter des sources EnR nécessaires pour combler leurs besoins énergétiques soit par manque de territoire accessible (p. ex. Japon ou Corée du Sud, qui verraient jusqu'à 10 % de leur territoire couvert par des solutions EnR pour répondre à leurs besoins), soit à cause de conditions météorologiques instables ayant un impact sur la stabilité des réseaux électriques par manque de solutions de stockage saisonnier à coût compétitif. Par exemple, l'Allemagne voit une fluctuation de production éolienne moyenne entre l'hiver et l'été de l'ordre de 300 GWh (1/3 de la production québécoise). D'autres juridictions, comme la Californie, ont dû mettre en place du délestage rotatif (« *rolling black-outs* ») pour pallier le manque de production d'EnR et d'intégration des systèmes. Enfin, il reste un secteur où les EnR n'arrivent pas à proposer de solutions – la génération de chaleur – et c'est pour cela qu'un grand nombre d'industries se convertissent du mazout/charbon ou gaz naturel (p. ex. Aluminerie Alouette au Québec ou Alunorte au Brésil).

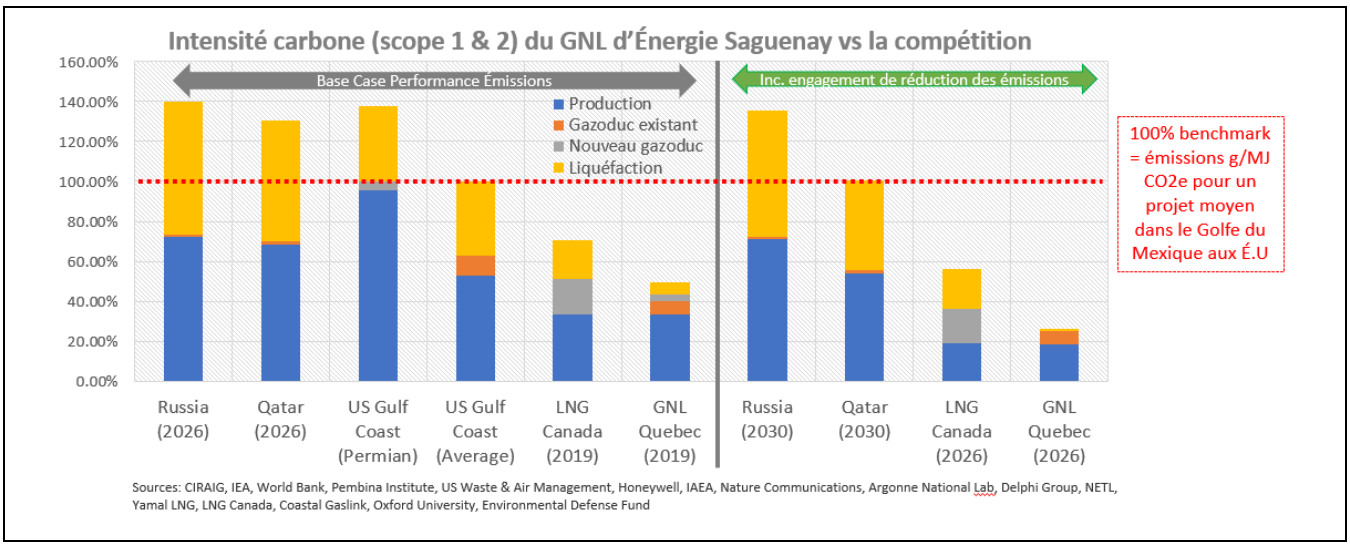
Cela étant dit, le gaz naturel lui-même doit faire face à certains défis et opportunités pour s'inscrire durablement dans la transition énergétique, à savoir la gestion des émissions fugitives en amont et la gestion des émissions de combustion en aval. Ces deux éléments sont parfaitement connus de l'industrie, et des recommandations concrètes ont déjà été émises par les instances mondiales pour contrôler ces enjeux. En ce qui a trait aux émissions en amont qui représentent 20-30 % des émissions sur le cycle de vie, le Canada fait figure de référence mondiale avec, notamment, des engagements envers l'électrification des activités de production, la gestion des émissions fugitives avec une réglementation obligeant les producteurs à réduire ces émissions de 45 % d'ici 2050, mais aussi à travers une réglementation intransigeante vis-à-vis des activités torchage qui sont interdites. L'AIE précise, par exemple, que la gestion des émissions fugitives pourrait permettre une réduction des GES de 1,2 Gt CO_2 / an. Enfin, malgré sa place de 4ème producteur mondial de gaz naturel, le Canada se trouve 29ème en termes d'intensité de torchage (torchant 6 fois moins que les États-Unis, neuf fois moins que la Russie ou 19 fois moins que l'Australie). Cette performance a d'ailleurs été reconnue par le régulateur de l'état de Washington aux États-Unis, qui a fourni des autorisations au projet local Tacoma LNG, à la condition que le gaz naturel utilisé soit en provenance de Colombie-Britannique ou de l'Alberta. En ce qui concerne les émissions en aval, les nouvelles technologies de capture du carbone sont en cours de développement et commencent à être implantées. Nous voyons, par exemple, les premières centrales de production électrique à partir du gaz naturel (CCGT) zéro émission en développement aux États-Unis, alors que certains pays européens développent des centrales à cogénération qui récupèrent la chaleur résiduelle pour le chauffage local, réduisant ainsi leur empreinte carbone de près de 85 %.

À cet effet, malgré une perspective plus conservatrice que le GIEC en ce qui concerne le potentiel de capture (50 % moins), l'AIE confirme le grand potentiel de capture et stockage, et estime que 700 Mt CO_2 / an pourraient être facilement capturés dans l'industrie du pétrole et du gaz naturel, sans coût additionnel.

Avec toutes ces perspectives en tête, on voit une volonté mondiale de favoriser le gaz naturel au dépit d'énergies plus polluantes. L'Europe, par exemple, a décidé d'ajouter le gaz naturel dans ses options de relance verte sous certaines conditions, en mai 2021. La Corée du Sud s'est engagée à remplacer 24 des 30 centrales au charbon à être fermées d'ici 2034 par des CCGT, alors que le Japon a pris l'engagement de jouer un rôle majeur en Asie du Sud-Est afin de favoriser le remplacement du charbon par le gaz naturel. La section I-C du document reprend en détail des dizaines d'exemples d'engagements étatiques, corporatifs ou financiers en faveur du gaz naturel au dépit du charbon et/ou du pétrole. On y voit notamment des investissements majeurs pour favoriser la requalification des travailleurs du secteur minier charbonnier en Europe pour faciliter cette transition, mais aussi des promesses de financement d'infrastructure gazière dans le secteur de la production électrique et du transport maritime. D'ailleurs, on voit même des organisations non gouvernementales à vocation environnementale presser pour le remplacement du charbon par le gaz naturel, notamment en Asie (Corée du Sud) à cause de la présence de certains de ces pays développés dans le secteur énergétique de pays en développement (p. ex. Vietnam ou Indonésie). Le statut actuel des négociations commerciales de GNLQ en Asie et en Europe avec des pays ayant des engagements formels pour la sortie du charbon et la réduction de leur GES confirme les perspectives de réduction d'émissions de GES en lien avec le projet, telles que présentées dans la section II du document principal.

3. Performance environnementale globale de GNL Québec

Maintenant que le rôle du gaz naturel dans la transition est clairement expliqué, la question sur le potentiel de réduction des émissions de GES reste importante. Le premier point important à soulever ici est que le Canada fait figure de référence dans le secteur du gaz naturel avec une performance environnementale au-delà de tout autre pays, ce qui a été explicité dans une récente étude de Nature, démontrant le faible niveau d'émissions fugitives au Canada. Combiné à l'électrification d'Énergie Saguenay qui permet à GNLQ d'émettre jusqu'à 95 % moins de GES qu'une usine similaire au Qatar, on s'aperçoit que sur toute la chaîne amont, GNLQ émettrait, à ce jour, 45 % moins de GES que la chaîne amont aux États-Unis et trois à quatre fois moins de GES que la chaîne amont russe ou qatarie. Si on considère les différents engagements de réduction de GES de chaque pays, on se retrouve à 75 % moins de GES que la chaîne amont aux États-Unis et toujours à trois à quatre fois moins de GES que la chaîne amont russe ou qatarie, comme le montre le graphique ci-bas.



Dans un scénario de remplacement de charbon ou de pétrole, nous sommes sur des ordres de grandeur bien plus importants sur le cycle de vie complet en ce qui concerne la réduction des émissions de GES. Ainsi, en fonction des différents scénarios, les perspectives de réduction d'émissions de GES si l'intégralité de la production de GNL d'Énergie Saguenay était utilisée à cette fin seraient les suivantes :

1. Scénario le plus impactant avec le remplacement du charbon : Réduction jusqu'à 80 Mt CO_2 / an lors de l'utilisation pour la génération d'électricité en Asie (70 Mt CO_2 / an en Europe pour le même usage).
2. Scénario médiant pour le remplacement du pétrole : Réduction de l'ordre de 27 Mt CO_2 / an en remplaçant le pétrole notamment dans les transports ou la génération d'électricité.
3. Scénario le moins impactant avec le remplacement d'autres sources de gaz naturel : Réduction entre 3 et 7 Mt CO_2 / an en fonction de l'alternative remplacée.
4. Scénario le plus réaliste analysé par la firme Poten & Partners, additionnant des options de remplacement de charbon, pétrole et gaz naturel : Réduction de 29 Mt CO_2 / an.

Il est important de rappeler que le niveau d'émissions fugitives nécessaires à inverser la tendance des scénarios 1 et 2 est bien supérieur au niveau d'émissions fugitives sur le cycle de vie du Projet. Afin d'illustrer par des exemples réels ces scénarios de remplacement, une liste d'environ 30 situations concrètes est partagée en section II-H couvrant, notamment, des conversions de centrales au charbon, de motorisation dans le secteur maritime ou la mise en place de CCGT en support au développement des EnR.

4. Concept de verrouillage carbone

Enfin, des questionnements avaient été soulevés eu égard au verrouillage carbone sur le long terme par le développement d'infrastructures gazières. Il est vrai que si ces infrastructures ne pouvaient pas être utilisées à d'autres fins, si les technologies de capture de carbone ne venaient pas à être développées (comme ce fut le cas pour les EnR dans les dernières décennies) ou si la nécessité sur le long terme d'avoir recours au gaz naturel pour la stabilité des réseaux n'était pas nécessaire, cette situation pourrait avoir lieu. À cet effet, des illustrations sur ces sujets sont présentées en section III du document principal. Concernant le besoin sur le long terme, l'analyse des différents scénarios montre que le gaz naturel aura un rôle majeur à jouer et que ces infrastructures seront vouées à être utilisées sur le long terme. Il est donc logique, dans cette perspective, de favoriser un projet comme Énergie Saguenay, qui a une empreinte carbone moindre que la concurrence et pourra donc jouer un rôle dans la re-contractualisation des contrats de GNL à long terme, qui auront lieu au fil du temps.

Si on se penche sur les autres utilisations du gaz naturel et de l'infrastructure associée, on se rend vite compte qu'une tendance actuelle forte a émergé en faveur de l'hydrogène, notamment l'hydrogène bleu et vert. L'hydrogène est vu comme un vecteur majeur de transport et stockage de l'énergie sans émission de GES à son utilisation. Des technologies déjà existantes permettent la production d'hydrogène bleu (avec capture du CO_2) à partir du gaz naturel. Il est entendu qu'environ 50 % de la production d'hydrogène à horizon 2050 serait de source bleue. Ainsi, le gaz naturel et ses infrastructures pourraient être utilisés pour :

- la production, le traitement et le transport du gaz naturel qui servira de matière première dans la production de l'hydrogène bleu;
- la liquéfaction et le transport maritime de GNL vers les marchés finaux où, une fois regazéifié, ce gaz naturel peut servir pour la production d'hydrogène bleu;
- le transport de gaz naturel à la destination finale via gazoduc pour atteindre les zones de production d'hydrogène bleu.

Concernant la réutilisation des infrastructures gazières existantes, qu'on parle de gazoducs, d'infrastructures de liquéfaction ou regazéification, d'infrastructures maritimes, de bouilloires industrielles ou de turbines à gaz, toutes ces infrastructures sont parfaitement « recyclables » pour traiter, transporter, liquéfier ou utiliser du gaz naturel renouvelable ou de l'hydrogène. Les plus grands équipementiers de l'industrie tels que Siemens, General Electric ou Chart développent leurs équipements pour justement s'assurer que cela soit possible.

Conclusion

En conclusion, le présent sommaire exécutif résume les informations et données nécessaires à une meilleure compréhension du rôle du gaz naturel dans la transition énergétique, mais aussi en particulier à quel niveau les différents pays autour du monde se situent dans la sortie des énergies plus polluantes et l'impact positif en termes de réduction d'émissions de GES que le Projet pourrait avoir, que ce soit en remplacement d'autres sources de gaz naturel, mais aussi de pétrole et/ou de charbon.

Nous rappelons que le document complet, présenté à l'annexe R52, fournit les explications détaillées et des exemples concrets des éléments présentés ici.

53. ACCEPTABILITÉ SOCIALE DU PROJET

L'initiateur doit indiquer s'il a apporté, depuis la tenue de l'audience publique du BAPE, des modifications à son projet ou s'il a prévu des mesures supplémentaires en réponse aux principales préoccupations de la population ayant manifesté une opposition au projet.

R 53 :

Depuis les premières étapes de planification du Projet, GNLQ travaille continuellement à son amélioration et à la bonification des diverses composantes. Ainsi, au fil des ans, des équipements ou procédures ont été modifiés ou remplacés, des programmes de suivi ont été précisés et des engagements supplémentaires ont été pris afin d'optimiser le projet et de répondre aux principales préoccupations soulevées lors des nombreuses activités de consultation. Ce travail se poursuit à l'heure actuelle et se poursuivra tout au long des phases de conception, de construction et d'opération. Le tableau R53 présente un résumé de ces éléments dont certains sont décrits plus en détail ci-dessous.

Gaz à effet de serre

L'émission de gaz à effet de serre est un enjeu majeur et déterminant dans la lutte contre les changements climatiques. Un des éléments majeurs dans la sélection du site pour l'établissement du complexe de liquéfaction a été l'accès à l'hydro-électricité. L'utilisation de cette énergie propre permet de réduire l'émission de GES d'environ 84 % comparativement à un complexe similaire qui serait localisé dans le golfe du Mexique où le développement de cette industrie est important. Afin de le démontrer, mais également afin de mieux comprendre les émissions sur l'ensemble de la chaîne de valeur, GLNQ a mandaté un tiers indépendant pour conduire une analyse de cycle de vie complète du projet (standards ISO 14040 et 14044), de l'exploration gazière à l'utilisation finale sur les marchés mondiaux.

Depuis le dépôt de l'étude d'impact au MELCC, des engagements ciblés additionnels ont été pris par GNLQ afin de réduire encore davantage son empreinte carbone. L'engagement phare étant l'atteinte de la carboneutralité du complexe de liquéfaction dès sa première année d'opération. Cet engagement, qui s'additionne à l'obligation de GNLQ d'adhérer au Système de plafonnement et d'échange des droits d'émissions (SPEDE), s'appuie sur un rapport préparé par la Chaire en éco-conseil de l'UQAC duquel découle un programme en trois axes, à savoir : la réduction à la source, la captation et réutilisation du CO_2, et la compensation des émissions restantes.

Depuis la publication du rapport du BAPE, de nouveaux engagements spécifiques ont été pris. En complément de son plan de carboneutralité originalement déposé, GNLQ s'engage aussi :

1. à ce que les émissions qui ne pourraient être évitées ou captées soient compensées par des projets réalisés sur le territoire québécois, afin de s'assurer que le Projet ne contribue pas à accroitre le bilan national;
2. à compenser les émissions directes de la construction du complexe (scope 1) estimées dans l'étude d'impact à environ 212 000 t CO_{2eq};
3. à produire et à déposer un rapport annuel au MELCC, validé par une tierce partie indépendante. Ce rapport détaillera les émissions totales ainsi que les émissions évitées ou captées. On y détaillera également de quelle manière les émissions ont été compensées;
4. à lancer un appel de projets afin de mettre le CO2 émis par le complexe, qui constitue un approvisionnement stable et de haute qualité, à la disposition de promoteurs désireux d'utiliser le CO_2 comme matière première dans une philosophie d'économie circulaire;
5. par souci de transparence et afin de démontrer le potentiel du Projet dans un contexte de transition énergétique, à mettre à jour l'analyse de cycle de vie après la signature des contrats de vente afin qu'elle reflète le scénario commercial réel;
6. à mettre en place un système de traçabilité de son approvisionnement afin de fournir une empreinte carbone complète du GNL produit par Énergie Saguenay entre le lieu de production et le site de regazéification sur le marché de destination. Ce système de traçabilité fera appel à des protocoles définis, validés et audités qui seront basés sur l'utilisation de la technologie.

Par ailleurs, GNLQ confirme la conclusion d'une entente de principe avec la compagnie allemande Hanseatic Energy Hub (HEH) qui développe dans la région de Hambourg le premier terminal de regazéification de gaz naturel zéro émission au monde et dont l'entrée en service est prévue en 2026. Par ce partenariat, HEH agira comme partenaire commercial exclusif pour l'importation de GNL en Allemagne. Ceci s'inscrit dans le cadre de la stratégie agressive de sortie du charbon du pays et confirme la crédibilité du Projet comme partenaire de la transition énergétique. L'entente s'insère également dans le contexte de la volonté du Canada et de l'Allemagne de favoriser les échanges commerciaux et l'investissement dans la transition énergétique, grâce notamment au gaz naturel liquéfié par le biais d'une entente stratégique signée par les deux pays le 16 mars dernier.

Il s'agit d'un maillage entre deux entreprises ayant des objectifs, des valeurs et une vision similaires, et qui se complètent l'un et l'autre : un producteur de GNL carboneutre et un importateur de GNL carboneutre. Un nouveau modèle dans l'industrie en accord avec les recommandations de l'AIÉ.

L'entente jette également les bases de discussions en vue d'un éventuel partenariat élargi visant la distribution de GNL vers d'autres pays européens, notamment via des opérations de positionnement stratégique conjointes sur le marché européen. Ainsi, elle sécurise non seulement l'accès au marché européen pour GNLQ, mais catalyse également l'intérêt de clients potentiels. L'entente lie également GNLQ à des acteurs européens de premier plan dans le secteur de l'énergie tels que Fluxys et Patrners Group.

Ce partenariat entre GNLQ et HEH prévoit le développement et le déploiement d'une technologie *blockchain* permettant d'assurer le traçage des molécules de gaz naturel, permettant une meilleure reddition de compte et un meilleur suivi de l'utilisation de l'énergie, dans une optique d'optimisation des impacts environnementaux positifs de l'utilisation du gaz naturel. Il serait ainsi possible aux futurs acheteurs de GNLQ de connaître et de dresser un bilan complet du cycle de vie du gaz naturel qu'ils utilisent, une première mondiale dans l'industrie.

Cet élément est de plus en plus prisé par les clients potentiels de GNLQ lors des négociations. La faible empreinte carbone de la chaine de production de gaz naturel canadien est un vrai atout pour GNL Québec.

Bruit subaquatique

Autre préoccupation régionale importante, la situation précaire de la population de béluga de l'estuaire du Saint-Laurent exige une attention particulière. Lors du dépôt de l'étude d'impact, GNLQ s'est engagée à n'utiliser que des navires conçus sur mesure et dédiés au Projet. De par sa conception traditionnelle, le navire méthanier est d'emblée un navire plus silencieux que la moyenne des navires de cette taille. Malgré cela, GNLQ s'est engagée à ce que des mesures d'atténuation des émissions sonores soient incluses au devis de construction des navires. GNLQ s'est également engagée à ce que la réduction volontaire de vitesse de 10 nœuds recommandée à l'issue des travaux du G2T3M soit appliquée tout au long du trajet entre la station d'embarquement des Pilotes aux Escoumins et le quai de chargement. Cet élément sera inclus aux contrats d'affrètement des navires. Finalement, dans le cadre de l'étude d'impact, l'évaluation des impacts de la navigation a été réalisée en considération de l'ensemble des projets susceptibles de se réaliser afin de cerner l'impact cumulatif de la navigation sur le Saguenay.

Depuis le dépôt de l'étude d'impacts, des travaux supplémentaires ont été réalisés, notamment un raffinement des modélisations sonores et des exercices de simulation de la navigation réalisés au Centre de simulation et d'expertise maritime. En plus de démontrer la sécurité du transit des navires, ces exercices ont permis de mettre en place des procédures navigation permettant de réduire l'impact des émissions sonores. Parmi celles-ci notons, l'utilisation de la marée afin de réduire la puissance nécessaire au navire pour conserver sa vitesse, et le remorquage du remorqueur d'escorte par le navire-citerne afin d'éviter que celui ne contribue à l'émission sonore.

Par ailleurs, la liste de mesure d'atténuation à inclure au devis s'est précisée et un engagement additionnel a été pris, celui d'exiger une certification « silencieuse » par la société de classification qui aura été retenue pour superviser la conception et la construction des navires. Ainsi, la signature sonore du navire sera déterminée lors des essais en mer.

C'est aussi à ce moment qu'a été développée la Charte d'engagements environnementaux pour la protection des mammifères marins. Rappelons que cette Charte basée sur les principes de précaution et de gestion adaptative repose sur quatre piliers (avancement du savoir scientifique et des innovations technologiques, adoption des meilleures pratiques, sensibilisation, concertation avec les acteurs du milieu) et comprend le Programme de gain sonore doté de budget de 5 M$ qui a pour objectif de faciliter la mise en place de projets de réduction du bruit subaquatique dans le Saguenay. Via ce programme, GNLQ s'engage à financer 50% des initiatives qui seront retenues par un comité indépendant.

Depuis la publication du rapport du BAPE, d'autres engagements ont été pris par GNLQ. Dans les prochains mois, la signature sonore d'un navire méthanier représentatif de la flotte actuelle sera déterminée. Ainsi, GNLQ s'engage :

1. à déposer au MELCC un rapport comparant les émissions sonores des navires conçus pour le projet à celles provenant d'un navire actuellement représentatif de l'industrie ainsi qu'aux prévisions d'émissions sonores présentées dans le cadre du processus d'évaluation d'impacts afin de démontrer, à l'aide de données réelles, les réductions d'émissions réalisées pour les navires dédiés au Projet;
2. à soumettre au MELCC un rapport annuel sur la navigation présentant le nombre de navires, les vitesses de passages ainsi que les résultats des programmes de suivi acoustique;
3. à ajouter au programme d'entretien des navires la modification ou l'ajout de mesures d'atténuation sonore dont l'efficacité aura été démontrée, à la suite d'une analyse avantages-coûts. Ainsi, chaque fois que le navire ira en cale sèche pour les travaux majeurs (environ aux cinq ans), la performance sonore pourra être améliorée, lorsque possible.

Milieux humides

Tel que présenté dans le cadre de l'étude d'impact, un travail d'optimisation des infrastructures, des équipements et des aires de travail a été effectué lors des étapes préliminaires de conception et d'implantation afin de limiter la taille de l'emprise du complexe. Il en résulte une empreinte au sol réduite comparativement à des complexes de capacité similaire en opération ailleurs dans le monde et au Canada. Malgré tous ces efforts, l'atteinte à des milieux humides et hydriques s'est avérée inévitable. Dans le cadre de l'étude d'impact, GNLQ s'est engagée à compenser la perte de ces milieux.

Depuis la publication du rapport du BAPE, GNLQ a apporté une modification importante au système de gestion des eaux. Dans l'étude d'impact, GNLQ proposait d'utiliser un système de pompage et une conduite fermée pour gérer le détournement d'un cours d'eau (CE-03). En plus d'occasionner une perte de milieux hydriques, l'option nécessitait la mise en place et l'entretien à long terme d'infrastructures de gestion de l'eau.

GNLQ propose maintenant la déviation du cours d'eau en recréant un lit d'écoulement naturel. Cette option permet de recréer un habitat similaire à l'original en plus d'offrir l'opportunité de recréer un milieu humide qui compenserait une partie des pertes attribuables au projet.

Faune et habitats aquatiques et terrestres

Tel que mentionné dans la section sur les milieux humides, le travail d'optimisation des infrastructures, des équipements et des aires de travail a permis de réduire l'empreinte au sol du complexe. En plus de limiter l'impact sur les milieux humides, ce travail aura également permis de réduire l'impact sur les habitats fauniques. Par ailleurs, en choisissant une méthode de construction sur pieux pour les jetées, il a été possible de réduire la perte habitat dans la rivière Saguenay comparativement à une méthode de construction par caissons.

GNLQ s'est engagée à présenter au MELCC des programmes de suivi des habitats et de la faune pendant les phases de construction d'opération, notamment, entre autres :

- impact du bruit (terrestre et subaquatique);
- impact de l'éclairage;
- suivi des herbiers aquatiques;
- suivi de la faune;
- suivi des habitats.

Depuis la publication du rapport du BAPE, GNLQ a pris deux engagements ciblés additionnels afin d'accroitre la protection de la faune :

1. Restreindre les travaux lors de périodes critiques pour la faune (p. ex. migration de l'éperlan ou nidification des oiseaux).
2. Compenser les pertes d'habitats en respect des lignes directrices pour la conservation des habitats fauniques.

Consommation d'eau

Depuis la publication du rapport du BAPE, une mise à jour du bilan d'eau du complexe a été effectuée en fonction d'une caractérisation de l'eau de la ville de Saguenay utilisée comme source d'approvisionnement ainsi que d'une optimisation de certaines composantes du procédé.

Cette mise à jour du bilan permet de démontrer une réduction de l'approvisionnement en eau fraiche d'environ 90 %, passant d'environ 20 m^3/h à 2 m^3/h. Par ailleurs, une partie de l'eau rejetée par l'unité de déminéralisation pourra être réutilisée en tant qu'eau de lavage, réduisant l'utilisation d'eau fraiche pour ce service d'environ 15 %.

GNLQ s'est également engagée à mettre en place un programme d'amélioration continu afin de poursuivre ses efforts de réduction d'approvisionnement en eau fraîche et de réutilisation des rejets.

Nuisances et autres impacts

Beaucoup de travail a été fait et présenté dans le cadre de l'étude d'impact afin de réduire les nuisances appréhendées générées par le bruit et les poussières pendant la construction et l'opération du complexe de liquéfaction, mais aussi aux impacts sur le paysage et le tourisme lié à l'intégration de l'usine et au passage des navires. C'est ainsi que le complexe a été éloigné de la rive afin de, entre autres, améliorer son intégration dans le paysage. Pour la même raison, la torchère de procédé traditionnelle a été remplacée par une torchère au sol, beaucoup moins visible. L'impact positif de cet engagement sur la réduction de l'empreinte visuelle du projet n'a pas été évalué puisqu'il a été réalisé dès l'amorce des activités consultatives et intégré à même la conception du projet.

Un programme de suivi permettra de déterminer les niveaux sonores et d'émissions de poussières et contaminant pendant les phases de construction et d'opération et un système de gestion des plaintes sera mis en place.

Depuis la publication du BAPE, GNLQ s'est également engagée à poursuivre ses activités de consultations avec les différents comités et de développer un programme de suivi des impacts sur le tourisme des activités liées au complexe de liquéfaction.

Aussi, pour la phase de construction, GNLQ s'engage à mettre en place un programme de suivi des impacts sur l'accessibilité et le coût du logement au Saguenay. Le programme permettra de diligemment mettre en place un plan de contingence advenant que la présence de travailleurs temporaire ne crée une pression sur l'accessibilité au logement.

Finalement, GNLQ s'est engagée à se doter de plan d'amélioration continu afin de progressivement réduire ses émissions sonores.

Fermeture et réhabilitation

Les impacts liés à la fermeture du complexe de liquéfaction ainsi qu'à son démantèlement ont été présentés dans le cadre de l'étude d'impact.

Depuis le dépôt de l'étude, un plan préliminaire de fermeture a été développé. Ce plan est théorique puisqu'il n'existe aucun exemple de démantèlement d'infrastructure de liquéfaction dans le monde.

Suite à la publication du rapport du BAPE, GNLQ a pris trois engagements additionnels afin de favoriser une saine transition advenant une cessation des opérations du complexe de liquéfaction :

1. Soumettre au MELCC un plan de réhabilitation du site advenant la cessation des activités. Ce plan sera mis à jour tous les cinq ans et sera élaboré de concert avec l'APS, propriétaire du terrain, afin que ces besoins en infrastructures et les plans de développements y soient reflétés.
2. Intégrer dans le bail, signé avec l'APS, des clauses prévoyant la mise en place d'une garantie financière en cas de cessation des activités. Cette garantie sera évolutive selon les étapes du projet et couvrira, le cas échéant, les frais de décontamination, de démantèlement d'équipement et/ou bâtiment et de remise en état des terrains, selon les besoins de l'APS et le plan de réhabilitation préalablement approuvé. Les échéances ainsi que le véhicule choisi pour garantir les sommes seront négociés avec l'APS lors de la préparation des ententes finales.
3. Mettre en place un plan de reclassement des travailleurs.

Acceptabilité sociale

GNLQ est consciente que le projet Énergie Saguenay est une source de préoccupations pour certaines personnes et que pour une part d'entre elles, cela a mené à une opposition au Projet. C'est d'ailleurs afin de traiter ces préoccupations que GNLQ continue et continuera de bonifier son Projet lorsque possible, tel que démontré par la présente réponse.

L'acceptabilité sociale est un concept complexe à établir et son atteinte peut être difficilement démontrable. Certains des avis inclus dans le rapport du BAPE permettent cependant de guider son interprétation :

- *[…] l'acceptabilité sociale ne peut se limiter à un décompte des positions, des mémoires déposés ou du nombre d'intervenants qui se sont prononcés en faveur ou contre un projet tout comme cette notion ne peut se limiter aux résultats d'une élection, d'un référendum ou d'un sondage.*
- *[…] même si une certaine priorité dans la détermination de l'acceptabilité sociale demeure, généralement conférée aux parties prenantes dont le mode et la qualité de vie sont directement touchés par le projet*
- *[…] Pour la même raison, la détermination de l'AS [acceptabilité sociale] se doit d'être une prérogative appartenant ultimement à la démocratie représentative, comme il en va de la décision. » (Simard, 2016, p. 48 et 49)*
- *[…] la commission d'enquête considère qu'il revient aux acteurs légitimement élus, c'est-à-dire au gouvernement du Québec, dans le cadre du processus de décision applicable au projet d'Énergie Saguenay, de déterminer l'acceptabilité sociale de ce projet.*

Ainsi, bien qu'une portion de la population ait manifesté son opposition au Projet, il y a également une portion de la population qui l'appuie. Dans ce contexte, GNLQ trouve important de rappeler que, depuis la publication du rapport du BAPE, des villes et des municipalités et des MRC ont réitéré leur appui au projet par l'adoption de résolutions au conseil municipal. Ces résolutions, présentées à l'annexe R-53, proviennent de :

- Saguenay;
- Saint-David-de-Falardeau;
- Sainte-Hedwidge;
- Saint-Charles-de-Bourget;
- La Tuque;
- Lac-Bouchette;
- MRC du Fjord-du-Saguenay.

Tableau R53 Résumé des engagements pris par GNLQ dans le cadre du Projet Énergie Saguenay afin d'en réduire les impacts et de répondre aux préoccupations de la population

GES	**Engagements / Actions présentés dans l'étude d'impact**
	– Utilisation de l'Hydro-électricité (réduction de 84% des émissions de GES)
	– Réalisation d'une analyse de cycle de vie complète
	Bonification entre le dépôt de l'étude d'impact et le rapport du BAPE
	– Programme de réduction des fuites fugitives et de détection des fuites
	– Carboneutralité des opérations du complexe
	– Méthaniers alimentés au gaz naturel
	– Financement de travaux de recherche sur le développement du gaz naturel renouvelable (GNR)
	Bonification depuis le rapport du BAPE
	– Rapport annuel sur émissions et carboneutralité validé par une tierce partie
	– Mise à jour l'analyse de cycle de vie (ACV) après signature des contrats
	– Compensation des GES au Québec
	– Lancement d'un appel à projets pour le réemploi du CO2
	– Mise en place d'un système de traçabilité de la molécule
	– Compensation des émissions directes de GES liées à la construction du complexe
	– Signature d'une entente de principe avec la compagnie allemande Hanseatic Energy Hub (HEH)
BRUIT SUBAQUATIQUE	**Engagements / Actions présentés dans l'étude d'impact**
	– Utilisation de navires silencieux conçus et dédiés au Projet
	– Mesures d'atténuation du bruit sur le navire inclus au devis de construction
	– Vitesse maximale de 10 nœuds
	– Modélisation des impacts sonores incluant les impacts cumulatifs des autres Projets

Tableau R-53 Résumé des engagements pris par GNLQ dans le cadre du Projet Énergie Saguenay afin d'en réduire les impacts et de répondre aux préoccupations de la population (suite)

BRUIT SUBAQUATIQUE	**Bonification entre le dépôt de l'étude d'impact et le rapport du BAPE**
	– Confirmation de plusieurs mesures d'atténuation du bruit
	– Collaboration avec Quiet-Ocean pour préciser la modélisation des émissions sonores
	– Engagement à obtenir une certification "silencieuse"
	– Exercices de simulation de navigation afin de déterminer les meilleures conditions pour réduire le bruit
	– Remorqueur d'escorte attaché et tracté afin de réduire sa contribution sonore
	– Charte d'engagements environnementaux pour la protection des mammifères marins
	– Programme de gain sonore doté d'une enveloppe de budgétaire de 5 M$
	Bonification depuis le rapport du BAPE
	– Engagement à faire rapport de la démonstration des niveaux sonores des navires dédiés comparativement aux modélisations et à l'état de référence actuelle de l'industrie
	– Programme de suivi sur la navigation et rapport annuel
	– Engagement à ajouter des mesures d'atténuation aux navires lors de l'entretien
	– Engagement à modifier les procédures de navigation selon l'avancement de la science lorsque possible
MILIEUX HUMIDES	**Engagements / Actions présentés dans l'étude d'impact**
	– Compensation des pertes de milieux humides et hydriques
	– Optimisation du site pour réduire l'empreinte
	Bonification depuis le rapport du BAPE
	– Déviation du cours d'eau CE-03 avec préservation d'un lit d'écoulement au lieu de la mise en place d'un système de pompage
	– Création d'un milieu humide associé au nouveau lit du cours d'eau CE-03

Tableau R-53 Résumé des engagements pris par GNLQ dans le cadre du Projet Énergie Saguenay afin d'en réduire les impacts et de répondre aux préoccupations de la population (suite)

FAUNE ET HABITATS TERRESTRES ET AQUATIQUES	**Engagements / Actions présentés dans l'étude d'impact**
	– Optimisation du site pour réduire l'empreinte
	– Programmes de suivi des impacts sur les habitats et la faune
	Bonification depuis le rapport du BAPE
	– Restriction de travaux lors de périodes sensibles pour la faune
	– Plan de compensation des habitats
CONSOMMATION D'EAU	**Bonification depuis le rapport du BAPE**
	– Mise à jour du bilan démontre une réduction des besoins en eaux d'environ 90% (2,03 m^3/h contre 19,83 m^3/h présenté précédemment)
	– Réutilisation de l'eau de rejet de l'unité de déminéralisation comme eau de lavage (réduction d'utilisation d'eau potable de 15% utilisé pour le lavage)
	– Programme d'amélioration continu pour la réduction de la consommation d'eau
NUISANCES ET AUTRES IMPACTS	**Engagements / Actions présentés dans l'étude d'impact**
	– Repositionnement du complexe en retrait de la rive du Saguenay pour améliorer l'intégration visuelle
	– Remplacement de la torchère traditionnelle par une torchère au sol afin de réduire son impact visuel
	– Meilleures pratiques lors de la construction et travaux bruyants de jour seulement
	– Plateforme de réception et suivi des plaintes
	– Programme de suivi des émissions de bruit, de poussière et de la qualité de l'air
	Bonification depuis le rapport du BAPE
	– Programme d'amélioration continu pour la réduction des émissions sonores
	– Programme de suivi des impacts sur le tourisme
	– Programme de gestion du logement

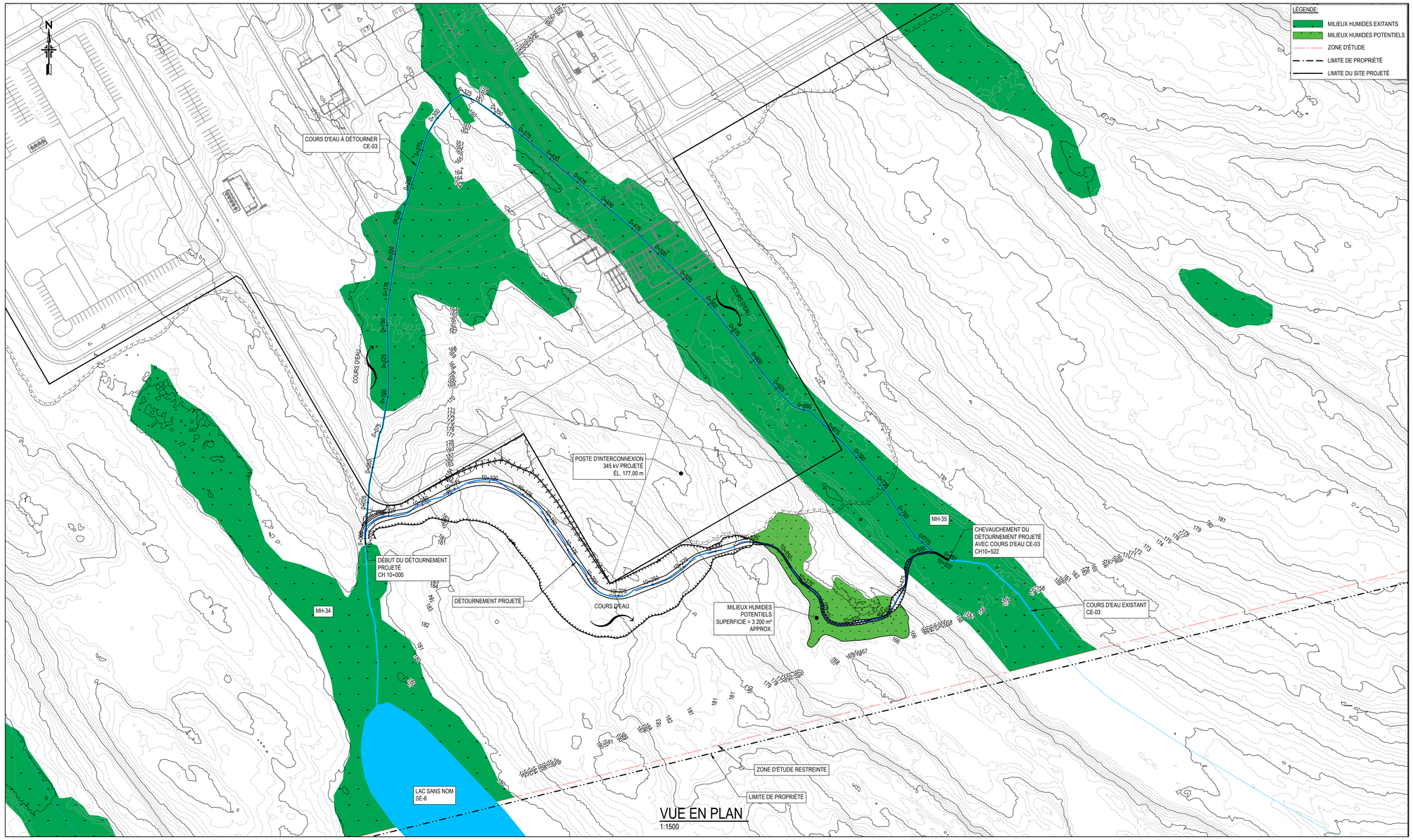
Tableau R-53 Résumé des engagements pris par GNLQ dans le cadre du Projet Énergie Saguenay afin d'en réduire les impacts et de répondre aux préoccupations de la population (suite)

FERMETURE ET RÉHABILITATION	**Engagements / Actions présentés dans l'étude d'impact**
	– Détermination des impacts du démantèlement
	Bonification entre le dépôt de l'étude d'impact et le rapport du BAPE
	– Plan de réhabilitation préliminaire
	Bonification depuis le rapport du BAPE
	– Garantie financière en cas de fermeture du site
	– Plan de reclassement des travailleurs (préliminaire)

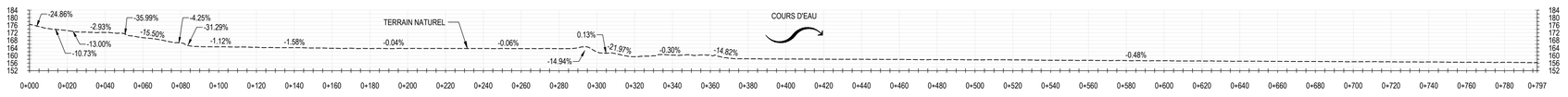
ANNEXE

R7

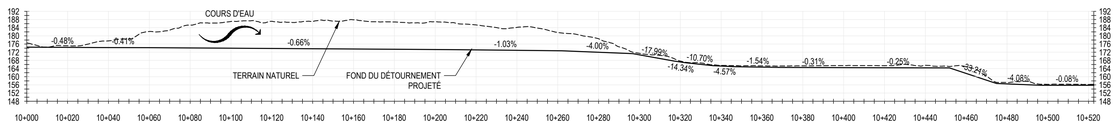
PLANS ET COUPE



VUE EN PLAN
1:1500



PROFIL LONGITUDINAL EXISTANT 0+000 @ 0+797
1:1500



PROFIL LONGITUDINAL PROPOSÉ 10+000 @ 10+522
1:1500

NON POUR CONSTRUCTION

wsp
1135, BOULEVARD LEBOURGNEUF
QUÉBEC (QUÉBEC) CANADA G2K 0M5
TÉL. : 418 623-2254 | TÉLÉC. : 418 624-1857 | WWW.WSPGROUP.COM

SCEAU :

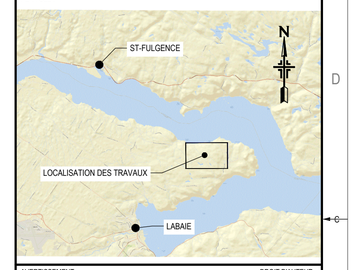
CLIENT : GNL QUÉBEC ÉNERGIE SAGUENAY

RÉF. CLIENT :-=

PROJET :

PROJET ÉNERGIE SAGUENAY

PLAN CLÉ :



AVERTISSEMENT : DROIT D'AUTEUR :
CE DESSIN EST LA PROPRIÉTÉ INTELLECTUELLE DE WSP CANADA INC. AUCUNE RÉVISION, REPRODUCTION OU TOUT AUTRE USAGE N'EST PERMIS SANS L'AUTORISATION ÉCRITE DE WSP CANADA INC. L'ENTREPRENEUR DEVRA VÉRIFIER TOUTES LES DIMENSIONS AUX PLANS ET FAIRE LOCALISER TOUS LES SERVICES D'UTILITÉS PUBLIQUES ET RAPPORTER TOUTES ERREURS OU OMISSIONS AVANT DE COMMENCER LES TRAVAUX.
L'ÉCHELLE DE CE DESSIN NE DOIT PAS ÊTRE MODIFIÉE.

EMISSION - RÉVISION :

EM.	RV.	DATE	DESCRIPTION
B		2021-05-31	POUR DEMANDE DE PERMIS
A		2021-05-19	POUR COMMENTAIRES

NO PROJET : 161-00666-00	DATE : 2021-05-19
ÉCHELLE ORIGINALE : 1:1500	SI CETTE BARRE NE MESURE PAS 25 mm, AJUSTER VOTRE ÉCHELLE DE TRAÇAGE. 25 mm
CONÇU PAR : P-E SCHNEEGANS	
DESSINÉ PAR : P. AUDET	
VÉRIFIÉ PAR : P. CÔTÉ	

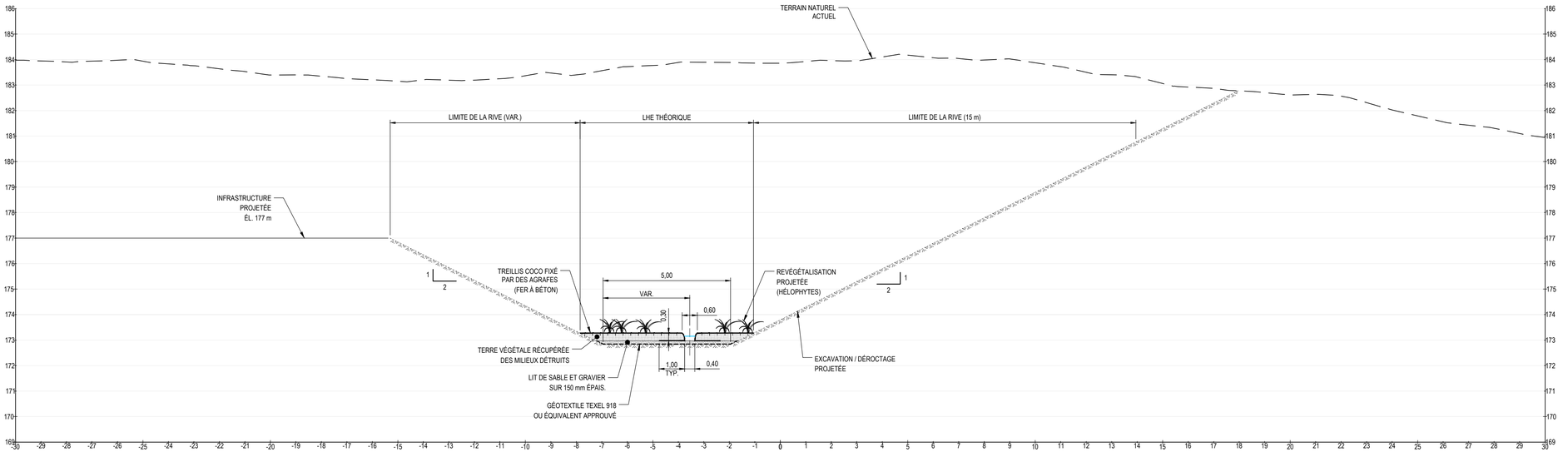
DISCIPLINE : **HYDRAULIQUE**

TITRE : **PLAN R-7 CONDITIONS EXISTANTES & AMÉNAGEMENTS PROPOSÉS VUE EN PLAN & PROFILS LONGITUDINAUX**

NUMÉRO DU FEUILLET : **161-00666-00-C-001-B-0**

FEUILLET # : 01 DE 01

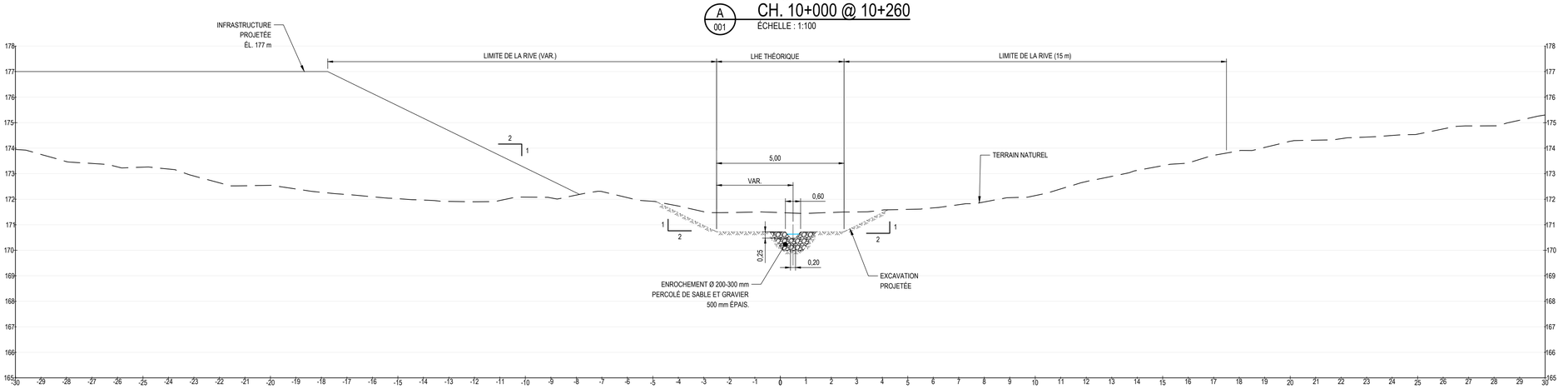
ÉMISSION : **POUR DEMANDE DE PERMIS** EN DATE DU : **2021-05-31** — # RV. : **0**



A 001

COUPE TYPE
CH. 10+000 @ 10+260

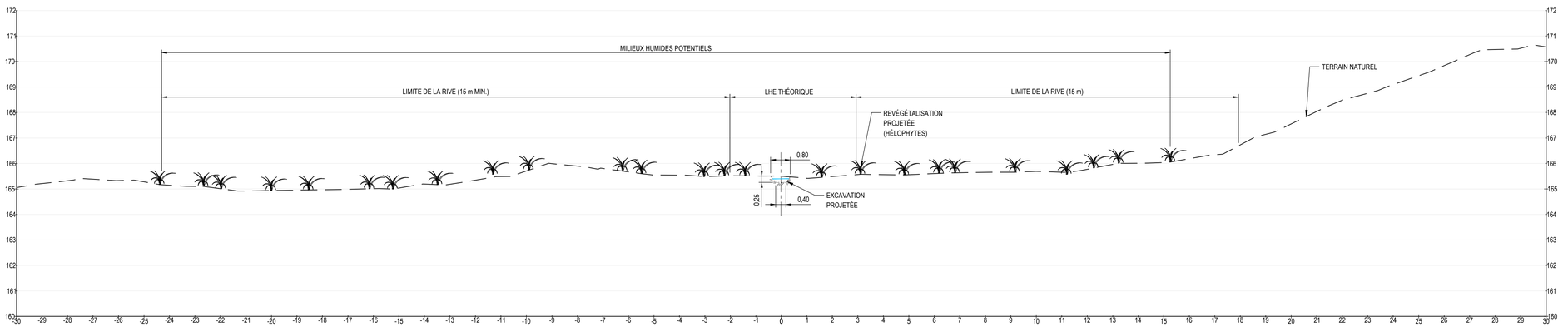
ÉCHELLE : 1:100



B 001

COUPE TYPE
CH. 10+300 @ 10+330
& CH. 10+450 @ 10-470

ÉCHELLE : 1:100



C 001

COUPE TYPE
CH. 10+330 @ 10+450

ÉCHELLE : 1:100

NON POUR CONSTRUCTION

wsp
1135, BOULEVARD LEBOURGNEUF
QUÉBEC (QUÉBEC) CANADA G2K 0M5
TÉL. : 418 623-2254 | TÉLÉC. : 418 624-1857 | WWW.WSPGROUP.COM

SCEAU :

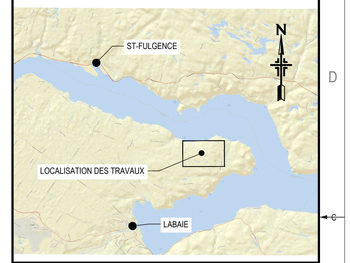
CLIENT : GNL QUÉBEC ÉNERGIE SAGUENAY

RÉF. CLIENT :-=

PROJET :

PROJET ÉNERGIE SAGUENAY

PLAN CLÉ :



AVERTISSEMENT : DROIT D'AUTEUR :
CE DESSIN EST LA PROPRIÉTÉ INTELLECTUELLE DE WSP CANADA INC. AUCUNE RÉVISION, REPRODUCTION OU TOUT AUTRE USAGE N'EST PERMIS SANS L'AUTORISATION ÉCRITE DE WSP CANADA INC. L'ENTREPRENEUR DEVRA VÉRIFIER TOUTES LES DIMENSIONS AUX PLANS ET FAIRE LOCALISER TOUS LES SERVICES D'UTILITÉS PUBLIQUES ET RAPPORTER TOUTES ERREURS OU OMISSIONS AVANT DE COMMENCER LES TRAVAUX.
L'ÉCHELLE DE CE DESSIN NE DOIT PAS ÊTRE MODIFIÉE.

EMISSION - RÉVISION :

ÉM.	RV.	DATE	DESCRIPTION
B		2021-05-31	POUR DEMANDE DE PERMIS
A		2021-05-20	POUR COMMENTAIRES

NO PROJET : 161-00666-00	DATE : 2021-05-19
ÉCHELLE ORIGINALE : 1:100	SI CETTE BARRE NE MESURE PAS 25 mm, AJUSTER VOTRE ÉCHELLE DE TRAÇAGE.
CONÇU PAR : P-E SCHNEEGANS	
DESSINÉ PAR : P. AUDET	
VÉRIFIÉ PAR : P. CÔTÉ	25 mm

DISCIPLINE : **HYDRAULIQUE**

TITRE :

PLAN R-7

AMÉNAGEMENTS PROPOSÉS

COUPES

NUMÉRO DU FEUILLET :

161-00666-00-C-002-B-0

FEUILLET # : **01** DE **01**

ÉMISSION : **POUR DEMANDE DE PERMIS** — EN DATE DU : **2021-05-31** — # RV. : **0**

lsc A1-CIV, \\corp.pbwan.net\cal\CAQUE500\CAQUE2DATA\T01\Projets\2016\11\161-00666-00_PAEnergie\2_TECHS_DAO_CAD\161-00666-00-C-002-B-0.dwg, 2021-05-31 13:21:52

ANNEXE

R27

NOTE TECHNIQUE

Devenir et comportement d'un déversement de diesel marin pour le projet Énergie Saguenay

MÉMO TECHNIQUE

À : Sylvain Ménard, Directeur Environnement, GNL Québec

DE : Benoit Ruest, Jordan Matthieu

CC: Nathalie Fortin, Nicolas Guillemette

SUJET : **Devenir et comportement d'un déversement de diesel marin pour le projet Énergie Saguenay**

DATE : **18 juin 2020**

---

1 INTRODUCTION

1.1 CONTEXTE

GNL Québec (GNLQ) développe actuellement le projet Énergie Saguenay (le projet) pour l'exportation de gaz naturel liquéfié (GNL) à partir d'un terminal maritime à la tête du fjord du Saguenay. En support à ce projet, WSP Canada Inc. (WSP) a préparé et déposé l'étude d'impact environnemental (ÉIE) qui est présentement en révision par l'Agence d'évaluation d'impact du Canada (AÉIC) et par le Ministère de l'Environnement et de la Lutte Contre les Changements Climatiques (MELCC).

Au moment de rédiger, l'AÉIC a émis différentes demandes d'information reliées à l'ÉIE soumis par GNLQ. Le présent mémo technique a été préparé pour répondre partiellement à la demande d'information ACÉE-153. La demande d'information ACÉE-153 exige une description des pires cas défavorables pouvant être associés à des accidents ou des défaillances pendant les activités de navigation à l'intérieur de la zone d'étude qui pourraient mener au déversement d'hydrocarbures dans l'environnement marin. Cette demande d'information demande également des illustrations permettant d'interpréter les interactions entre l'environnement, plus particulièrement les aires protégées et les zones vulnérables, et les contaminants déversés dans l'eau ou dispersés dans l'air pour les scénarios de déversement, ainsi que les conséquences environnementales potentielles qui en résulteraient. La demande d'information exige également l'évaluation des temps de réponse requis pour le déploiement des équipements de nettoyage de déversements d'hydrocarbures et un résumé des mesures de mitigation raisonnables.

GNLQ a précédemment soumis une réponse à la demande d'information ACÉE-153 qui a déclenché une demande complémentaire de la part de l'AÉIC :

> *L'Agence comprend que plusieurs types d'accidents peuvent se produire et dont les conséquences sur l'environnement peuvent varier en fonction de divers facteur facteurs (marée, glace, produit déversé, et autres). C'est pourquoi l'Agence demande au promoteur de présenter les pires scénarios d'accidents ou*

de défaillances crédibles, tel que mentionné à la question ACÉE-153. Les scénarios doivent, notamment, être illustrés à partir de cartes. Les mesures nécessaires à la réduction des risques d'accident ou pouvant permettre d'atténuer les conséquences potentielles sur l'environnement présentées à la sous-question G) doivent être définies en tenant compte de la présence des éléments et des zones sensibles. De plus, un ou des scénarios tenant compte de la nouvelle portée doivent être présentés tels que définis à la question ACÉE-153 du complément à la demande d'information no 1 du 11 octobre 2019 (p. 11).

Le présent mémo technique a été préparé pour présenter les principaux résultats qui découlent de l'étude de modélisation de la dispersion d'hydrocarbures demandée par GNLQ. Cette étude avait comme objectif d'évaluer le devenir et le comportement d'un scénario hypothétique de déversement de carburant suivant une collision de navires qui demeure assez improbable dans la zone où les voies de navigation du Saguenay et du Saint-Laurent convergent.

1.2 OBJECTIFS

Les principaux objectifs de l'étude sont les suivants :

- Modéliser un scénario de déversement unique qui prend en compte la zone de déversement, le volume et le type de carburant spécifiés par GNLQ. Ce scénario de déversement intègre un seul ensemble de conditions météo-océaniques (vents, marée, courants) sélectionné pour représenter des conditions potentiellement favorables au transport du déversement vers les zones environnementalement sensibles identifiées sur la *Carte R82-3* de l'*Étude d'impact sur l'environnement, Réponse aux questions posées par L'ACÉE* (WSP, 2019). Lors de la réalisation de l'étude, deux scénarios distincts ont été modélisés, puis analysés.
- Fournir des cartes qui présentent le comportement du déversement dans l'espace et dans le temps.
- Fournir une interprétation des résultats de modélisation du déversement pour faciliter l'évaluation des impacts environnementaux potentiels.

1.3 LIMITES

Cette étude présente une caractérisation adéquate de l'environnement marin pour évaluer les impacts potentiels d'un déversement accidentel de carburant suivant une collision de navires dans le secteur où les voies de navigation du Saguenay et du Saint-Laurent convergent. L'utilisation d'un modèle hydrodynamique tridimensionnel (3D) combiné à un modèle dédié à la dispersion d'hydrocarbure est une approche robuste qui rencontre les standards de l'industrie.

Le niveau de confiance dans la paramétrisation et la simulation des scénarios sélectionnés est élevé. De plus, ces scénarios représentent des combinaisons réalistes de déversements de carburant et de conditions météo-océaniques. Les scénarios présentés dans cette étude représentent potentiellement un pire cas crédible pour un ensemble unique de conditions météo-océaniques et un sous-ensemble de récepteurs environnementaux. Les résultats pourraient être très différents si l'ensemble des

récepteurs environnementaux pouvant être potentiellement impactés par un déversement étaient considérés. Une combinaison différente de conditions de déversement et de conditions météo-océaniques résulterait dans une toute autre trajectoire de déversement qui par le fait même changerait le potentiel et l'ampleur des impacts du déversement sur l'environnement. Dans ce contexte, les résultats ne peuvent être généralisés et considérés comme un scénario de pire cas crédible global. Le moment et la position du déversement, ainsi que les conditions de vents dominants ont été sélectionnés de manière à s'assurer que la simulation représente un cas potentiel parmi un ensemble de scénarios particulièrement défavorables pour l'environnement. Néanmoins, une simulation unique ne peut représenter simultanément les impacts potentiels pour toutes les zones sensibles. Ainsi, les résultats de cette étude sont représentatifs d'un pire cas potentiel pour un sous ensemble d'habitats pouvant être impactés par un déversement. Toutefois, ces résultats ne peuvent en aucun cas être considérés comme un pire cas global pour l'ensemble des habitats localisés à l'intérieur dans la zone d'étude.

2 APPROCHE DE MODÉLISATION

2.1 MODÈLE HYDRODYNAMIQUE

Le modèle hydrodynamique TELEMAC-3D version 8.1 a été employé dans la présente étude pour évaluer les conditions hydrodynamiques de l'estuaire du Saint-Laurent et de la rivière Saguenay pour différentes conditions de marées combinées à un débit fluvial moyen sur la rivière Saguenay. Le modèle tridimensionnel (3D) par couches a été employé puisqu'il permet d'évaluer la variabilité des courants en fonction de la profondeur et qu'il peut prendre en compte l'effet de la stratification de la colonne d'eau (température et salinité) sur les courants. Ainsi, il est possible de mieux représenter les courants de surface qui influencent directement la dispersion des hydrocarbures déversés. La section de l'estuaire du Saint-Laurent couverte par le modèle hydrodynamique s'étend de Pointe-au-Pic jusqu'à Rimouski alors que la rivière Saguenay est complètement couverte en aval du barrage Shipshaw (en amont de Chicoutimi).

2.1.1 GÉOMÉTRIE

Le domaine de calcul du modèle TELEMAC-3D a été préparé en combinant de multiples sources d'informations géographiques complémentaires. L'information bathymétrique générale pour la quasi-totalité du domaine modélisé a été acquise auprès du Service hydrographique du Canada (SHC). Il s'agit des fichiers 21N_20m, 22C_20m et 22D_20m qui intègrent l'ensemble des minutes hydrographiques couvrant la zone d'intérêt. L'information bathymétrique y est interpolée sur une grille de résolution spatiale d'environ 20 m lorsque la résolution des données sources le permet. Les données bathymétriques ont été complétées avec les courbes topographiques 1:50 000 de Ressources naturelles Canada. L'ensemble des données bathymétriques relatives au zéro des cartes marines a été converti en élévation géodésique relativement au datum vertical CGVD28 tel que représenté à la **Figure 1**. Cette conversion a été effectuée pour faciliter le travail de modélisation en uniformisant le référentiel vertical sur l'ensemble du domaine modélisé.

2.1.2 MAILLAGE

Le domaine de calcul a été discrétisé dans le plan X/Y sur un maillage triangulaire à résolution variable avec une résolution entre 50 et 250 m sur le Saguenay et entre 250 et 500 m sur l'estuaire du Saint-Laurent. Le maillage bidimensionnel est composé de 35 061 nœuds et il est reproduit sur la verticale selon 16 couches à élévations constantes. La résolution verticale est plus grande en surface sur le premier 10 m d'eau (1 à 2 m de résolution) étant donné que la couche superficielle (0 à 10 m) comporte généralement la plus grande stratification de la colonne d'eau et il s'agit essentiellement de la couche la plus importante dans un contexte de dispersion d'hydrocarbure. Les couches intermédiaires (entre 10 en 30 m de profondeur) ont une résolution verticale de 5 m et les couches profondes (>60 m de profondeur) ont une résolution verticale entre 60 et 100 m.

2.1.3 FORÇAGE ET PARAMÉTRISATION DU MODÈLE

Le modèle TELEMAC 3D a été employé avec l'équation de Manning pour la friction sur le fond (coefficient de Manning constant de 0,025) et le modèle k-Ɛ pour le traitement de la turbulence horizontale et verticale avec des coefficients de diffusion des vitesses de $1x10^{-6}$ m^2/s. La prise en compte des effets de densité en fonction de la température et de la salinité de l'eau a été activée. La force de Coriolis et les bancs découvrant ont également été activés dans le modèle. Un pas de temps de calcul de 5 secondes a été employé pour chacune des simulations avec une fréquence de 15 minutes pour l'écriture des résultats.

Le modèle hydrodynamique présente trois frontières où des conditions hydrauliques sont imposées. Aux frontières tidales (Pointe-au-Pic et Rimouski), les niveaux d'eau sont imposés selon une fonction de transfert du signal de la marée à partir des niveaux d'eau mesurés à la station marégraphique de Saint-Joseph-de-la-Rive pour Pointe-au-Pic et selon les niveaux mesurés à la station marégraphique de Rimouski pour Rimouski. La fonction de transfert de la marée pour Pointe-au-Pic a été établie à partir de l'historique des niveaux d'eau mesurés à la station marégraphique de Pointe-au-Pic sur la période concomitante de 1967. À la frontière amont sur le Saguenay (en aval du barrage de Shipshaw), le débit a été imposé en combinant les débits du complexe Shipshaw - Chute-à-Caron fournis par Rio Tinto avec les données de débits du Centre d'expertise hydrique du Québec (CEHQ) pour la rivière aux Sables (stations hydrométriques 061021, 061023 et 061029).

Aux deux frontières situées sur l'estuaire du Saint-Laurent (Pointe-au-Pic et Escoumins), des profils de température et de salinité ont été imposés au modèle sur la base de l'information disponible dans la littérature scientifique. À la frontière amont (barrage Shipshaw), un débit d'eau douce (salinité de 0 g/L) à température constante a été imposé.

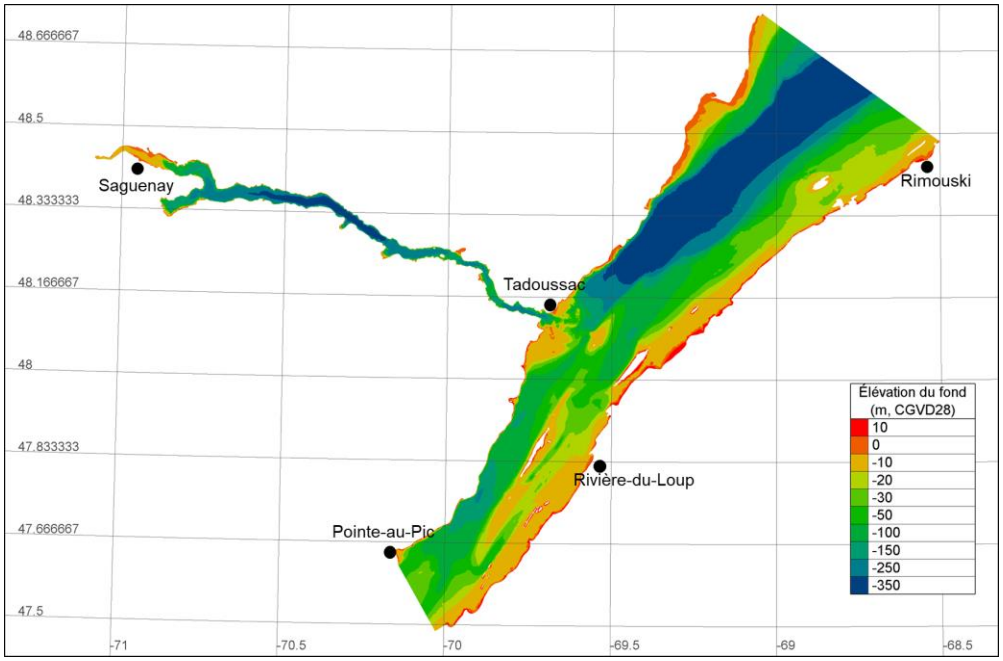


Figure 1 : Domaine de calcul pour le modèle hydrodynamique TELEMAC-3D

2.2 MODÈLE DE DISPERSION D'HYDROCARBURE

Le devenir et le comportement des hydrocarbures déversés ont été simulés avec la version de GNOME (General NOAA Operational Modeling Environment) implémentée en python. Le modèle GNOME et ses prédécesseurs est un outil de modélisation développé par la National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), Office of Response and Restoration (ORR), Emergency Response Division. La version 0.6.1 de GNOME obtenue via github ((https://github.com/NOAA-ORR-ERD/PyGnome) le 4 mai 2020 a été employée pour la présente étude.

GNOME est un modèle lagrangien qui évalue l'étendue et les propriétés d'un déversement d'hydrocarbure en suivant le devenir et le comportement d'un grand ensemble de particules indépendantes qui représentent le déversement. Chaque particule considérée individuellement n'est pas physiquement significative, mais pris dans leur ensemble, elles représentent la surface affectée par le déversement alors que leur déplacement représente la trajectoire et la dispersion du déversement. Le module d'altération de l'hydrocarbure (oil weathering) agit sur chaque particule pour faire évoluer les caractéristiques physiques de l'hydrocarbure déversé en termes d'évaporation, de dispersion, de dissolution, d'émulsification et sédimentation (formation d'agrégats avec les sédiments en suspension).

Les produits pétroliers contiennent normalement un mélange de centaines de composés organiques qui varient en proportions. Pour tenir compte de ce grand nombre de constituants, les algorithmes utilisés pour évaluer le devenir et le comportement des hydrocarbures sont basés sur une approche de pseudo-constituants. Le mélange complexe d'un hydrocarbure spécifique est simplifié en le divisant en un nombre réduit de constituants ayant des propriétés chimiques assez similaires. Cela permet aux algorithmes d'altération de traiter chaque constituant différemment et d'évaluer leur

comportement indépendamment pour analyser leurs impacts lors d'un déversement. Les principaux pseudo-constituants traités par GNOME sont les suivants :

— Saturés;

— Aromatiques;

— Résines;

— Asphaltènes.

La caractérisation des hydrocarbures par leur composition en pseudo-constituants facilite le calcul des effets de leur altération dans l'environnement marin ainsi que l'analyse de la toxicité des différentes fractions qui sont introduites dans l'environnement suivant le déversement.

3 SCÉNARIO DE DÉVERSEMENT

3.1 CARACTÉRISATION DE L'HYDROCARBURE

Une fois introduit dans l'environnement marin, un hydrocarbure commence à être « altéré » : les constituants légers vont s'évaporer ou se dissoudre dans la colonne d'eau en plus d'être dispersés par des processus naturels. L'hydrocarbure résiduel (altéré) va flotter en surface de l'eau si sa masse volumique demeure inférieure à celle de l'eau. L'action des vagues peut causer l'émulsification de l'hydrocarbure avec l'eau ce qui amène la flottabilité du mélange eau-hydrocarbure à tendre vers la neutralité. L'adhésion de l'hydrocarbure à des particules de sédiments en suspension ou le contact avec des sédiments au fond (ex. : plages ou zones peu profondes), des débris organiques ou tout autre matière submergée peut entraîner une fraction de l'hydrocarbure à plonger dans la colonne d'eau. Chaque hydrocarbure a sa propre composition et, par conséquent, des taux d'évaporation, de dissolution et de dispersion qui lui sont uniques.

Les navires qui seront opérés dans le cadre du projet Énergie Saguenay vont normalement transporter du diesel marin (*Marine Gas Oil* (MGO)) pour leurs opérations, plus particulièrement du carburant de type DMA, DMZ ou DMX rencontrant la norme ISO-8217-2017. Ces types de MGO ont été identifiés par GNLQ comme carburants de référence à utiliser pour l'étude. Les carburants qui font partie de cette classification peuvent être constitués de variété de composés chimiques (ex. : benzene, heptane, octane, etc.) et ont des taux d'évaporation, de dissolution et de dispersion dans l'environnement qui varient. En général, les déversements de diesel marin ne persistent pas dans l'environnement pour des périodes plus longues que 48 à 72 heures.

La base de données des types d'hydrocarbures disponible avec GNOME contient 13 types de carburants pouvant correspondre à la classification MGO identifiée par GNLQ. Ces différents carburants représentent un échantillon raisonnable de carburants potentiels qui pourraient être transportés par les navires opérés pour le projet Énergie Saguenay. Le **Tableau 1** présente un résumé de la composition en pseudo-constituants pour chacun des carburants ainsi que la moyenne et l'écart-type associé à chaque pseudo-constituant pour l'ensemble des 13 carburants. Le comportement sur l'eau de chacun de ces 13 carburants est résumé à la **Figure 2** pour un volume de 500 m^3 et des

conditions météo-océaniques représentatives de la zone d'étude. Selon la composition spécifique du carburant, la durée totale de la persistance de l'hydrocarbure en surface de l'eau peut varier par un facteur 2. La quantité d'hydrocarbure restante en surface de l'eau à tout moment peut pour sa part varier d'un facteur encore plus grand entre les différents types de carburants.

Quatre types de carburants mis en évidence en caractères gras dans le **Tableau 1** et colorés en orange à la **Figure 2** forment un sous-groupe de carburants ayant une composition en pseudo-constituants à l'intérieur de 0,5% des valeurs moyennes. Ces carburants forment également un sous-groupe dont la durée de persistance dans l'environnement marin est plus près des valeurs maximales. Dans ce contexte, ces types de carburant peuvent être considérés comme faisant partie du pire cas crédible pour cette étude. Le type de carburant *Marine Diesel F-76* est pour sa part celui dont la durée de persistance dans l'environnement marin est la plus longue et a par conséquent été sélectionné comme carburant représentatif pour les simulations de déversement dans cette étude.

Le **Tableau 2** résume les paramètres physiques associés au carburant *Marine Diesel F-76*. Dans les sections suivantes de l'étude, les termes *MGO* et *carburant* font directement référence au carburant *Marine Diesel F-76*. Il est tout de même important d'expliquer sommairement la signification de la spécification F-76. Il s'agit d'une spécification du United States Navy pour du carburant de type MGO (le *Marine Diesel F-76* est du MGO). En pratique, un carburant MGO avec une spécification F-76 et du diesel MGO général sont interchangeables et équivalents pour des applications de modélisation de déversement. Les principales différences entre du MGO avec la spécification F-76 et un MGO commercial standard sont reliées à des exigences de qualité (ex. : teneur en eau), à des additifs de stabilité pour le stockage à long terme dans des réserves stratégiques, ainsi qu'un point éclair plus élevé. La spécification F-76 requiert aussi qu'il soit produit à partir de distillat pur alors que le MGO commercial peut être produit ou non à partir de distillat pur.

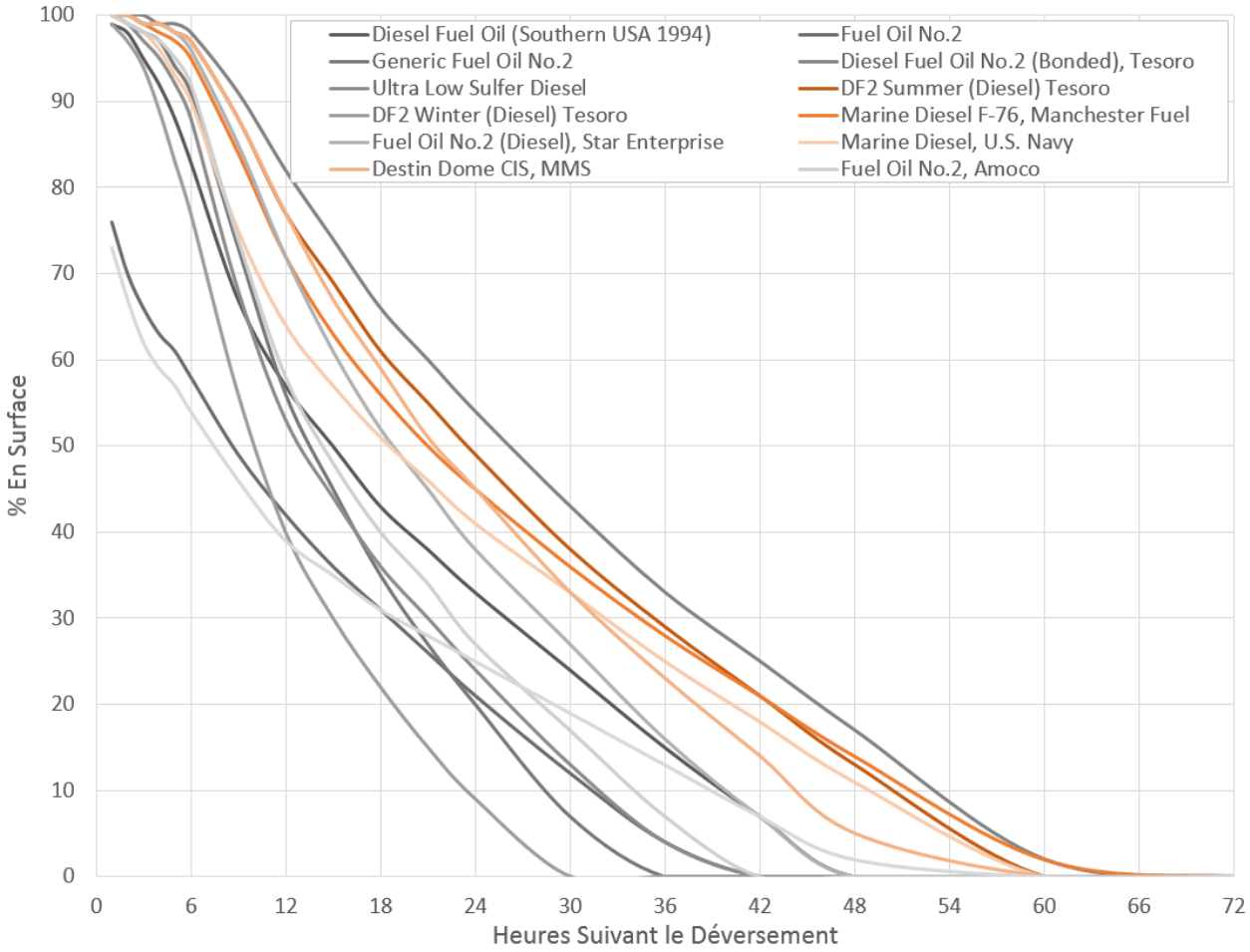


Figure 2 : Comportement sur l'eau de différents carburants de type MGO

Tableau 1 - Proportions des pseudo-constituants de différents carburants de type MGO

Nom	Saturés	Aromatiques	Résines	Asphaltènes
Diesel Fuel Oil (Southern USA 1994)	76%	22%	2%	0%
Fuel Oil No.2	62%	38%	6%	0%
Generic Fuel Oil No.2	57%	42%	5%	1%
Diesel Fuel Oil No.2 (Bonded), Tesoro	52%	36%	5%	0%
Ultra Low Sulfur Diesel	82%	14%	3%	0%
DF2 Summer (Diesel) Tesoro	**72%**	**21%**	**6%**	**1%**
DF2 Winter (Diesel) Tesoro	76%	19%	5%	0%
Marine Diesel F-76, Manchester Fuel	**72%**	**21%**	**6%**	**1%**
Fuel Oil No.2 (Diesel), Star Enterprise	77%	18%	5%	0%
Marine Diesel, U.S. Navy	**71%**	**22%**	**6%**	**1%**
Destin Dome CIS, MMS	**72%**	**21%**	**6%**	**1%**
Fuel Oil No.2, Amoco	73%	21%	6%	1%
Marine Diesel Oil, Esso	78%	18%	5%	0%
Moyenne	70.8%	24.1%	5.1%	0.5%
Écart-type	8.7%	8.7%	1.3%	0.5%

Tableau 2 - Paramètres physiques du carburant considéré pour le déversement

Paramètres Physiques	Unité	Marine Diesel F-76
Type de d'hydrocarbure	-	Marine Fuel Oil No. 2
Tension superficielle	dyne/cm	30.9
Point d'écoulement	°C	-12.0
Densité API	-	31.6
Masse volumique	g/cm^3 at 15°C	0.868
Viscosité	cSt at 40°C	4.20

Une fois sur l'eau, le déversement d'hydrocarbure est suivi selon son épaisseur, tel que défini par le code d'apparence de l'Accord de Bonn (BAOAC, Bonn Agreement Oil Appearance Code), lequel fourni une corrélation entre l'apparence visuelle des hydrocarbures à la surface de l'eau et l'épaisseur du déversement. Ce code est couramment employé pour estimer le volume d'un déversement à partir d'observations terrain. L'utilisation du code d'apparence du BAOAC permet d'interpréter les résultats de modélisation selon la même référence que celle employée lorsque des mesures d'intervention sont déployées suivant un déversement. La classification BAOAC est présentée au **Tableau 3**. Les déversements d'épaisseur inférieure à 50 µm sont classifiés comme des films minces en surface et ne sont généralement pas récupérables par les équipements d'écumage, mais peuvent parfois être partiellement récupérés par des absorbants et/ou concentrés à l'aide de barrières de confinement ou d'agents chimiques pour faciliter leur récupération.

Tableau 3 - Limites d'épaisseur pour les hydrocarbures présents sur l'eau selon la classification BAOAC

Apparence	Unité	Limite inférieure	Limite supérieure	Classification
Reflet	µm	0.04	0.3	Film mince
Arc-en-ciel	µm	0.3	5.0	Film mince
Métallique	µm	5.0	50	Film mince
Vraie couleur discontinue	µm	50	200	Nappe
Vraie couleur continue	µm	200	-	Nappe

3.2 VOLUME ET DURÉE DU DÉVERSEMENT

Le volume de MGO relâché associé au scénario de déversement étudié a été calculé par Tetra Tech Canada Inc. (Tetra Tech) et fourni à WSP via courriel par GNLQ le 28 avril 2020. Pour un scénario de pire cas probable, il a été assumé qu'advenant une collision à haute vitesse à 90° entre deux navires (scénario de collision considéré très improbable), le réservoir de carburant du navire de transport de GNL serait perforé et provoquerait une fuite. Il a aussi été assumé que le navire en question serait pourvu d'une double coque.

Étant donné que le navire de transport de GNL est alimenté à partir des gaz évaporés, le réservoir de carburant principal serait maintenu vide et seuls les réservoirs auxiliaires seraient utilisés. Le plus grand réservoir de carburant auxiliaire sur le navire de référence pour GNLQ a une capacité maximale de 506 m³ basée sur un taux de remplissage de 98%. Il a également été assumé que le navire est lesté et navigue en direction du Saguenay, qu'il a quitté son port d'origine avec un réservoir de carburant plein et qu'il a consommé 25% du carburant durant son transit. Il reste donc 75% de la capacité totale du réservoir lors de la collision, soit 380 m³ de MGO. Durant la collision, il est assumé que le navire est heurté par un autre grand navire à une vitesse suffisamment grande pour créer une déchirure de la coque extérieure et une perforation de 0,25 m du réservoir de carburant. Le volume total du carburant est évacué du réservoir. Toutefois, 1/3 du carburant demeure à l'intérieur du navire en entrant à l'intérieur de la double coque alors que le 2/3 restant est relâché dans l'environnement marin. La quantité de carburant relâché dans l'environnement marin durant le déversement est donc de 253 m³. La durée totale du déversement est de 28:12 minutes ce qui a été arrondi à 30 minutes pour la modélisation. Les caractéristiques du scénario de déversement sont résumées au **Tableau 4** et le bilan de masse est présenté à la **Figure 3**.

Tableau 4 - Caractéristiques du déversement de carburant

Paramètres physiques	Unité	Valeur
Volume du réservoir de carburant	m^3	516
Capacité du réservoir	m^3	506
Réserve de carburant à la collision	m^3	380
Carburant retenu	m^3	127
Carburant déversé	m^3	253
Durée du déversement	minutes	28:12

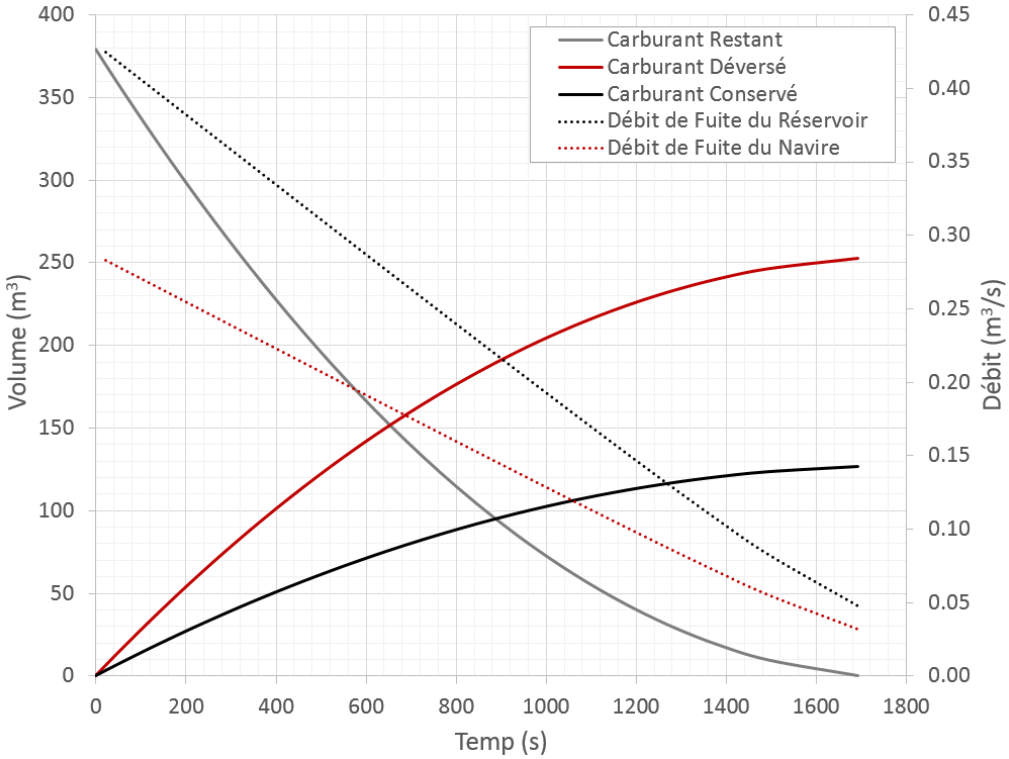


Figure 3 : Bilan de masse du déversement de carburant

3.3 POSITION DU DÉVERSEMENT

La demande d'information ACÉE-153 demande la simulation d'un déversement de carburant résultant d'un accident ou d'une défaillance durant les opérations de navigation à l'intérieur des limites de la zone d'étude qui pourrait mener au déversement d'hydrocarbures dans l'environnement marin.

Il a été déterminé que la zone la plus probable pour qu'une collision entre deux navires survienne se trouve à la convergence des voies de navigation du Saguenay et du Saint-Laurent. La zone potentielle de collision est comprise entre les bouées S4 et S3 tel que montré à la **Figure 4**.

Les courants de marée à la confluence du Saguenay dans l'estuaire du Saint-Laurent varient rapidement dans l'espace et dans le temps. Ainsi, la position exacte de la collision à l'intérieur de la zone de collision potentielle est un élément important pouvant influencer significativement le devenir et le comportement du déversement. À la suite d'une analyse de sensibilité pour tester la réponse de différentes positions de déversement sous l'influence unique de la marée, une collision au coin nord-ouest de la zone potentielle de collision s'est révélée avoir un potentiel plus grand que le déversement atteigne les battures de la Pointe-aux-Vaches ainsi que la batture aux Alouettes. Cette section de la zone de collision a été sélectionnée même si une collision à cet endroit est encore plus improbable considérant sa plus grande distance avec la voie de navigation du Saint-Laurent. La position retenue pour la collision est : 48,120°N / 69,633°W

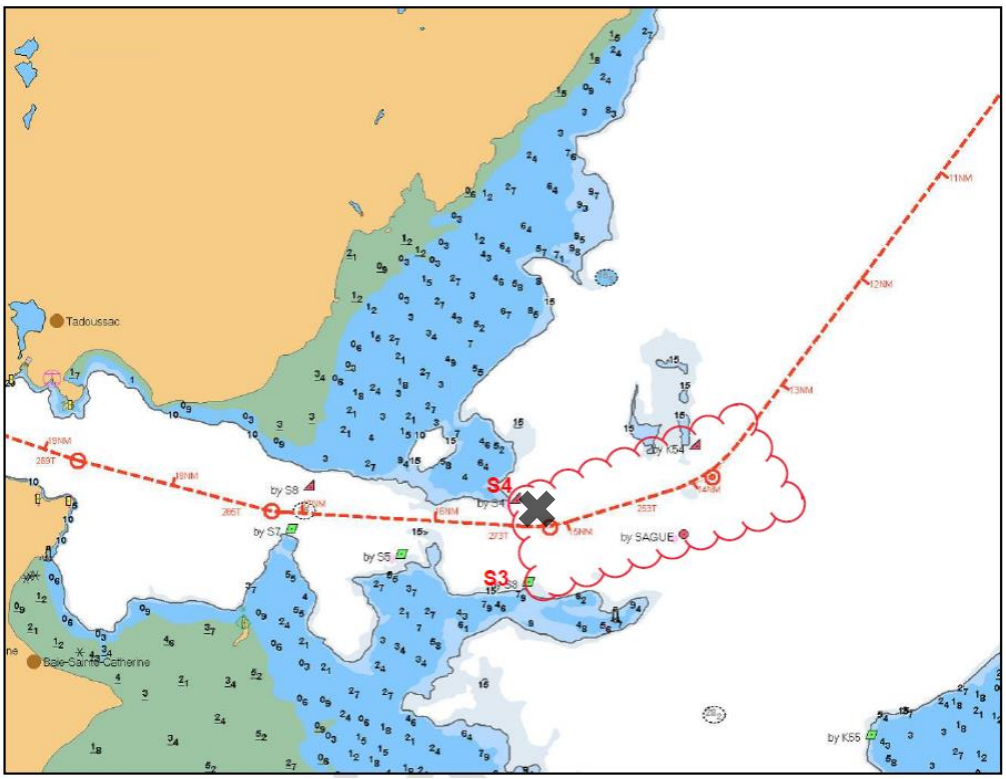


Figure 4 ***: Zone de collision potentielle et position de collision retenue***

3.4 CONDITIONS DE MARÉE ET MÉTÉO-OCÉANIQUES AU DÉVERSEMENT

3.4.1 RESTRICTION À LA NAVIGATION

Les navires opérés pour le projet Énergie Saguenay sont soumis à plusieurs restrictions de navigation lorsqu'ils entrent dans le fjord du Saguenay :

- Tous les navires en transit à la confluence du Saguenay doivent naviguer durant des périodes spécifiques (fenêtres de marée) pour lesquelles les courants de marée n'excèdent pas 1,5 nœuds lorsqu'un navire entre dans le Saguenay et 2,5 nœuds lorsqu'un navire quitte le Saguenay.
- L'entrée à l'intérieur du Saguenay est interdite lorsque les vents soufflent du quadrant nord-est à des vitesses supérieures à 30 nœuds ou que les hauteurs de vagues significatives à l'embouchure du Saguenay excèdent 2,5 m.

Étant donné que le scénario de déversement implique un navire qui entre dans le Saguenay, les conditions de navigation à respecter sont :

- Courants de marée au flot inférieurs à 1,5 nœuds;
- Vents du quadrant nord-est inférieurs à 30 nœuds;
- Hauteurs de vague significatives inférieures à 2,5 m.

Il est considéré que les navires n'entrent pas dans le Saguenay pour toutes autres conditions.

3.4.2 PHASE DE LA MARÉE AU DÉVERSEMENT

L'analyse de sensibilité a démontré qu'un déversement autour de l'étale de marée basse est associé à un potentiel plus grand que le carburant déversé atteigne les battures de la Pointe-aux-Vaches et/ou la batture aux Alouettes par rapport à d'autres phases de la marée à l'intérieur de la fenêtre de marée identifiée. Pour l'ensemble des conditions de marée testées, la batture aux Alouettes a tendance à être moins affectée par le déversement comparativement aux battures de la Pointe-aux-Vaches. Cela s'explique probablement par le débit net sortant du fjord du Saguenay sur la couche superficielle de la colonne d'eau qui favorise le maintien du déversement à l'est de la batture aux Alouettes.

Un déversement près de l'étale de marée basse en conditions de marées de vives-eaux tel que montré à la **Figure 5** a été sélectionné comme scénario de simulation pour cette étude même si le passage durant l'étale de marée haute sera préconisé dans les procédures normales d'opérations.

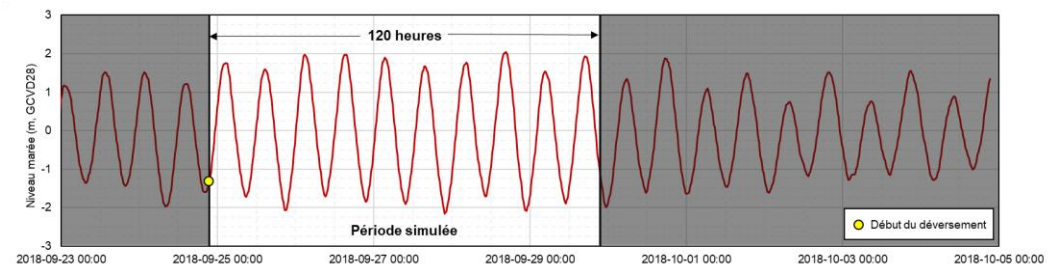


Figure 5 : Signal de marée associé à la période de simulation pour le déversement

3.4.3 CONDITIONS DE VENT AU DÉVERSEMENT

Les taux de dissipation du carburant dans l'environnement marin augmentent rapidement en réponse à une augmentation de l'action des vagues laquelle est fonction de la vitesse du vent. De faibles vitesses de vent lors du déversement résultent normalement en une durée de déversement (temps sur l'eau) plus longue et dans la plupart des cas une étendue de déversement plus importante étant donné que les courants sont dominés par les marées dans le secteur à l'étude. À l'opposé, des vitesses de vent élevées lors du déversement peuvent mener à une dissipation plus rapide du carburant déversé ce qui peut conduire à une réduction de l'étendue du déversement ou encore provoquer le transport du carburant déversé vers les berges dans les zones intertidales. Les tests initiaux ont démontré qu'un vent de 5 m/s est suffisant pour avoir une incidence significative sur la trajectoire du déversement tout en maintenant un niveau de dissipation modeste. Pour certaine direction, cette vitesse de vent peut provoquer un contact du déversement avec les battures de la Pointe-aux-Vaches et/ou la batture aux Alouettes. Ces tests sur les vents ont aussi révélé que des vents du sud-sud-ouest (SSO) ou du nord-est (NE) engendrent des trajectoires de déversement très différentes. Conséquemment, des vents de 5 m/s (18 km/h) provenant du SSO et du NE ont été

sélectionnés comme conditions de vent pour la modélisation du déversement. Des séries de vents mesurés rencontrant ces critères ont été sélectionnées comme suit :

- Les vents mesurés à 14 stations régionales ont été compilés et analysés pour produire des relations de fréquence d'occurrence par classes de vitesses et directions pour les caractériser et de faire une sélection initiale afin de tester les vents du SSO et du NE.
- Les données de la station Île Rouge (7043BP9) ont été analysées pour identifier des périodes pour lesquelles les vents ont des vitesses de 5 m/s ±50% et des provenances du SSO ±45° et du NE ±45°.
- Ces périodes ont été analysées pour déterminer la persistance des conditions de vents à l'intérieur des plages de vitesses et de directions sélectionnées. La persistance médiane pour ces conditions est comprise entre 6 et 7 heures, mais peut se prolonger jusqu'à des durées entre 61 et 65 heures. Étant donné que le cycle de marée à l'intérieur de la zone à l'étude est de 12:25 heures et que le déversement reste significativement présent sur l'eau pour approximativement 72 heures, une durée minimale de 12 heures a été employée pour la persistance du vent. Cela avait pour but de s'assurer que les conditions de vents aient un impact perceptible sur les trajectoires des déversements afin de bien différencier les conditions SSO et NE.
- Un ensemble de conditions de vents répondant aux critères de vitesses et directions et excédant une durée de 12 heures a été identifié. Au total, 315 et 576 périodes ont été identifiées pour les directions SSO et NE respectivement.
- Une condition finale pour chaque direction a été déterminée en identifiant une série de vents spécifique minimisant l'erreur quadratique moyenne normalisée sur la vitesse et la direction du vent relativement à la moyenne de l'ensemble pour une période de simulation de 120 heures.

Une analyse régionale des stations de vents a démontré que l'ajout d'un critère dans la sélection des vents qui nécessiterait que plusieurs stations de vents locales rencontrent simultanément les critères ne change pas significativement la durée de la période de persistance (moins de 17% d'écart). Cette analyse a également démontré que les stations de l'Île Rouge, de Rivière-du-Loup et de l'Île Bicquette ont simultanément des directions de vents du SSO 7 à 22% du temps et du NE 13 à 15% du temps. Ainsi, il existe des périodes pour lesquelles les conditions de vents sur l'estuaire du Saint-Laurent rencontrent les critères de vents du SSO et du NE et sont assez uniformes dans l'espace à l'intérieur du domaine modélisé. Sur la base de cette observation, un champ de vents uniforme dans l'espace dérivé de la station de l'Île Rouge a été employé pour la modélisation du déversement.

CONDITIONS DE VENT DU SUD-SUD-OUEST

Les vents du SSO sélectionnés ont été enregistrés entre le 11 septembre 2006 à 8h00 et le 16 septembre 2006 à 8h00. La vitesse moyenne du vent durant cette période est de 4,9 m/s et la direction moyenne est de 218° durant les 12 premières heures. Des vents de cette vitesse et direction sont présents 10,3% du temps alors que la persistance de 13 heures correspond approximativement au 92e percentile. Cette combinaison de

vitesse, direction et persistance de vent sélectionnée se produit environ 0,6% du temps et a une probabilité de dépassement annuelle de 0,45. La série temporelle de vent associée à ces conditions est présentée à la **Figure 6**.

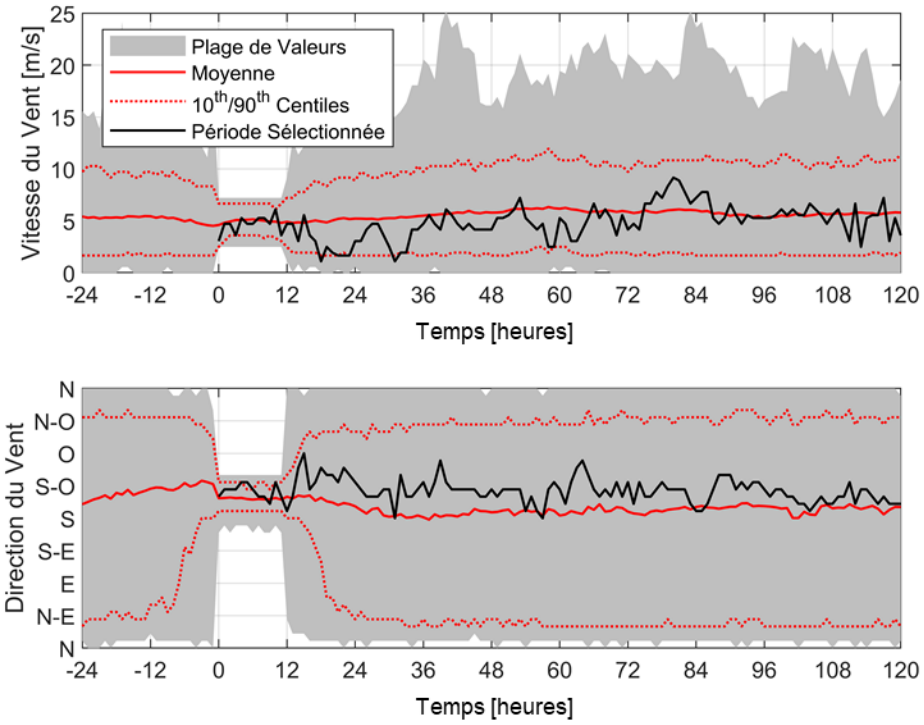


Figure 6 : Vents du SSO : plage de valeurs, 10e et 90e percentiles, moyenne et conditions sélectionnées.

CONDITIONS DE VENT DU NORD-EST

Les vents du NE sélectionnés ont été enregistrés entre le 6 juillet 2009 à 19h00 et le 11 juillet 2009 à 19h00. La vitesse moyenne du vent durant cette période est de 5,5 m/s et la direction moyenne est de 41° durant les 12 premières heures. Des vents de cette vitesse et direction sont présents 19,4% du temps alors que la persistance de 37 heures correspond approximativement au 99,5e percentile. Cette combinaison de vitesse, direction et persistance de vent sélectionnée se produit environ 0,1% du temps et a une probabilité de dépassement annuelle de 0,05. La série temporelle de vent associée à ces conditions est présentée à la **Figure 7**.

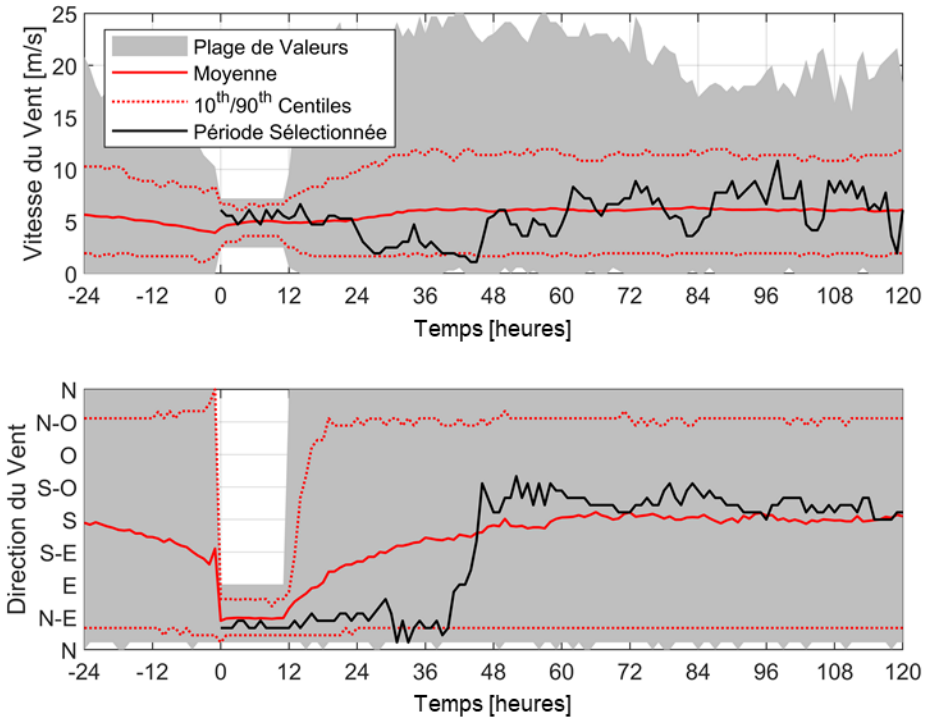


Figure 7 : Vents du NE : plage de valeurs, 10e et 90e percentiles, moyenne et conditions sélectionnées.

3.4.4 CONDITIONS DE VAGUES AU DÉVERSEMENT

Les conditions de vagues sont évaluées directement par le modèle GNOME à partir de la série des vitesses du vent spécifiée et une distance de fetch constante de 40 km. Pour les vents spécifiés, les hauteurs de vagues calculées se retrouvent à l'intérieur d'une plage de valeurs qui varient entre 0,25 et 0,50 m. Les hauteurs de vagues à la confluence du Saguenay dépassent 0,25 m 89% du temps et 0,50 m 65,6% du temps alors que les vitesses de vents dépassent 5 m/s 56,1% du temps. Ainsi, la paramétrisation du modèle de déversement en termes d'évaluation des hauteurs de vagues semble présenter une légère sous-estimation de l'agitation ce qui introduit une source supplémentaire de conservatisme dans la modélisation en réduisant les taux de dispersion naturelle du carburant.

3.5 MESURES D'INTERVENTION SUIVANT LE DÉVERSEMENT

La présente étude caractérise un déversement hypothétique de carburant et intègre aucune mesure de mitigation ou d'intervention à la suite du déversement. En pratique, si un tel déversement survenait, le plan d'urgence du navire serait mis en opération pour récupérer en partie le diesel, réduisant l'impact sur l'environnement de ce déversement. Ceci n'a pas été considéré dans les scénarios de simulation.

4 DEVENIR ET TRAJECTOIRE DU DÉVERSEMENT

4.1 CONDITIONS DE VENTS DU SUD-SUD-OUEST (SSO)

La **Figure 8** montre le bilan de masse sur 120 heures associé au déversement de 253 m³ de diesel pour les conditions de vents du sud-sud-ouest (SSO). Dès le premier 12 heures suivant le déversement, une proportion significative (environ 20% de la masse) est poussée en berge entre Tadoussac et Les Bergeronnes par le vent. Environ 45% de la masse est pour sa part, soit dispersée dans l'environnement, évaporée ou dissoute dans la colonne d'eau laissant ainsi plus ou moins 36% de la masse en surface. La quantité de diesel en berge atteint un maximum (plus de 27,4% de la masse) après 30 heures puis diminue graduellement pour atteindre un peu plus que 6% après 120 heures. La fraction de diesel en surface devient plus négligeable (<1% de la masse) après un peu plus de 75 heures. À ce stade, les taux d'évaporation et de dissolution deviennent très faibles, mais la dispersion dans l'environnement continue. Après 120 heures de simulation, 50,2% de la masse initiale de diesel est dispersée dans l'environnement, 23,7% est évaporée, 19,5% est dissoute dans la colonne d'eau, 6,2% est en berge et 0,2% demeure en surface. Il est important de noter qu'au cours des 120 heures simulées, environ 0,001% (non significatif) de la masse d'hydrocarbure initialement déversée sort du domaine de calcul du modèle hydrodynamique. Le bilan de masse calculé par GNOME peut donc être considéré fiable.

La **Figure 9** présente pour sa part le cumul des zones affectées par le déversement de diesel sur la période modélisée (120 heures) pour les conditions de vents du sud-sud-ouest. L'**Annexe A** présente pour sa part l'évolution instantanée (non cumulée) du déversement pour différents intervalles de temps suivant le déversement. L'échelle de couleur représente l'épaisseur maximale de la nappe d'hydrocarbure en microns (µm) à une position donnée. Pour ce scénario, la zone affectée par la nappe d'hydrocarbure longe principalement la rive nord de l'Estuaire du Saint-Laurent en aval de Tadoussac jusqu'aux Escoumins. Aucune berge n'est atteinte en rive sud. La nappe d'hydrocarbure ne remonte pas sur la rivière Saguenay. La fraction ayant une épaisseur supérieure à 50 µm) atteint une superficie d'environ 1 km² dans les environs du point de déversement et représente un volume d'environ 250 m³ après 1,5 heures. La nappe d'épaisseur 5-10 µm s'étend jusqu'aux Bergeronnes. Les nappes d'hydrocarbure d'épaisseur 0,3-5,0 µm et 0,04-0,3 µm s'étendent pour leur part jusqu'à la limite aval du modèle au droit de Rimouski, mais demeurent concentrées au centre de l'estuaire, loin des berges.

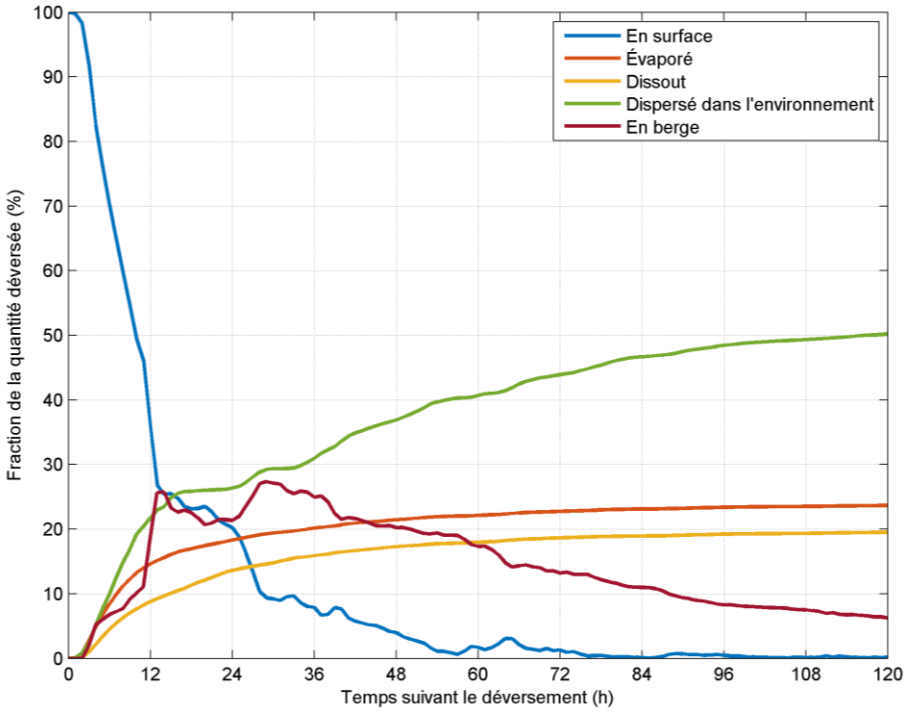


Figure 8 : Bilan de masse du diesel déversé pour les conditions de vent du sud-sud-ouest

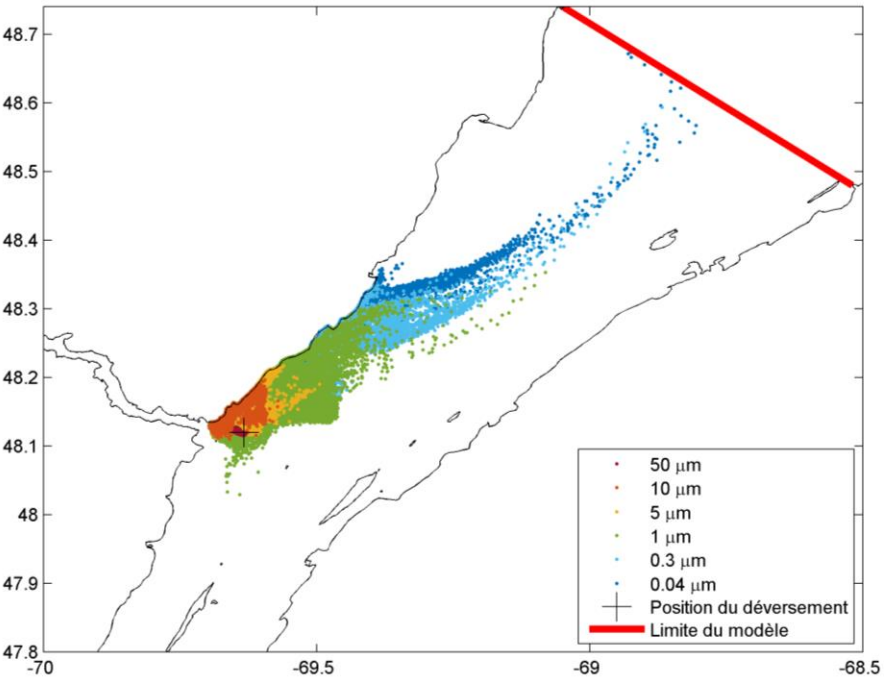


Figure 9 : Cumul des zones affectées par le déversement de diesel à l'embouchure du Saguenay en conditions de vent du sud-sud-ouest (après 120 heures) en fonction de l'épaisseur de la nappe d'hydrocarbure

4.2 CONDITIONS DE VENTS DU NORD-EST (NE)

La **Figure 10** montre le bilan de masse sur 120 heures associé au déversement de 253 m³ diesel pour les conditions de vents du nord-est (NE). Durant les premiers 24 heures suivant le déversement, la proportion de la masse de diesel en surface de l'eau passe de 100% à 20% (40,9% est dispersée dans l'environnement, 19,8% est évaporée,12,6% est dissoute dans la colonne d'eau et environ 6,0% est en berge principalement dans le secteur de Baie-Sainte-Catherine). La quantité de diesel en berge atteint un maximum de 11,4% de la masse après 8 heures, puis diminue pour atteindre un plateau autour de 2% après environ 100 heures. La fraction de diesel en surface devient plus négligeable (<0,5% de la masse) après 75 heures. À ce stade, les taux de dispersion environnementale, d'évaporation et de dissolution atteignent respectivement un plateau à environ 55,1%, 23,6% et 18,3% de la masse. Finalement, après 120 heures de simulation, 55,8% de la masse initiale de diesel est dispersée dans l'environnement, 23,7% est évaporée, 18,4% est dissoute, moins de 2% est en berge et moins de 0,05% demeure en surface. Il est important de noter qu'au cours des 120 heures simulées, environ 9% de la masse d'hydrocarbure initialement déversée sort du domaine de calcul du modèle hydrodynamique (aval de Rimouski). Cette fraction de la masse continue tout de même à être évaporée et dispersée dans l'environnement selon GNOME et fait donc partie du bilan de masse. Ainsi, l'impact de cette portion traversant la limite aval du modèle est à considérer sur le bilan de masse total, mais ne représente aucun effet sur la zone affectée en amont de Rimouski.

La **Figure 11** présente pour sa part le cumul des zones affectées par le déversement de diesel sur la période modélisée (120 heures) pour les conditions de vents du nord-est. L'**Annexe B** présente pour sa part l'évolution instantanée (non cumulée) du déversement pour différents intervalles de temps suivant le déversement. L'échelle de couleur représente l'épaisseur maximale de la nappe d'hydrocarbure en microns (µm) à une position donnée. Pour ce scénario, la zone affectée par la nappe d'hydrocarbure est plus vaste. Elle part de la Baie-des-Rochers dans Charlevoix et s'étend au-delà de la frontière aval du modèle au droit de Rimouski et pénètre quelque peu à l'embouchure du Saguenay dans la Baie-de-Tadoussac. La rive nord est affectée entre Baie-Sainte-Catherine et les Escoumins environ. La rive sud est affectée à partir du secteur du Parc du Bic et de Rimouski. La fraction ayant une épaisseur supérieure à 50 µm atteint une superficie d'environ 1,9 km² dans les environs du point de déversement ce qui représente un volume d'environ 125 m³ après 45 minutes. La nappe d'épaisseur 5-10 µm s'étend de la Baie-des-Rochers jusqu'à la frontière aval du modèle au droit de Rimouski. Les nappes d'hydrocarbure d'épaisseur <5,0 µm s'étendent sur le même tronçon, mais couvrent une section plus large de l'estuaire.

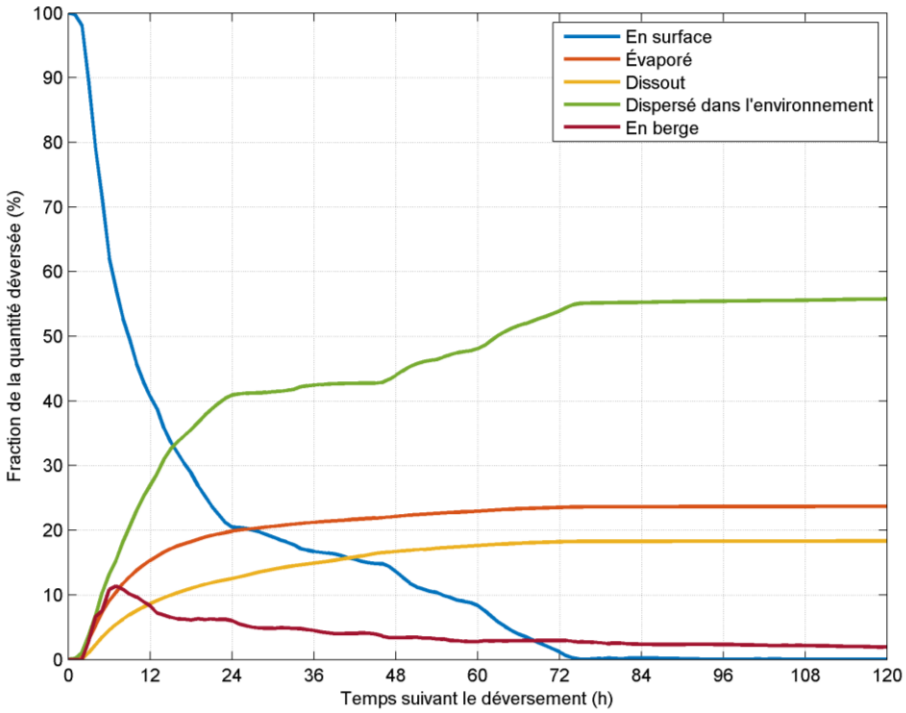


Figure 10 : Bilan de masse du diesel déversé pour les conditions de vent du nord-est

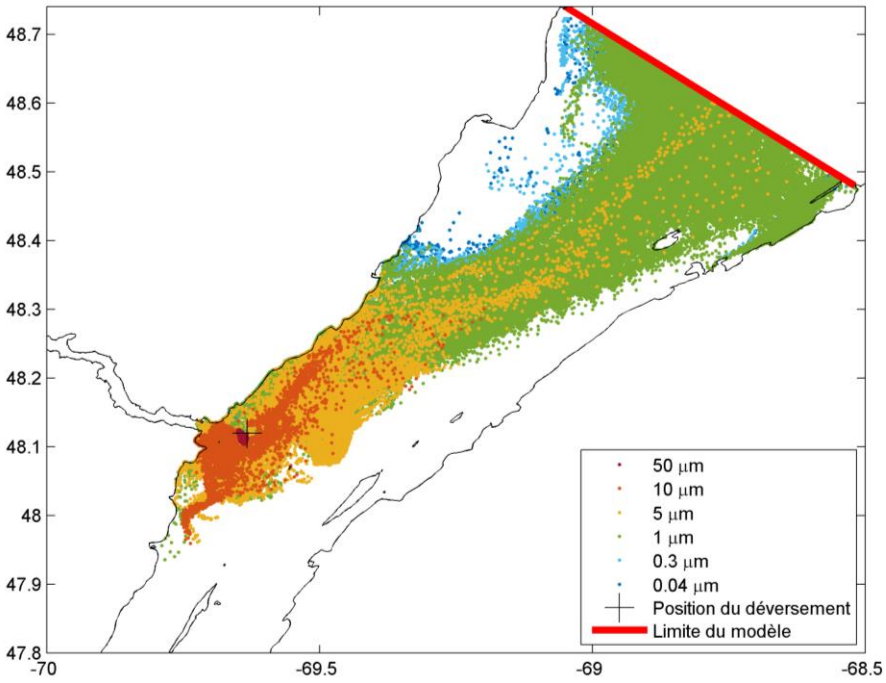


Figure 11 : Cumul des zones affectées par le déversement de diesel à l'embouchure du Saguenay en conditions de vent du nord-est (après 120 heures) en fonction de l'épaisseur de la nappe d'hydrocarbure

5 DISCUSSION

Cette étude a permis d'étudier deux scénarios hypothétiques de déversement de carburant qui englobent des conditions de déversement destinées à représenter des pires cas probables pour un sous-ensemble de récepteurs environnementaux centrés autour des battures de la Pointe-aux-Vaches et de la batture aux Allouettes. Ces scénarios de déversement sélectionnés ont été testés rigoureusement selon leur sensibilité à la position et au moment du déversement, ainsi qu'aux conditions de vents sur la base d'une analyse régionale de leurs vitesses, directions et persistance. Les conditions simulées sont représentatives des conditions rencontrées vers la fin de l'été et au début de l'automne avec des vents plus faibles et des températures de l'eau plus chaudes en surface.

L'**Annexe C** présente des cartes qui superposent l'étendue cumulée du déversement avec les principaux récepteurs environnementaux de la zone d'étude pour les deux scénarios étudiés.

En plus de la phase de la marée au moment du déversement, la direction du vent s'est avérée avoir une grande influence sur la trajectoire du déversement, principalement en le transportant à travers les courants de marée. La différence dans la trajectoire du déversement entre les conditions de vents du SSO et du NE est principalement occasionnée par le fait que les vents SSO poussent le carburant déversé vers le nord-est sur les battures de la Pointe-aux-Vaches et le maintiennent le long de la rive nord du Saint-Laurent où les courants sont moins élevés. Les vents du NE tendent pour leur part à pousser le déversement plus au large vers des zones de courants plus forts à la confluence du Saguenay, ainsi qu'au centre du Saint-Laurent, ce qui occasionne une plus grande dispersion spatiale du déversement de carburant.

En comparant les deux cas simulés, il est possible de constater que l'étendue du déversement peut changer drastiquement selon la direction du vent au cours des premières heures qui suivent le déversement. La grande variabilité des trajectoires associées aux deux scénarios étudiés donne une idée générale du comportement potentiel d'un déversement et des secteurs pouvant être affectés, mais ces deux scénarios ne peuvent en aucun cas représenter la gamme complète des comportements des déversements pouvant être rencontrés. D'autres combinaisons de vents, de marées, de vagues et de sites de déversement pourraient en effet résulter en des étendues de déversement du même ordre de grandeur que celles présentées, mais affectant d'autres secteurs du Saint-Laurent. Les résultats présentés jusqu'ici ne peuvent donc pas être définis globalement comme un pire cas probable pour l'ensemble des récepteurs environnementaux et qui engloberaient toutes les saisons.

L'analyse des deux scénarios de déversement et l'analyse de sensibilité de référence ont permis de faire les constatations suivantes :

- Aucune mesure d'intervention suivant le déversement n'a été considérée pour la présente étude. L'efficacité d'une mesure d'intervention dépend du délai d'action et des conditions météo-océaniques au moment du déversement.
- Une collision avec déversement se produisant à n'importe quel point à l'intérieur de la zone de collision a le potentiel d'affecter autant les battures de la Pointe-aux-

Vaches que la batture aux Alouettes. Différentes combinaisons de vents, de vagues et de conditions de marée peuvent influencer quelles positions représenteraient un scénario de pire cas probable.

— Même si la présence de glace de mer n'a pas été considérée pour le présent travail de modélisation, il est possible d'affirmer que la présence de glace influencerait le devenir et la trajectoire d'un déversement en réduisant l'effet du vent et des vagues qui, combiné à des températures de l'eau inférieures, pourrait faire augmenter la persistance du déversement dans l'environnement marin.

— Une partie du déversement sort du domaine modélisé pour les conditions de vents du NE. Cette masse de carburant qui sort du modèle représente un peu moins de 10% de la masse initiale du déversement. Pour des conditions différentes de vents, de vagues et de marée, la proportion de la masse de carburant qui franchirait la frontière aval du domaine modélisé pourrait être encore plus importante.

Nous espérons que ce rapport rencontre l'ensemble de vos exigences. Pour toutes questions ou commentaires, veuillez communiquer avec les soussignés.

Préparé par :

Benoit Ruest, ing., M.Sc.

Modélisateur principal, Génie côtier
Tel: +1 581 824 0321
benoit.ruest@wsp.com

Jordan Matthieu, P.Eng., M.Sc.

Chargé de projet, Génie côtier
Tel: +1 438 843 7656
jordan.matthieu@wsp.com

Révisé par :

Nicolas Guillemette, ing., M.Sc.

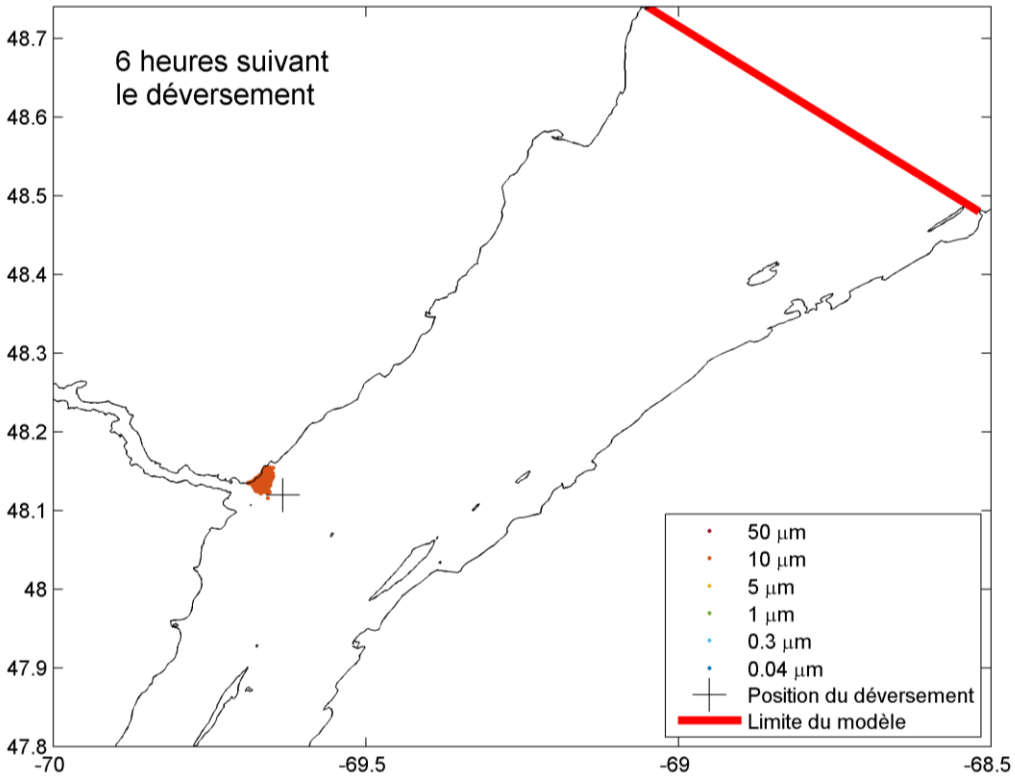
Chef de service, Génie côtier
Tel: +1 581 814 5705
nicolas.guillemette@wsp.com

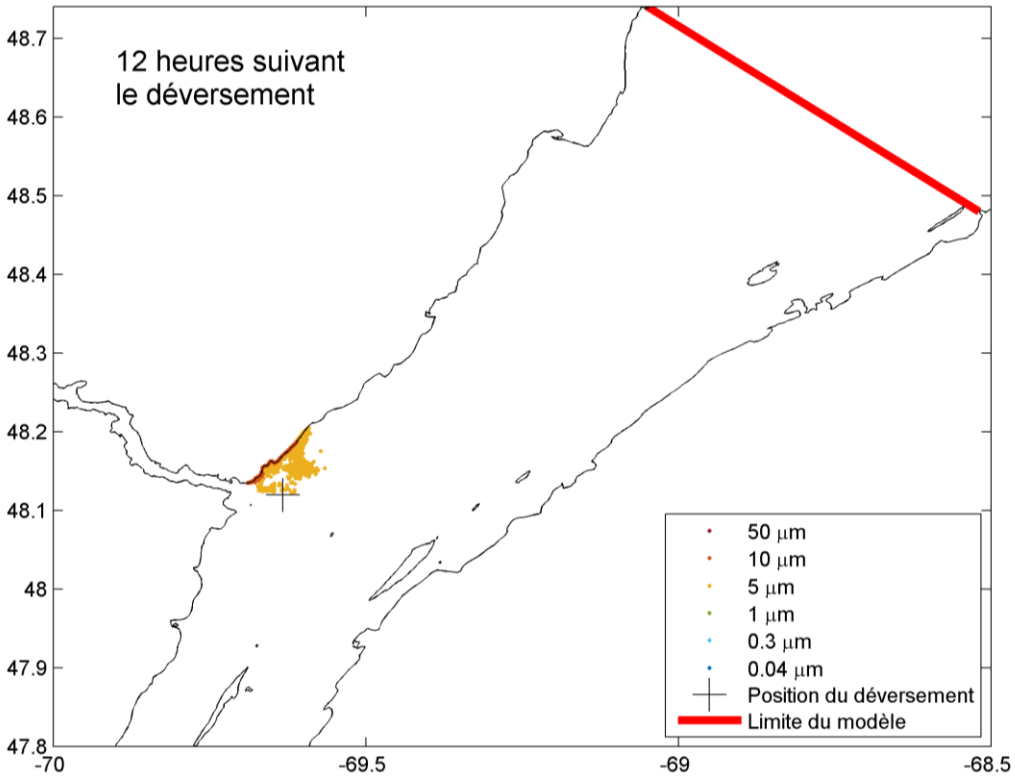
ANNEXE

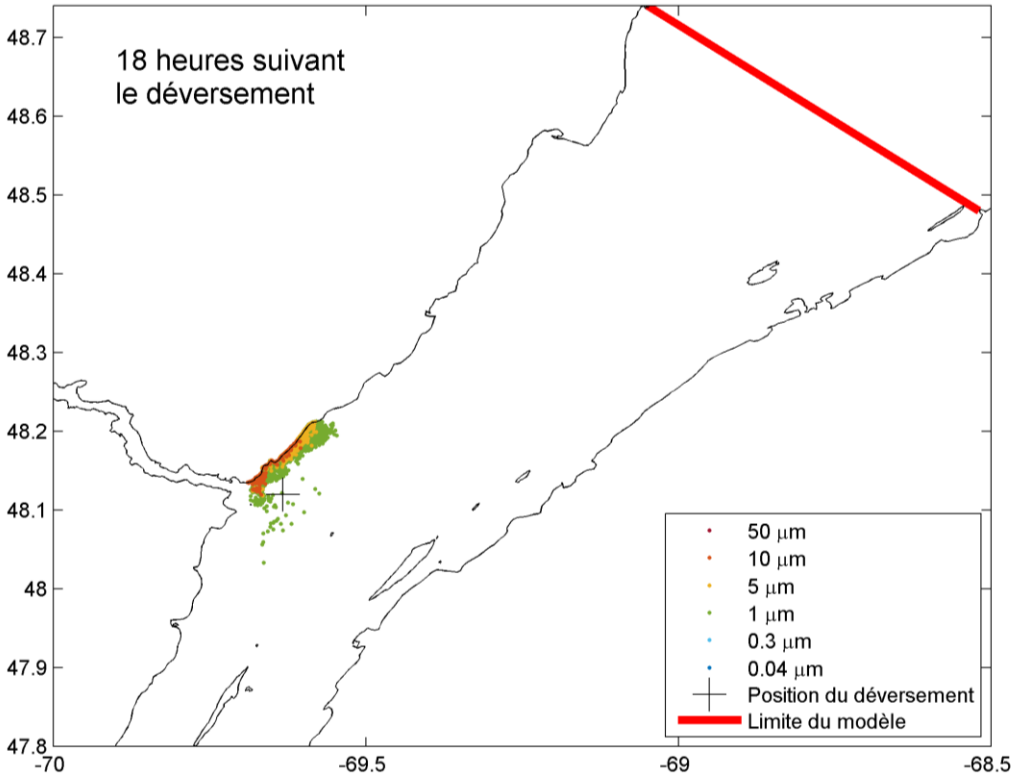
A

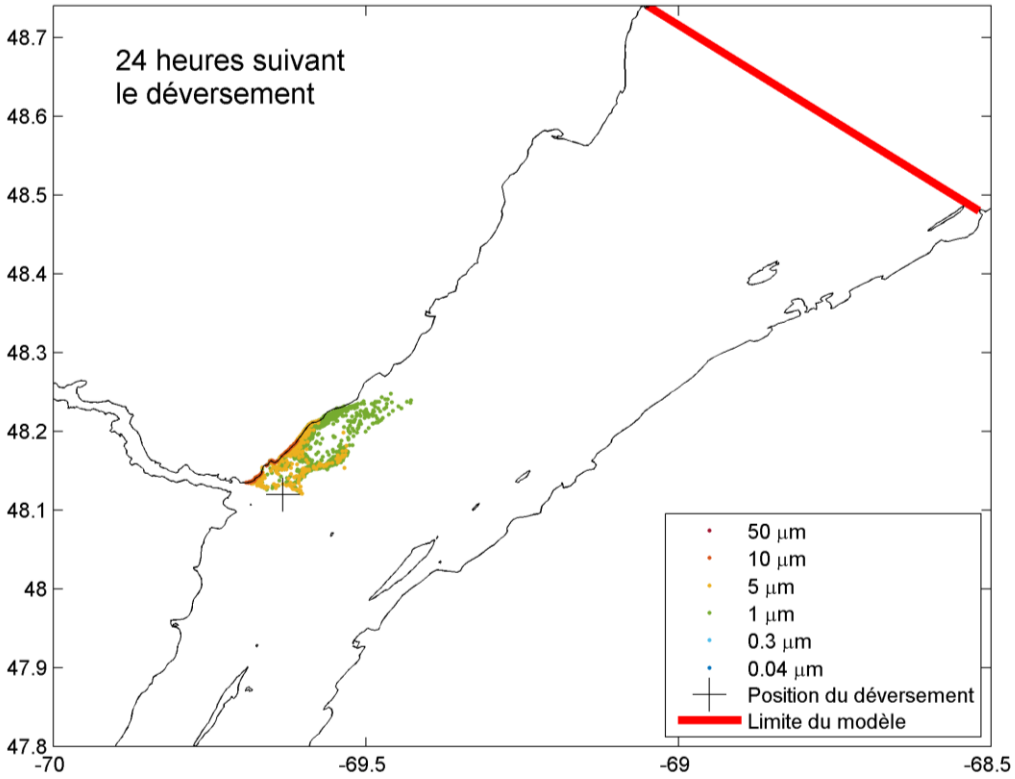
ÉVOLUTION INSTANTANÉE (NON CUMULÉE) DU DÉVERSEMENT DE DIESEL MARIN EN CONDITIONS DE VENT DU SUD-SUD-OUEST POUR DIFFÉRENTS INTERVALLES DE TEMPS SUIVANT LE DÉVERSEMENT

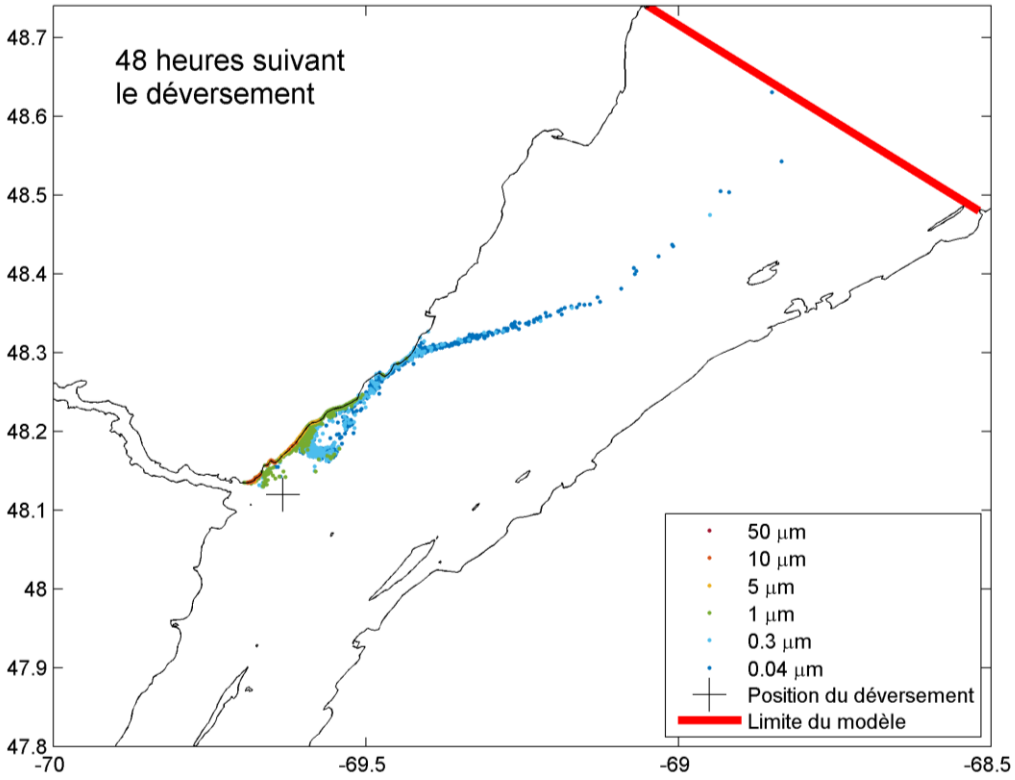
Scénario de vent du sud-sud-ouest

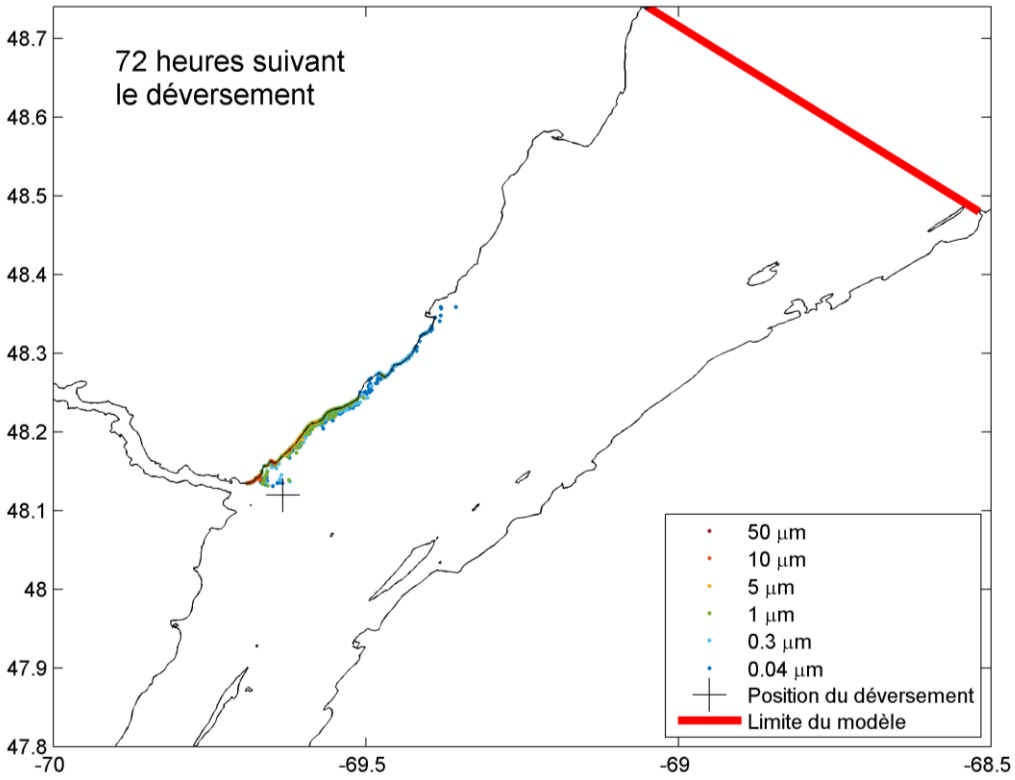





18 heures suivant
le déversement
48.7
48.6
48.5
48.4
48.3
48.2
48.1
48
47.9
47.8
-70
-69.5
-69
-68.5
50 µm
10 µm
5 µm
1 µm
0.3 µm
0.04 µm
Position du déversement
Limite du modèle


24 heures suivant
le déversement
48.7
48.6
48.5
48.4
48.3
48.2
48.1
48
47.9
47.8
-70
-69.5
-69
-68.5
50 µm
10 µm
5 µm
1 µm
0.3 µm
0.04 µm
Position du déversement
Limite du modèle


48 heures suivant
le déversement
48.7
48.6
48.5
48.4
48.3
48.2
48.1
48
47.9
47.8
-70
-69.5
-69
-68.5
50 µm
10 µm
5 µm
1 µm
0.3 µm
0.04 µm
Position du déversement
Limite du modèle

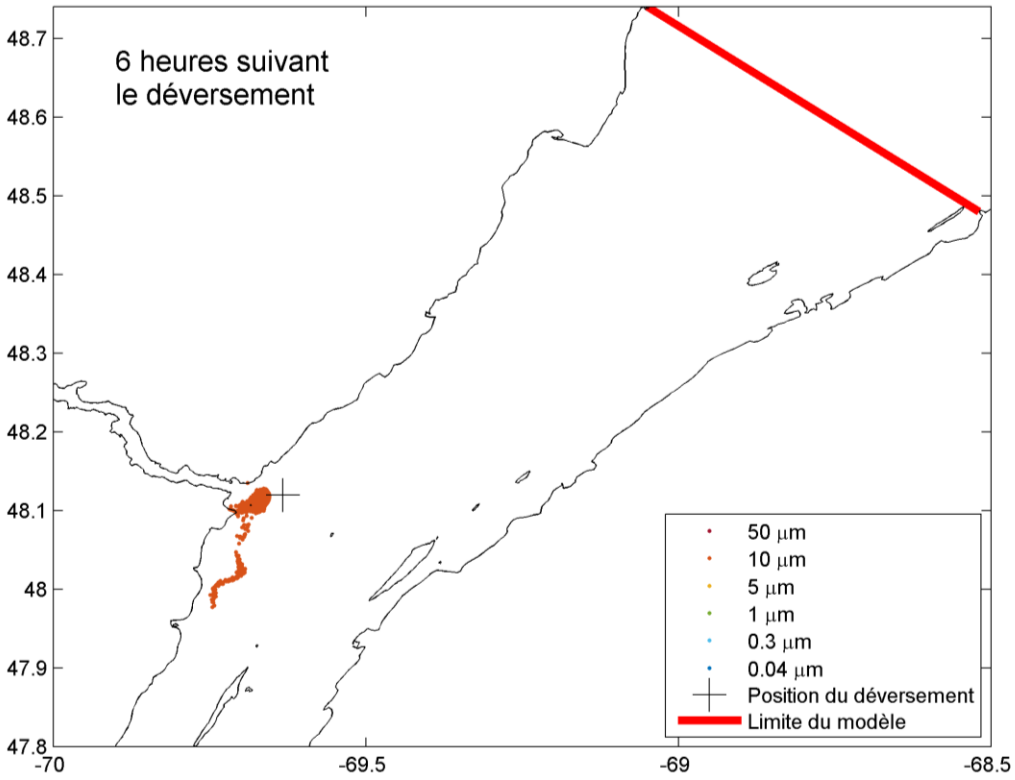

72 heures suivant
le déversement
48.7
48.6
48.5
48.4
48.3
48.2
48.1
48
47.9
47.8
-70
-69.5
-69
-68.5
50 µm
10 µm
5 µm
1 µm
0.3 µm
0.04 µm
Position du déversement
Limite du modèle

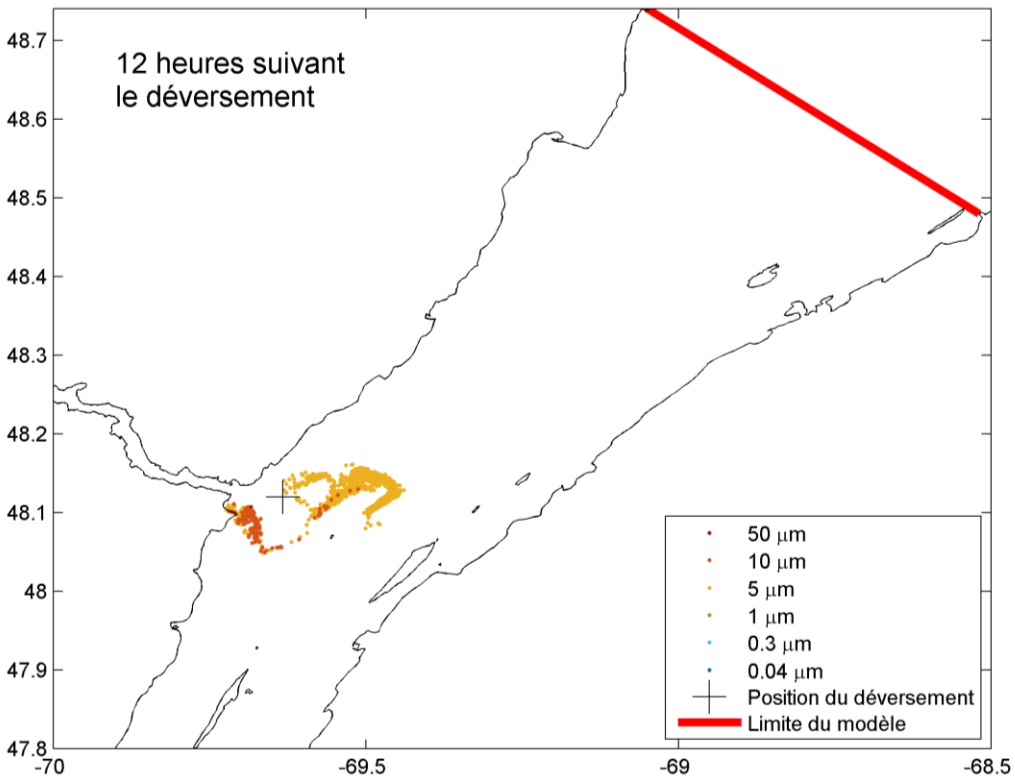
ANNEXE

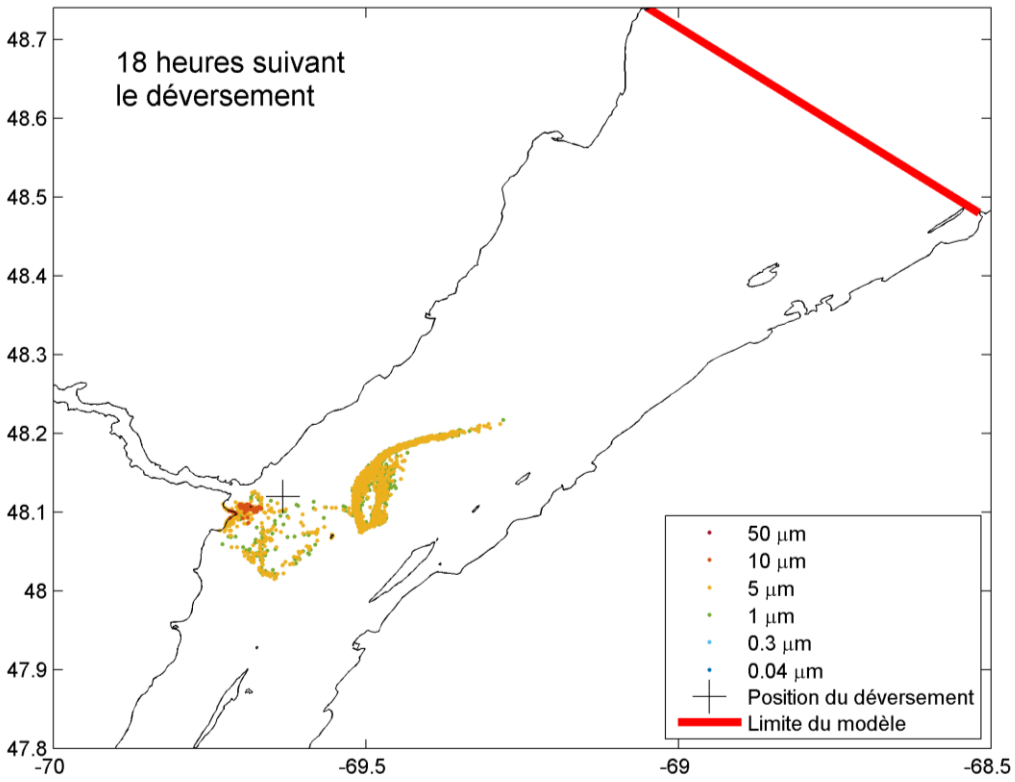
B

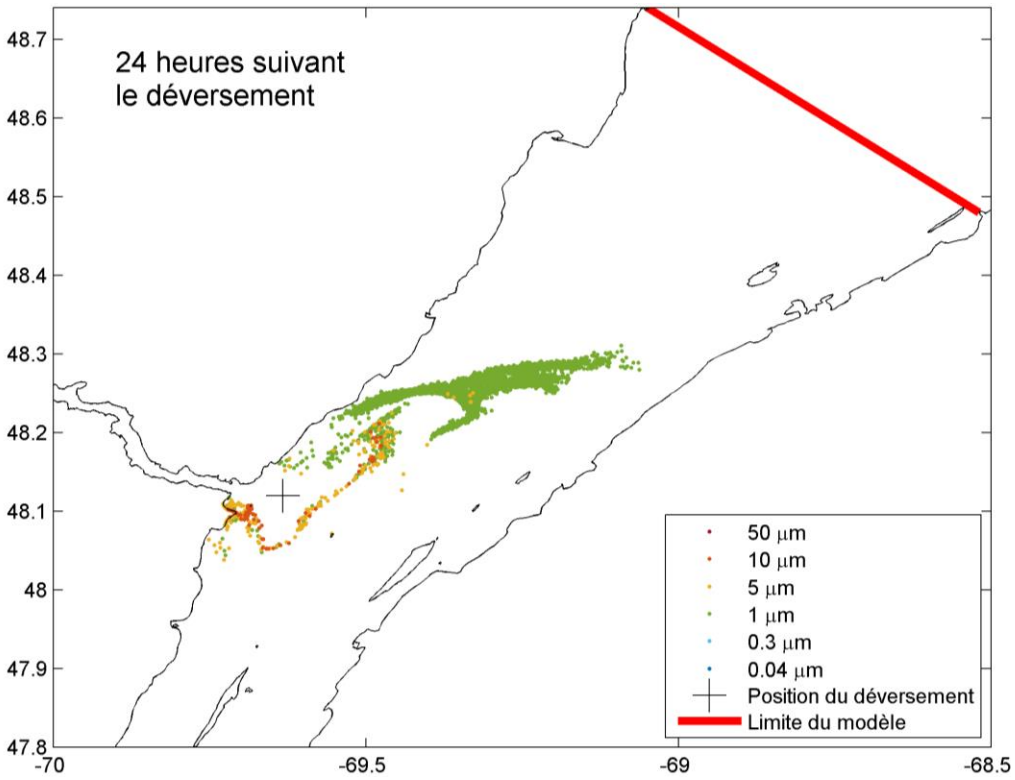
ÉVOLUTION INSTANTANÉE (NON CUMULÉE) DU DÉVERSEMENT DE DIESEL MARIN EN CONDITIONS DE VENT DU NORD-EST POUR DIFFÉRENTS INTERVALLES DE TEMPS SUIVANT LE DÉVERSEMENT

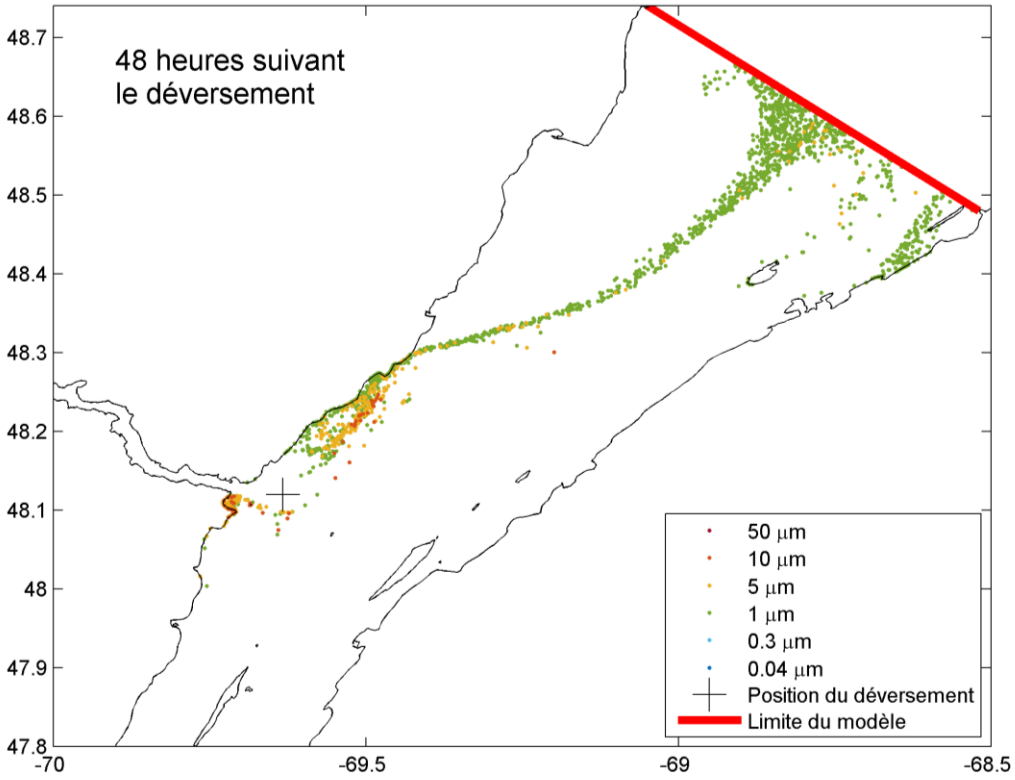
Scénario de vent du nord-est

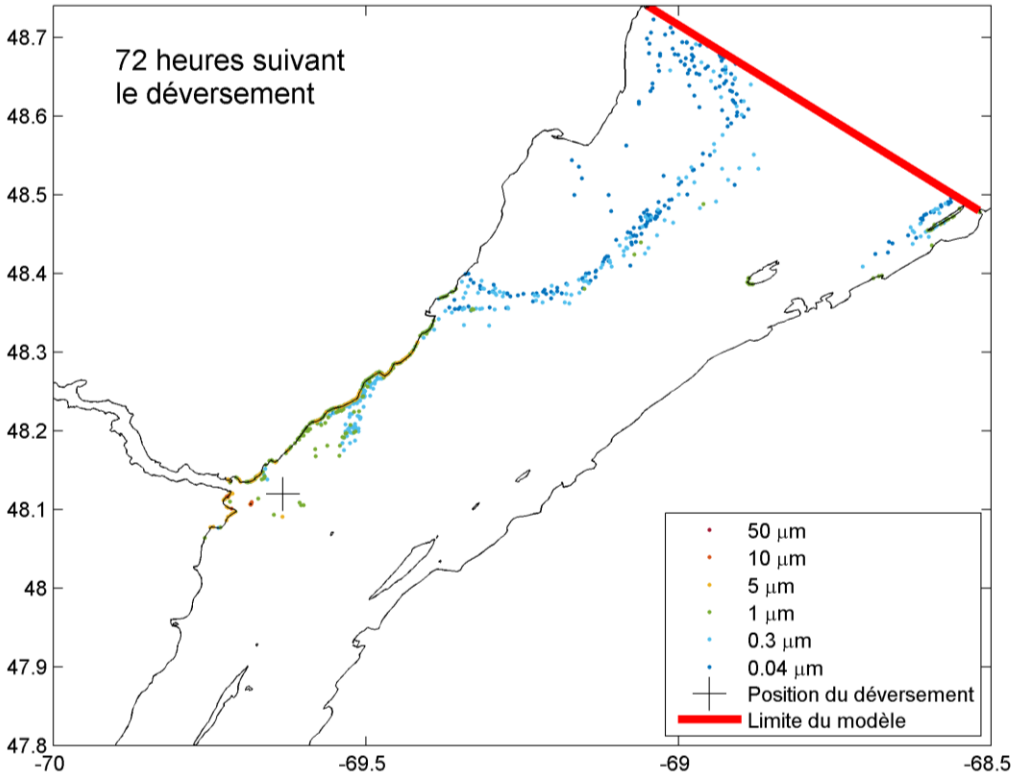





18 heures suivant
le déversement
48.7
48.6
48.5
48.4
48.3
48.2
48.1
48
47.9
47.8
-70
-69.5
-69
-68.5
50 µm
10 µm
5 µm
1 µm
0.3 µm
0.04 µm
Position du déversement
Limite du modèle


24 heures suivant
le déversement
48.7
48.6
48.5
48.4
48.3
48.2
48.1
48
47.9
47.8
-70
-69.5
-69
-68.5
50 µm
10 µm
5 µm
1 µm
0.3 µm
0.04 µm
Position du déversement
Limite du modèle

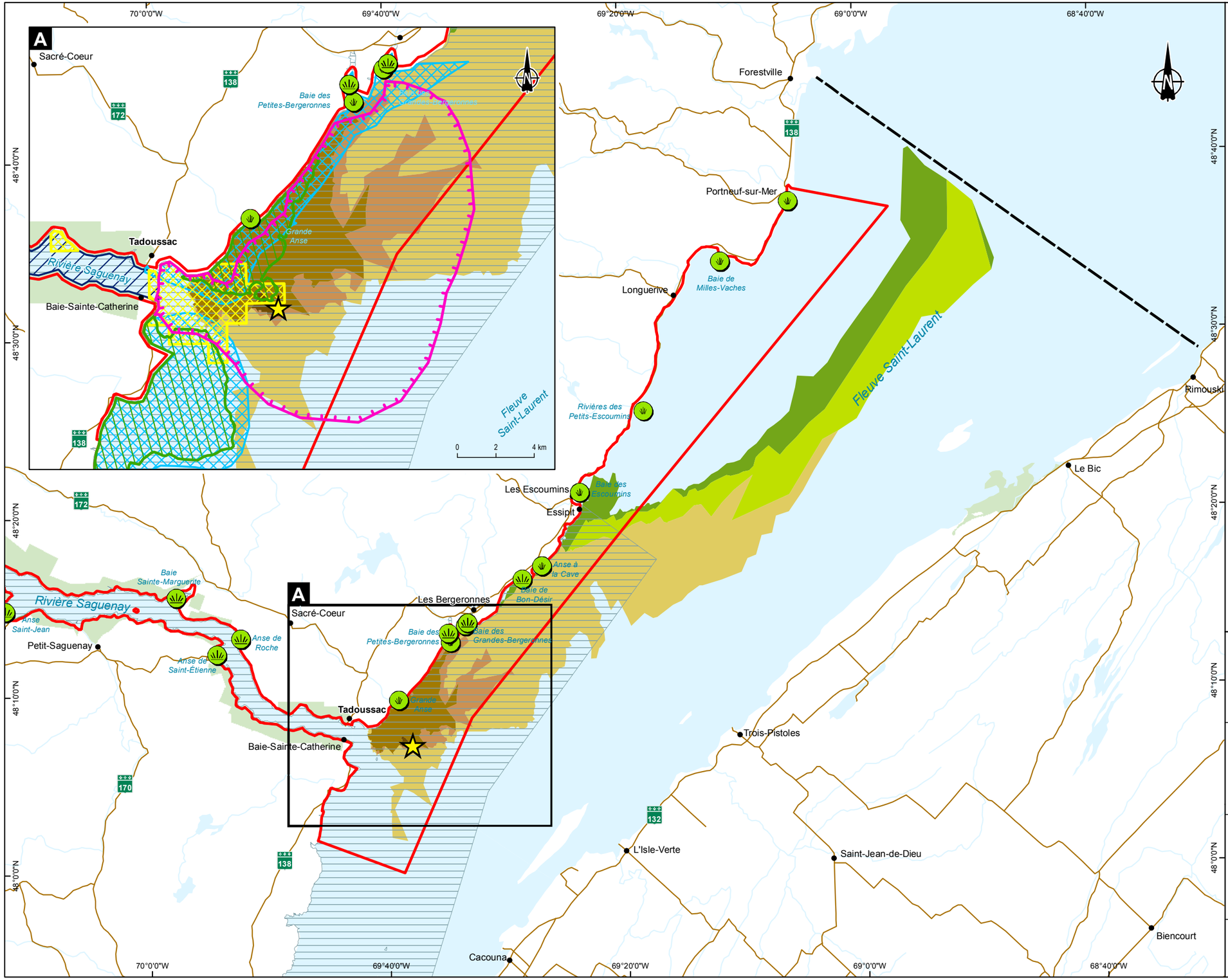

48 heures suivant
le déversement
48.7
48.6
48.5
48.4
48.3
48.2
48.1
48
47.9
47.8
-70
-69.5
-69
-68.5
50 µm
10 µm
5 µm
1 µm
0.3 µm
0.04 µm
Position du déversement
Limite du modèle


72 heures suivant
le déversement
48.7
48.6
48.5
48.4
48.3
48.2
48.1
48
47.9
47.8
-70
-69.5
-69
-68.5
50 µm
10 µm
5 µm
1 µm
0.3 µm
0.04 µm
Position du déversement
Limite du modèle

ANNEXE

C

CARTES DU CUMUL DES ZONES AFFECTÉES PAR UN DÉVERSEMENT DE DIESEL MARIN ET PRINCIPAUX RÉCEPTEURS ENVIRONNEMENTAUX DE LA ZONE D'ÉTUDE POUR LES SCÉNARIOS DE VENTS SUD-SUD-OUEST ET DU NORD-EST



Modélisation du déversement de diesel

- Point de déversement
- Limite du modèle

Épaisseur de la nappe d'hydrocarbure (microns)

- 50
- 10
- 5
- 1
- 0,3
- 0,04

Composantes du projet

- Zone d'étude élargie

Milieu biologique

- Aire de répartition estivale du béluga dans le Saguenay
- Aire de haute résidence du béluga dans le Saguenay
- Aire de concentration des rorquals
- Aire ce concentration d'oiseaux aquatiques (ACOA)

Milieux humides riverains

- Marais intertidal
- Herbier de zostère marine

Aires protégées

- Parc national
- Parc marin

Infrastructure

- Voie ferrée

Milieu physique

- Batture

Réseau routier

- Route nationale
- Route collectrice
- Route locale

Hydrographie

- Cours d'eau
- Plan d'eau

GNL QUÉBEC — ÉNERGIE SAGUENAY

Projet Énergie Saguenay
Deuxième série de réponses aux questions et commentaires de l'AÉIC
Complexe de liquéfaction de gaz naturel à Saguenay

Carte R153-1
Cumul des zones affectées par le déversement de diesel à l'embouchure du Saguenay en conditions de vent du sud-sud-ouest (après 120 heures) en fonction de l'épaisseur de la nappe d'hydrocarbure

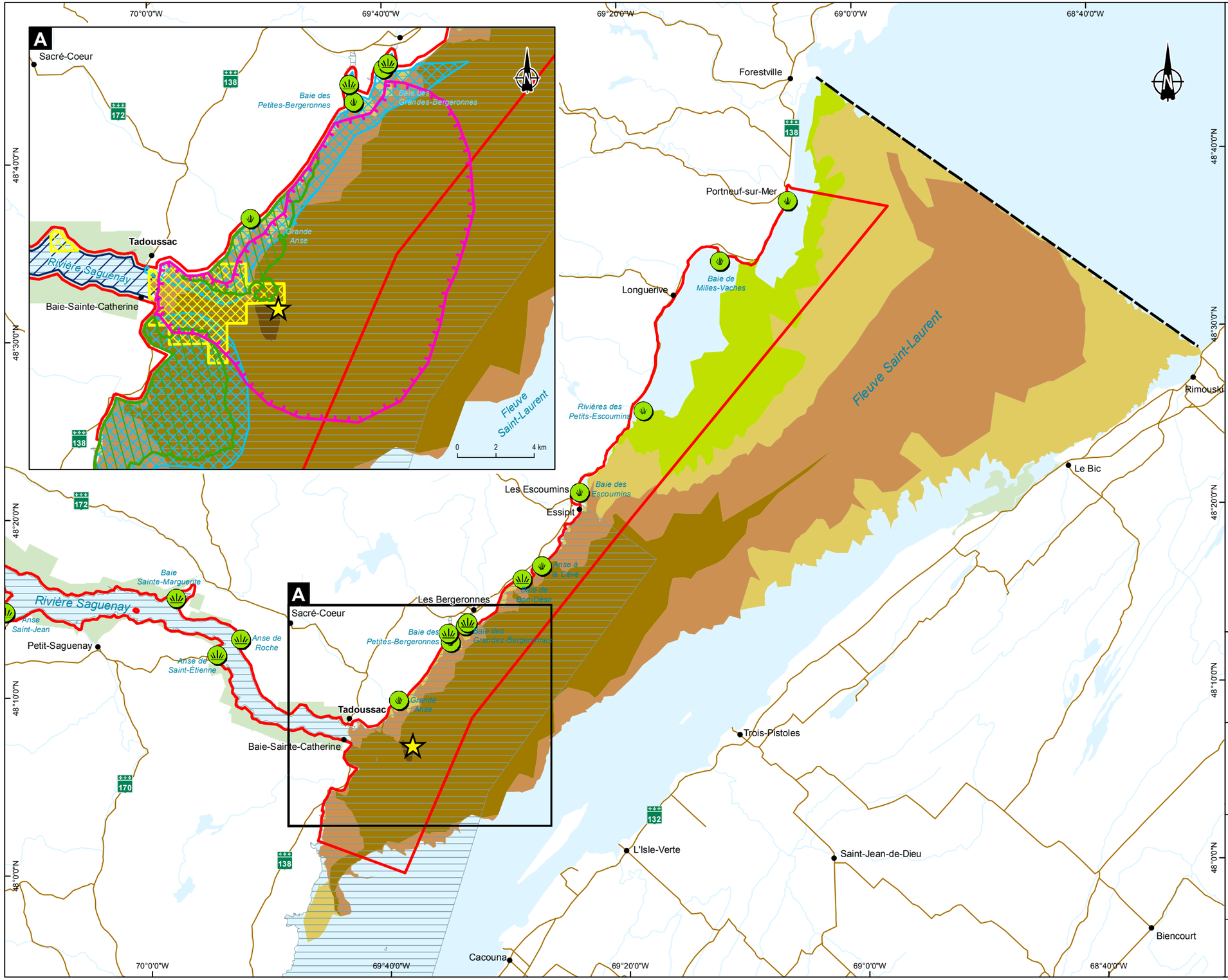
Sources
BDGA, MRN Québec, 2010 ; Parcs : TRQ, MERN, 2012
Parc National du Fjord-du-Saguenay, Parc Marin Saguenay-Saint-Laurent, Transport Canada
Inventaire au terrain, 2015 ; Inventaire sur photo aérienne 2007
Milieux humides, Gilbert (2004) et photointerprétation (WSP, 2016 et 2020)
Carte originale provient du rapport sectoriel faune aviaire, carte 14, Groupe Conseil Nutshimit-Nippour, avril 2018

0 4 8 km
MTM, fuseau 7, NAD83

Juin 2020

Conçu par : B. Ruest
Dessiné par : J.-M. Tremblay
Vérifié par : N. Fortin
161_00666_00_RQA2_cR153_1_hydrocarburesSSO_wspq_200615.mxd

wsp



Modélisation du déversement de diesel

- Point de déversement
- Limite du modèle

Épaisseur de la nappe d'hydrocarbure (microns)

- 50
- 10
- 5
- 1
- 0,3

Composantes du projet

- Zone d'étude élargie

Milieu biologique

- Aire de répartition estivale du béluga dans le Saguenay
- Aire de haute résidence du béluga dans le Saguenay
- Aire de concentration des rorquals
- Aire ce concentration d'oiseaux aquatiques (ACOA)

Milieux humides riverains

- Marais intertidal
- Herbier de zostère marine

Aires protégées

- Parc national
- Parc marin

Infrastructure

- Voie ferrée

Milieu physique

- Batture

Réseau routier

- Route nationale
- Route collectrice
- Route locale

Hydrographie

- Cours d'eau
- Plan d'eau

GNL QUÉBEC — ÉNERGIE SAGUENAY

Projet Énergie Saguenay
Deuxième série de réponses aux questions et commentaires de l'AÉIC
Complexe de liquéfaction de gaz naturel à Saguenay

Carte R153-2
Cumul des zones affectées par le déversement de diesel à l'embouchure du Saguenay en conditions de vent du nord-est (après 120 heures) en fonction de l'épaisseur de la nappe d'hydrocarbure

Sources
BDGA, MRN Québec, 2010 ; Parcs : TRQ, MERN, 2012
Parc National du Fjord-du-Saguenay, Parc Marin Saguenay-Saint-Laurent, Transport Canada
Inventaire au terrain, 2015 ; Inventaire sur photo aérienne 2007
Milieux humides, Gilbert (2004) et photointerprétation (WSP, 2016 et 2020)
Carte originale provient du rapport sectoriel faune aviaire, carte 14, Groupe Conseil Nutshimit-Nippour, avril 2018

0 4 8 km
MTM, fuseau 7, NAD83

Juin 2020

Conçu par : B. Ruest
Dessiné par : J.-M. Tremblay
Vérifié par : N. Fortin
161_00666_00_RQA2_cR153_2_hydrocarburesNE_wspq_200615.mxd

wsp

ANNEXE

R52

RAPPORT

Rôle du GN et du GNL dans la transition énergétique dans le contexte de l'Accord de Paris : Contribution de GNL Québec

ÉNERGIE SAGUENAY par GNL QUÉBEC

ANNEXE R52 -
DOCUMENT DE RÉPONSE À LA QUESTION 52

Rôle du GN et du GNL dans la transition énergétique dans le contexte de l'Accord de Paris : Contribution de GNL Québec

Version finale – Juin 2021

INTRODUCTION1
PRÉAMBULE 1
1 Le gaz naturel dans les scénarios de prévision long-terme 3
1.1 Révision des scénarios alignés avec l'Accord de Paris 3
1.2 Rôle du gaz naturel dans la Transition Énergétique, ses limites et opportunités 26
1.2.1 Consensus d'experts autour du rôle du gaz naturel 26
1.2.2 Limites et opportunités du gaz naturel 32
1.2.3 Limites du développement des énergies renouvelables et mise en perspective 38
1.2.4 Mouvance récente du développement des infrastructures gazières ... 42
1.3 Volonté mondiale à favoriser l'essor des énergies moins polluantes 44
1.3.1 Politiques d'États 44
1.3.2 Politiques corporatives 49
1.3.3 Politiques financières 53
1.3.4 Demande des ONGs en Asie pour le remplacement du charbon par le gaz naturel 55
2 GNL Québec et la réduction des gaz à effet de serre (GES) 56
2.1 La performance environnementale de GNL Québec et du gaz naturel canadien 56
2.2 Situation 1 : GNL Québec ne vient qu'en addition des besoins énergétiques .. 66
2.3 Situation 2 : GNL Québec ne vient que remplacer des sources de gaz naturel existantes 67
2.4 Situation 3 : GNL Québec vient remplacer du pétrole 68
2.5 Situation 4 : GNL Québec vient remplacer du charbon 68
2.6 Le scénario le plus actuel de GNL Québec 69
2.7 Le remplacement d'énergies et l'effet rebond 71
2.8 Exemples concrets de réduction des GES grâce au GNL et au gaz naturel 79
3 Le gaz naturel et le verrouillage carbone 82
3.1 Besoins long terme en gaz naturel pour la stabilité du réseau 82
3.2 Perspective en lien avec l'hydrogène et le rôle du gaz naturel 84
3.3 Réutilisation des infrastructures gazières 86
3.4 Émergence de la capture du carbone 87
CONCLUSION 91

INTRODUCTION

Ce document annexe a été préparé afin de fournir des éléments d'information complémentaires au MELCC en addition à la documentation préalablement déposée dans le cadre du processus d'autorisation et des avis émis par la commission du BAPE, en ce qui a trait la réduction des gaz à effet de serre (GES) au niveau mondial ainsi qu'au rôle du gaz naturel dans la transformation des systèmes énergétiques mondiaux. Il est important de noter qu'au-delà de la réduction des GES, le gaz naturel (par sa composition chimique) n'émet pas de particules fines ou d'éléments de pollution atmosphérique ce qui en fait un combustible de choix en remplacement du charbon et du pétrole. À cet effet, le document va s'intéresser aux prévisions en lien avec le gaz naturel / gaz naturel liquéfié dans les scénarios de prévisions à long terme, puis aux perspectives de réduction de gaz à effet de serre au niveau mondial à travers le projet Énergie Saguenay, et enfin au niveau de risque de verrouillage carbone en lien avec le développement et/ou l'exploitation d'infrastructures gazières.

PRÉAMBULE

Avant de commencer la description plus précise du rôle du gaz naturel dans la transition énergétique et des perspectives de réduction de GES en lien avec le projet GNL Québec, une liste de citations ci-bas montre le positionnement de certaines organisations et gouvernements vis-à-vis du gaz naturel. Pour des raisons de précision du langage, ces citations resteront dans leur langue originale.

"In conclusion, the verdict—based on the history of past energy transitions, on the unprecedented scales of the unfolding shift, on the limits of alternative pathways, and on the enormous and immediate energy needs of billions of people in low-income countries—is clear. Designing hypothetical roadmaps outlining complete elimination of fossil carbon from the global energy supply by 2050 is nothing but an exercise in wishful thinking that ignores fundamental physical realities. And it is no less unrealistic to propose legislation, as has been done in the US Congress, claiming that such a shift can be accomplished in the US by 2030. Such claims are simply too extreme to be defended as aspirational. The complete decarbonization of the global energy supply will be an extremely challenging undertaking of an unprecedented scale and complexity that will not be accomplished—even in the case of sustained, dedicated and extraordinarily costly commitment—in a matter of a few decades." 1er avril 2020. [i]

Mr. Vaclav Smil - Professeur émérite distingué, faculté d'environnement, Université du Manitoba.

Mrs. Ditte Juul Jørgensen highlighted gas as a key opportunity for transatlantic cooperation, as the European Commission maintains that "we are going to need gas as part of the transition" to a carbon neutral economy. "Natural gas is a source of flexibility in the energy and is significantly less carbon intensive than coal," she argued. Liquefied

natural gas (LNG), therefore will be a welcome new energy source for Europe to add to its energy mix, helping to provide an alternative to both high carbon coal as well as potentially insecure gas supplies from Russia. Février 2020[ii]

Mrs. Ditte Juul Jørgensen - Directrice Générale pour l'Énergie à la Commission Européenne

"We cannot escape the virus. But LNG is going to be a growth business for some time to come". "So it will be a competitive market, but I think on average, even with more efficiency and renewables, LNG is cheaper. And in 2040, it will grow at an average rate of around 3%". Sept 2020[iii]

Daniel Yergin - Sommité dans le domaine de l'énergie, de la géopolitique et d'économie, auteur de best sellers, and vainqueur du Prix Pulitzer

Maria Van der Hoeven says environmentalists who have attacked the use of natural gas to replace coal because it's also a fossil fuel are being unrealistic if they think the world can wean itself off all fossil fuels in a decade or less. "There are now people that think they can have this energy transition in 10 years, well, be my guest. It's impossible," she said, noting the transition will take time. Nov 2019[iv]

Maria van der Hoeven, Directrice executive de l'AIE entre 2011 et 2015 & ancienne politicienne hollandaise

"Natural gas is one of the mainstays of global energy. Where it replaces more polluting fuels, it improves air quality and limits emissions of carbon dioxide. In this analysis, we explore how widespread and durable this role might be in some of today's key energy markets". July 2019[v]

Dr Fatih Birol, Directeur exécutif de l'AIE.

"I see a huge opportunity for U.S. LNG, having a major market share in Asia, especially in replacing inefficient coal plants because the biggest headache today in China, India and Thailand…is the air pollution in the cities, local pollution in the cities. And natural gas may well be the key solution to all of those countries, and they're building LNG terminals."

Dr Fatih Birol, Directeur exécutif de l'AIE.

"I have not seen a credible modeling of getting to deep decarbonization without having a continuing role for natural gas for some time."

Ernest Moniz – ancien secretaire d'état à l'énergie sous le Président Obama. Il a notamment noté que le gaz naturel jouera un rôle fondamental dans le développement des EnR pour trouver des solutions climatiques pragmatiqus

"With an annual consumption of approx. 95 billion cubic metres, Germany is one of the largest sales markets for natural gas in the European Union, and is also an important transit country for gas.Gas will continue to make a major contribution to Germany's energy supply in the coming decades… Whilst the heat market is still by far the most important market for natural gas, this type of fuel is now being used for other purposes as well. In particular, gas can play an important role in the transition from fossil fuels to renewables in the power sector. Furthermore, natural gas also lends itself to being used in the transport sector. It has lower carbon emissions than other fossil fuels and is therefore more climate-friendly[vi]

German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy

1 LE GAZ NATUREL DANS LES SCÉNARIOS DE PRÉVISION LONG-TERME

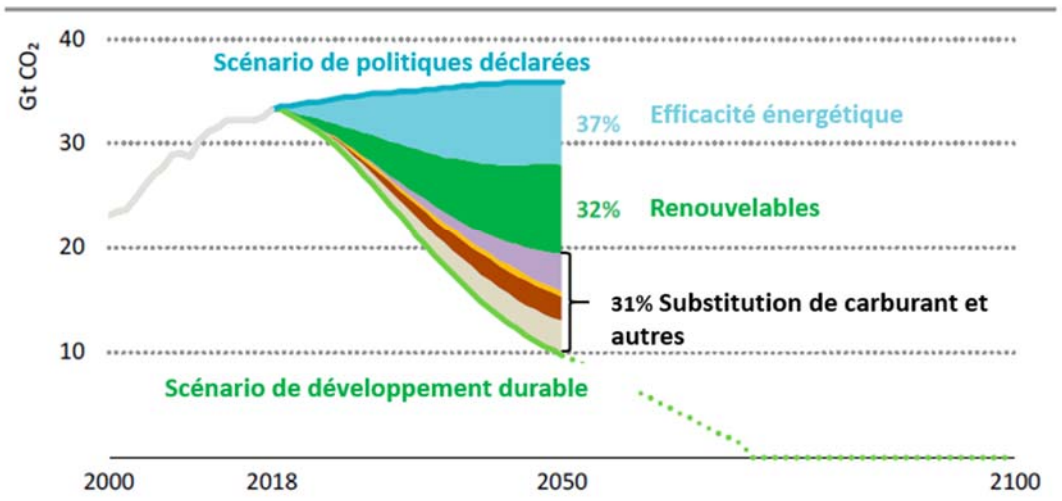
1.1 Révision des scénarios alignés avec l'Accord de Paris

Dans cette section, nous allons présenter les scénarios les plus avancés et crédibles en termes d'évolution du bouquet énergétique mondial par type d'énergie qui sont considérés avoir pris en compte les engagements de l'Accord de Paris. Rappelons que « l'objectif central de l'Accord de Paris est de renforcer la réponse mondiale à la menace du changement climatique en maintenant l'augmentation de la température mondiale à un niveau bien inférieur à 2 degrés Celsius par rapport aux niveaux préindustriels et de poursuivre les efforts pour limiter encore davantage l'augmentation de la température à 1,5 degré Celsius », d'après le site de l'UNFCC[vii].

Il est également important de souligner qu'en plus d'avoir à gérer une transformation en profondeur des systèmes énergétiques mondiaux, les différents États doivent également résoudre les problématiques d'accès à l'électricité (en 2018, juste en Afrique, plus de 600 millions de personnes n'avaient pas accès à l'électricité, alors que plus de 2 milliards de personnes utilisent la biomasse – principalement le bois – pour le chauffage et la cuisson en 2019[viii]), les problématiques de croissance démographique dans les pays en développement, et les volontés de développement économique sachant que jusqu'à maintenant la croissance économique mondiale (croissance du PIB) était fortement indexée sur la croissance des émissions de GES[ix].

À cet effet, nous avons considéré les entités qui peuvent être vues comme référence en la matière, principalement grâce à leur connaissance fine et approfondie des enjeux énergétiques mondiaux, mais également des solutions pouvant être mises en œuvre afin de remplir les objectifs de l'Accord de Paris. Il est important de rappeler que l'attente des objectifs tourne principalement autour de trois grandes thématiques qui sont l'efficacité énergétique, le recours aux énergies renouvelables (EnR) et l'utilisation de nouvelles technologies (CCUS, etc.) ainsi que le remplacement de combustibles plus polluants comme le charbon par d'autres combustibles moins polluants comme le gaz naturel. Cette approche est parfaitement représentée dans le graphique ci-dessous tiré du *World Energy Outlook* 2019 (WEO 2019) de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIÉ)[x].

Solutions pour atteindre les objectifs des Accords de Paris



Source: AIE, WEO 2019

Avant de regarder de façon plus détaillée les différents scénarios, nous pensons important de partager le tableau de la page suivante, qui remet les quantités d'énergie en perspective.

D'un point de vue mondial, la situation vis-à-vis du charbon est la suivante :

- Production d'électricité – La quantité de capacité de production d'électricité au charbon est proche de **2000 GW**[xi] (soit 50 fois la capacité de production hydroélectrique québécoise, ou 3 fois la capacité de production éolienne maximale au niveau mondial[xii]), et ce à travers plus de **6700 centrales autour du monde**, dont 4450 juste en Asie (principalement en Inde et Chine). Comparé au contenu énergétique transitant à travers GNL Québec, c'est environ **200 usines de liquéfaction comme Énergie Saguenay** qui seraient nécessaires pour remplacer le charbon consommé dans ces 6700 centrales.
- Génération de chaleur – Cependant, le charbon n'est pas uniquement utilisé pour des fins de production d'électricité. Environ **35% de la consommation est vouée à de la création de chaleur** (soit environ **14 000 TWh d'équivalent énergie**). Remplacer cette demande représente environ **100 usines de liquéfaction supplémentaires comme Énergie Saguenay** pour fournir cette énergie à l'industrie. Ces chiffres sont faramineux, ce qui justifie le besoin pour les pays de regarder toutes les solutions disponibles sur la table, à savoir le recours au gaz naturel, mais aussi à d'autres combustibles renouvelables tels que l'hydrogène ou le gaz naturel renouvelable.

Pays	Consommation énergie primaire (Mtoe) - 2018			Équivalent énergie fournie par GNL Québec (arrondi)*		Consommation énergie primaire (%) - 2018			% charbon dans la production d'électricité (2018)
	Pétrole	Gaz naturel	Charbon	Pétrole	Charbon	Pétrole	Gaz naturel	Charbon	
Allemagne	113.2	75.9	66.4	8.1	4.8	35%	23%	21%	43%
France	78.9	36.7	8.4	5.7	0.6	33%	15%	3%	2%
Royaume-Uni	77.0	67.8	7.6	5.5	0.5	40%	35%	4%	5%
Italie	60.8	59.5	8.9	4.4	0.6	39%	39%	6%	10%
Turkey	48.6	40.7	42.3	3.5	3.0	32%	26%	28%	37%
Espagne	66.6	27.1	11.1	4.8	0.8	47%	19%	8%	14%
Pologne	32.8	17.0	50.5	2.4	3.6	31%	16%	48%	77%
Pays-Bas	40.9	30.7	8.2	2.9	0.6	48%	36%	10%	24%
Ukraine	9.6	26.3	26.2	0.7	1.9	11%	31%	31%	32%
Belgique	34.1	14.5	3.3	2.4	0.2	55%	23%	5%	1%
République Tchèque	10.6	6.9	15.7	0.8	1.1	25%	16%	37%	47%
Afrique du Sud	26.3	3.7	86.0	1.9	6.2	22%	3%	71%	88%
Chine	641.2	243.3	1,906.7	46.0	136.7	20%	7%	58%	64%
Inde	239.1	49.9	452.2	17.1	32.4	30%	6%	56%	75%
Japon	182.4	99.5	117.5	13.1	8.4	40%	22%	26%	29%
Corée du Sud	128.9	48.1	88.2	9.2	6.3	43%	16%	29%	42%
Indonésie	83.4	33.5	61.6	6.0	4.4	45%	18%	33%	57%
Thaïlande	65.8	42.9	18.5	4.7	1.3	49%	32%	14%	20%

Pays	Consommation énergie primaire (Mtoe) - 2018			Équivalent énergie fournie par GNL Québec (arrondi)*		Consommation énergie primaire (%) - 2018			% charbon dans la production d'électricité (2018)
	Pétrole	Gaz naturel	Charbon	Pétrole	Charbon	Pétrole	Gaz naturel	Charbon	
Taiwan	50.0	20.3	39.3	3.6	2.8	42%	17%	33%	47%
Malaisie	36.9	35.5	21.1	2.6	1.5	37%	36%	21%	43%
Vietnam	24.9	8.3	34.3	1.8	2.5	29%	10%	40%	43%
Pakistan	24.3	37.5	11.6	1.7	0.8	29%	44%	14%	12%
Philippines	22.0	3.5	16.3	1.6	1.2	47%	7%	35%	46%
Bangladesh	9.0	24.4	2.1	0.6	0.2	25%	68%	6%	3%
			TOTAL	151.1	222.6				

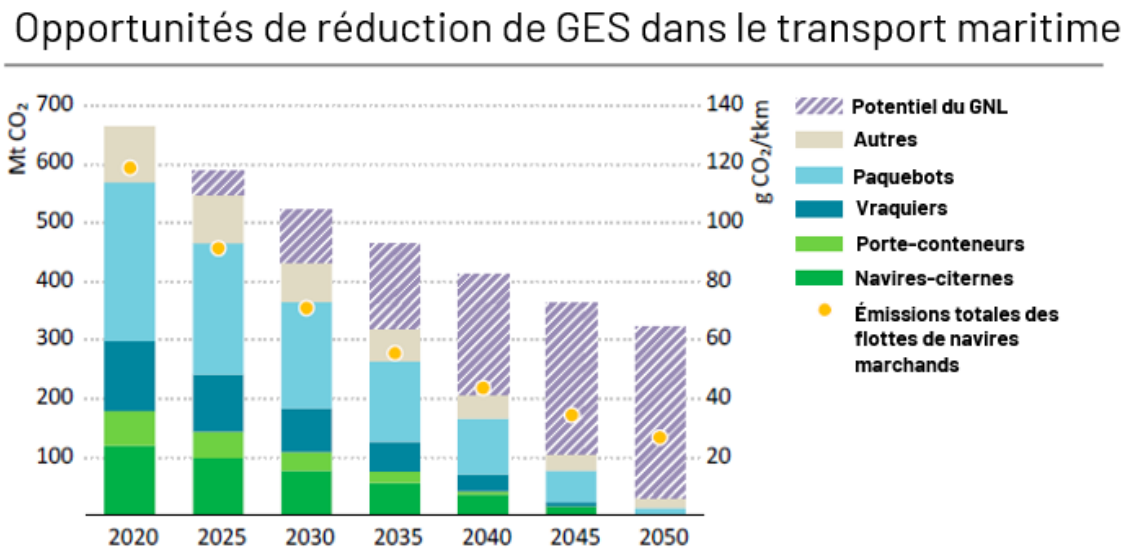
** ou nombre d'usines équivalentes à Énergie Saguenay pour remplacer cette consommation de pétrole ou de charbon en énergie équivalente*
Mtoe = million tonnes de pétrole équivalent

- En outre, le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) calcule que si le monde veut une chance décente de maintenir le réchauffement en dessous de 1,5C - l'objectif ambitieux de l'accord de Paris - il doit limiter toutes les futures émissions de dioxyde de carbone et d'autres gaz à effet de serre à l'équivalent de 420 à 580 milliards de tonnes de dioxyde de carbone. Les centrales au charbon d'aujourd'hui pourraient utiliser jusqu'à 60-85% de ce budget à elles seules. Le budget 2C est plus généreux: 1170 à 1500 milliards de tonnes gaz carbonique. Mais si les centrales à charbon existantes utilisent entre un quart et un tiers de cette allocation, les chances de rester dans les limites sont minces. **Le recours au gaz naturel dans l'atteinte de ces objectifs dans l'horizon 2040 demeure donc un élément essentiel d'un bouquet de solutions**, vu l'envergure et l'urgence des changements requis.
- Les circonstances uniques de 2020 (COVID) ont engendré une baisse de 7 % de la consommation mondiale de charbon. Or, selon un rapport publié en décembre 2020[xiii] par l'ONU et une coalition internationale de chercheurs sur le climat, l'objectif de 2C de Paris exige de baisser la consommation de charbon du même montant chaque année pendant une décennie. L'objectif de 1,5C, quant à lui, exigerait des réductions de 11 % par an dans la consommation de charbon sur la même période. De tels objectifs ne sont atteignables dans la prochaine décennie que par une panoplie de solutions, dont il serait imprudent et non-pragmatique d'exclure le GNL.

Cependant, le charbon n'est pas l'unique source d'énergie que les pays veulent réduire. Nous rappelons que la source première d'énergie consommée autour du monde est le pétrole, qui est utilisé notamment dans les transports et la génération d'électricité. À cet effet, des engagements importants ont eu lieu pour réduire la consommation de pétrole dans les transports, notamment dans le transport maritime. L'organisation Maritime Internationale a mis en place leur nouvelle réglementation IMO 2020[xiv] afin de réduire de façon drastique les émissions de soufre, ce qui ne peut passer que par l'arrêt de l'utilisation du pétrole dans le combustible des bateaux.

En section II-H, nous allons présenter des exemples concrets de cette approche, qui se traduit par l'émergence très rapide de l'avitaillement en GNL dans le secteur maritime, notamment en Europe et en Asie, mais aussi sur des avenues maritimes telles que le Saint Laurent. Il serait important pour le Québec et le Canada de participer à cette transition énergétique maritime, en offrant des points d'avitaillement GNL au trafic entrant ou sortant de la zone commerciale. Le tableau suivant, fourni par l'AIE,[xv] montre le potentiel du GNL dans le remplacement du pétrole dans les transports maritimes en accord avec l'IMO 2020.

Ainsi, l'AIE estime que la demande supplémentaire créée par l'*IMO Sulphur Cap* pourrait résulter en une demande supplémentaire de GNL de l'ordre de 110 millions de tonnes par an d'ici 2050. À la fin 2019, il y avait plus de 130 navires fonctionnant au GNL en commande. L'AIE ajoute que ce chiffre pourrait atteindre 1200 millions de tonnes par an si on allait remplacer le pétrole par du gaz naturel dans tous les transports lourds. Il est évident qu'un mix d'électrification, d'hydrogène et de gaz naturel sera mis en place pour les transports lourds, réduisant ainsi de façon importante ce 1200 millions de tonnes par an.

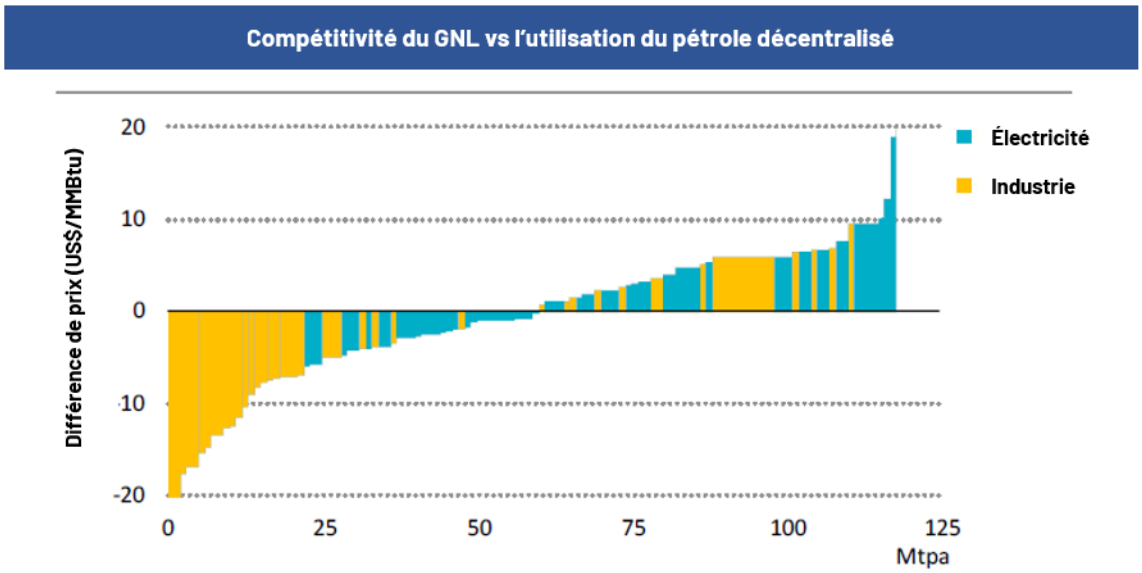


Si on regarde précisément l'utilisation du pétrole dans la génération décentralisée d'électricité (ce qui est le cas dans le Nord-du-Québec par exemple), l'AIE estime que remplacer ce pétrole par du gaz naturel peut permettre de réduire les GES sur le cycle de vie complet de 20 à 40%, tout en réduisant de façon importante les émissions de soufre (qui peuvent résulter en pluies acides), et que cela représente une demande supplémentaire de l'ordre de 60 millions de tonnes de GNL supplémentaire d'ici 2040, sans coût supplémentaire. Le tableau suivant[xvi] présente le potentiel de remplacement qui est principalement porté par les pays émergents asiatiques où le pétrole est encore beaucoup utilisé dans l'industrie et la production d'électricité.

Cette statistique est particulièrement probante pour les besoins énergétiques des industries lourdes de transformation sur la Côte-Nord du Québec, par exemple dans les usines de bouletage du fer ou dans la production d'aluminium, où le mazout lourd continue de jouer un rôle prépondérant et où une conversion au gaz naturel livré par voie maritime pourrait substantiellement réduire le bilan carbonique industriel du Québec par rapport à l'alternative de mazout lourd qui sévit présentement. Ces processus industriels nécessitent une flamme, que les énergies renouvelables ne peuvent fournir, ou que l'hydrogène renouvelable ne pourra subvenir économiquement avant un abaissement substantiel des prix d'ici 2045+. L'accès à une énergie plus propre, à un coût inférieur, et en quantité industrielle, permettra d'abattre le mazout et le diesel plus tôt, et d'amorcer la transition énergétique des industries lourdes du Québec – ce qui s'applique également à beaucoup d'autres géographies dans le Monde.

L'apport de GNL en quantité adéquate sur la Côte-Nord favoriserait en outre l'émergence d'un secteur secondaire et tertiaire de transformation des ressources naturelles, améliorant la balance commerciale du Québec, avec des exportations à plus haute valeur ajoutée.

Par ailleurs, le GNL substitué au mazout lourd et au diesel dans les industries de la Fosse du Labrador et sur la Côte-Nord habiliterait l'émergence de sources locales de gaz naturel renouvelable.



Enfin, en termes de perspective de demande et de taille du marché accessible au GNL, le tableau suivant construit à partir des données de Poten & Partners[xvii] montre une croissance importante du nombre de pays capables d'importer du GNL. Avant la signature du Protocole de Kyoto en 1997, seuls 9 pays disposaient de terminaux d'importation de GNL. En 2014, 31 pays importaient du GNL. Depuis la signature de l'Accord de Paris de 2015, les importations mondiales de GNL sont rapidement passées de 242,5 mtpa à 356,1 mtpa et à la fin de 2021, 44 pays à travers le monde disposaient de terminaux d'importation de GNL. Les experts prévoient que le nombre de pays importateurs de GNL atteindra 53 ou plus d'ici 2026[1].

[1] Outre les 44 pays mentionnés ci-dessus: Bahreïn a mis en service son terminal en 2020, mais n'a pas encore reçu de cargaison; Le Ghana a achevé la construction de son nouveau terminal d'importation de GNL en février 2021; Les projets d'importation de GNL au Vietnam, au Salvador et au Nicaragua devraient tous deux être achevés d'ici la fin de 2021; Des projets au Bénin, en Allemagne, à Hong Kong et aux Philippines devraient également être opérationnels d'ici 2026.



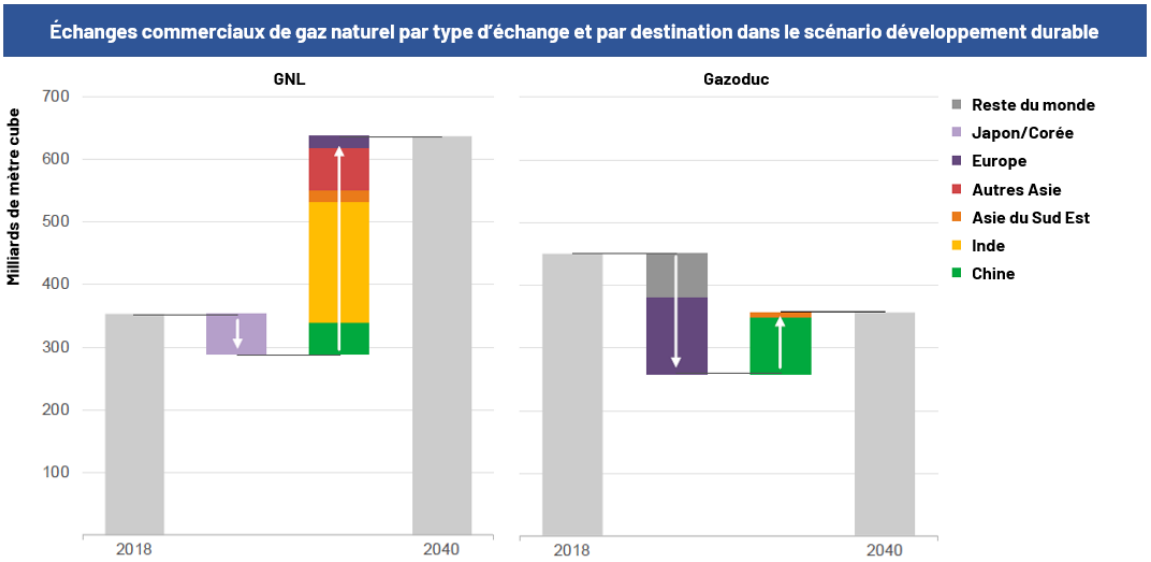
L'analyse succincte des scénarios suivants va permettre d'apporter un peu plus de couleurs sur le potentiel du gaz naturel dans la transition énergétique, notamment dans le remplacement du charbon et du pétrole comme décrit ci-haut. Le tableau suivant fournit une vision globale de la part de chaque type d'énergie dans le bouquet d'énergie primaire pour chacun des scénarios en 2050 (quand disponible).

	Pétrole	Gaz naturel	Charbon	EnR
AIE – SDS (2040)	23%	24%	11%	33%
DNV-GL	16%	29%	9%	41%
WM AET-2	15%	25%	8%	38%
BP (Rapid)	14%	21%	4%	53%
Shell	22%	17%	14%	49%
AIE NZE 2050	8%	11%	3%	48%

Scénario 1 – AIÉ – Développement Durable

L'AIE a établi un grand nombre de différents scénarios dans l'optique d'atteindre les objectifs de l'Accord de Paris. Leur scénario de référence appelé SDS (*Sustainable Development Scenario*) est entièrement compatible avec les objectifs de l'Accord de Paris (comme confirmé par la Commission du BAPE) et établit une liste de solutions à mettre en œuvre au-delà des politiques déjà décidées afin d'accélérer la transition énergétique. L'AIE fait également état de leur volonté de se concentrer d'une façon moindre sur les émissions négatives (ou capture du CO_2 dans l'atmosphère à travers des puits de CO_2) pour augmenter le réalisme de la mise en œuvre de telles politiques. Il est expliqué que le SDS est moins basé sur les émissions négatives que les scénarios du GIEC, et que donc sa trajectoire est largement à l'intérieur de l'enveloppe définie par le GIEC. De plus, l'AIE a aussi émis deux rapports importants sur le rôle du gaz naturel dans la transition, qui seront expliqués plus tard dans le document[xviii].

Dans ce scénario, le gaz naturel est appelé à jouer un rôle critique dans la transition, en gardant notamment une part de l'ordre de 24% du mix énergétique mondial en 2040 en comparaison au 23% en 2018[xix]. Le niveau de demande en gaz naturel dans ce même scénario va rester relativement constant entre 2018 et 2040, mais le mix entre le gaz naturel transigé via gazoduc en comparaison au gaz naturel transigé via GNL va drastiquement changer. En effet, la demande en GNL va augmenter de 80% sur cette même période quand la demande en gaz naturel par gazoduc va décroitre de 18%[xx]. On va donc passer d'une répartition 45% GNL / 55% gazoduc à une répartition 65% GNL / 35% gazoduc[xxi].



Cette tendance qui est confirmée par les autres scénarios ci-bas n'a pas fait l'objet de conclusions particulières de la part de la commission du BAPE. Nous jugeons ce point très important, car il confirme que le marché du gaz naturel mondial ne doit pas être uniquement analysé à travers la lentille de la demande. La notion d'approvisionnement doit être ajoutée à l'équation, et à cet effet, des changements majeurs vont avoir lieu mondialement, que ce soit en Europe avec la fermeture du champ gazier de Groningen aux Pays-Bas (équivalent de 2.4 Gpi³/j de production de gaz naturel domestique, soit 1,5x le projet Énergie Saguenay) ou la réduction de la production de gaz naturel en Norvège de l'ordre de 40% d'ici 2030 (équivalent d'une perte de 8 Gpi³/j de production de gaz naturel, soit plus de 5x le projet Énergie Saguenay)[2] – ce qui correspond à un total combiné de perte de production de l'ordre de 6,5x le volume de gaz naturel qui transiterait via le projet Énergie Saguenay. On s'attend aussi à une réduction significative de la production de GNL à partir d'usines déjà en exploitation, notamment à Trinidad & Tobago, en Indonésie ou en Malaisie (qui deviendraient des importateurs de GNL[xxii])pour des volumes perdus qui pourraient représenter près de 80 millions de tonnes de GNL d'ici 2040. Ainsi de nouvelles installations de GNL doivent être construites afin de pouvoir couvrir cette perte de production domestique (environ 6,5x le volume de production d'Énergie Saguenay pour la production domestique européenne) ou cette perte de production existante de GNL (environ 8x le volume de production d'Énergie Saguenay).

Scénario 2 – GIEC

Dans cette partie nous n'allons pas couvrir l'intégralité des scénarios du GIEC qui sont au nombre d'environ 90 pour les dernières mises à jour. Cependant, dans son document *Summary for Policymakers* (IPCC, 2019)[xxiii], le GIEC reprend 4 scénarios (*Path 1, Path 2, Path 3, Path 4*) qui sont extraits des quelques 90 scénarios qui ont été réalisés dans leur dernier rapport et illustrent des situations relatives à différents paramètres pris pour chaque scénario (Capture du carbone ou CDR, gestion des émissions en agriculture ou AFOLU, etc.). Sur ces 4 scénarios, 2 scénarios font état d'une croissance de la demande en gaz naturel d'ici 2030 (P3, P4), et tous font état d'une décroissance massive du charbon d'ici 2030 – quand P1 et P2 font état d'une décroissance de la demande en gaz naturel. P3 fait référence à une augmentation de 21% de la demande en gaz naturel d'ici 2050 par exemple. Il est important de rappeler que tous ces scénarios sont compatibles avec les objectifs de limitation du réchauffement à 1,5C d'ici 2100 en comparaison à l'ère préindustrielle (IPCC, 2019)[xxiv]. Tous les scénarios préconisent un contrôle important des émissions de méthane d'ici 2050 (réduction de 50%) ce qui est un objectif que le gouvernement fédéral canadien a commencé à attaquer avec ses nouvelles réglementations. L'Europe a également emboité le pas (U.E, 2020)[xxv], afin de réussir sa réduction de 55% des émissions de méthane d'ici 2030. Ces décisions autour du méthane (notamment pour le secteur de l'énergie) sont très importantes pour assurer un rôle majeur au gaz naturel dans la transformation globale des systèmes énergétiques,

2 Rappel: Énergie Saguenay représente un volume de 1.55 Gpi³/j donc environ 15% de la perte de production domestique anticipée en Europe.

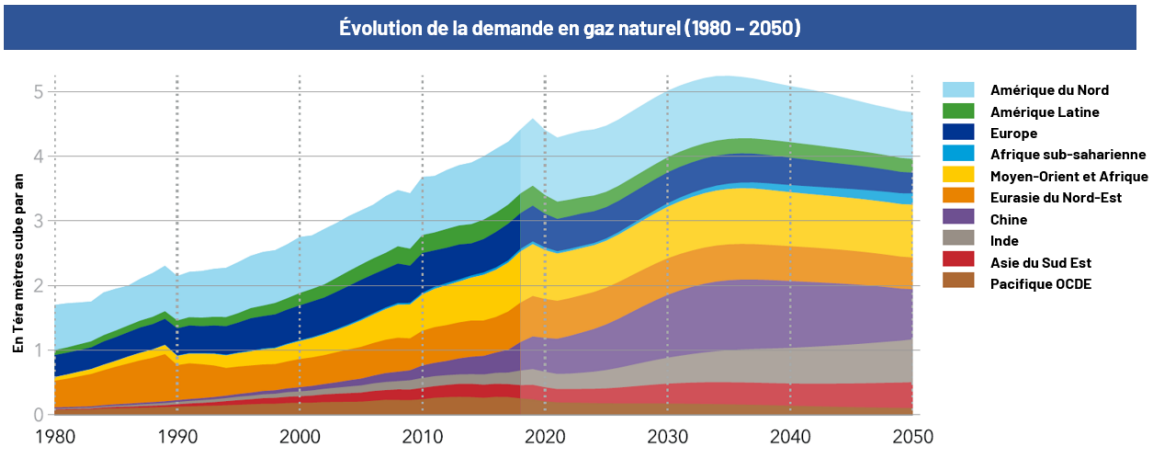
particulièrement ceux du charbon et des industries lourdes. Enfin, il est important de noter que sur les 90 scénarios du GIEC, uniquement 18 présentent des émissions nettes à zéro en 2050, même si tous les scénarios sont en accord avec ce qui doit être fait pour atteindre les objectifs de l'Accord de Paris

Scénario 3 – DNV-GL

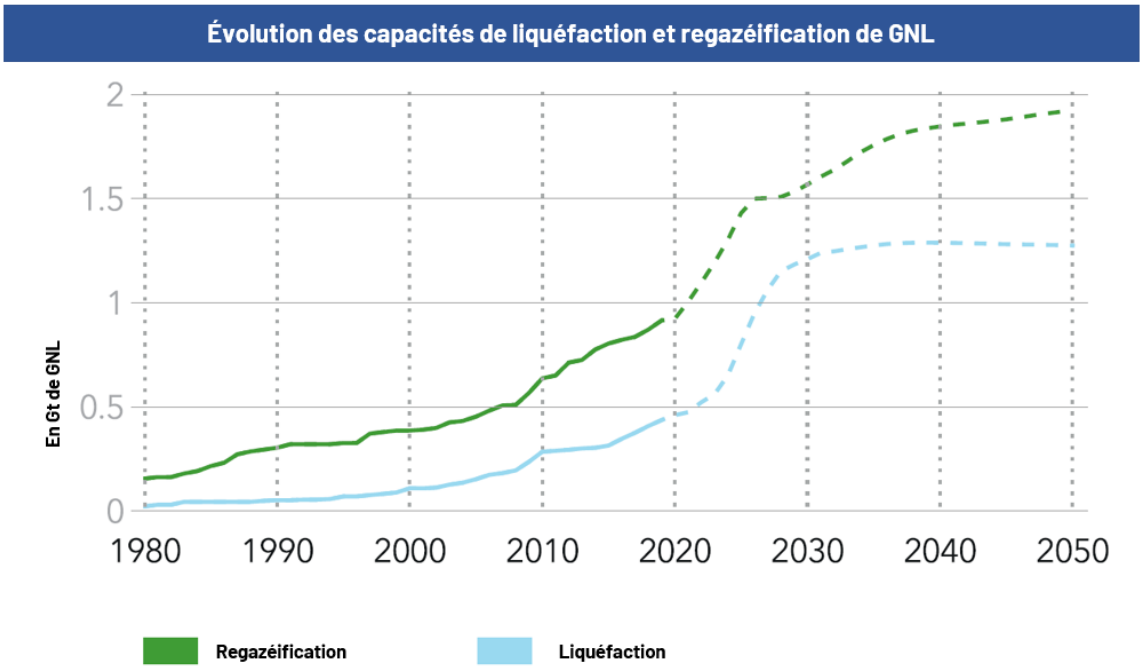
En septembre 2020, la compagnie norvégienne DNV-GL (maintenant DNV) a émis son propre rapport de prévisions du milieu énergétique d'ici 2050, afin d'être aligné avec l'Accord de Paris (*Energy Transition Outlook 2020*). Tout comme l'AIE, DNV se repose sur un groupe d'experts multidisciplinaires de l'industrie de l'énergie, mais aussi d'organismes non gouvernementaux ou du monde de la finance. Ils estiment notamment que les politiques en place nous dirigent vers une augmentation de la température de l'ordre de 2,3C d'ici 2100. Dans ce scénario, le gaz naturel est le combustible fossile le plus résilient et représentera la source d'énergie la plus importante jusqu'en 2050, alors que les EnR dans leur ensemble représenteront la plus grosse part de la production électrique d'ici 2050.

Dans ce scénario la demande en gaz naturel devrait atteindre un pic d'ici 2035 avant de décroitre au niveau de 2020 d'ici 2050. Comme dans le scénario de BP couvert plus bas et le SDS de l'AIE, la place du gaz naturel reste importante notamment de par sa possible utilisation dans la production d'hydrogène, mais aussi dans des secteurs où la décarbonation est plus complexe tels que l'industrie et le transport maritime.

Le graphique suivant[xxvi] présente leurs projections de la demande en gaz naturel par région d'ici 2050. Ils estiment qu'en dépit d'une décroissance de la demande sur les marchés matures tels que l'Europe ou le Japon, les pays émergents vont augmenter de façon importante leurs besoins en gaz naturel, principalement pour remplacer leurs sources d'énergie actuelles (le charbon), mais aussi fournir une énergie à plus faible empreinte carbone aux personnes qui n'y ont pas accès. Ils estiment aussi que l'Europe va voir sa production domestique décroitre de 58% d'ici 2050.



En se focalisant plus précisément sur le marché du GNL, DNV estime que ce sera le vecteur de croissance le plus important dans le marché du gaz naturel avec une croissance estimée de près de 130% d'ici 2040 pour ensuite rester stable, comme le montre le graphique ci-bas[xxvii].



Enfin, DNV a également réalisé une analyse de sensibilité sur la demande en gaz naturel en fonction de plusieurs critères. Le tableau suivant[xxviii] qui reprend les informations du rapport montre que la demande en gaz naturel va être très résiliente et même avoir tendance à augmenter si certaines décisions d'accélération de sortie du charbon sont prises.

Niveau 2050		Paramètres d'incertitudes testés									
		Prix charbon[3]		Prix gaz naturel[4]		Prix taxe carbone		Apprentissage photovoltaïque		Apprentissage éolien	
Niveau sensibilité	Base	-50%	+50%	-50%	+50%	+100%	+300%	-50%	+50%	-50%	+50%
Demande en gaz naturel (EJ/an)	165	140	201	160	168	169	178	165	165	168	161

[3] Indique que le prix est +/- 50% plus haut que le prix moyen du scénario

[4] Indique que le prix est +/- 50% plus haut que le prix moyen du scénario

Scénario 4 – Wood Mackenzie AET-2

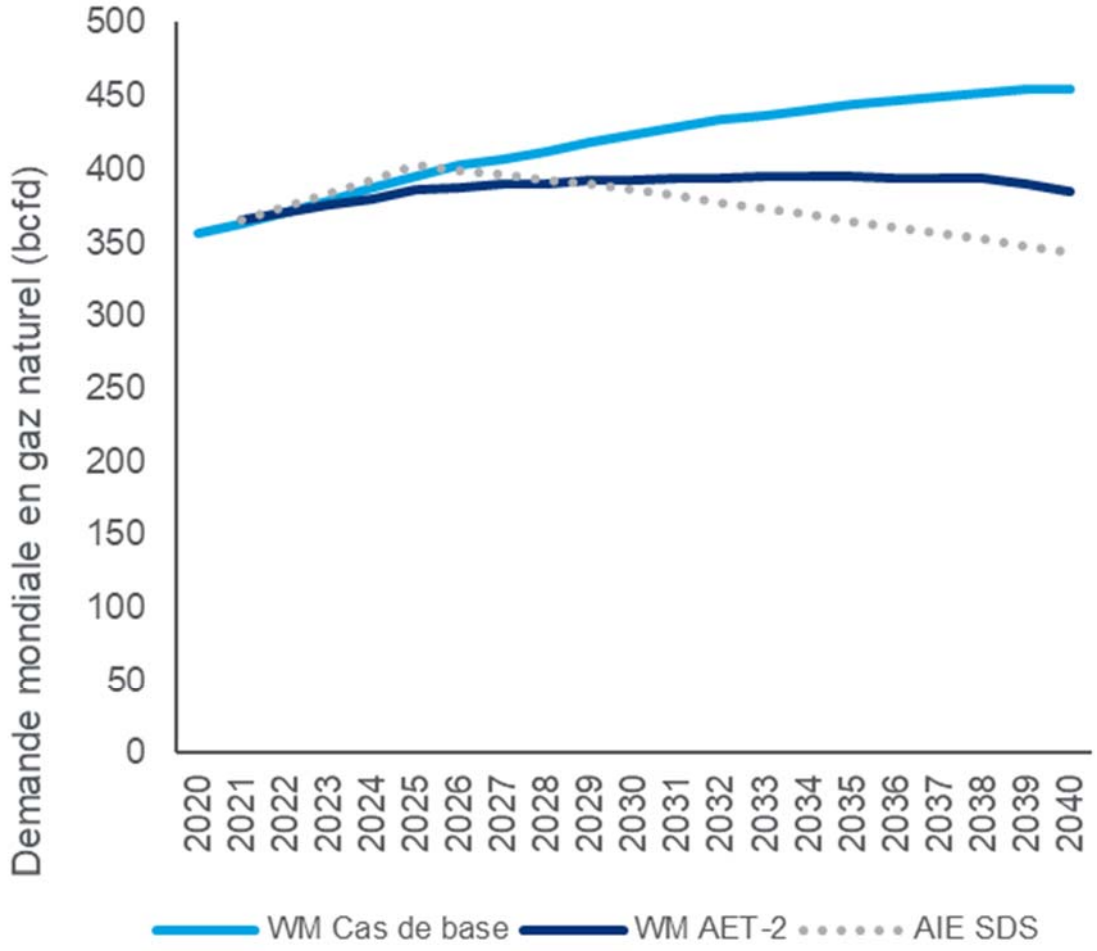
La compagnie de recherche et de consultants dans le secteur de l'énergie, Wood Mackenzie (WM) a également établi son propre scénario aligné avec l'Accord de Paris, qui s'appelle le scénario AET-2 (Annexe 1). Dans ce scénario, WM fait état de l'importance du gaz naturel dans la transition énergétique et sa nécessité pour réussir la transition énergétique.

Le scénario WM AET-2 voit les émissions mondiales de CO_2 atteindre un sommet d'ici 2024, en raison des politiques gouvernementales et du comportement sociétal favorisant le déploiement des énergies renouvelables, de la technologie des batteries, de l'hydrogène, du captage et stockage du carbone (CCS) et des véhicules électriques (VE). De 2020 à 2030, selon le scénario WM AET-2, les émissions mondiales diminuent de -0,5% par an. De 2030 à 2040, la décarbonisation s'accélère à -3,4% par an pour atteindre 21 milliards de tonnes, soit 5% de moins que les niveaux de 2000. Le scénario WM AET-2 de Wood Mackenzie est globalement aligné sur la limite de température supérieure de l'Accord de Paris (tandis que le scénario SDS de l'IEA 2020 est aligné sur la limite de température inférieure).

Dans le scénario WM AET-2, la décarbonisation des secteurs de l'énergie, de l'industrie et des transports en plus de l'utilisation du CCS entraînerait environ 85% des réductions d'émissions de CO_2 pour atteindre l'objectif 2040 WM AET-2.

Dans le scénario WM AET-2, l'électricité plus que double en pourcentage de la consommation finale totale d'ici 2050 (à 57% contre 24%), ce qui nécessite des investissements de plusieurs trillions de dollars US dans la production et le stockage d'énergie renouvelable (23 trillions de dollars US) et dans l'ajout / l'amélioration du transport d'électricité et infrastructure de distribution (15 trillions de dollars US). Des investissements importants de près de 6 trillions de dollars seront également nécessaires dans le secteur des ressources pour les hydrocarbures (pétrole et gaz), car la production d'hydrocarbures baisse plus rapidement que la demande alors qu'elle doit servir à assurer la disponibilité des métaux nécessaires pour soutenir ce niveau d'électrification.

Bien qu'une réduction significative des émissions soit attendue dans le scénario AET-2, du point de vue de la demande totale d'énergie primaire, le gaz s'avère être l'hydrocarbure le plus résilient. Quel que soit le scénario, scénario de base (voir graphique ci-bas) ou AET-2, le gaz représente entre 24% et 28% du mix total de la demande énergétique mondiale tout au long des perspectives, soulignant l'importance du gaz en tant que source d'énergie plus propre dans le contexte de la transition énergétique. Cependant, sous AET-2, la demande absolue de gaz est en fin de compte inférieure à celle du scénario de référence. Le graphique suivant fournit une idée de la demande en gaz naturel par scénario d'ici 2040.



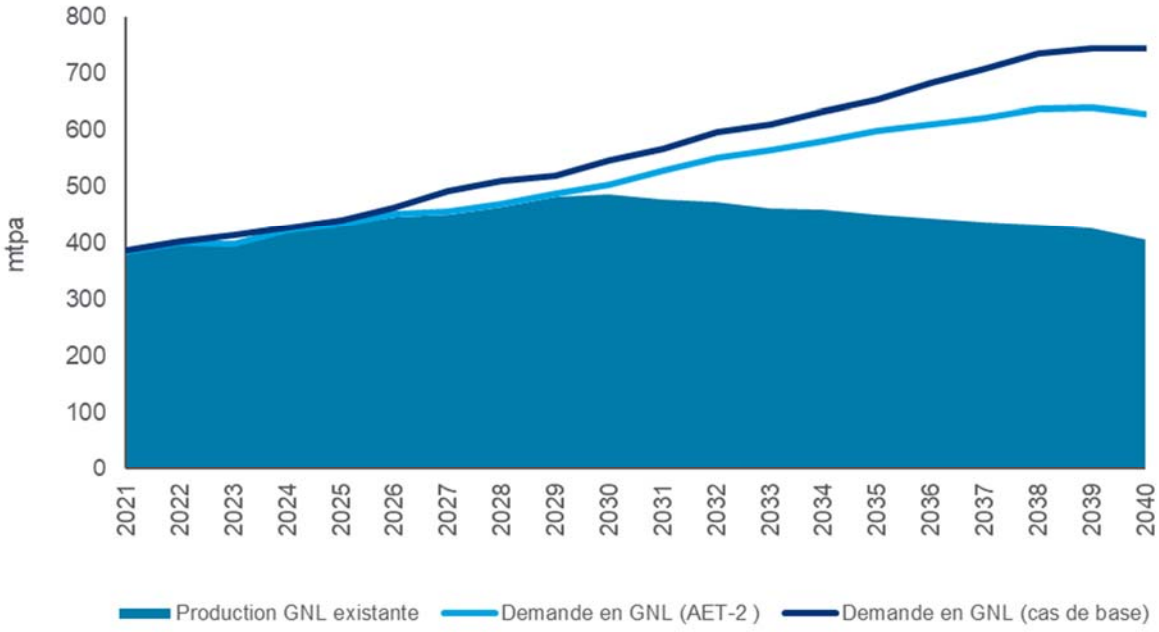
De 2020 à 2025, la demande mondiale totale de gaz devrait rebondir après la crise des coronavirus même dans le scénario AET-2, le gaz devant passer de 356 Gpi³/j en 2020 à un pic de 396 Gpi³/j en 2035. La demande de gaz diminue progressivement par la suite, atteignant 385 Gpi³/j d'ici 2040.

Indépendamment des différentes méthodologies, il existe un large consensus entre les scénarios WM AET-2 et IEA SDS, qui se caractérisent par une baisse de la demande de gaz dans les marchés développés et matures du gaz naturel comme l'Amérique du Nord et l'Europe et, surtout, par la croissance de la demande de gaz en Asie, où le charbon domine toujours le mix électrique et énergétique et le gaz joue un rôle complémentaire dans la réduction des émissions de carbone. En Asie, le scénario WM AET-2 suppose

que la Chine et l'Inde donneront la priorité au charbon domestique associé au CCUS pour soutenir les revenus et l'emploi intérieurs, ce qui, associé à une forte poussée technologique, limite la croissance de la demande de gaz en Asie. Cependant, même dans ce scénario plus agressif par rapport au scénario de base, la demande de gaz en Asie devrait encore croître de 2,1% par an dans le scénario WM AET-2 jusqu'en 2040 (contre 3% par an dans le scénario de base), soit plus de 24 fois l'équivalent de l'énergie qui transiterait par Énergie Saguenay.

Un facteur clé de la résilience de la demande de gaz en Asie-Pacifique et de la demande globale de gaz dans le scénario WM AET-2 est le rôle croissant du CCS pour prolonger la longévité du gaz dans les secteurs de l'énergie et de l'industrie ainsi que l'hydrogène à faible teneur en carbone, qui représente 3% de la demande d'utilisation finale globale d'ici 2040, dont une composante importante sera l'hydrogène bleu qui continuera à assurer la longévité des actifs d'infrastructure gaziers et GNL existants et nouveaux. Ces solutions sobres en carbone réduiront le risque de verrouillage carbone par les industries du gaz naturel et du GNL.

Dans le scénario WM AET-2, la demande de GNL continue de croître, atteignant un pic en 2039 (641 mtpa), avant de commencer à baisser. En parallèle, l'approvisionnement des projets post-FID (décision finale d'investissement) diminue considérablement à long terme en raison principalement des limites d'approvisionnement en amont des installations existantes et de certains retraits d'anciennes installations, une tendance qui se poursuit après 2040 en raison des réserves disponibles pour soutenir la production de GNL à partir de l'approvisionnement historique. Ainsi, bien que la demande absolue de GNL soit plus faible dans le scénario WM AET-2, le besoin de volumes disponibles à partir des projets post-FID n'est pas menacé, car il y a toujours un appel pour une capacité de GNL pré-FID supplémentaire tout au long de la période, de l'ordre 222 mtpa d'ici 2040 (contre 304 mtpa dans le scénario de base). Cet écart est étayé par la croissance continue de la demande asiatique de GNL alors que les projets gaziers domestiques arrivent en fin d'exploitation et que le GNL devient plus économique que les gazoducs. Le graphique suivant fournit la projection de WM vis-à-vis du GNL.



Source: IEA WEO SDS Outlook (2019), Wood Mackenzie

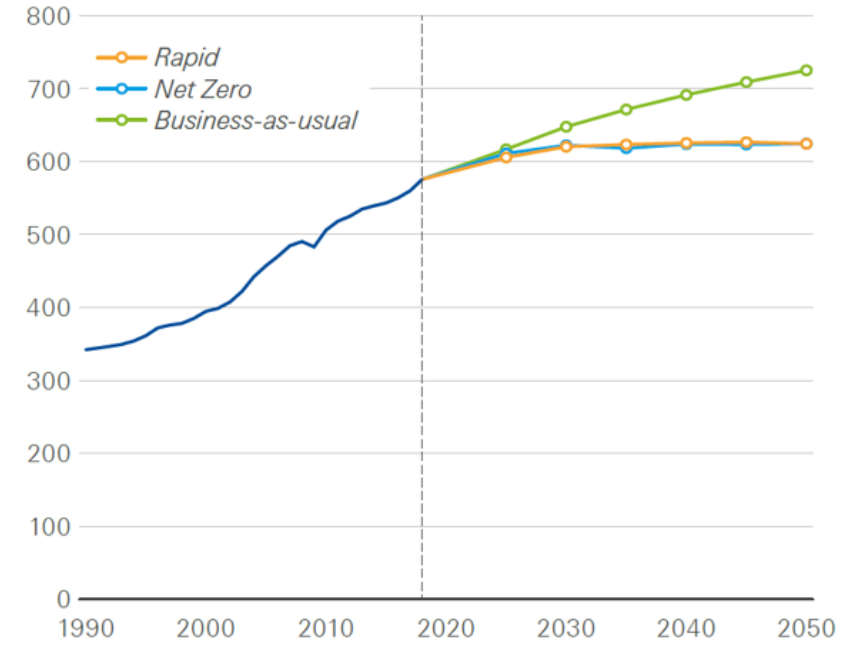
Enfin, WM précise que les projets qui seront favorisés sont ceux qui seront capables de fournir l'empreinte carbone la plus faible sur la chaine de valeurs, notamment en ayant recours à l'électrification des infrastructures et à des normes réglementaires très strictes. À cet effet, ceci favorise grandement un projet comme Énergie Saguenay.

Scénario 5 – BP

À travers son groupe de recherche, BP, qui s'est engagé à devenir carboneutre d'ici 2050[xxix], a émis en 2020 son rapport annuel sur l'énergie (Energy Outlook 2020). Dans ce même document, elle analyse notamment le scénario appelé « *Rapid* » qui remplit les objectifs de l'Accord de Paris. BP précise bien dans ce rapport que ces scénarios ne sont pas des prédictions, mais plutôt une illustration du champ des possibilités. C'est d'ailleurs à travers cette lentille que chaque scénario présenté dans cette section doit être analysé. Il n'y a pas une solution unique.

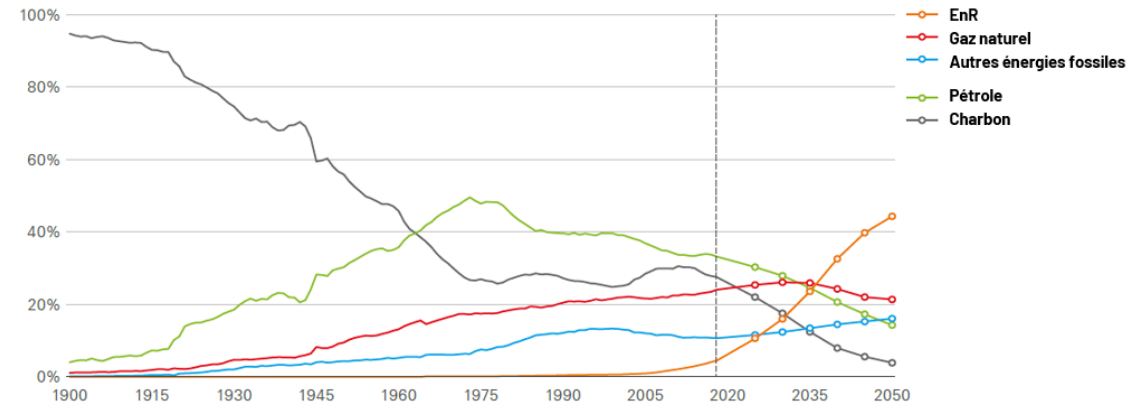
En prenant en compte les enjeux démographiques et sociétaux mondiaux, BP estime que la demande énergétique va augmenter de l'ordre de 10% d'ici 2050 par rapport à 2019 dans ses deux scénarios compatibles avec l'Accord de Paris, mais atteindra son pic dès 2030 pour ensuite rester stable[xxx], comme l'indique le graphique ci-bas.

Évolution de la demande en énergie primaire (en Exa Joules)

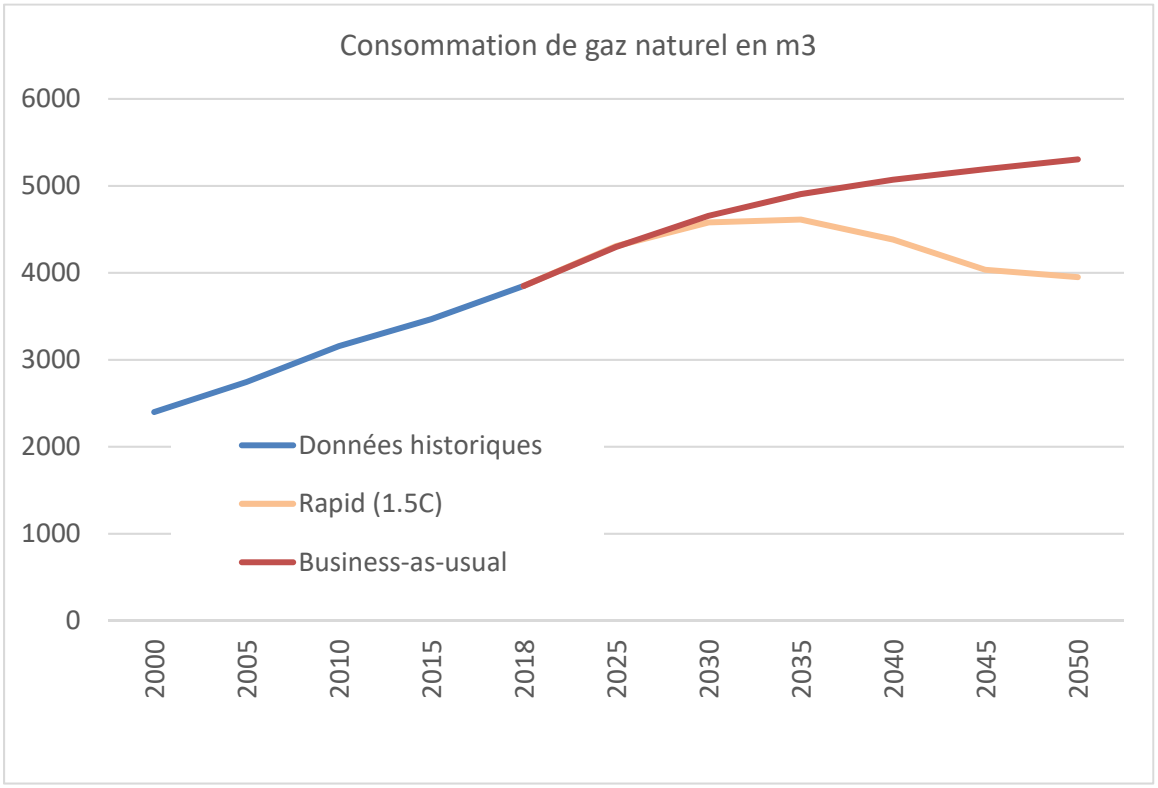


Le scénario *Rapid* prend notamment en compte une augmentation drastique des taxes carbones autour du monde, favorisant ainsi les solutions moins émettrices en GES comme le gaz naturel et les EnR. Tout comme dans le SDS de l'AIE, on s'attend à ce que le gaz naturel représente entre 20-25% du mix énergétique global d'ici 2050[xxxi], quand les EnR représenteront environ 50% de la demande en énergie primaire. Le gaz naturel va notamment jouer un rôle majeur dans l'émergence de l'hydrogène comme carburant alternatif, le tout combiné aux technologies de capture de carbone (CCS).

Évolution du type d'énergie dans le total d'énergie primaire (scénario *Rapid*)

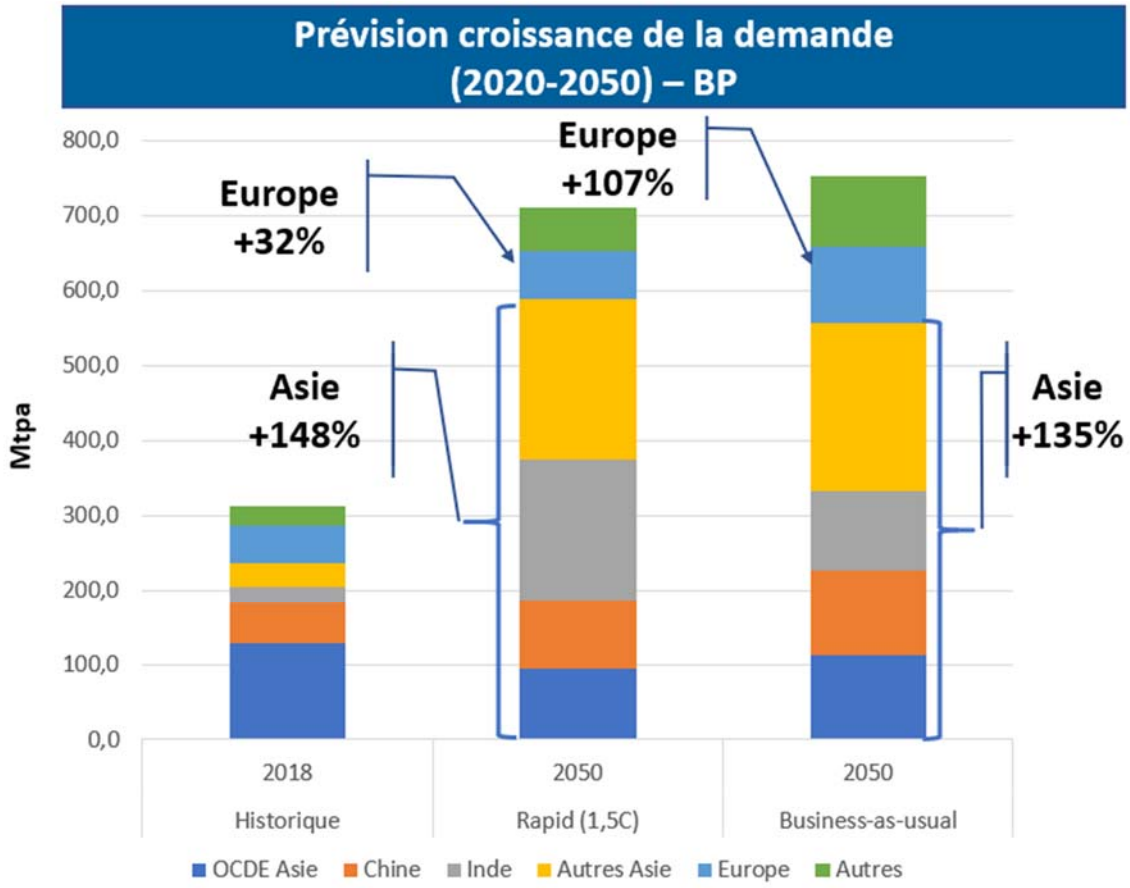


Il est à noter que même dans le scénario le moins agressif de BP (*Business as Usual*), les EnR représentent 90% de la croissance en énergie primaire d'ici 2050. La question revient donc à mesurer la résilience des autres énergies, et c'est là que le gaz naturel se démarque nettement du charbon et du pétrole en restant relativement stable sur la période. BP précise que la demande en gaz naturel va rester relativement stable principalement poussé par une demande croissante en Asie visant la sortie du charbon, mais aussi en Europe notamment dans l'accélération de la fermeture des centrales au charbon puis pour la production d'hydrogène. Il est attendu qu'environ 10% de la demande en gaz naturel le soit pour la production d'hydrogène bleu. Ainsi, BP précise que le gaz naturel peut donc jouer un rôle de source énergétique proche de zéro émission lorsque combiné avec la technologie de capture du carbone (CCS). À noter que dans le scénario *Rapid*, seulement 8% de la consommation de gaz naturel est combiné avec la technologie CCS, ce qui est plutôt sur la fourchette basse des prévisions. Le graphique ci-dessous représente la projection de BP quant à la demande de gaz naturel.



Si nous nous focalisons maintenant sur leurs attentes eu égard à la demande en GNL, les conclusions sont différentes, avec notamment une croissance importante à horizon 2050 quel que soit le scénario (incluant le Scénario *Rapid*). Cela se rapproche des estimations de l'AIE notamment. Dans le scénario *Rapid*, un doublement de la demande est attendu

d'ici 2050 (en comparaison à 2018), principalement poussé par une croissance importante en Asie et une nécessité de remplacer les sources domestique en déclin en Europe. Le graphique suivant préparé à partir des données de BP fournit plus de détails quant à l'évolution de la demande en GNL par zone géographique d'ici 2050.

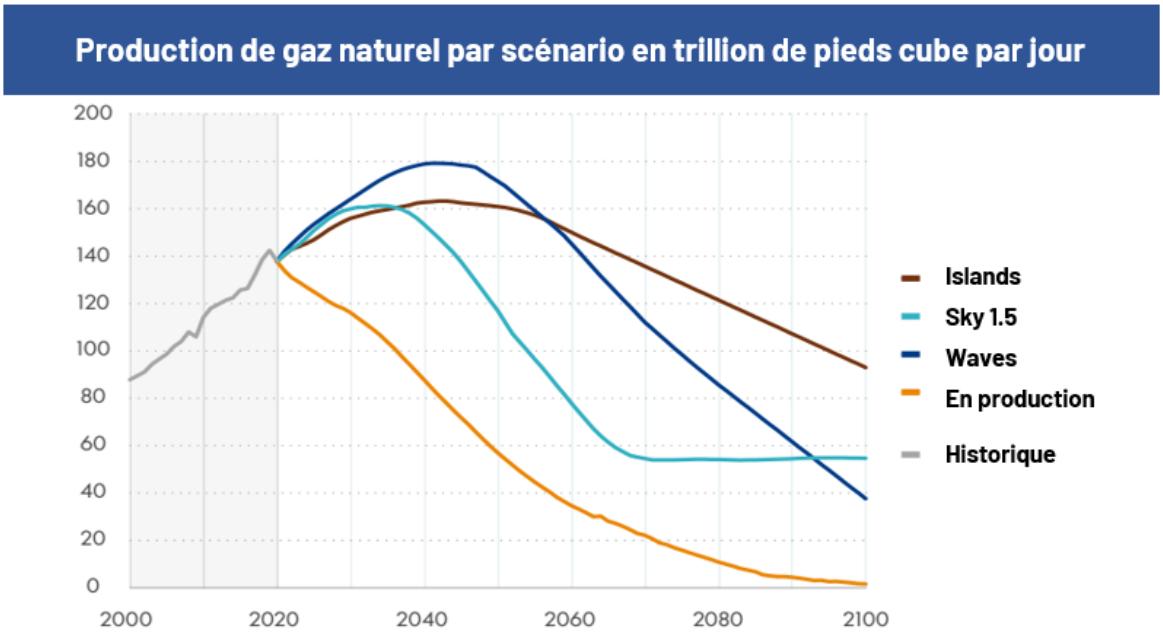


Enfin, BP a également comparé ses prévisions à celles faites par le GIEC et d'autres experts du monde l'énergie. La conclusion est que leur scénario Rapid est très similaire à celui présenté par les autres experts pour atteindre les objectifs de l'Accord de Paris. Il est par exemple intéressant de noter que BP considère que les perspectives de CCS seront 50% plus faibles que le cas médian pris par le GIEC dans ses analyses, handicapant ainsi d'autant la demande en gaz naturel[xxxii]. Ils ont notamment analysé plus de 110 scénarios du GIEC pour pouvoir finaliser leur propre modèle.

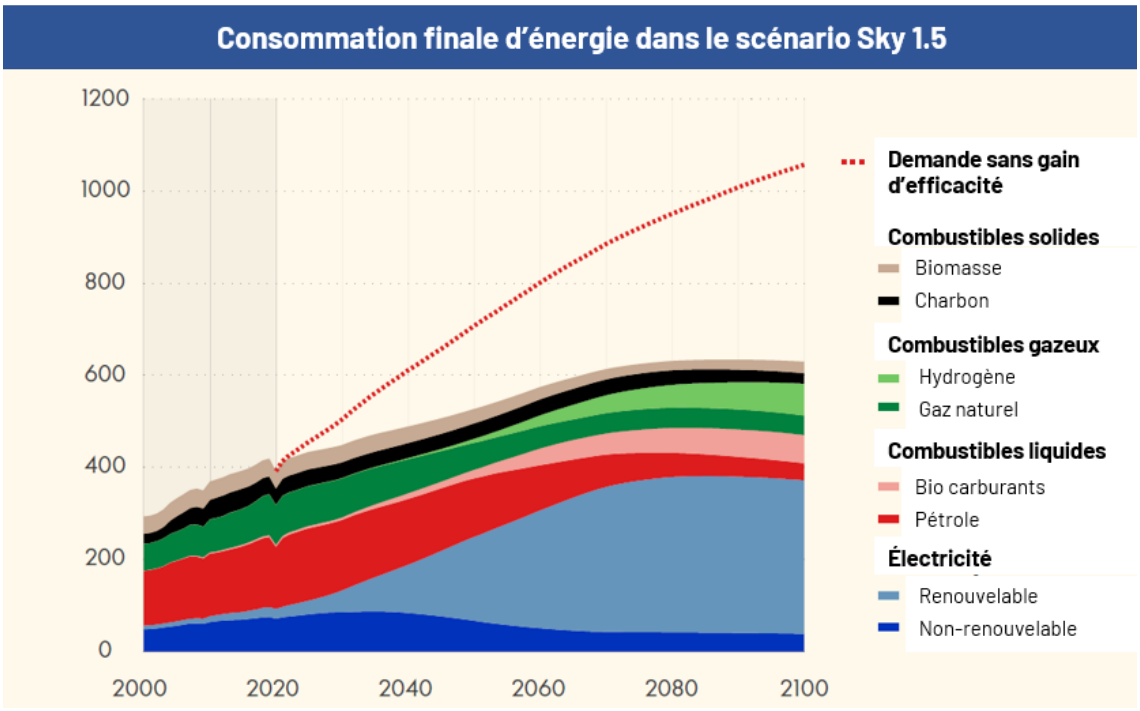
Scénario 6 – Shell

Shell, qui s'est engagé à devenir carboneutre d'ici 2050[xxxiii], a préparé également un certain nombre de scénarios en réponse aux besoins de prévisions pour le futur. Nous nous attarderons uniquement sur ceux qui sont en concordance avec l'Accord de Paris.

Dans leur dernier rapport issu en 2020 (*The Energy Transformation Scenarios*), le scénario Sky 1.5, qui vise une augmentation maximale de la température suivant les objectifs de l'Accord de Paris, est notamment décrit en détail. Comme dans tous les scénarios présentés dans ce document, on y voit une demande résiliente pour le gaz naturel jusqu'en 2050 a minima, avec plus d'incertitudes passé cette date. Cette incertitude est notamment menée par la capacité à développer des technologies de CCS performantes, mais aussi des puits de captation naturels de CO_2 sur le long terme. Le graphique suivant[xxxiv] montre notamment que dans le scénario Sky 1.5, la demande en gaz naturel va rester bien présente, et que des investissements dans des champs de production vont aussi être nécessaires.

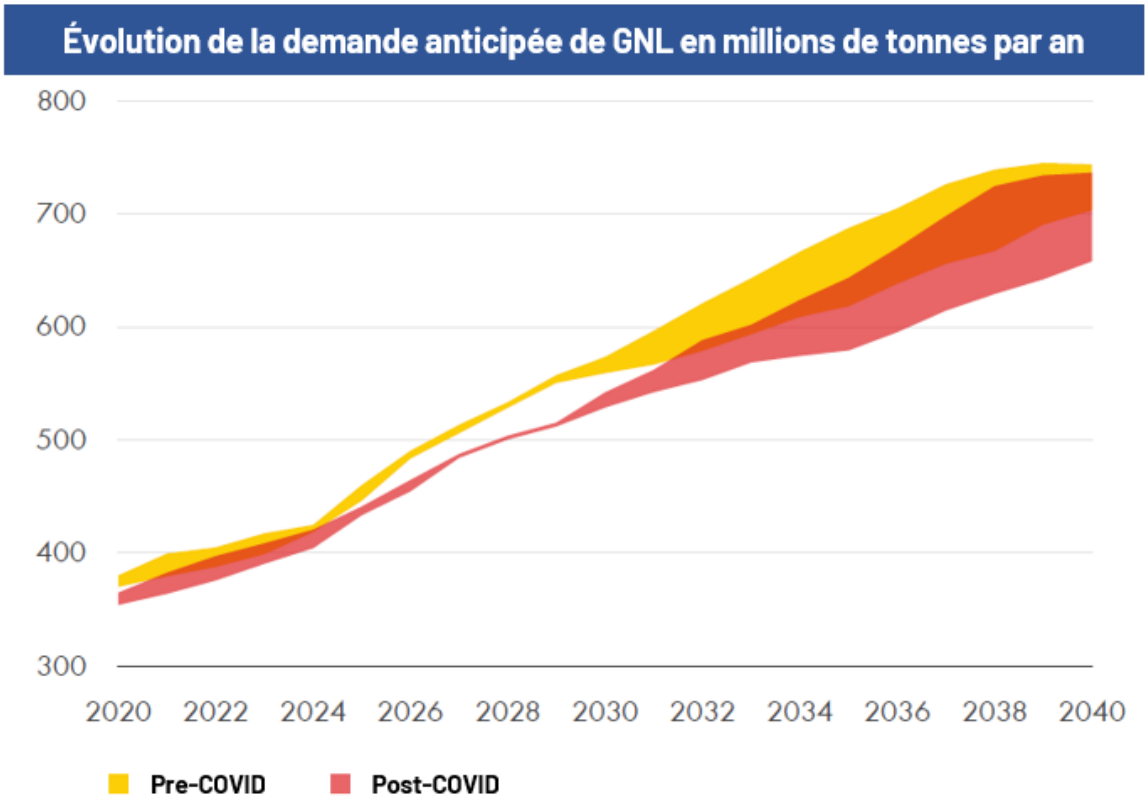


Ce scénario de Shell montre également que la part globale des solutions gazeuses ne va guère évoluer d'ici 2100, mais que la gamme de produits gazeux va évoluer vers des solutions à plus faible empreinte carbone tels que l'hydrogène et le GNR – nous en parlerons plus en détail dans la section III quant à la réutilisation des infrastructures gazières. Cependant, le graphique suivant[xxxv] évalue cette lente transition entre 2020 et 2050 dans laquelle on peut voir une place encore très significative pour le gaz et les produits gazeux de façon générale.



À noter que le charbon ici est utilisé comme référence en tant que produit solide, mais qu'il est aussi présent dans la partie électricité non renouvelable. Enfin, si on focalise uniquement sur la demande en produits dits gazeux sur la période donnée[xxxvi], en regardant l'intégralité des différents scénarios présentés par Shell et autres experts, il est évident que la demande en gaz naturel fossile va rester importante, avec un mouvement vers les produits moins carbonés dans la deuxième partie du siècle, mais avec une prépondérance gazière incontournable dans la première partie du siècle en démarrage de transition.

Enfin, pour conclure avec le scénario de Shell, nous allons nous concentrer sur leurs prévisions de demande en GNL à l'intérieur du scénario Sky 1.5. Shell estime que la croissance de la demande en GNL va entrainer une demande entre 650 et 720 millions de tonnes de GNL par an (mtpa) d'ici 2040 en comparaison à environ 360 mtpa en 2020 – une augmentation du double.



Scénario 7 – AIÉ – NZE2050

Au mois de mai 2021, l'AIÉ a partagé sa première roadmap pour l'atteinte de la carboneutralité d'ici 2050. Ce nouveau scénario vient donc s'ajouter au Scénario de Développement Durable ou SDS (scénario 1 de ce document) en présentant un plan d'actions différent permettant lui aussi d'atteindre les objectifs de l'Accord de Paris (comme c'est le cas pour le SDS).

Ce rapport fait état d'une accélération majeure des investissements dans les énergies renouvelables, tout en mettant l'emphase sur la sobriété énergétique. Ce rapport a été qualifié de très ambitieux pour les raisons suivantes :

- Il ne prend en compte aucune technologie de capture de carbone en dehors du secteur énergétique, et principalement dans l'utilisation finale en génération de chaleur ou production d'électricité
- Il considère quasiment aucune option de compensation carbone en dehors de la capture du CO2, au contraire de la majorité des scénarios du GIEC

- Il suggère un investissement sans précédent dans les EnR, avec notamment une cible de mise en service de fermes solaires de la taille de la plus grande ferme mondiale actuelle (2 GW) tous les jours jusqu'en 2030. Concernant l'éolien, il nécessite l'installation tous les ans jusqu'en 2030 de 4x la capacité installée en 2020, nécessite que 60% des véhicules soient électriques d'ici 2030 (versus 5% aujourd'hui). Ceci ne prenant pas directement en compte les enjeux d'accès aux terrains expliqués en section I-B-3-a
- Il part du principe que plus de 50% de l'atteinte des objectifs post-2030 est basé sur des technologies qui ne sont pas existantes à ce jour (15% de l'atteinte des objectifs pre-2030 est lui basé sur des technologies qui ne sont pas existantes à ce jour)
- En plus de décarboner en profondeur la consommation énergétique, il considère également que, d'ici 2030, les solutions d'électricité et de cuisine « propres » seront fournies à plus de 780 millions de personnes qui n'y ont pas accès à ce jour
- Les investissements dans les énergies renouvelables devront passer de 1,2 trillion USD par an en 2020 à plus de 4,2 trillions USD par an tous les ans entre 2020 et 2050
- Les émissions mondiales de CO2 par personne passeront de près de 8t CO2 en 2020 à 3,5t CO2 en 2030, soit une réduction de plus de 55%. À titre de comparaison, les émissions de GES par personne au Canada étaient en moyenne de 19,4 t de CO2 en 2019, ce qui oblige les émissions de CO2 par personne du Canada à diminuer de plus de 500% au cours de la prochaine décennie pour atteindre la norme cible de l'AIE[xxxvii]. Ceci passerait par des changements comportementaux majeurs de la population mondiale tels qu'entre autres :
  - La réduction de la température moyenne du chauffage des bâtiments de 3 degrés Celsius, et l'augmentation de la température moyenne de l'air conditionné de 3 degrés Celsius
  - Un recours à l'autopartage et au covoiturage pour tous les déplacements urbains
  - Un recours au vélo pour tout trajet inférieur à 10 minutes
  - L'utilisation d'autres moyens de locomotion pour tous les vols inférieurs à 1h, pour 75% des vols pour voyage d'affaires et pour 75% des vols long-courriers

L'AIE confirme également qu'un tel plan ne serait pas possible sans une augmentation de 700% de l'approvisionnement en métaux rares. Le directeur exécutif de l'AIE, Fatih Birol, a d'ailleurs confirmé « The data shows a looming mismatch between the world's strengthened climate ambitions and the availability of critical minerals that are essential to realizing those ambitions. » Cette inadéquation est exacerbée par le manque de gisements minéraux connus pour les éléments de terres rares, combiné au fait que trois pays seulement représentent plus de 75% de la production mondiale de lithium, de cobalt

et d'éléments de terres rares (c'est-à-dire que la République démocratique du Congo était responsable de 70% de la production de cobalt en 2019, et la Chine a produit 60% des éléments de terres rares tout en raffinant 50% à 70% du lithium et du cobalt, et près de 90% des éléments de terres rares - L'Australie étant le troisième acteur)[xxxviii]

Les principales conclusions faites par l'AIE dans ce rapport concernant l'industrie du gaz naturel sont les suivantes :

- La part du gaz naturel dans le mix énergétique mondial passerait de 22% en 2018 à 11% en 2050, avec une décroissance globale de la demande en gaz naturel de l'ordre de 55%
- Le gaz naturel est le combustible fossile le plus résilient, et jouera donc un rôle long terme dans le soutien aux EnR, mais aussi pour les utilisations industrielles où les sources fossiles ne peuvent être remplacées (hydrogène, procédé chimie organique, génération de chaleur intense, etc.)
- Le déclin dans la demande de gaz naturel va s'estomper post 2040, au fur et à mesure que le gaz naturel prend sa place dans les utilisations où il ne peut être remplacé, ce qui justifie une utilisation long terme post-2050 de ce dernier
- Les seuls projets de gaz naturel qui pourront aller de l'avant sont ceux qui font preuve des meilleures performances environnementales, notamment au travers l'électrification et de la gestion des émissions fugitives de méthane, au détriment des autres plus polluants qui seront forcés à fermer. Au vu de la performance de leader mondial dans le domaine pour le Canada et Énergie Saguenay (comme développé en section II), c'est un point majeur en faveur du développement de GNL Québec.

Enfin, nous souhaitons aussi soulever qu'un certain nombre de pays – incluant la Norvège et le Japon qui est un membre fondateur de l'AIE - se sont déjà dissociées des conclusions qu'ils jugent peu réalistes, malgré le fait que certains d'entre eux se soient déjà engagés à atteindre la carboneutralité d'ici 2050.[xxxix]

1.2 Rôle du gaz naturel dans la Transition Énergétique, ses limites et opportunités

Dans cette section, nous allons nous attarder au rôle global du gaz naturel dans la transition énergétique, tout en couvrant également ses limites et opportunités – en particulier à ce qui a trait à la chaîne de valeur du GNL.

1.2.1 *Consensus d'experts autour du rôle du gaz naturel*

À travers les différents scénarios présentés dans la section précédente, on peut aisément conclure que le gaz naturel va jouer un rôle important dans la transition énergétique pour la première partie du siècle, avec des ajustements importants à être pris en compte post 2050. Comme le décrivent tous les experts, il est en effet très complexe de résoudre à la

fois les enjeux liés aux changements climatiques tout en offrant des conditions de vie décentes aux personnes n'ayant par exemple pas encore accès à l'électricité. Il est donc important de considérer toutes les options sur la table, incluant les technologies pas encore au point, pour arriver à ce résultat.

Dans cette approche, le gaz naturel est une solution à ne pas négliger, et c'est la raison pour laquelle un grand nombre de pays se tournent maintenant vers cette alternative en plus d'un recours majeur aux EnR.

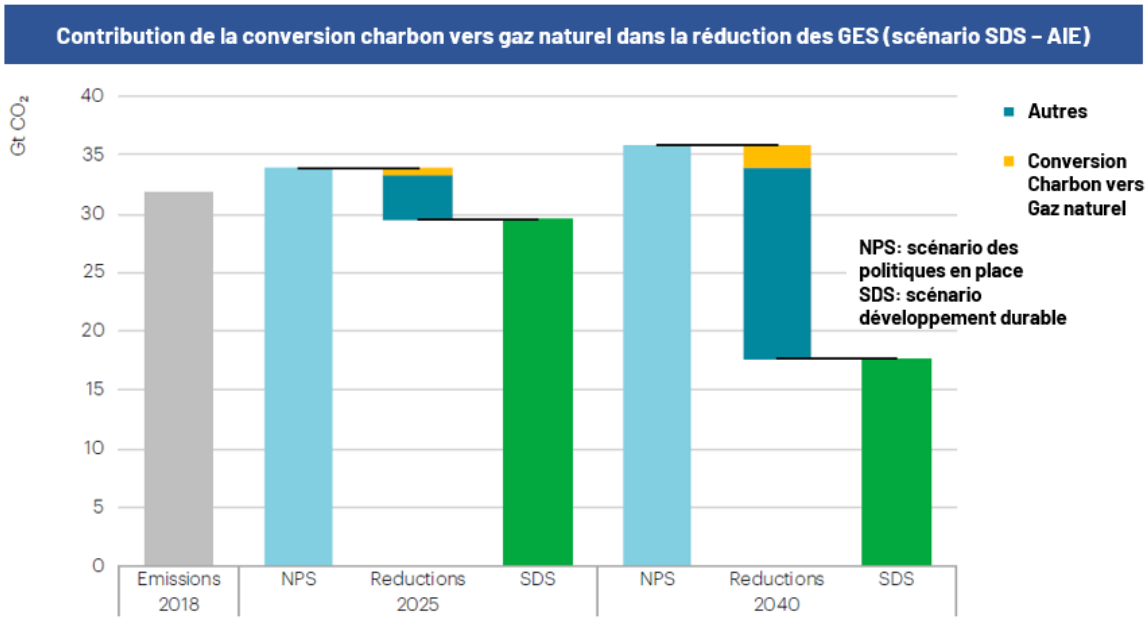
Comme mentionné précédemment, le gaz naturel est le moins émissif de tous les carburants fossiles et est présentement utilisé dans des applications où la décarbonation est plus complexe, que ce soit d'un point de vue économique ou sociétal :

- Utilisation pour les procédés industriels que ce soit comme matière première notamment en chimie organique, ou pour de la génération de chaleur
- Chauffage des bâtiments résidentiels et commerciaux
- Procédés de chauffage pour la cuisine
- Génération d'électricité
- Transport et notamment le transport maritime ou transport lourd

Pour chacune de ces utilisations, les alternatives sont fréquemment peu disponibles ou n'offrent pas la stabilité et la flexibilité du gaz naturel. Si on prend l'exemple du chauffage des bâtiments, passer du mazout au gaz naturel ne nécessite qu'une modification de la bouilloire/chaudière, alors que passer à un chauffage 100% électrique nécessite une modification en profondeur des bâtiments, si les bouilloires électriques ne sont pas disponibles ou subventionnées – et ceci sans parler des enjeux de stabilité qui seront traités plus bas dans le document.

Dans un rapport émis par le *Center on Global Energy Policy*[xl] [xli] de *Columbia University*, Mr Losz et Mr Elkind rédigeaient une longue note expliquant le rôle et l'importance du gaz naturel dans la transition énergétique tout en nommant les points qui pourraient limiter cette importance, à savoir le torchage, le dégazage (« *venting* ») et les émissions fugitives – éléments que nous traiterons plus tard dans ce document. Ils soulèvent également la grande flexibilité autour du gaz naturel qui peut être facilement combiné au gaz naturel renouvelable et à l'hydrogène afin de fournir des besoins en énergie croissante sans pour autant augmenter les émissions tout en réutilisant des infrastructures existantes. Au Québec, cet avantage et flexibilité seront particulièrement avantageux en appui aux industries de transformation de la Fosse du Labrador et de la Côte-Nord.

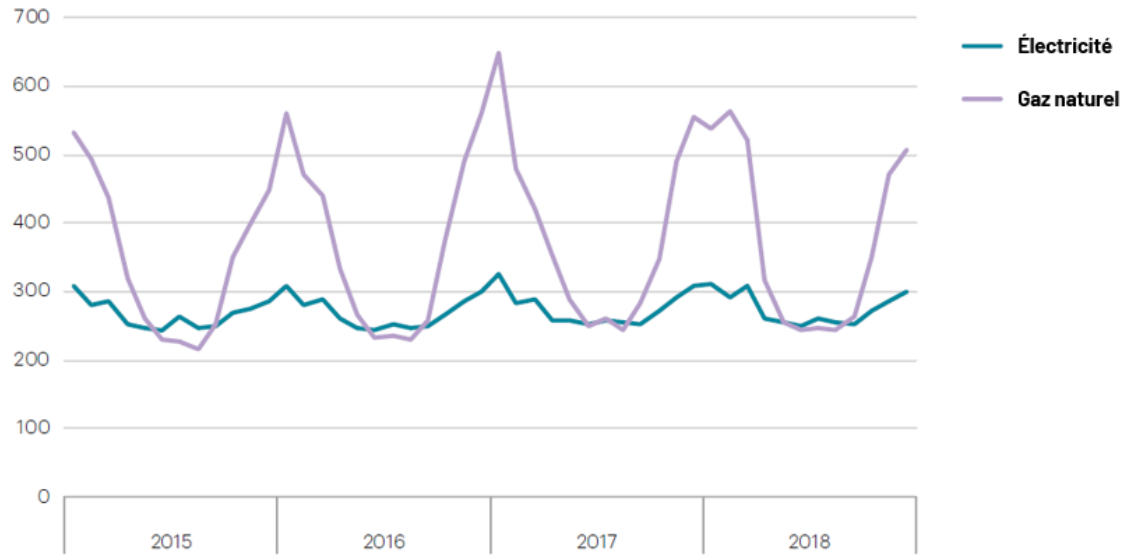
L'AIE elle-même a émis un long rapport sur le rôle du gaz naturel dans la transition énergétique[xlii] long-terme en appuyant sur les mêmes forces et faiblesses du gaz naturel que Mr Losz et Elkind. Elle explique aussi très clairement que le gaz naturel, en remplaçant des énergies plus polluantes – principalement le charbon, a permis de réduire les GES de l'ordre de 650 Mt/an entre 2010 et 2018. Ce même rapport confirme également qu'un autre potentiel de réduction de plus de 1 Gt/an est atteignable en remplaçant le charbon par le gaz naturel, et ce, sans incitatif particulier autre que les marchés du carbone existants. Énergie Saguenay vise particulièrement ce créneau. Il confirme également que près de 8% des objectifs de réduction dans leur scénario de développement durable seraient atteints par le remplacement du charbon par le gaz naturel comme le montre le graphique ci-bas[xliii], alors que le gaz naturel peut jouer un rôle crucial là où les alternatives faibles en carbone ne sont pas/peu efficaces (notamment dans le stockage saisonnier d'énergie et les hautes températures dans l'industrie). Enfin, l'AIE rappelle également que le rôle du gaz naturel n'est pas uniquement de réduire les émissions de GES, mais aussi les émissions de particules fines – responsables de la pollution atmosphérique – qui engendrent des millions de morts prématurées par an dans les pays en développement.



De plus, l'AIE explique aussi en détail le rôle de sécurité dans la production d'électricité afin de servir de variable d'ajustement également pendant certaines saisons quand le chauffage électrique dans les bâtiments est nécessaire et le vent/soleil peu disponible. Le graphique suivant[xliv] montre que la proportion de gaz naturel en TWh équivaut à la quantité d'énergie fournie à l'Europe par le gaz naturel en opposition à l'électricité. Il faut savoir que les infrastructures gazières peuvent faire transiter plus de 2 fois ce que les

infrastructures électriques sont capables de faire aujourd'hui en Europe, en unité équivalente d'énergie. Par ailleurs, ces besoins en énergie « sur demande » expliquent, pourquoi l'Allemagne prévoit consommer du charbon jusqu'en 2038, en grande partie pour pallier la fermeture de ses centrales nucléaires.

Comparaison de la consommation moyenne d'électricité et gaz naturel en Europe (TWh)



L'AIE, dans un autre rapport *The Oil and Gas industry in Energy Transitions*, explique très clairement qu'il n'y a pas une unique solution ou histoire quant au rôle du gaz naturel dans la transition. Tout en pointant les enjeux et risques de l'industrie, elle émet une conclusion claire que dans le SDS (scénario développement durable de l'AIE), le gaz naturel vient jouer un rôle majeur en complément des EnR, et non pas seulement en remplacement. En fonction du niveau de maturité des marchés, de l'âge moyen des infrastructures ou de la faculté des différents pays à mettre en place des options de CCS, ou du mélange hydrogène/gaz naturel/GNR, le rôle du gaz naturel varie. Il y a donc une véritable histoire long terme pour le gaz naturel et les produits gazeux de façon générale, ce qui n'est pas le cas pour le charbon, et dans un moindre niveau pour le pétrole.

Un autre exemple concret est l'initiative du Gouvernement du Québec qui, par l'entremise du MERN, confirme de façon claire le rôle du gaz naturel dans la transition[xlv] à travers divers investissements de plusieurs dizaines de millions de dollars d'extension de réseaux gaziers[xlvi] ou d'approvisionnement en GNL sur la Côte-Nord[xlvii] [xlviii]. On est donc en droit de supposer que ce qui s'applique au territoire québécois pour la décarbonation peut s'appliquer ailleurs dans le monde où les enjeux et volumes d'énergie à décarboner sont bien plus élevés qu'au Québec.

Le *Center for Strategic and International Studies* (CSIS), via son directeur intérimaire Nikos Tsafos, a aussi écrit un rapport sur ce sujet[xlix] dans lequel il arrive à la même conclusion que le gaz naturel a encore un rôle majeur à jouer, mais que l'industrie doit gérer les problèmes évoqués plus haut dans le document. On verra dans une autre section que le Canada fait figure d'exemple dans ce domaine. Avec beaucoup de pragmatisme, Mr Tsafos affirme que le gaz naturel ne disparaitra pas du mix énergétique dans les prochaines décennies, mais ne sera pas non plus le vecteur majeur de croissance au contraire des EnR. On est donc dans une situation de légère croissance où la variable principale va être le changement d'approvisionnement. Invariablement dans tous les scénarios, plusieurs sources d'énergie continueront de coexister et se substitueront les unes aux autres, à des points d'infléchissement différents pour différentes régions du monde.

Dans un autre exemple de pays où l'électricité est déjà fortement décarbonée, à savoir la France, le gouvernement reconnait lui-même l'importance du gaz naturel[l] dans un rôle de fusible de sécurité pour les variations de demande qui sont difficilement gérables par la production nucléaire ou les EnR. Il est donc attendu que le gaz naturel continue à jouer un rôle important dans ses secteurs de prédilection sans pour autant croitre.

Le *Rocky Mountain Institute* (RMI), organisme non gouvernemental agissant dans le développement durable, reconnait aussi l'importance du gaz naturel dans la transition énergétique[li], tout en pointant comme les autres experts la nécessité pour l'industrie de gérer et réduire ses émissions de méthane.

Plus près de nous, Elizabeth May, la leader du Parti Vert du Canada, et son candidat dans Lévis Bellechasse, André Bélisle, durant la campagne électorale de 2015, ont reconnu au journal Le Soleil[lii] que le gaz naturel est une occasion à développer pour éliminer du pétrole lourd et du coke utilisé pour les usines lourdes de la Côte-Nord. « Nous n'avons pas de problèmes avec ça », d'ajouter Elizabeth May.

Un groupe de chercheurs de l'Université de Radboud aux Pays-Bas a également réalisé une analyse poussée des opportunités, mais aussi des risques autour du gaz naturel dans la transition énergétique – pointant un grand nombre d'effets positifs directs, mais aussi des éléments à contrôler qui sont expliqués dans la section I-B-2 (ce sur quoi l'industrie se penche)[liii]. Leur conclusion est claire à l'effet que le gaz naturel ait un rôle majeur à jouer, mais qu'on ne doit pas délaisser les zones de risque.

L'*Atlantic Council*[liv] a aussi confirmé en 2020 le rôle critique que le gaz naturel va jouer dans la transition notamment en support des EnR. L'emphase est encore portée dans ce cas sur la gestion des externalités en lien avec le gaz naturel (émissions fugitives de méthane) et la possibilité de mix entre des gaz moins carbonés tels que le GNR et l'hydrogène avec le gaz naturel d'origine fossile. Dans un autre article, ce groupe estime que les pays de l'Est en Europe devront voir la création d'au moins 6,5 GW de production électrique au gaz naturel pour aider ces pays à se départir du charbon qui représente encore 30-40% de leur génération d'électricité[lv].

Dans *Renewable and Sustainable Energy Reviews*[lvi], une revue de littérature complète, revue par des pairs, est faite sur l'impact systémique des énergies de transition tel que le gaz naturel. La conclusion suivante est tirée de cette étude très complète et confirme l'importance du gaz naturel dans la transition : « À l'heure actuelle, le gaz naturel est l'une des options viables pour lutter contre l'intermittence des énergies renouvelables en fournissant une énergie sûre et fiable même aux pics de demande grâce à leurs cycles marche-arrêt flexibles. Les technologies renouvelables nécessitent l'aide d'autres technologies pour fournir une énergie fiable. Selon notre examen, le gaz naturel peut aider dans toutes les sous-catégories. Aucun effet négatif ou incertain n'a été mentionné dans la littérature pour ce thème. Nous avons étudié les effets directs et indirects du gaz naturel sur la transition énergétique. Nous concluons que les effets indirects négligés du gaz naturel peuvent annuler ses avantages directs. Dans cette recherche, nous avons adopté une approche systémique pour étudier ces forces systémiques. Nous avons mis en évidence plusieurs effets indirects causés par les interconnexions entre différentes technologies, les conflits entre les objectifs mondiaux et locaux et les réponses différées du système. Nous avons effectué une revue systématique de la littérature sur les effets indirects de l'utilisation du gaz naturel comme combustible de transition pour discuter des forces en conflit dans la transition énergétique à l'aide de schémas de stock et de flux qualitatifs. Tout bien considéré, il y a une opportunité d'aider les technologies renouvelables en les soutenant avec du gaz naturel à condition que les bonnes mesures soient prises. En tant que technologie mature, le gaz naturel a subi des processus plus évolutifs que les énergies renouvelables. Pour cette raison, le gaz naturel peut soutenir directement les technologies renouvelables dans de nombreuses fonctions telles que l'équilibrage de l'intermittence, la fourniture d'une énergie fiable, l'offre d'investissements abordables et de prix à la consommation. Sans ces leviers d'une technologie de soutien ou d'un carburant de transition, la reconfiguration des systèmes énergétiques en technologies renouvelables pourrait être irréalisable, trop chère et, surtout, retardée de manière significative. »

L'UNECE (*United Nations Economic Commission for Europe*) a également présenté un argumentaire[lvii] très clair du rôle du gaz naturel en support des énergies renouvelables, notamment en Europe, à travers des études de cas très précises au Royaume-Uni et en Allemagne.

Enfin, l'International Finance Corporation (IFC) qui est une filiale de la Banque Mondiale a aussi conclu dans une note récente[lviii] que l'utilisation du gaz naturel et du GNL en particulier devrait faire partie des solutions mises en place par les pays émergents pour produire de l'électricité et réduire leur empreinte carbone. Elle suggère également le rôle à long terme du gaz naturel dans cette transition, mais conclut que cela doit se faire de pair avec le développement des EnR.

Autres exemples d'experts crédibles expliquant très largement le rôle du gaz naturel dans la transition énergétique – liste clairement non exhaustive, mais servant d'exemple au consensus d'experts sur le rôle du gaz naturel dans la transition énergétique :

- Inter-American Development Bank
- The Oxford Institute for Energy Studies[lix]
- University of Stanford, California[lx]
- University of Queensland, Australia[lxi]
- Gouvernement d'Allemagne[lxii]
- Gouvernement de Belgique[lxiii]
- Gouvernement de Croatie[lxiv]
- Gouvernement de Chine[lxv]
- L'Union Européenne[lxvi]
- Gasum[lxvii]
- Orsted[lxviii]

1.2.2 *Limites et opportunités du gaz naturel*

En dépit du rôle évident que le gaz naturel peut jouer en support de la transformation des systèmes énergétiques, ce dernier vient aussi avec des risques potentiels qui doivent être couverts et sont particulièrement bien documentés dans les rapports de l'AIE en lien avec le rôle de gaz naturel (ou par extension de l'industrie du pétrole et du gaz naturel dans la transition énergétique). Les deux principaux éléments sont ainsi les émissions en amont, notamment les émissions fugitives, mais aussi les émissions en lien avec les opérations tel que le torchage, et les émissions de CO_2 en aval lors de la combustion finale.

La gestion des émissions lors de la production en amont

Les émissions en amont qui représentent environ 20-30% des émissions totales sur la chaîne complète du gaz naturel peuvent être classées en 3 grandes catégories :

- Les émissions fugitives de méthane. Incluant le *venting*
- Les émissions opérationnelles tel que le torchage ou traitement du gaz naturel
- Les émissions d'exploitation des équipements

Cette section n'a pas pour but de rentrer dans le détail de chacune de ces catégories, mais de fournir des exemples en quoi l'industrie et les experts sont déjà à travailler sur ces sujets pour réduire de façon significative ces émissions. Par exemple, Honeywell a

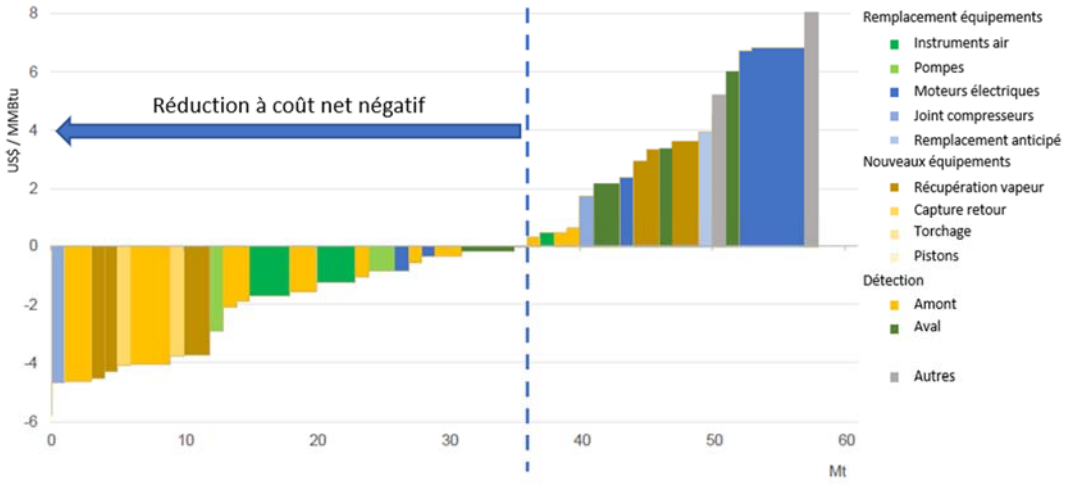
mis en place de nouvelles technologies pour contrôler et identifier les fuites plus rapidement[lxix]. Il est à noter que le Canada fait figure d'exemple mondial dans ce domaine, comme divers experts l'ont montré dont les conclusions sont listées en section 2.1.

En ce qui concerne les émissions fugitives de méthane, l'AIE est très claire sur le sujet et estime que c'est l'élément le plus important à traiter. Elle explique clairement que ces émissions fugitives sont très souvent liées au fait que les producteurs doivent gérer de la production de gaz naturel associés (c.-à-d. qu'ils produisent d'abord du pétrole, et que le gaz naturel n'est qu'un sous-produit dont ils ne savent pas quoi faire). C'est particulièrement le cas aux É.U. et dans les pays d'Afrique.

Le deuxième élément est le cadre réglementaire qui est plus ou moins strict en ce qui concerne le niveau de performance et la maintenance des équipements ainsi que le traitement des puits en fin de production, laissant ainsi libre cours aux émissions fugitives. L'AIE note, de façon pragmatique, que la gestion des émissions fugitives vient avec deux avantages directs, à savoir (1) un avantage environnemental, car on limite les émissions de méthane dans l'atmosphère et (2) un avantage économique, car ce gaz naturel qui n'est pas perdu peut être vendu sur les marchés. Il y a donc un incitatif majeur à ce que ces émissions soient maitrisées.

Dans son rapport *The Oil & Gas Industry in Energy Transition*, l'AIE explique qu'environ 25% du gaz naturel produit[lxx] n'est pas vendu sur les marchés (soit torché, soit perdu sous forme d'émissions fugitives) et que cela représente le volume annuel du GNL importé par la Chine et le Japon combinés (soit le 1er et 3ème plus gros importateur de GNL au monde). **L'AIE estime que le taux moyen d'émissions fugitives autour du monde est de l'ordre de 1,7% de la production de gaz naturel, mais qu'il pourrait être réduit à 0,4% à un coût négatif (soit une réduction directe de 1,2 Gt CO_2/an)**. Le graphique suivant tiré du rapport *The OIl and Gas Industry in Energy Transition* montre le potentiel en lien à la réduction des émissions de méthane (À noter qu'il faut multiplier par 30 les chiffres en abscisse pour l'équivalent des émissions en CO_2). Nous reviendrons en section II-A sur la performance du Canada à cet effet. Cependant, il est important de rappeler que le Canada oblige les producteurs de gaz naturel à réduire leurs émissions fugitives de méthane de 45% d'ici 2025 en comparaison aux émissions de 2016[lxxi], ce qui en fait le premier pays producteur au monde à prendre un tel engagement.

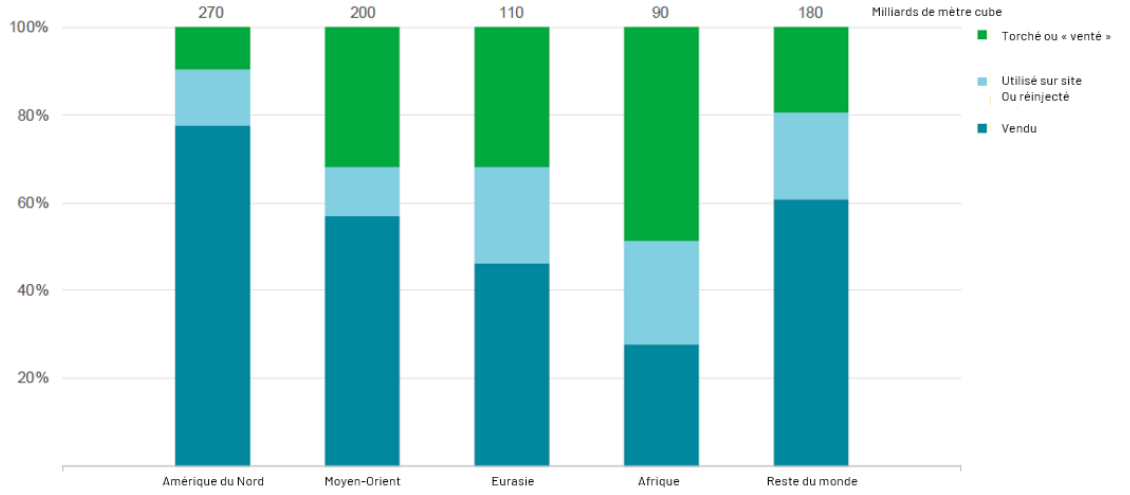
Courbe de coût marginal (USD/MMBtu) vs potentiel de réduction des émissions fugitives en Mt de méthane et par type de mesure de mitigation (2018)



Source: AIE, WEO 2019

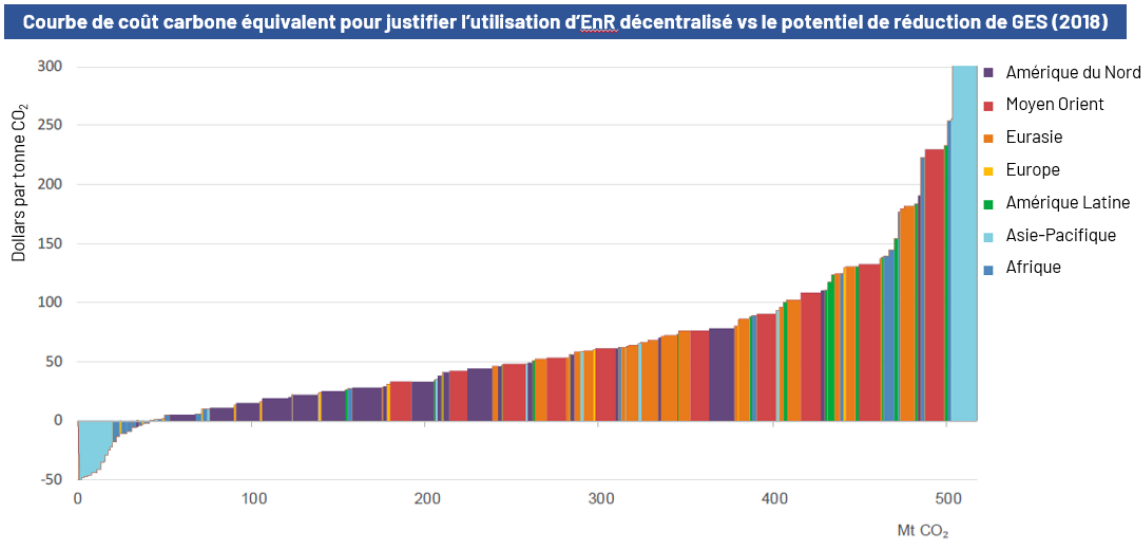
Le deuxième élément majeur qui permet de contrôler les émissions en amont est la réglementation autour des activités de torchage. Le torchage est l'activité qui consiste à brûler le gaz naturel en surplus qui n'est donc pas vendu sur les marchés. Ce processus est bien entendu meilleur que le venting mais crée tout de même des GES. Comme pour les émissions fugitives, le Canada fait figure de référence, car il n'autorise pas le torchage sauf en cas d'urgence[lxxii]. Nous reviendrons en section II-A sur comment cela se traduit en termes de performance environnementale, mais le tableau suivant[lxxiii] montre la performance globale en Amérique du Nord qui est bien au-dessus des autres localisations autour du monde.

Utilisation du gaz naturel « associé » (2018)



Cependant il est important de rappeler qu'un certain nombre de compagnies et de pays se sont engagés dans le programme *Zero Routine Flaring by 2030*[lxxiv] qui a été mis en place par la Banque Mondiale et l'ONU en 2015. Il est prévu que ce programme puisse pouvoir réduire les émissions de l'ordre de 300 Mt / CO_2 par an.

Enfin, le dernier élément de contrôle des émissions en amont est la façon dont sont exploités les champs de production et les usines de traitement de gaz naturel. Comme l'AIE le précise, intégrer des EnR ou de la récupération de chaleur en amont peut réduire de façon drastique les émissions de GES, et ce à des niveaux de taxes carbones relativement faibles. Le graphique suivant[lxxv] préparé par l'AIE est un exemple concret de ce qui peut être atteint.



L'AIE estime que l'ajout de ce type d'EnR en amont est justifiable surtout par le fait que ces champs de production sont souvent dans des zones éloignées des zones industrialisées, où justement la connexion au réseau existant n'est pas toujours garantie. L'agence estime qu'une réduction de 500 Mt CO_2 / an est ainsi possible[lxxvi]. Le Canada a déjà mené des opérations en ce sens, notamment avec un programme pilote en C.-B. résultant en des émissions réduites de l'ordre de 85%.

En conclusion, il est important de noter que l'industrie, et en particulier celle du Canada, est très au fait des enjeux de gestions des émissions en lien avec ses activités et que des améliorations et efforts concrets sont déjà en cours, favorisant ainsi la place du gaz naturel dans la transition énergétique sur le long terme.

Les émissions de CO_2 à l'utilisation finale

L'autre élément important pour améliorer le rôle du gaz naturel dans la transition énergétique est la gestion des émissions de CO_2 à l'utilisation finale. Ces émissions, en fonction de l'utilisation, peuvent représenter 70-80% des émissions sur la chaîne

complète. Cette section ne couvrira pas en détail la gestion de ces émissions, mais expliquera certaines alternatives qui sont considérées à ce jour pour réduire l'empreinte carbone en aval ; celles-ci vont s'inscrire également dans la réduction du risque de verrouillage carbone ou « *carbon lock-in* » soulevé par la commission du BAPE sans traiter des questionnements et analyses sur les moyens de mitigations mis en œuvre au niveau mondial. Les éléments majeurs utilisés pour réduire l'intensité carbone en aval se trouvent autour de trois éléments majeurs :

(1) L'intégration des techniques de capture, de stockage et d'utilisation du carbone (CCUS)

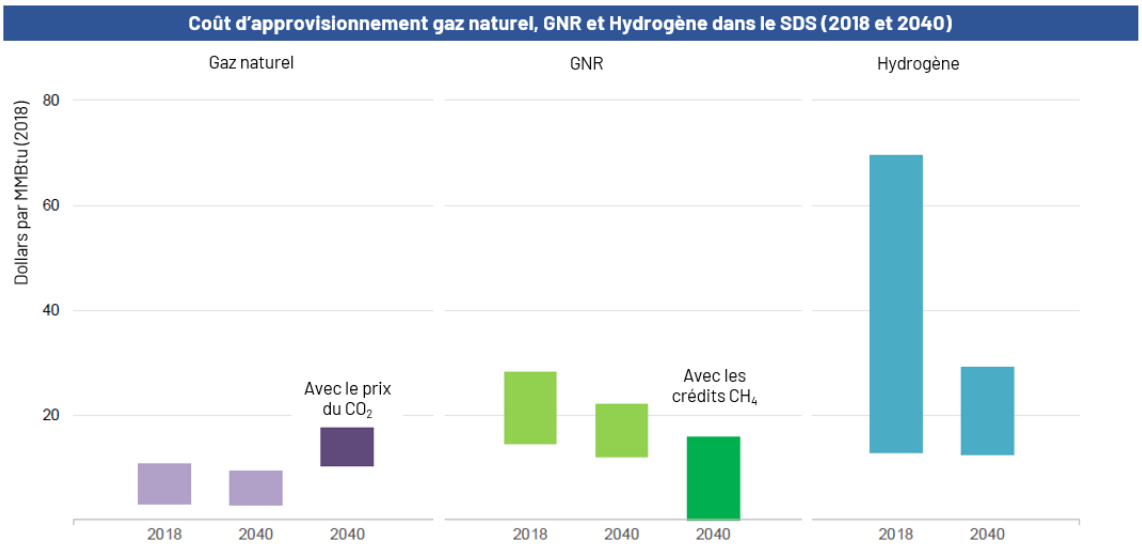
(2) L'intégration de combustibles dits « renouvelables » dans le mix entrant dans les processus de combustion que ce soit pour la génération d'électricité ou de chaleur

(3) L'intégration des infrastructures de génération d'électricité ou de chaleur au gaz naturel dans des systèmes globaux afin de réutiliser la chaleur.

Avant de développer ces trois éléments, il est important de rappeler que lors de sa combustion le gaz naturel émet entre 50 et 30% de GES en comparaison au charbon et au pétrole respectivement, et n'émet quasiment aucune particule fine (PM, SOx et NOx) qui sont des problèmes majeurs pour le charbon et le pétrole contribuant à des enjeux importants de santé publique notamment en Asie.

Concernant le premier point en lien au CCUS, l'AIE et d'autres experts sont catégoriques que ces technologies vont être nécessaires pour atteindre les objectifs de l'Accord de Paris. L'AIE estime que ces technologies devraient permettre de réduire de l'ordre de 8 Gt CO_2 d'ici 2050 les émissions de GES alors que le GIEC prend une valeur moyenne autour de 15 Gt CO_2 pour ses 18 scénarios qui visent la carboneutralité en 2050[lxxvii]. L'AIE précise ainsi que le secteur du pétrole et du gaz naturel doit jouer un rôle majeur dans le développement de ces technologies. Elle explique d'ailleurs que des incitatifs fiscaux tel que le 45Q aux É.U. doivent être mis en place pour faciliter ce déploiement[lxxviii]. Une taxe carbone de l'ordre de 50$ / tonne de CO_2 permettrait de réduire les émissions grâce au CCUS de l'ordre de 250 Mt CO_2 / an, mais il est estimé qu'au moins 700 Mt CO_2 / an pourraient être facilement réduites dans le secteur du gaz et du pétrole. Ce CO_2 capturé peut être utilisé dans de nombreuses applications comme la production de combustibles synthétiques, d'urée, d'hydrogène vert via la réaction de Sabatier, de biocarburants ou même dans l'industrie agroalimentaire (comme les serres). C'est une opportunité incroyable de mettre en place des chaînes vertueuses d'économie circulaire. La Chaire Éco-Conseil de l'UQAC a d'ailleurs fourni une première analyse à GNL Québec à cet effet. Par ailleurs, on trouve déjà des développements d'usine de génération d'électricité à partir du cycle combiné de gaz naturel (CCGT) qui intègre ces éléments dès le début du processus afin d'être conçus pour être zéro-émission. Aux É.U. la firme 8 Rivers Capital va commencer la construction de CCGT zéro-émission dans l'Illinois[lxxix], démontrant que la technologie est disponible et compétitive en comparaison aux alternatives.

Concernant le deuxième point sur l'intégration de combustibles à plus bas carbone, l'hydrogène et le gaz naturel renouvelable sont les deux options qui sont considérées pour l'instant dans le domaine des fluides gazeux. Mélangés au gaz naturel, ces deux combustibles permettent de limiter les émissions au niveau global sur la chaîne de valeur, car l'hydrogène notamment n'émet pas de CO_2. L'AIE note l'importance de ces options[lxxx], mais expliquent aussi que cela viendra avec un coût supplémentaire pour le consommateur. À titre d'exemple, le gaz naturel renouvelable se transige autour de 18-22$ / MJ au Québec alors que son alternative fossile est plutôt autour de 3-5$ /MJ – ceci est parfaitement illustré à un point de vue global par l'AIE dans le graphique ci-bas[lxxxi].



Ainsi en intégrant jusqu'à 20% de combustibles bas carbone dans le mix énergétique, il est possible de réduire de façon importante les émissions de CO_2 en aval. Dans la dernière partie de ce document, nous allons expliquer comment d'un point de vue technologique ces éléments sont considérés afin de réduire le risque de verrouillage carbone long terme.

Le dernier exemple d'effort en aval pour réduire l'empreinte carbone est d'intégrer les CCGT ou autres utilisateurs de gaz naturel produisant de la chaleur résiduelle à d'autres processus en recherche de chaleur. Par exemple, le futur terminal d'importation de gaz naturel liquéfié à Stade en Allemagne[lxxxii] profitera de la chaleur résiduelle de l'usine Dow Chemical à proximité pour permettre la regazéification du GNL sans avoir à produire cette chaleur. Cette méthode est aussi utilisée par le terminal de regazéification de Dunkerque en France, qui utilise la chaleur résiduelle de la centrale nucléaire de Gravelines. En Allemagne toujours, une centrale à cogénération arrive à réduire son empreinte carbone de 85% en intégrant la chaleur résiduelle dans un réseau de chaleur pour les résidences à proximité. C'est un processus très utilisé notamment en Europe de l'Est.

1.2.3 *Limites du développement des énergies renouvelables et mise en perspective*

Comme dans tout développement et toute solution, il n'y a pas de solution parfaite. L'objectif de cette section n'est pas d'opposer le gaz naturel aux EnR, mais au contraire d'expliquer en quoi ces deux solutions ont besoin l'une de l'autre, d'un point de vue de réduction des GES, mais aussi de sécurité d'approvisionnement énergétique. Il est aussi important de comprendre qu'on ne fait pas face à une réalité globale, mais une réalité différente pour chaque pays, voire chaque région dans un pays, et que plusieurs énergies complémentaires continueront de se chevaucher et de s'avantager mutuellement jusqu'à la 2ème moitié du siècle. Une approche « portefeuille » de mix énergétique sera la plus apte à assurer un niveau de vie adéquat pour la plupart des régions du monde.

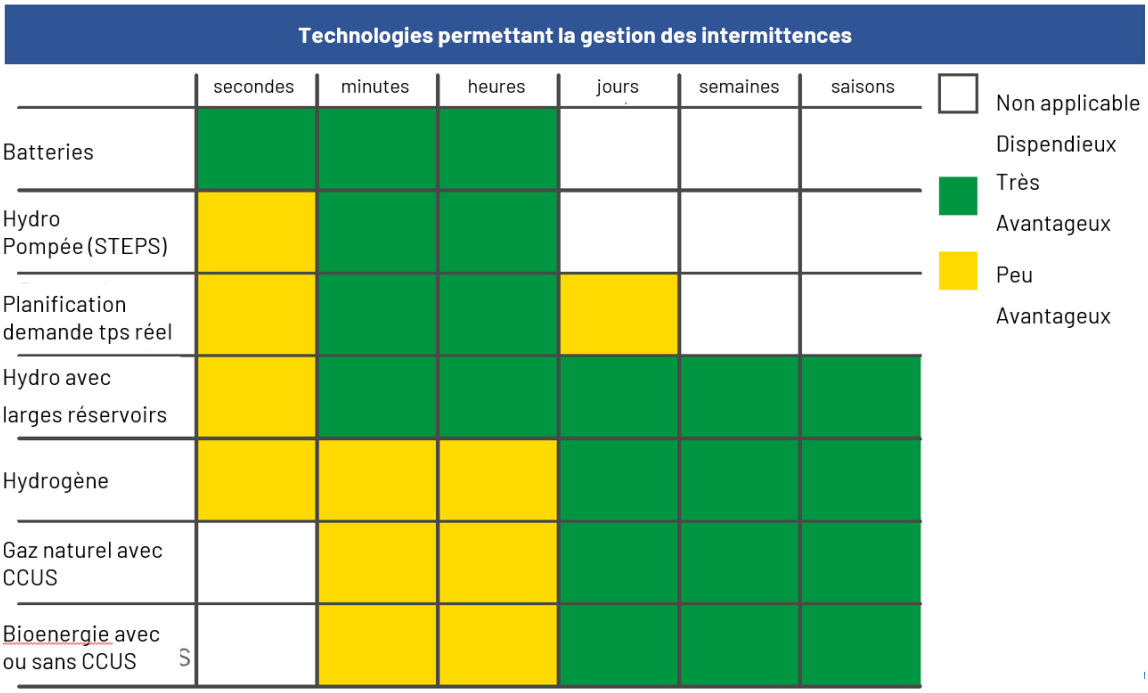
Territoire accessible

Un enjeu important des EnR est le besoin de surface pour une production équivalente d'électricité. Certains pays comme le Japon[lxxxiii] [lxxxiv] et la Corée du Sud, qui doivent faire face à une grande dépendance au charbon, sont dans cette situation. Par exemple, une étude du *Central Research Institute of Electric Power* du Japon démontre que l'absence de terrain plat et les enjeux de demande en période pointe ne permettront pas au solaire et à l'éolien de couvrir l'intégralité des besoins de production électrique au Japon. Ils estiment même que les opportunités pourraient ne pas dépasser 20% des besoins en électricité. Un autre article dans *Scientific Reports*[lxxxv] explique que les besoins en EnR en Corée du Sud pourraient nécessiter proche de 10% de la surface totale du pays, et que par conséquent pourrait avoir un impact sur d'autres besoins comme l'agriculture ou les puits de carbone naturel tout en augmentant le cycle de vie de près de 50g CO_2 / kWh. Ces résultats varient beaucoup d'un pays à un autre, mais sont à prendre en compte quand on regarde le mix optimal par pays des différentes solutions de production électrique. Pour ces pays, une autre option reste évidemment l'éolien en mer, mais à ce jour, le coût est encore prohibitif comme en témoignent les dernières analyses de Lazard à ce sujet[lxxxvi], qui montrent un coût environ 3 fois plus élevé que pour l'éolien terrestre – et ce, sans prendre en compte les coûts de stockage. Dans une récente analyse, Bloomberg[lxxxvii] notait par exemple que pour fournir l'électricité nécessaire à un écran plat, il faudrait la surface suivante pour chacune des énergies listées :

- Hydro-électricité : 296 m^2
- Éolien : 37 m^2, incluant l'espace nécessaire entre chaque turbine
- Solaire : 14 m^2
- Charbon : 0,8 m^2
- Nucléaire : 0,3 m^2
- Gaz naturel : 0,1 m^2

Stockage et stabilité des réseaux

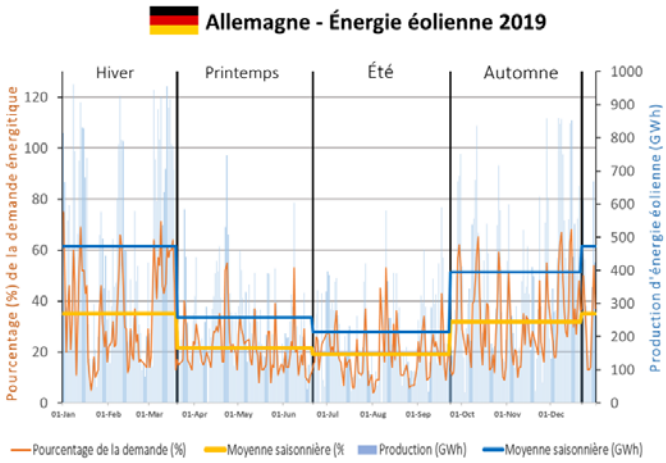
Un autre enjeu pour les EnR est leur intermittence. Malgré une meilleure intégration des systèmes électriques et une meilleure collaboration entre les différents pays, une croissance importante du recours aux EnR entraine des risques de stabilité du réseau électrique, par opposition à une source de production électrique stable. À ce jour, les seules véritables sources de production électrique stable sont l'hydroélectricité, le gaz naturel, le nucléaire et le charbon – mais avec une flexibilité plus ou moins importante. Le rapport de Poten & Partners (Poten) en annexe 2 présente une situation résumée dans sa section 1.2 du besoin et du coût pour le stockage en supplément des installations de production électrique renouvelable. Poten y fait notamment état que les toutes dernières turbines à gaz naturel dans les CCGT peuvent démarrer à pleine capacité en moins de 30 minutes pour pallier l'intermittence des EnR, alors qu'une centrale au charbon aura besoin de plusieurs heures. BP, dans son dernier rapport *Energy Outlook 2020*, propose un tableau récapitulatif des solutions en fonction des besoins[lxxxviii] :



En ce qui a trait au coût de ce stockage, le dernier rapport de Lazard en 2020 sur les coûts de production d'électricité et les coûts de stockage indique qu'un système de ferme solaire avec batterie aurait un coût moyen entre 126 et 156US$ / MWh versus entre 44 et 68US$ / MWh pour une CCGT. Certes, l'installation solaire offrant la capacité de production tourne autour d'un coût plus proche de 30 à 40US$ / MWh, mais il faut y ajouter ce coût de stockage. L'enjeu est similaire pour l'éolien. Le véritable nœud du problème cependant n'est pas cette capacité de stockage temporaire sur quelques heures, qui, même s'il vient

avec un coût, peut être couvert avec la technologie existante. Le véritable enjeu est l'intermittence saisonnière. Outre l'hydroélectricité, aucun stockage d'électricité digne de ce nom n'existe à ce jour, et cet enjeu est très largement posé dans les rapports de l'AIE en dépit de la décroissance attendue du prix du stockage. À titre d'exemple, les graphiques suivants reprennent la production éolienne journalière de l'Allemagne et de l'Espagne en 2019 qui montre notamment :

- Allemagne - une différence de 300 GWh/jour de production entre l'hiver et l'été (soit 12 GW de capacité de production) et une variation entre 32 GWh/jour et 962 GWh/jour entre les jours les moins venteux et les plus venteux. C'est quasiment la production électrique du Québec.



Près de 300 GWh/jour de différence entre les saisons

Pourcentage de la demande

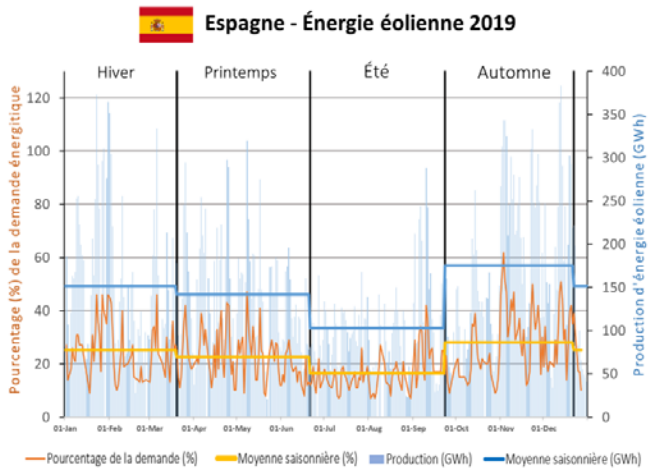
Maximum	75 %
Minimum	4 %
Moyenne	27 %

Production éolienne

Maximum	962 GWh
Minimum	32 GWh
Moyenne	333 GWh

Référence données: Wind Europe

- Espagne - une différence de 90 GWh/jour de production entre l'hiver et l'été (soit 4 GW de capacité de production) et une variation entre 21 GWh/jour et 383 GWh/jour entre les jours les moins venteux et les plus venteux.



Près de 90 GWh/jour de différence entre les saisons

Pourcentage de la demande

Maximum	62 %
Minimum	7 %
Moyenne	23 %

Production éolienne

Maximum	383 GWh
Minimum	21 GWh
Moyenne	143 GWh

Référence données: Wind Europe

Une si grande intermittence met une véritable pression sur les systèmes électriques et cela a résulté notamment en des enjeux de stabilité du réseau, par exemple en Californie[lxxxix] et en France[xc], où les régulateurs ont dû demander en 2020 un changement de comportement aux français ou forcer un « *rolling blackout* » en Californie. Les autorités régulatrices de l'électricité en Californie, CAISO et CPUC, ont apporté en janvier 2021[xci] leurs conclusions quant au problème en Californie en concluant que le problème de stockage et l'absence de sources en support (gaz naturel) étaient la cause principale du problème.

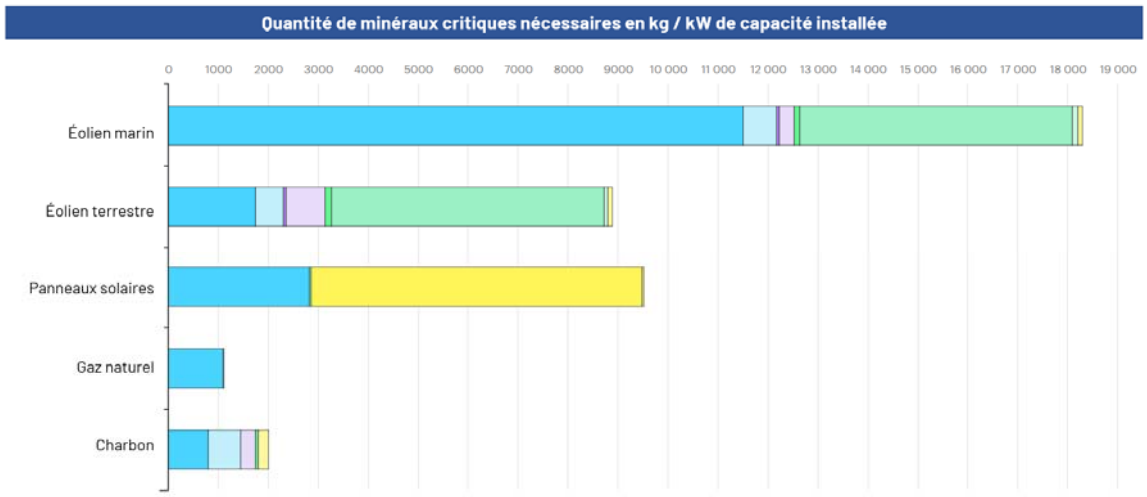
Génération de chaleur

On parle énormément des EnR pour la production d'électricité, mais on omet très souvent de traiter de leur utilisation dans la génération de chaleur ou pour les procédés industriels, qui sont de gros consommateurs d'énergie fossile. Plusieurs procédés industriels nécessitent une flamme pour opérer, ce que les EnR ne peuvent fournir. Environ 35% de la consommation mondiale de charbon sert à des fins industrielles et/ou de chaleur. Cela représente, en énergie équivalente[xcii], près de 14 000 TWh (par rapport à la consommation électrique québécoise annuelle qui est de l'ordre de 200 TWh). L'AIE note par exemple que la meilleure façon de décarboner l'industrie est à travers l'utilisation de l'hydrogène, mais la technologie n'est pas suffisamment mature et compétitive en prix pour pouvoir opérer ce changement de façon rapide avant la 2ème moitié du siècle.

Besoin en produits miniers

Enfin, l'autre élément majeur qui pourrait ralentir la pénétration des EnR, et ainsi rendre le recours au gaz naturel d'autant plus important afin de ne pas perdre de temps dans la transition énergétique et la sortie du charbon, est le besoin en produits miniers et notamment des minéraux critiques tels que le lithium, le cobalt ou d'autres métaux rares. Ceux-ci sont devenus incontournables dans le cadre du développement de la filière des véhicules électriques.

D'ailleurs dans sa dernière analyse intitulée *The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions* de mai 2021, Fatih Birol, Directeur exécutif de l'AIE, est très clair : "Today, the data shows a looming mismatch between the world's strengthened climate ambitions and the availability of critical minerals that are essential to realising those ambitions." ("Aujourd'hui, les données montrent un décalage imminent entre les ambitions climatiques renforcées du monde et la disponibilité de minéraux critiques qui sont essentiels à la réalisation de ces ambitions."). Ces éléments sont non seulement nécessaires pour les batteries, mais aussi pour les réseaux électriques, les panneaux solaires, les éoliennes et une grande majorité des autres équipements en lien avec les EnR. Par exemple, on a besoin de 7 fois plus de minéraux critiques dans une voiture électrique qu'une voiture conventionnelle, ou plus de 18 fois plus pour un kW d'éolien marin versus un kW de gaz naturel comme le montre le graphique ci-dessous[xciii] :



Ces besoins en minéraux critiques viennent avec d'autres enjeux que nous ne couvrirons pas en détail dans ce document – n'étant pas le sujet de celui-ci – mais compte par exemple des risques géopolitiques (la Chine compte 50 à 70% des capacités de raffinage du lithium et du cobalt, ou la République Démocratique du Congo a décidé de tripler le coût de royalties sur le cobalt tout en produisant plus de 70% du cobalt mondial), des risques sociaux (20% des mines au Congo sont des mines artisanales sans respect des droits humains), voire des risques environnementaux comme cela commence à être soulevé, notamment dans la production de lithium en Amérique du Sud. Les risques en lien à ces produits sont parfaitement explicités par l'AIE dans son rapport[xciv] [xcv], qui s'attend à une croissance de la demande entre 25 et 40 fois celle de 2020 d'ici 2040 pour les minéraux critiques. L'AIE suggère même aux différents pays de commencer à stocker ces minéraux en planification de rupture d'approvisionnement, et ce, pour éviter des déstabilisations géopolitiques dans le futur[xcvi].

1.2.4 *Mouvance récente du développement des infrastructures gazières*

Dans cette portion, nous allons couvrir les éléments de décision les plus critiques qui ont eu lieu vis-à-vis des décisions et ayant un impact potentiel sur le rôle du gaz naturel, et ce depuis les audiences du BAPE dans la deuxième moitié de 2020. À cet effet, nous avons sélectionné les éléments suivants, qui ne sont pas exhaustifs, mais devraient fournir une liste pertinente de développements d'infrastructures gazières en parallèle de celles des EnR:

- Union Européenne – en mai 2021, la Commission Européenne a décidé d'ajouter le gaz naturel dans sa liste des solutions finançables à travers son plan de relance verte. Certaines conditions sont appliquées comme la nécessité de rester en dessous de 270g CO_2 / kWh pour les opérations de ces installations (notons que les CCGT les plus récentes, sans CCUS, émettent aux alentours de 300g CO_2 / kWh, ce qui est un

bel incitatif pour ajouter du GNR ou de l'hydrogène dans le mix de gaz naturel, ou bien d'ajouter des technologies de CCUS qui au final pourraient capter jusqu'à 95% des émissions), ou d'obtenir ses autorisations d'ici 2025 dans la mesure où de telles installations peuvent avoir une très longue durée de vie[xcvii].
  - Les installations qui ajoutent la gestion de la chaleur résiduelle (CHP pour Combined Heat Processes) pourraient voir ces financements plus rapides

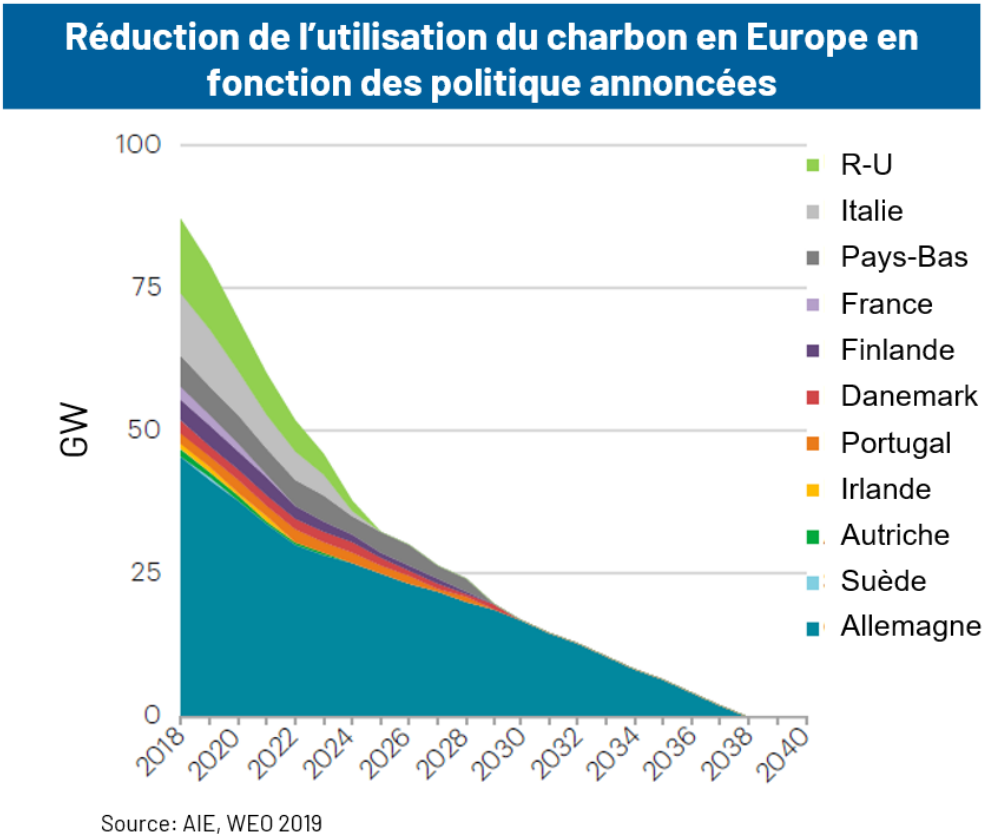
- Union Européenne – la liste des projets d'intérêt commun pour lesquels les projets représentent environ 30% des projets a été émise par l'UE dans la deuxième moitié de 2020[xcviii].
- Croatie – en janvier 2021, Krk a reçu sa première cargaison de GNL au nouveau terminal d'importation qui a été financé à hauteur de 124 millions d'euros par l'UE[xcix]
- Chypre – en décembre 2020, l'UE a validé l'investissement dans un terminal d'importation de GNL à Chypre sous la condition que ce terminal permette la réduction des émissions de particules et de GES sur l'île[c]. À cet effet, le président de Chypre (Nicos Anatastiades) estime que ce terminal va permettre de réduire leur dépendance au pétrole de l'ordre de 15-25% pour la génération d'électricité et ainsi réduire leurs émissions de GES[ci].
- Chine – en septembre 2020, la Chine s'est engagée à devenir carboneutre d'ici 2060. Seulement quelques semaines plus tard, Petrochina (l'une des 3 compagnies d'État dans le secteur gazier) a indiqué que cette démarche aurait pour résultat d'au moins doubler la demande en gaz naturel en Chine d'ici 2025[cii]. Il est important de noter qu'en dépit de la pandémie, la demande en gaz naturel[ciii] et en GNL[civ] a augmenté de 6% et 10% respectivement en 2020. Ceci est notamment porté par la conversion de plus de 10 millions de ménages au gaz naturel en 2020 (quasiment la population canadienne).
- Corée du Sud – dans la deuxième partie de 2020, la Corée du Sud s'est engagée à décommissionner une grande quantité de centrales au charbon d'ici 2034, ce qui fait partie du plan de la Corée pour la carboneutralité[cv]. En l'occurrence, le plan initial prévoit la fermeture de 50% de leurs centrales au charbon (soit 30) dont 24 seront remplacées par des centrales au GNL, augmentant la demande en GNL de près de 15% d'ici 2034[cvi]
- Japon – en février 2021, le Japon s'est engagé à jouer un rôle majeur dans le remplacement du charbon par le gaz naturel dans les pays d'Asie du Sud-Est afin de tirer profit de la clause 6 de l'Accord de Paris et prendre une partie de ces gains d'émissions à son compte. Le Japon a décidé de se focaliser sur 7 pays (Inde, Indonésie, Vietnam, Philippines, Malaisie, Thaïlande et Birmanie) et estime qu'un investissement de l'ordre de 20 milliards de dollars dans ces pays leur permettrait de réduire les GES de 864 Mt CO_2 / an, créant ainsi une demande supplémentaire de 166 millions de tonnes de GNL par an[cvii].

1.3 Volonté mondiale à favoriser l'essor des énergies moins polluantes

1.3.1 *Politiques d'États*

Dans cette section, nous allons fournir une liste d'exemples de politiques énergétiques et engagements visant à réduire l'utilisation du charbon dans certains des pays en Europe et en Asie. Cette liste n'a pas vocation à être exhaustive, mais fournit un niveau de détails suffisants, en supplément des informations de la section I-B-4. L'Europe notamment est fière de pouvoir indiquer que 50% de ses 324 centrales au charbon seront fermées d'ici 2030[cviii].

Le figure ci-bas présente une vision simple des fermetures anticipées en Europe de centrales au charbon, d'après des données colligées par l'AIE[cix]. On remarquera que cette volonté de sortir du charbon va nécessiter la mise en place de moyens de production électrique pilotable au gaz naturel dès 2025 pour favoriser cette transition. Ceci est parfaitement avec les plans de développement de GNL Québec dans la mesure où ces moyens de production seront disponibles pour les prochaines décennies tout en anticipant les modifications attendues du combustible entrant dans ces moyens de production (voir section III pour plus de détails sur le sujet).



Pays	Engagements face au charbon
Royaume-Uni	Le Royaume-Uni prévoit d'éliminer huit de ses centrales au charbon d'ici à 2025. Depuis 2011, neuf centrales ont été supprimées. Les centrales restantes continueront de recevoir des subventions pour l'électricité, ce qui leur permettra d'être concurrentielles sur le marché de la capacité et d'assurer la fiabilité de leur approvisionnement en électricité.
Espagne	Le nouveau gouvernement de gauche a promulgué la fermeture de presque toutes les mines de charbon espagnoles d'ici fin 2018 en échange du versement de 250 millions d'euros aux syndicats. La rémunération sera affectée aux investissements dans les régions houillères, à la création d'emplois, aux indemnités de licenciement et aux retraites anticipées des mineurs de plus de 48 ans, ainsi qu'à des programmes de rééducation des mineurs afin de garantir des emplois "verts". L'accord couvre les 10 mines de charbon espagnoles appartenant à des particuliers. Espagne : investissement de 250 millions d'euros pour la requalification et formation des mineurs dans les énergies alternatives
Allemagne	Plus de 40% de son électricité provient du charbon dû à la fin du recours au nucléaire. L'Allemagne veut s'engager à fermer ses centrales au charbon avant 2038. Rappelons que l'Allemagne a plus de 150 centrales au charbon. Investissement de 44 milliards d'euros pour couvrir l'impact économique et social de la fermeture de cette industrie. D'ailleurs l'AIE demande à l'Allemagne de s'engager sur une augmentation de l'import de GNL pour favoriser sa transition en dehors du charbon[cx]
Pays-Bas	Annoncé en 2018, les Pays-Bas interdiront l'utilisation du charbon dans la production d'électricité au cours de la prochaine décennie et fermeront deux de leurs cinq centrales au charbon à la fin de 2024, à moins qu'ils ne changent de combustible. Les trois usines restantes, construites en 2015 et 2016, auront jusqu'en 2029 pour être désaffectées. En 2030, le pays ne tirera plus d'électricité du charbon.
Slovaquie	Le gouvernement va arrêter ses subventions à l'industrie du charbon d'ici 2023, et investir 3 milliards d'Euros pour arrêter son industrie minière du charbon qui emploie plus de 15 000 personnes

Pays	Engagements face au charbon
Danemark	Le Danemark s'est engagé à fermer ses 5 dernières centrales au charbon d'ici 2035
Pologne	La Pologne s'est engagée à réduire de 80% à 30% la part du charbon dans sa génération d'électricité (2040), incluant des fermetures de mines (€13.5B de subventions européennes). À cet effet, elle va accélérer le déploiement de ses projets gaziers qui pourront être utilisés dans le développement parallèle du biométhane et de l'hydrogène[cxi] La Pologne s'est aussi engagée à mettre fin aux activités minières de charbon d'ici 2049, alors que l'industrie emploie plus de 100 000 personnes et que 75% de l'électricité polonaise provient du charbon[cxii]. À cet effet, il est attendu que la demande en gaz naturel va augmenter de 60% d'ici 2040 et que le gaz naturel va contribuer à 30% du mix énergétique (et 35% pour les EnR)[cxiii]. La Pologne a d'ailleurs lancé le développement d'un deuxième terminal d'import de GNL à Gdansk pour combler cette demande[cxiv]. Piotr Naimski, le responsable gouvernemental responsable des infrastructures énergétiques, a déclaré à Reuters: «On peut s'attendre à une augmentation de la demande de gaz entre 2024 et 2030, lorsque de nouvelles centrales au gaz seront mises en service. Il s'agira dans un premier temps d'une forte croissance, puis, dans les années qui suivront 2030, la demande restera à un niveau stable. ». Il étend son terminal de gaz naturel liquéfié (GNL) à Swinoujscie à 7,5 bcm, construit une liaison gazière de 10 bcm avec la Norvège et prévoit une unité de regazéification de stockage flottant à Gdansk d'une capacité allant de 4,5 à 12,0 bcm ou plus, a déclaré Naimski[cxv]. Pologne : accord/investissement conjoint pour fermer les mines et les centrales au charbon[cxvi], et a déjà fait la demande à l'Union Européenne pour une aide de 16 milliards d'euros pour faciliter la transition dans les régions fortement dépendantes à l'industrie charbonnière.
Chine	Le gouvernement central a émis une série d'ordres en 2016 et 2017 pour arrêter ou retarder la construction de 151 centrales au charbon planifiées (environ 57GW sur les 259GW planifiés). Par exemple, la Chine en janvier 2018 avait 940GW de capacité de production via des centrales au charbon, avec 115GW au statut de préconstruction, 95GW en construction et 211GW en cours de développement.[cxvii]

Pays	Engagements face au charbon
	Les objectifs en matière de mix énergétique incluent que la consommation d'énergie primaire devrait être maîtrisée à 5 milliards de tonnes d'équivalent charbon d'ici 2020 (6 milliards pour 2030), les combustibles non fossiles dans le mix énergétique devraient être supérieurs à 15% en 2020 (20% pour 2030), le gaz naturel devrait représenter plus de 15% du mix d'ici 2030.
Inde	La taxe sur le carbone a récemment été multipliée par quatre pour atteindre environ 6 dollars par tonne de CO_2 et s'applique au charbon, au lignite et à la tourbe. Les recettes de la taxe carbone sont redistribuées par le Fonds national pour l'énergie propre et contribuent à hauteur de 40% au coût du projet. Le Premier ministre Modi a fixé à l'Inde l'objectif d'installer 175 GW d'énergie renouvelable d'ici 2022 et compte réduire l'intensité des émissions de son PIB de 33 à 35% d'ici 2030 par rapport au niveau de 2005. En février 2021, Modi a annoncé qu'il attendait que le gaz naturel représente 15% du mix énergétique indien en comparaison au 6% actuel.[cxviii]. Cette décision a été mise de l'avant par l'AIE : "The IEA welcomes this ambition, which would allow India to improve the environmental sustainability and flexibility of its energy system".[cxix] Depuis 2018, l'organisme de réglementation a travaillé sur la mise en place du Indian Gas Exchange pour favoriser l'essor du gaz naturel et du GNL espérant augmenter l'importation de GNL de 25 mtpa en 2020 à 85 mtpa d'ici 2040[cxx].
Corée du Sud	Le pays compte actuellement 61 centrales au charbon en exploitation et construit sept centrales au charbon (7,3GW). La nouvelle administration s'est engagée à mettre un terme à la construction de nouvelles centrales au charbon. Un plan existant pour la construction de neuf nouvelles centrales au charbon serait examiné et le gouvernement ne délivrerait pas de nouveaux permis pour des projets d'électricité fonctionnant au charbon. Le nouveau plan énergétique ramènerait la part de la production d'électricité du charbon à environ 36% en 2030 contre 46% en 2017. Le gouvernement a déclaré que la plupart des changements ne seraient introduits qu'après 2022. Le gouvernement envisage de mettre hors service toutes les centrales de plus de 30 ans. Le gouvernement prévoit également d'augmenter la taxe à la consommation sur les importations de charbon en 2018. La *Korea Army Academy* a réalisé une étude[cxxi] pour comprendre l'impact de certaines décisions comme la sortir du nucléaire ou du charbon en Corée du Sud sur les autres sources énergétiques. Le résultat est que le GNL sert de variable d'ajustement à la hausse dans tous les scénarios afin de combler le besoin en énergie stable.

Pays	Engagements face au charbon
	Diverses mesures visant à réduire les émissions provenant du transport de marchandises sont en place ciblant l'industrie ferroviaire, maritime et aérienne, par exemple, en introduisant des navires alimentés au GNL et en développant l'électricité à terre dans le transport maritime[cxxii]. Elles font partie du plan de carboneutralité à 2050 de la Corée du Sud. Le ministère sud-coréen de l'Énergie a déclaré le 27 avril 2021 que la demande de GNL du pays devrait augmenter de 15,1% jusqu'en 2034 en raison d'une demande plus élevée de GNL pour le soutage et les voitures à pile à hydrogène, ainsi que d'un effort du gouvernement pour réduire la production d'électricité au charbon et nucléaire. "Le pays se préparera à une offre stable de GNL, car la demande de carburant peut atteindre 52,53 millions de tonnes en 2034, en cas de demande plus importante de production d'électricité", a déclaré le responsable du ministère. "Dans le cadre des efforts visant à assurer un approvisionnement stable, la Corée du Sud diversifiera les sources d'importations de GNL", indique le communiqué du MOTIE.
Taiwan	Taïwan dispose actuellement d'une capacité installée au charbon de 18,6 GW, ainsi que de 4 GW supplémentaires prévus et en construction. L'inquiétude du public concernant les niveaux de pollution est à son plus haut niveau, en particulier dans la région de l'Ouest. Le Premier ministre a déclaré que le gouvernement était prêt à mettre de côté la réouverture prévue de la centrale au charbon de Shenao si un terminal de GNL prévu dans la ville de Taoyuan passait une évaluation environnementale. La stratégie de transition énergétique planifie que la production d'électricité à Taiwan verra une augmentation de la part du gaz naturel de 38 à 50% d'ici 2030.
Indonésie	Le plan énergétique national général (2017) spécifie les plafonds de production de charbon pour 2019 et une intention de réduire progressivement les exportations. Le même plan prévoit que le charbon fournira 30% de l'approvisionnement en énergie primaire en 2030 et 25% en 2050, et annonce un moratoire sur les permis d'extraction du charbon dans les zones forestières.
Philippines	Les Philippines ont mis en place une augmentation de 400% de la taxe sur le charbon importé en mars 2018 pour encourager le développement des énergies renouvelables.

Le tableau suivant donne également un exemple d'autres engagements réalisés par certains pays pour favoriser l'utilisation du GNL dans les transports ou en remplacement du pétrole.

1.3.2 *Politiques corporatives*

Au-delà des différents engagements des pays visant à l'abandon du charbon pour favoriser des sources moins polluantes, il est aussi important de noter que de nombreux acteurs corporatifs ont également pris des engagements similaires, comme indiqué ci-dessous

- Exemples d'engagements corporatifs des entreprises énergétiques
  - EDF (France) s'est engagée à arrêter ses activités liées au charbon d'ici 2040
  - RWE (Allemagne) s'est engagé à arrêter ses activités liées au charbon d'ici 2038
  - Centrica
  - Endesa (Espagne) s'est engagé à arrêter ses activités liées au charbon d'ici 2030, à l'exception des besoins de réserve et de pointe
  - Naturgy (Espagne) s'est engagé à arrêter ses activités liées au charbon en Espagne d'ici 2023
  - Engie (France) s'est engagé à arrêter ses activités liées au charbon d'ici 2035
  - Orsted (Danemark) s'est engagé à arrêter ses activités liées au charbon d'ici 2023
  - CLP (Hong-Kong) s'est engagé à arrêter ses activités liées au charbon d'ici 2050 et d'arrêter tous nouveaux projets, ayant un impact notamment sur des projets en cours au Vietnam et en Thaïlande.
  - JERA (Japon) s'est engagée à fermer ses centrales au charbon les moins efficaces d'ici 2030 et de les remplacer en partie par du gaz naturel, en y injectant également de l'hydrogène[cxxiii].
  - BC Ferries s'est engagé à remplacer sa flotte utilisant du pétrole avec une flotte utilisant du GNL et des biocarburants (bio-diesel)[cxxiv]

Dans la section II-H, nous fournissons l'intégralité de la liste des compagnies de traversiers qui se sont engagées à privilégier le GNL plutôt que les autres alternatives comme combustible pour leurs navires. Cela est en accord avec les prévisions de l'AIE quant au rôle du GNL dans la décarbonation de l'industrie maritime, faisant suite à l'engagement IMO 2020.

Pays	Autres engagements face au charbon
Allemagne	Le gouvernement allemand a prolongé la période au cours de laquelle il accorde des subventions pour l'équipement et la conversion des navires de mer afin qu'ils utilisent le GNL comme carburant marin. Le ministère a noté que les programmes de support gouvernementaux actuels accordent des subventions jusqu'à 40% du prix de transformation du GNL pour les navires de haute mer et jusqu'à 60 pour cent selon la taille de l'entreprise. Il est en outre noté que l'utilisation du GNL comme technologie de transition permet une utilisation accrue du méthane bio et synthétique à l'avenir, permettant une navigation climatiquement neutre[cxxv].
Corée du Sud	Le ministère sud-coréen de l'Énergie a déclaré le 27 avril 2021 que la demande de GNL du pays devrait augmenter de 15,1% jusqu'en 2034 en raison d'une demande plus élevée de GNL pour le soutage et les voitures à pile à hydrogène, ainsi que d'un effort du gouvernement pour réduire la production d'électricité au charbon et nucléaire. "Le pays se préparera à une offre stable de GNL, car la demande de carburant peut atteindre 52,53 millions de tonnes en 2034, en cas de demande plus importante de production d'électricité", a déclaré le responsable du ministère. "Dans le cadre des efforts visant à assurer un approvisionnement stable, la Corée du Sud diversifiera les sources d'importations de GNL", indique le communiqué du MOTIE. La Corée du Sud a révisé la législation régissant le développement de son activité de gaz urbain afin d'inclure l'activité de GNL pour l'utilisation des navires, dans le cadre d'un effort visant à promouvoir son secteur national de soutage de GNL. La loi révisée sur les entreprises du gaz urbain est entrée en vigueur et verra également le secteur du soutage de GNL classé séparément du marché du gaz existant, les entreprises souhaitant s'engager dans le soutage de GNL étant soumises à des réglementations distinctes.[cxxvi]
Union Européenne	L'Union européenne a approuvé en juillet 2020 des subventions pour ses États membres afin d'accroître l'utilisation du gaz naturel liquéfié (GNL) comme carburant de transport pour les navires, les voitures et les camions. Le financement fait partie d'une enveloppe de 2,2 milliards d'euros (2,6 milliards de dollars) destinée à soutenir 140 projets de transport dans l'UE[cxxvii]. Sur ce montant, un total de 142 millions d'euros (167 millions de dollars) a été attribué à 19 projets visant à promouvoir des carburants plus verts.
France	La France soutiendra l'adoption du gaz naturel liquéfié (GNL) comme carburant plus propre pour les navires en encourageant les ports à développer les infrastructures nécessaires, a déclaré son Premier ministre en novembre 2020

Pays	Autres engagements face au charbon
	Le GNL a été promu comme une alternative au mazout pour un secteur du transport maritime confronté à des normes d'émissions plus strictes à partir de 2020, et le géant français du transport par conteneurs CMA CGM a déclaré qu'il serait le premier à utiliser le GNL pour propulser des porte-conteneurs géants[cxxviii].
Espagne	Deux projets espagnols de soutage de GNL ont reçu un soutien financier de 27 millions d'euros (31,7 millions de dollars) de la Commission européenne; Plus précisément, la Commission européenne soutiendra un certain nombre d'initiatives, notamment le développement de deux nouveaux projets de fourniture de gaz naturel liquéfié (GNL) aux navires - soutage - à Barcelone et à Algésiras, coordonnés par Enagás. Les partenaires de ces initiatives sont Enagás, Scale Gas, une unité d'entreprise, Knutsen, les autorités portuaires de Barcelone et Bahía de Algeciras. Ces projets s'inscrivent dans la stratégie institutionnelle LNGhive2 menée par Puertos del Estado, pour soutenir le développement du marché du GNL en tant que carburant marin et pour garantir son soutage dans les ports conformément à la directive européenne 94/2014 sur les carburants alternatifs. Le mécanisme pour l'interconnexion en Europe, qui a été utilisé pour soutenir un total de huit projets en Espagne dans le dernier appel, contribuera à atteindre les objectifs climatiques définis dans le pacte vert européen[cxxix].
Chypre	Alors que la République de Chypre envisage un système de production d'énergie plus propre, plus efficace et moins coûteuse, Cyfield Construction Ltd., l'une des principales sociétés de construction à Chypre, et Siemens Energy travaillent ensemble pour soutenir la transition tant attendue de l'île vers la décarbonisation via le remplacement du mazout lourd coûteux et peu écologique par du gaz naturel. La nouvelle centrale devrait être pleinement opérationnelle d'ici 2023 et devrait être en phase avec l'arrivée de gaz naturel liquéfié (GNL) sur l'île. Le nouveau terminal GNL de Chypre est actuellement en construction. Jusqu'à présent, le réseau insulaire de Chypre est presque entièrement desservi par des chaudières au mazout lourd. Comme l'espace pour l'énergie éolienne et solaire est limité sur l'île, le passage au gaz naturel est également le levier clé pour réduire les oxydes de soufre nocifs et pour maintenir les émissions de particules au minimum. En outre, les performances de la station entraîneront une réduction significative du coût de l'électricité et fourniront jusqu'à un tiers des besoins en électricité de Chypre. «Le développement de cette centrale est vital pour la suffisance énergétique et l'indépendance de Chypre. En outre, le coût de l'électricité sera nettement inférieur pour les entreprises et les ménages chypriotes, ce qui profitera directement à l'économie », a déclaré Kyriakos

Pays	Autres engagements face au charbon
	Chrysochos, fondateur du groupe Cyfield. « Cyfield est fier de faire partie de la transition énergétique de Chypre, qui passe du mazout lourd à un gaz naturel nettement plus propre.[cxxx] »
Sénégal	Wärtsilä soutient les efforts du Sénégal pour une production d'énergie plus propre avec un projet de conversion de gaz; La centrale, qui appartient à Senelec, la société de services publics du Sénégal, fonctionne actuellement au mazout lourd. La conversion assurera la pérennité de l'installation, car la stratégie à long terme du Sénégal consiste à réduire l'empreinte carbone de la production d'énergie en passant au gaz lorsqu'un approvisionnement domestique est disponible. Ce projet fait partie d'une solution provisoire de transition entre le GNL et l'EnR, et constitue la première conversion de gaz de centrale électrique au Sénégal[cxxxi].
Singapour	Singapour veut se positionner comme un leader dans le soutage de GNL, et planifie une demande de l'ordre de 1 million de tonnes de GNL par pour ces besoins dans les prochaines années.[cxxxii]

1.3.3 *Politiques financières*

Il est bien connu qu'une sortie du charbon doit se faire de manière conjointe entre les joueurs de l'industrie, les pays et les financiers. À cet effet, de grandes institutions financières ont emboité le pas pour accélérer la sortie du charbon avec notamment plus de 100 banques qui arrêtent ou limitent leur financement de l'industrie du charbon[cxxxiii], ce qui n'est pas le cas en ce qui concerne l'industrie du gaz naturel.

Certaines institutions qu'on peut nommer à cet effet :

- La Banque Européenne d'Investissement (BEI) qui a émis une politique pour stopper son investissement dans les énergies fossiles d'ici 2022. Il faut ici préciser que cette politique s'applique pour les infrastructures de production d'électricité émettant plus de 250 g CO_2e/kWh. Les toutes dernières centrales à gaz à cycle combiné (CCGT) émettent entre 300-320 g CO_2e/kWh, et la BEI a été très claire en indiquant que cette limite avait été fixée afin de forcer les opérateurs à installer des équipements de capture de carbone dont le coût serait acceptable dans le cas des CCGT, au contraire des centrales au charbon. Il est aussi important de noter que dans la dernière liste des Projets d'Intérêt Commun validée en 2019, plus de 20% de cette liste concerne des projets gaziers dont des terminaux d'importation de GNL.
- BlackRock est souvent prise comme exemple d'institution majeure se retirant des énergies fossiles. La réalité est que BlackRock a indiqué qu'elle considèrerait les critères ESG dans ses investissements – ce qui vient à l'avantage de GNL Québec, étant la première usine de liquéfaction de GNL exploitée par l'hydroélectricité et carboneutre – et qu'elle se retirerait des entreprises qui font plus de 25% de leur chiffre d'affaires à partir du charbon[cxxxiv]
- RBS (G-B) s'est engagé à ne plus financer de compagnies liées au charbon (mine et génération d'électricité)
- Les autres banques ayant arrêté le financement du charbon (Natixis, Commerzbank, Société Générale, Crédit Agricole, Rabobank, BNP, ING, ABN, Deutsche Bank, KBC, Santander, Barclays…)
- Une grande majorité des pays et institutions qui se sont engagés à abandonner le recours au charbon se sont organisés dans une coalition appelée *Powering Past Coal Alliance*[cxxxv]. On y retrouve près de 100 organisations avec un peu plus de 37 entreprises et 33 pays.

Afin de rappeler le niveau de financement dans le gaz naturel, les statistiques suivantes sont importantes à considérer :

- Entre 2016 et 2019, plus de 76 milliards de dollars US ont été investis dans l'industrie du GNL, ce qui occulte même la partie amont et aval de la chaîne

- Le financement d'une telle ampleur peut faire appel à un grand nombre de solutions de financement, impliquées dans l'industrie dans le passé : banques d'investissement, agence d'exportations, obligations vertes ou « investment grade », emprunts long terme, emprunts court terme, etc.
- 32 transactions dans le secteur de l'infrastructure du gaz naturel (hors amont) ont eu lieu depuis 2015 en Amérique du Nord, dont 20 dans le secteur du GNL et 12 dans le stockage et les gazoducs. La taille moyenne de ces financements était de 2,9 G US$
- L'émergence des obligations ou financements dits verts s'appliquent à certains domaines du gaz naturel, notamment quand des notions de réduction de GES ou de carboneutralité sont en jeu
- Au premier semestre de 2020, 27 transactions ont eu lieu dans l'infrastructure énergétique aux É.U dont 8 dans le secteur gazier

Enfin, au cours des dernières années, les grandes institutions financières canadiennes ont continué d'investir des milliards de dollars dans des projets de gaz naturel et des projets de GNL en Amérique du Nord et dans le monde, démontrant que le gaz naturel reste conforme aux politiques de transition énergétique et aux priorités de ces institutions:

1. 2021: La Banque Royale du Canada, la Banque Toronto Dominion, 1832 Asset Management et la Banque de Montréal détiennent collectivement plus de 6,5 milliards de dollars américains d'actions dans TC Energy.[cxxxvi]
2. Août 2020: OPTrust, Axium Infrastructure et DIF Capital Partners - aux côtés de partenaires australiens - ont clôturé le financement et commencé la construction du projet Cascade Power Project de 1,5 milliard de dollars canadiens, un projet CCGT de 900 MW qui aidera l'Alberta à remplacer la production au charbon.
3. Juin 2020: Brookfield Asset Management et un consortium de partenaires de capital-investissement ont investi 10 milliards de dollars pour acquérir une participation de 49% dans 38 gazoducs aux Émirats arabes unis.[cxxxvii]
4. Avril-mai 2020: EDC - l'agence de crédit à l'exportation appartenant au gouvernement canadien - a accordé entre 250 et 500 millions de dollars canadiens de prêts pour aider à financer la construction du gazoduc de 670 km de 42 pouces de diamètre de TC Energy gazoduc, Coastal Gaslink, qui fournira du gaz naturel à l'installation d'exportation de GNL de 13 mtpa de Shell, LNG Canada, en Colombie-Britannique.[cxxxviii] [cxxxix]
    a. En outre, ATB Financial, la Banque de Montréal, la Banque Canadienne Impériale de Commerce, la Banque Canadienne de l'Ouest, la Banque Nationale du Canada, la Banque Royale du Canada, la Banque Scotia et Toronto Dominion - aux côtés d'institutions financières de premier plan d'Allemagne, d'Espagne, d'Australie, de Singapour et de Corée du Sud , Le Japon, la Chine et les États-Unis - ont financé au total 200 millions de dollars canadiens de prêts aux entreprises et plus de 1,5 milliard de dollars canadiens de prêts à terme pour soutenir la construction de Coastal Gaslink en Colombie-Britannique[cxl]

5. Octobre 2019: Brookfield a investi 2 milliards de dollars américains pour acheter une participation de 25% dans le projet d'exportation de GNL de Dominion Cove Point aux États-Unis.[cxli]
6. Août 2019: Brookfield a investi 550 millions de dollars américains dans deux gazoducs au Mexique[cxlii]
7. Juillet 2019: La Banque Royale du Canada et la Banque de Nouvelle-Écosse ont été nommées parmi les investisseurs - aux côtés d'institutions financières de premier plan des Pays-Bas, de France, d'Espagne, des États-Unis, de Chine et du Japon - qui ont fourni un engagement de plus de 10 milliards de dollars pour financer le projet d'exportation de 5,8 milliards de dollars US, pour 10 mtpa de Calcasieu Pass LNG de Venture Global LNG Inc. et le pipeline de gaz naturel TransCameron en Louisiane, États-Unis[cxliii]
8. Juin 2019: le ministère de l'Innovation, des Sciences et du Développement économique du Canada a octroyé une subvention de 275 millions de dollars canadiens au projet d'exportation de GNL de 13 mtpa de LNG Canada en Colombie-Britannique[cxliv]
9. Avril 2019: La Caisse de dépôt et placement du Québec - et son partenaire français - ont investi au total 8,6 milliards de dollars américains pour acquérir une participation combinée de 90% dans Petrobras 'TAG, le plus grand propriétaire de réseau de transport de gaz naturel au Brésil avec environ 4500 km de gaz naturel infrastructure pipelinière.[cxlv]
10. Septembre 2018: Brookfield a investi 1,9 milliard US $ pour acquérir 1400 km de gazoduc en Inde.[cxlvi]

1.3.4 *Demande des ONGs en Asie pour le remplacement du charbon par le gaz naturel*

Un autre élément important qui montre concrètement la grande dichotomie en fonction des régions est l'orientation que certaines ONGs prennent dans leur position par rapport au gaz naturel, en fonction notamment des réalités locales. Dans cette section, nous allons prendre quelques exemples concrets qui montrent bien cet élément.

En Allemagne, Greenpeace a créé une coentreprise afin de favoriser l'essor du gaz naturel et des EnR afin de réduire la dépendance de l'Allemagne au charbon et au nucléaire. Le site internet suivant https://www.greenpeace-energy.de/privatkunden.html fait état de ce positionnement.

Historiquement, les grandes compagnies de la Corée du Sud et du Japon ont eu tendance à aller chercher leurs perspectives de croissance, notamment dans le charbon, en Asie du Sud-Est (Thaïlande, Vietnam, etc.). À travers le lobbying d'ONG en Corée du Sud, des projets de développement de charbon au Vietnam ont été convertis au GNL. C'est le cas notamment du projet Vung Ang 3 qui a converti le plan de développement d'une centrale

au charbon de 2 400 MW en une CCGT équivalente[cxlvii]. La pression mise sur KEPCO (compagnie coréenne) en Indonésie a résulté à la même chose. Cette pression est notamment mise par l'ONG For Our Climate[cxlviii]. Cette organisation a notamment réussi à forcer KEPCO à annuler des développements de charbon ou à les convertir au GNL, notamment en Afrique du Sud et aux Philippines[cxlix]. Le leader de Solutions For Our Climate, Sejong Youn, a d'ailleurs indiqué que « We welcome that KEPCO has finally stopped the Sual project in its tracks. This is a major victory for the Sual community's health and our climate. It is not too late for KEPCO to take the same approach for its recent investment in Jawa 9, 10 in Indonesia and Vung Ang 2 in Vietnam. Both of these countries have adopted ambitious renewable energy plans, and converting these coal projects into gas or renewables will be far more beneficial for all parties involved »[cl].

2 GNL QUÉBEC ET LA RÉDUCTION DES GAZ À EFFET DE SERRE (GES)

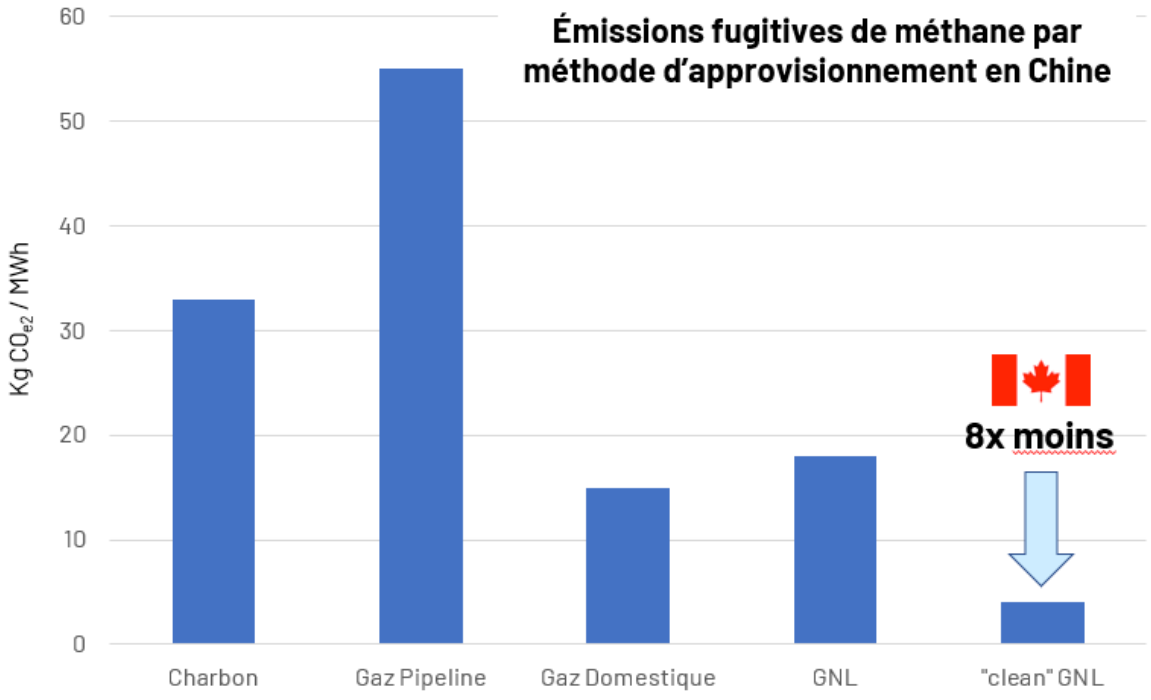
2.1 La performance environnementale de GNL Québec et du gaz naturel canadien

Avant d'entrer dans le détail des différents scénarios d'application du GNL et du remplacement possible d'énergies plus polluantes, nous estimons qu'il est important de mettre en perspective la performance globale en termes d'empreinte carbone de la chaine d'approvisionnement du projet Énergie Saguenay en comparaison aux autres sources de GNL disponibles sur le marché. Ces éléments sont confirmés/validés par de nombreuses études indépendantes, et feront l'objet d'une mise à jour de l'ACV préparée par le CIRAIG au cours des prochaines étapes de développement du projet. Ils sont d'autant plus importants que, d'un point de vue commercial, les acteurs du marché sont à la recherche du GNL à la plus faible empreinte carbone. Le meilleur exemple de ceci est la décision en novembre 2020 d'Engie et du gouvernement français de ne pas aller de l'avant avec le promoteur de GNL américain NextDecade à cause de sa piètre performance environnementale en amont, notamment à cause des méthodes utilisées dans le bassin permien[cli].

Le premier élément que nous souhaitons partager est la reconnaissance d'un organisme de réglementation (à savoir dans l'État de Washington) aux É.U. qui a expressément octroyé un permis d'exploitation au projet de GNL Tacoma LNG[clii] (développé par une firme locale Puget Sound Energy) sous réserve que leur approvisionnement en gaz naturel provienne du Canada. Cette décision a été poussée par la performance environnementale reconnue du gaz naturel canadien en opposition à celui produit aux É.U. grâce à un contexte réglementaire plus strict, notamment en ce qui a trait au torchage, aux émissions fugitives de méthane, mais aussi à la gestion des puits en fin de vie. Le permis de construction délivré en décembre 2019 par la Puget Sound Clean Air Agency (PSCAA) exige[cliii] que « le propriétaire et/ou l'exploitant veille à ce que la seule source d'approvisionnement en gaz naturel utilisée dans toutes les opérations de

l'installation de Tacoma LNG provienne de la Colombie-Britannique ou Alberta, Canada ». Le service public local basé à Washington a réalisé une analyse des émissions de GES du cycle de vie en 2019, qui a ensuite été soumise à son organisme de réglementation. Dans son analyse, le service public a noté que « l'une des principales hypothèses est que la source du gaz qui alimente l'usine est identifiée par PSE comme provenant exclusivement de la Colombie-Britannique ou de l'Alberta ... Le rapport d'analyse du cycle de vie indique que les émissions de GES les facteurs de production de gaz naturel aux États-Unis peuvent être jusqu'à cinq fois plus élevés que ceux du Canada. D'autres recherches récentes indiquent que les émissions fugitives réelles réalisées provenant de la production de gaz naturel aux États-Unis semblent être 60% plus élevées que les émissions fugitives publiées. ».

Le deuxième élément important provient des données colligées par l'AIE[cliv] qui montrent la performance globale de ce qu'elles appellent « clean LNG » afin de décrire des infrastructures de GNL qui peuvent tirer profit d'électrification et pour lesquelles la réglementation sur les émissions fugitives est bien plus stricte. On se rend ainsi compte que le niveau d'émissions fugitives sur des juridictions comme le Canada est 8 fois moins important que les autres alternatives GNL pour livraison en Chine (et encore bien plus si on compare cela à un approvisionnement par gazoduc en provenance de Russie, un facteur important dans la décision de l'Allemagne de se tourner vers le Canada et vers des sources alternatives à la Russie pour leur approvisionnement de substitut au charbon). À noter que ces données ne prennent pas en compte la plus récente réglementation canadienne de réduction des émissions fugitives de méthane de 45% d'ici 2025.

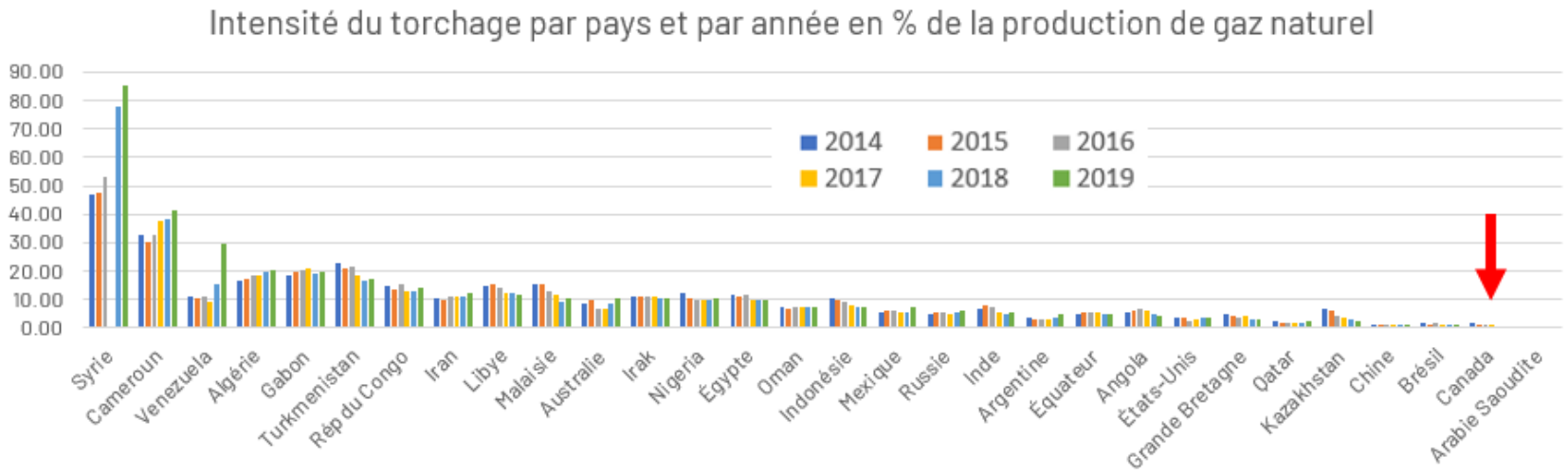


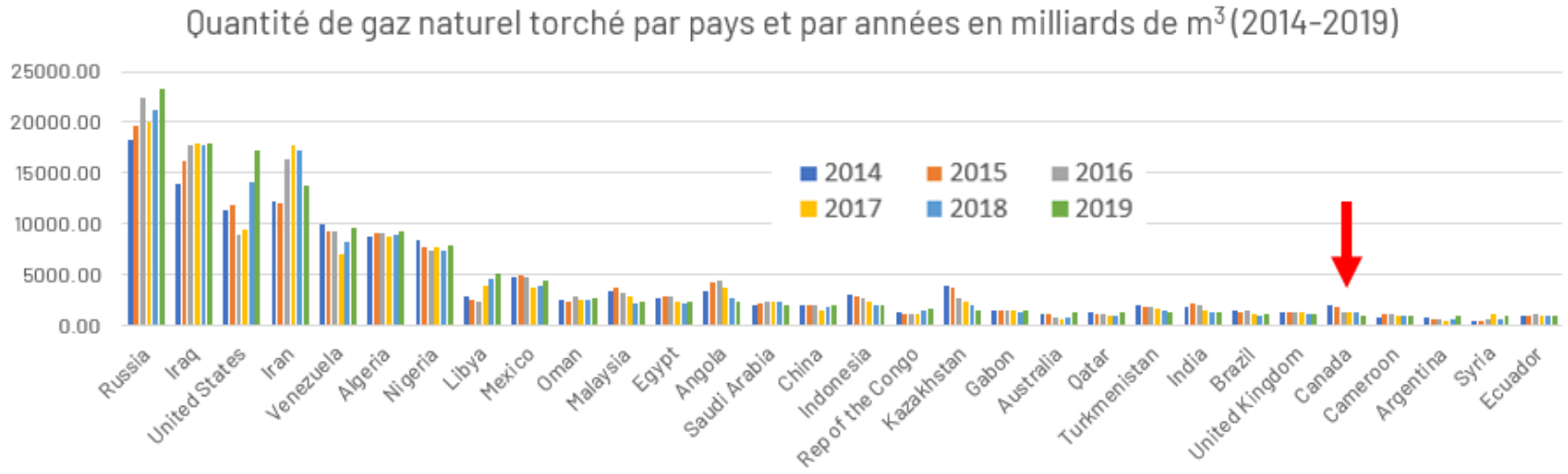
Le troisième élément est la performance du Canada vis-à-vis des impacts du torchage sur les émissions de GES, en comparaison aux autres producteurs de gaz naturel. La Banque Mondiale qui a mis en place le programme *Zero Routine Flaring*[clv] fournit chaque année un état des lieux de l'industrie, et on se rend compte que le Canada, tout en étant le 4ème plus gros producteur de gaz naturel au monde, n'est que le 29ème pays en termes d'intensité de torchage, soit 6x moins qu'aux É.U, 9x moins qu'en Russie et 16x moins qu'en Australie. Le graphique ci-bas est tiré des données de la Banque Mondiale[clvi].

Le quatrième élément à considérer est la performance du Canada en termes d'émissions fugitives pour la production de gaz naturel. On a souvent tendance à confondre les données de l'industrie du gaz et du pétrole au Canada en moyennant les informations provenant de la production du gaz naturel avec celle des sables bitumineux. À cet effet, nous allons faire référence à 3 études qui démontrent que le niveau d'émissions fugitives au Canada est bien en deçà des limites nécessaires à faire du gaz naturel un combustible de transition efficace :

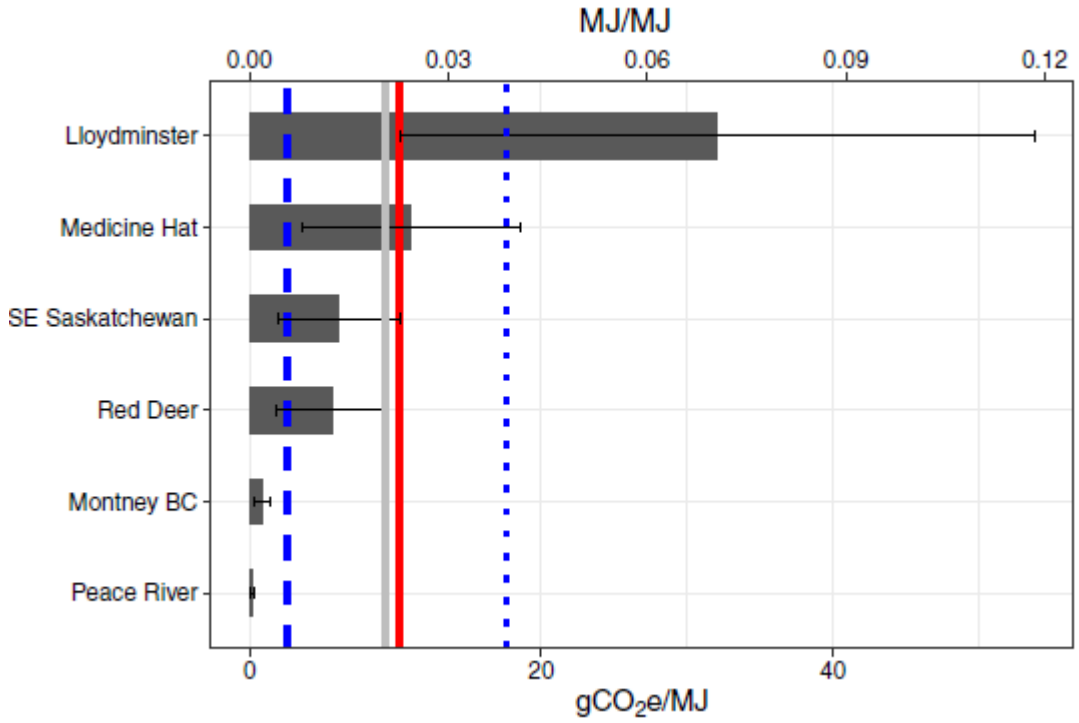
De plus, pour revenir au point sur l'augmentation de méthane dans l'atmosphère, deux études scientifiques en provenance des universités les plus crédibles ont démontré (1) que les émissions fugitives dans les zones de production (et non pas juste aux puits) étaient en accord avec les chiffres du CIRAIG, responsables de l'ACV préparée pour le projet Énergie Saguenay et (2) que l'augmentation de la production de gaz naturel par fracturation hydraulique n'était pas responsable des augmentations de méthane dans l'atmosphère. Une troisième étude montre aussi que la performance du Canada en termes d'émissions fugitives est meilleure que la moyenne de l'industrie.

- La première étude a été réalisée par Institute of Environmental Physics (IUP), University of Bremen, Bremen, Allemagne (Schneising, Août 2020)[clvii]. Elle montre des niveaux de fuite aux É.U de l'ordre de 1,2-1,4% en moyenne (hors bassins problématiques comme le permien, où les réglementations sont questionnées), ce qui est bien en-dessous des niveaux maxima limites pour ne pas avoir un impact positif sur les changements climatiques sur un horizon de 20 ans.
- La seconde étude contredit les conclusions de l'étude d'Howarth, et a été réalisée par le Cooperative Institute for Research in Environmental Sciences, University of Colorado Boulder, Boulder, CO, USA, par le National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), Earth System Research Laboratory, Boulder, CO, USA et par le Lawrence Berkeley National Laboratory de University of California, Berkeley, CA, USA (avril 2019)[clviii] et son directeur du département en génie climatique. Elle montre qu'il n'y a pas de preuves évidentes que la production de gaz naturel par fracturation hydraulique résulte en plus de méthane dans l'atmosphère.


Intensité du torchage par pays et par année en % de la production de gaz naturel
90.00
80.00
70.00
60.00
50.00
40.00
30.00
20.00
10.00
0.00
2014
2015
2016
2017
2018
2019
Syrie
Cameroun
Venezuela
Algérie
Gabon
Turkménistan
Rép du Congo
Iran
Libye
Malaisie
Australie
Irak
Nigeria
Égypte
Oman
Indonésie
Mexique
Russie
Inde
Argentine
Équateur
Angola
États-Unis
Grande Bretagne
Qatar
Kazakhstan
Chine
Brésil
Canada
Arabie Saoudite


Quantité de gaz naturel torché par pays et par années en milliards de m3 (2014-2019)
25000.00
20000.00
15000.00
10000.00
5000.00
0.00
2014
2015
2016
2017
2018
2019
Russia
Iraq
United States
Iran
Venezuela
Algeria
Nigeria
Libya
Mexico
Oman
Malaysia
Egypt
Angola
Saudi Arabia
China
Indonesia
Rep of the Congo
Kazakhstan
Gabon
Australia
Qatar
Turkmenistan
India
Brazil
United Kingdom
Canada
Cameroon
Argentina
Syria
Ecuador

- La troisième étude a été réalisée pour le compte de Ressources Naturelles Canada, et fait partie d'une séquence d'études à ce sujet. Elle a été publiée récemment dans *Nature*[clix] et conclut notamment que les émissions de méthane dans les bassins de production de gaz naturel (Montney, Peace River) sont au minimum 6x à 8x moins importants que la moyenne de l'industrie (même si l'étude mentionne une sous-estimation qui principalement soulevé par l'absence de gestion de ces émissions dans l'industrie des sables bitumineux, qui ne produisent pas de gaz naturel). Le graphique ci-bas illustre ces propos. À noter que les autres bassins dans le graphique ci-dessous représentent des zones de production de pétrole ou de sables bitumineux.

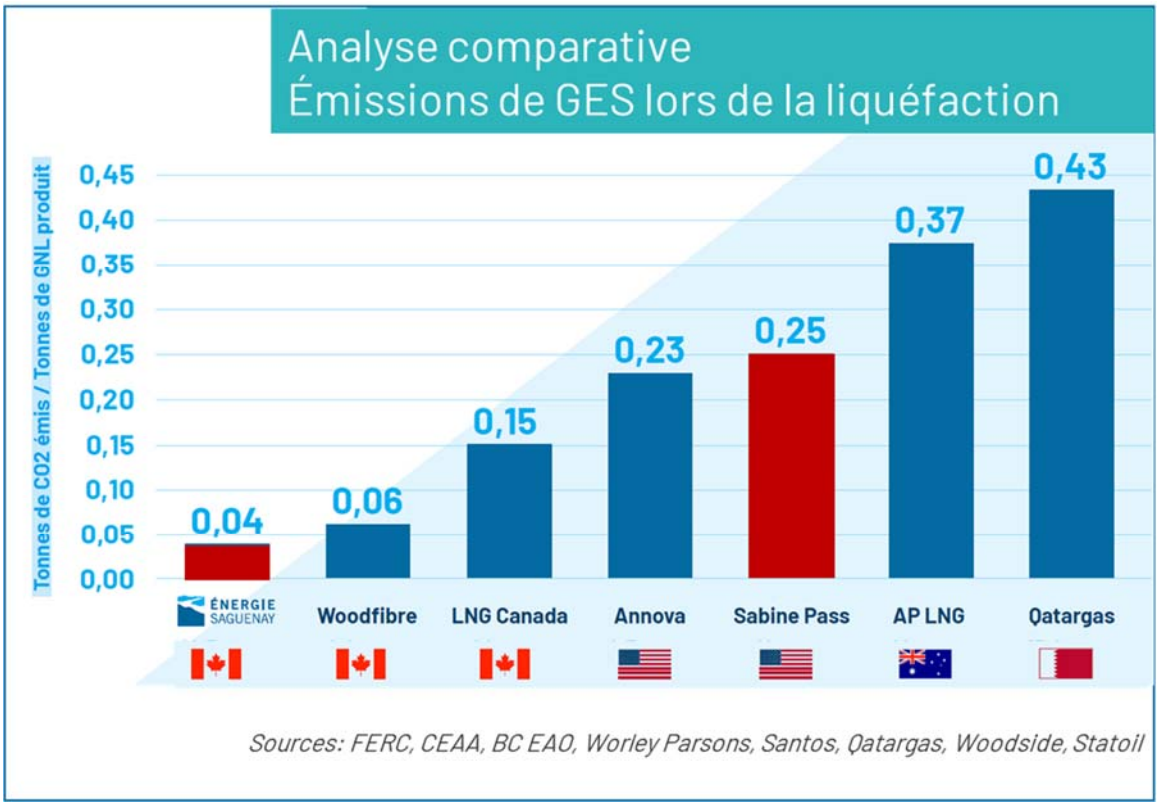


Légende :

- La barre grise correspond à l'empreinte carbone en g CO_2 / MJ
- L'axe supérieur correspond aux MJ de CH_4 émis par MJ de gaz naturel ou pétrole produit
- L'axe inférieur correspond à l'échelle d'empreinte carbone en g CO_2 / MJ
- La ligne gris pâle est la moyenne issue de l'étude
- La ligne rouge la moyenne sur l'ACV réalisée par Masnadi et al (2018)
- La ligne bleue fine est la moyenne de Masnadi et al pour le Canada (basé sur 84 champs vs plus de 6 700 pour cette étude de Nature)
- La ligne bleue épaisse est la moyenne de Masnadi et al pour le Canada, mais uniquement pour les émissions de CH_4

Le cinquième élément important est la performance globale de GNL Québec vis-à-vis de la concurrence en prenant en compte tous les éléments de la chaine d'approvisionnement de la production du gaz naturel à la liquéfaction. Cette performance est ainsi obtenue grâce à :

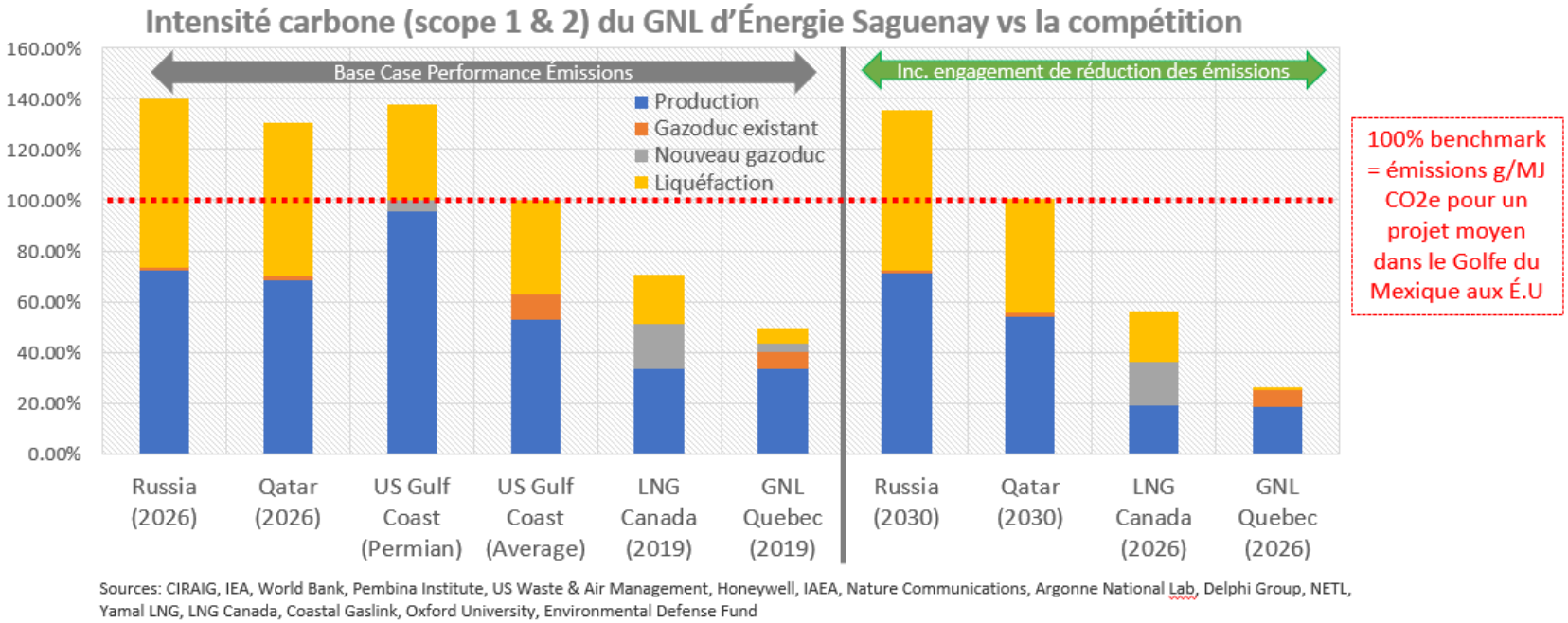
- L'électrification de l'usine de liquéfaction (entre 85 et 95% moins d'émissions de GES en fonction de l'usine prise en comparaison) comme le montre le graphique ci-dessous



- L'électrification du gazoduc (entre 90 et 95% moins d'émissions de GES)
- Le cadre réglementaire canadien en amont qui interdit le torchage, et restreint les émissions fugitives.

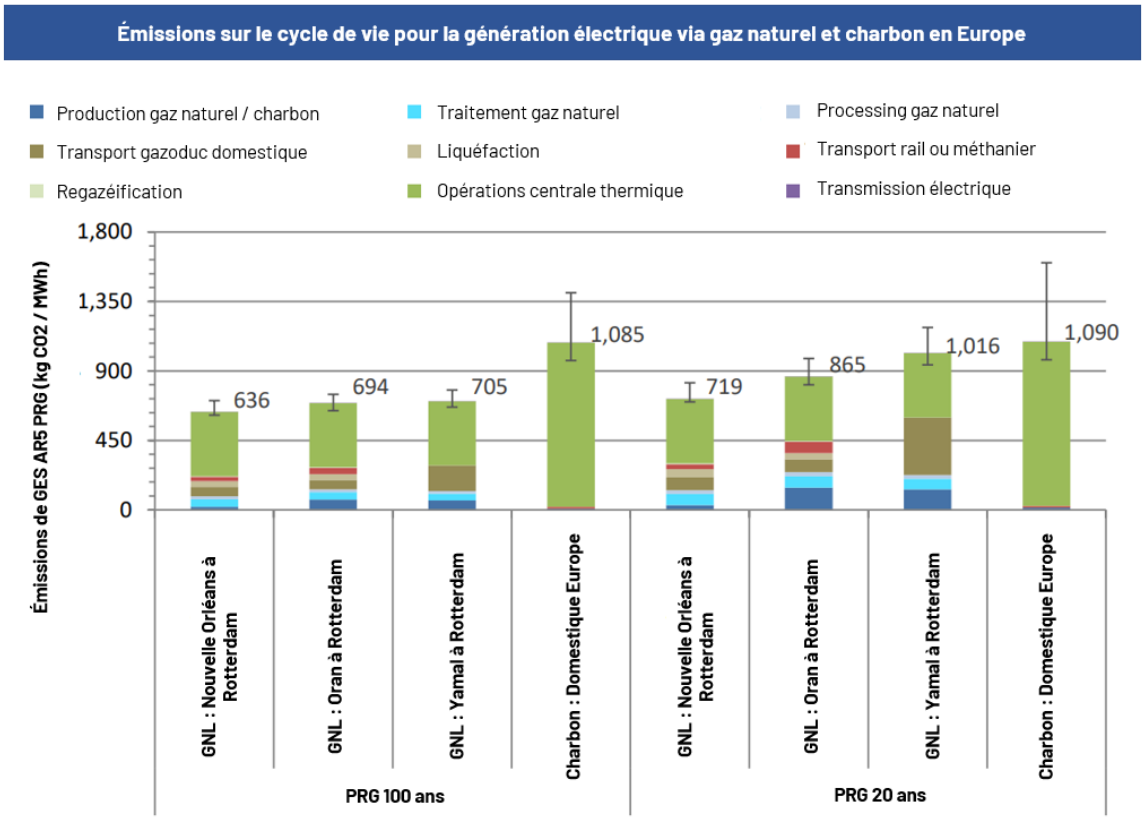
Basé sur ces éléments ainsi que des données scientifiques colligées au fil des dernières années, le graphique suivant conclut que sur sa chaîne d'approvisionnement amont, à ce jour, GNL Québec émettrait 3-4x moins de GES que les plus gros producteurs au monde (Russie et Qatar) et près de 45% moins de GES que la moyenne des É.U. Ces données sont d'ailleurs partiellement couvertes dans l'ACV du CIRAIG, qui se doit cependant de suivre une méthodologie précise et qui n'a donc pas pu distinguer les émissions de GNL Québec en amont de celles des É.U. handicapant ainsi directement les résultats pour

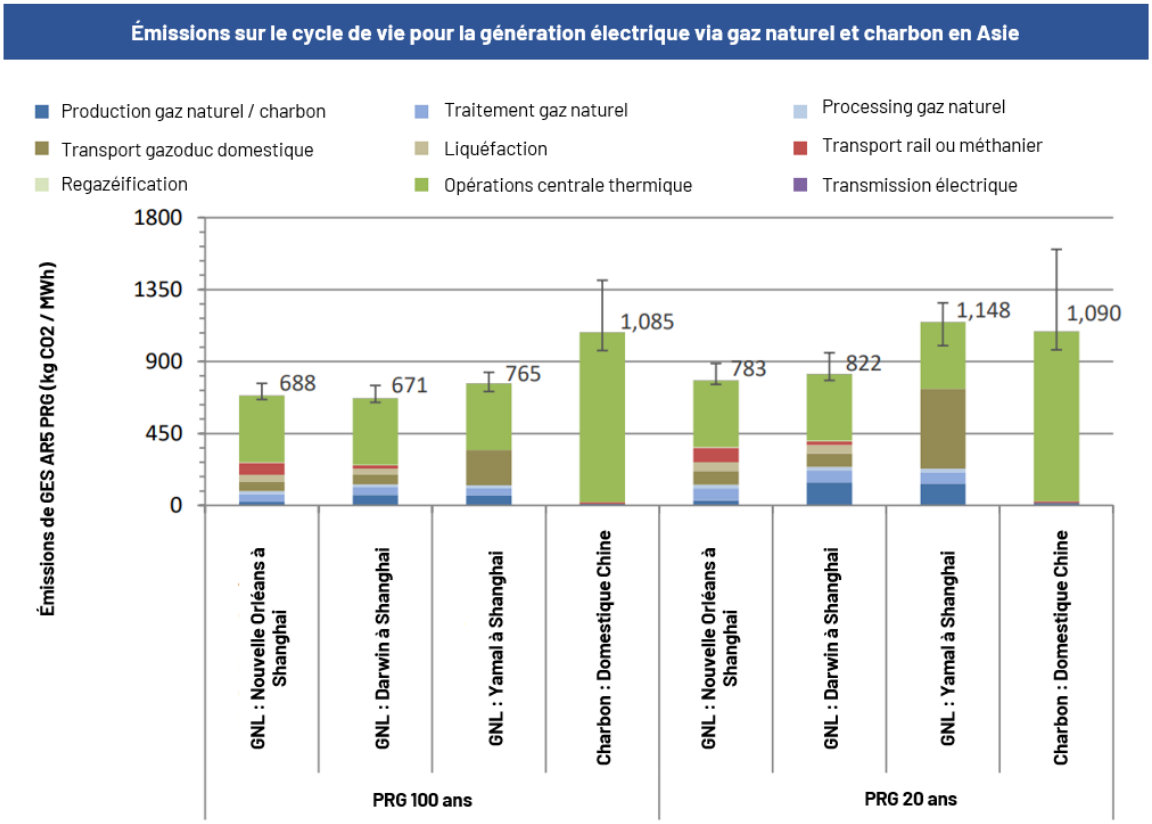
GNL Québec. Le graphique reprend aussi ce que serait ces émissions une fois toutes les nouvelles réglementations et engagements en vigueur sur chacune des juridictions, et GNL Québec sort encore bien devant la concurrence. On parle notamment de la réduction des émissions fugitives de méthane en amont au Canada, mais aussi de certains engagements de carboneutralité. En ce qui a trait à la Russie et au Qatar, ils se sont eux-mêmes engagés à capturer une partie du CO_2 émis à la liquéfaction, mais loin de ce que GNL Québec est capable de faire.



Sources: CIRAIG, IEA, World Bank, Pembina Institute, US Waste & Air Management, Honeywell, IAEA, Nature Communications, Argonne National Lab, Delphi Group, NETL, Yamal LNG, LNG Canada, Coastal Gaslink, Oxford University, Environmental Defense Fund

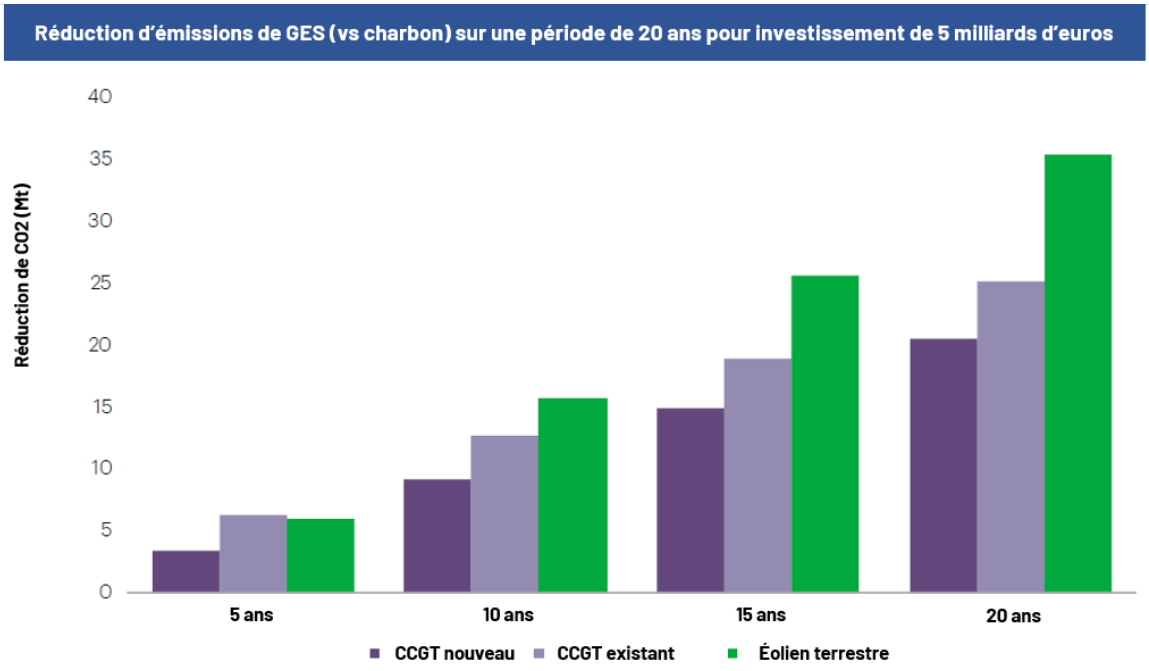
Enfin, le *National Energy Technology Laboratory* (NETL) aux É.U a réalisé une analyse de cycle de vie indépendante en 2014, puis mise à jour en 2019[clx], afin de comparer la performance environnementale du GNL américain à d'autres alternatives telles que le GNL russe ou le gaz de gazoduc russe. Cette analyse ne prend évidemment pas en compte la performance probante du GNL de GNL Québec (usine électrifiée, production en amont moins émissive, etc.), mais elle conclut tout de même que le GNL américain serait moins émissif que le gaz naturel en provenance de Russie ou d'Algérie, et ce, quel que soit la destination (Europe ou Asie). Les deux graphiques ci-dessous tirés de cette étude montrent le résultat final de l'analyse.





Tous les éléments présentés plus haut sont importants pour bien comprendre les explications des différentes situations/scénarios explicités plus bas.

Le dernier point que nous souhaitons soulever dans ce préambule est le potentiel de réduction de GES sur une période de 20 ans qui est présenté par l'AIE[clxi] entre une CCGT ou une éolienne terrestre pour un investissement équivalent de 5 milliards d'euros. Bien qu'il aille sans dire que l'éolienne obtient une meilleure performance sur une période de 20 ans, l'AIE conclut que la quantité de GES qui pourrait être réduite n'est cependant pas négligeable avec une CCGT, et doit donc être pris en compte dans l'analyse des différents scénarios. Le graphique ci-bas montre ces résultats. À noter que les CCGT existantes ont une meilleure performance, si toutes choses égales en termes de performance environnementale lors de l'utilisation des turbines à gaz, car les émissions en lien avec la construction de ces usines ont déjà eu lieu.



2.2 Situation 1 : GNL Québec ne vient qu'en addition des besoins énergétiques

Dans le scénario le plus conservateur, le GNL produit par GNL Québec ne viendrait qu'en addition des besoins énergétiques existants, et il n'y aurait pas une substitution directe d'autres énergies. Bien que ce scénario soit peu probable, il vaut néanmoins la peine de regarder les résultats d'une telle hypothèse en se basant sur les données quantitatives disponibles dans le cadre de l'ACV réalisée par le CIRAIG pour le compte de GNL Québec. Concrètement, le CIRAIG indique que sur la base du cycle de vie, le total d'émissions de CO_2 maximal de scope 1-2 brut (sans possibilité de réduction en lien avec le remplacement d'énergies plus polluantes) seraient de **42,3 Mt CO_2 / an**[clxii]. Il est important de rappeler que ce chiffre est basé en amont sur la performance moyenne nord-américaine, et non la performance canadienne. Si nous prenions des paramètres canadiens comme indiqué en section II.A, ce chiffre de 42,3 Mt CO_2 / an serait réduit (en tenant compte des réglementations actuelles) à **40,3 Mt CO_2 / an.**

Si cet ajout énergétique de gaz naturel sur les marchés était réalisé par les combustibles suivants, il en suivrait une augmentation de GES[clxiii] :

- Charbon en Asie : 119,5 Mt CO_2 / an soit **79,2 Mt CO_2 / an en supplément**
- Pétrole pour le transport maritime : 48.4 Mt CO2 / an soit **8.1 Mt CO_2 / an en supplément**[clxiv]

Pour les raisons expliquées dans la section I.B.3, nous avons considéré que la croissance de la demande ne sera pas uniquement couverte par les EnR mais que les besoins supplémentaires en gaz naturel sont bien présents. Dans cette partie, nous n'allons pas rentrer dans le détail quantitatif qui va être couvert dans les parties suivantes, mais uniquement conclure que si le gaz naturel vient en addition des besoins énergétiques actuels pour empêcher un développement supplémentaire de charbon, de mazout lourd, de pétrole, ou de gaz naturel non canadien, cela résulterait en une augmentation moins importante de GES au niveau mondial.

La section C, D et E suivantes vont fournir des indications quantitatives basées sur les conclusions du CIRAIG du point de vue de l'analyse de cycle de vie complète.

2.3 Situation 2 : GNL Québec ne vient que remplacer des sources de gaz naturel existantes

Si le GNL produit par GNL Québec ne venait pas en remplacement de charbon ou pétrole, mais en remplacement d'autres sources de gaz naturel (ce qui pourrait être le cas sur certains marchés comme l'analyse de Poten & Partners (Poten) présentée en section II-F le montre), il en résulterait une réduction de GES. En effet, comme démontré en section II-A, le GNL en provenance d'Énergie Saguenay possède une empreinte carbone plus faible que n'importe quel autre GNL au monde, mais aussi que le gaz naturel fourni via gazoduc par les larges producteurs tels que la Russie, l'Algérie ou d'autres pays d'Eurasie. L'argument pourrait être fait que si le GNL de GNL Québec vient à remplacer la production purement domestique d'Europe par exemple – cet argument ne s'applique pas en Asie où la production domestique de gaz naturel est rare, voire inexistante – cela pourrait représenter une augmentation des émissions de GES. Nous souhaitons donc soulever le fait que cette situation ne pourra pas vraiment s'appliquer sachant que la production domestique principale en Europe (le champ de Groningen aux Pays-Bas) va cesser ses activités d'ici 2022.

En reprenant ainsi le chiffre d'émissions de scope 1-2 sur le cycle de vie complet, GNL Québec permettrait de réduire les GES de la façon suivante s'il venait remplacer d'autres sources de gaz naturel :

- GNL en provenance des É.U : + 8% de GES, soit une **réduction de 3,2 Mt CO_2 / an**
- GNL en provenance de Russie : + 13%, soit une **réduction de 5,2 Mt CO_2 / an**
- GNL en provenance du Qatar : + 13%, soit une **réduction de 5,2 Mt CO_2 / an**
- Gaz naturel via gazoduc en provenance de Russie : +18%, soit une **réduction de 7,2 Mt CO_2 / an**

On se rend vite compte que même dans un scénario où le GNL de GNL Québec ne viendrait remplacer que du gaz naturel, cela aurait un impact positif sur les émissions globales de GES, soit entre 3 et 7 Mt CO_2 / an de réduction de GES.

2.4 Situation 3 : GNL Québec vient remplacer du pétrole

Le pétrole est principalement utilisé pour des fins de combustible pour le transport, mais également dans la génération d'électricité dans des pays comme le Pakistan, le Bangladesh et auprès des 2 milliards de population mondiale n'ayant pas accès à de l'électricité « grand réseau ».

Si on reprend les chiffres d'émission de scope 1-2 sur le cycle de vie complet fourni par le CIRAIG, le cycle de vie du pétrole émettrait environ 40% de GES en plus que le cycle du gaz naturel[clxv] pour une utilisation thermique (soit de la génération de chaleur ou d'électricité et non pas dans l'industrie pétrochimique). Ainsi, remplacer du pétrole par du gaz naturel pourrait résulter en une **réduction de l'ordre de 26.8 Mt CO_2 / an** si toute la production de GNL Québec venait remplacer du pétrole. À titre d'illustration, le tableau en section I-A reprend la part du pétrole dans le bouquet d'énergie primaire de certains pays, d'après le BP Statistical data.

2.5 Situation 4 : GNL Québec vient remplacer du charbon

Enfin, l'autre scénario qui représente la majeure partie du scénario globale de remplacement est celui en lien avec le remplacement du charbon en Europe et en Asie. Ce scénario le plus probable est explicité en détail dans les sections précédentes présentant les différents scénarios des experts, ainsi que les politiques mises en place autour du monde pour réduire le plus vite possible le recours au gaz naturel.

En se basant sur les données de l'ACV du CIRAIG (Scope 1-2-3), on peut en venir à la conclusion de la situation suivante dans le cas de remplacement de charbon, qui avait été partagée avec la commission du BAPE :

- Substitution du charbon en Asie pour génération d'électricité si toute la production de GNL Québec est utilisée à cet effet : **réduction de 79,2 Mt CO_2 / an**
- Substitution du charbon en Asie pour génération de chaleur si toute la production de GNL Québec est utilisée à cet effet : **réduction de 34,5 Mt CO_2 / an**
- Substitution du charbon en Europe pour génération d'électricité si toute la production de GNL Québec est utilisée à cet effet : **réduction de 69,6 Mt CO_2 / an**

Les ordres de grandeur sont majeurs et montrent tout l'avantage du gaz naturel par rapport au charbon. Il est important de noter que ces informations prennent compte de l'état de l'art sur l'analyse de cycle de vie, et que des études de sensibilité faites par le CIRAIG ont montré que ces résultats positifs ne seraient pas affectés.

À cet effet, le CIRAIG a aussi précisé que ces résultats seraient inversés uniquement si les émissions fugitives dépassent

- plus de 15 % de la production d'un puits si le GNL remplace le charbon pour la génération d'électricité

- plus de 8% de la production d'un puits pour la substitution du charbon pour la génération de chaleur,
- plus de 4% de la production d'un puits pour la substitution de produits pétroliers pour la génération de chaleur.

2.6 Le scénario le plus actuel de GNL Québec

Afin de répondre aux différentes exigences réglementaires, GNL Québec avait mandaté en 2020 la firme Poten & Partners pour faire une étude précise du scénario le plus probable de destination et d'usage du GNL produit par GNL Québec, disponible en annexe 2. Cette conclusion est basée sur une approche en 4 étapes :

Étape 1 : Recensement des groupements naturels de pays importateurs de GNL

Poten a procédé à des regroupements naturels à partir de 40 pays importateurs de GNL présentant des caractéristiques similaires pour former huit « régions » basées sur :

- Emplacement géographique
- Économie établie vs émergente
- Politiques gouvernementales en matière d'énergie
- Mix énergétique

Les huit régions sont :

- Marchés établis d'Asie du Nord
- Grands marchés émergents d'Asie
- Marchés émergents d'Asie du Sud-Est
- Marchés liquides établis d'Europe du Nord-Ouest
- Marchés établis d'Europe du Nord
- Marché d'Europe du Sud et de la région méditerranéenne
- Petits marchés de niche du monde entier
- Marchés émergents du Moyen-Orient et d'Asie du Sud

Étape 2 : Quantification des volumes de GNL à fournir à chaque région

Poten a pris une approche déterministe analysant des critères clés pertinents à chaque région pour quantifier répartition du volume de GNL de GNLQ à chaque région.

Critères utilisés :

- Croissance de la demande de GNL de 2018 à 2025
- Demande de GNL non couverte en 2025
- Prix du GNL par région
- Liquidité et densité des marchés par région
- Coût de transport à partir du Québec
- Expérience et niveau des acheteurs dans leurs régions respectives

Étape 3 : Répartition entre secteurs et mix énergétique pour chaque région

Les différents volumes de GNL ont suivi la répartition actuelle entre secteurs et mix énergétique établis au moyen de données internes de Poten, de prévisions et de données accessibles au public.

Secteurs pris en compte :

- Électricité
- Industrie
- Transports
- Résidentiel/commercial

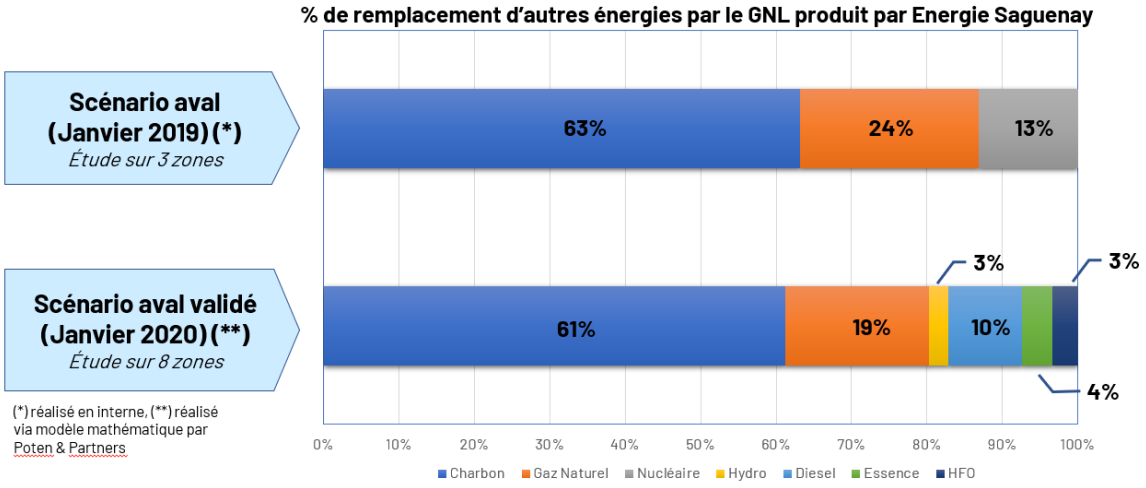
Étape 4 : Quantification des combustibles qui seront remplacés par le GNL de GNL Québec

Poten a procédé à une quantification des combustibles concurrents remplacés par GNL de GNL Québec dans chaque secteur pour chaque région.

Éléments pris en compte :

- Politiques énergétiques des gouvernements :
  - Mix énergétique cible
  - Engagement envers l'accord de Paris sur le climat
  - Demande du public
- Compétitivité du GNL par rapport aux autres sources de combustible dans chaque secteur
- Compétitivité de GNL Québec vs autres alternatives

Le graphique suivant représente le résultat de ces analyses mathématiques, qui viennent confirmer dans les grandes largeurs les estimations de marché initiales proposées par GNL Québec au CIRAIG et qui avait conclu en un potentiel de réduction de GES de l'ordre de 28,9 Mt CO_2 / an en remplaçant des énergies plus polluantes comme le charbon et le pétrole.



2.7 Le remplacement d'énergies et l'effet rebond

Dans les scénarios entrainant la réduction des GES, il a souvent été question de l'effet rebond qui pourrait jouer un rôle pour limiter l'importance de cette réduction. Par effet rebond, on entend que l'énergie remplacée (le charbon par exemple) trouverait un autre marché. Dans une question de la commission du BAPE à cet effet, la réponse suivante avait été fournie :

Il est assez difficile d'évaluer l'existence ou non d'effet rebond, car les flux de produits/matières énergétiques doivent être regardés d'un point de vue très détaillé. Cependant de nombreux travaux ont eu lieu sur le sujet, et nous allons expliquer brièvement les conclusions ci-bas, et l'application de ce concept dans le cadre de la question 12 de la Commission. En effet, il est particulièrement compliqué de dire si un effet rebond existe et d'en évaluer la cause, car de nombreux critères peuvent influencer ou non un effet rebond, par exemple (1) le prix des produits alternatifs (pétrole, charbon, gaz naturel, nucléaire, solaire, éolien, etc.), (2) l'interconnexion des réseaux électriques, logistiques ou de gazoducs entre les pays, (3) les politiques énergétiques des pays adjacents, (4) les coûts de revient et logistique de transport des différents produits, (5) la volonté de certains États de garder une industrie en existence (ici l'exemple du charbon) en faisant du dumping commercial, (6) la croissance économique des pays en question ou bien encore (7) les travaux d'efficacité énergétique des pays en question, etc.

C'est avec ces informations à notre portée que nous avons confirmé les deux points suivants à la Commission lors de la première partie des audiences :

- Un effet rebond peut exister sur le court terme, en fonction des différentes politiques prises par les pays
- Un effet rebond sur le moyen/long terme est très peu probable pour les raisons que nous expliquerons plus bas

Les différentes analyses de marché réalisées par Wood Mackenzie et Poten & Partners, mais aussi les scénarios de l'AIÉ, prennent évidemment en compte ces effets de bord dans leur simulation afin d'extrapoler la production, demande et consommation de tous les pays modélisés en ce qui a trait aux différents produits énergétiques. Ceci s'applique aussi aux dernières études du GIEC. On voit par exemple dans le scénario SDS de l'AIÉ, que malgré l'existence potentielle d'effet rebond à court terme, la consommation mondiale de charbon décroit de façon drastique. La présence potentielle d'effet rebond à court terme est aussi une raison pour laquelle notre scénario de remplacement ne possède pas un chiffre plus important que 60% pour le charbon, car, dans un scénario réaliste, il y aura potentiellement un effet rebond marginal à court terme qui ne permettra pas d'atteindre un résultat plus important que ce qui a été conclu via l'analyse de Poten & Partners.

Maintenant, pour revenir à l'effet rebond en tant que tel, c'est un concept relativement ancien qui avait été mis à jour par Jevons en 1865 dans une étude sur la relation entre l'utilisation du moteur à vapeur de Watt qui améliorait considérablement l'efficacité du moteur par rapport au design existant de Thomas Newcomen et la consommation globale de charbon au Royaume-Uni. Sa conclusion a été qu'une partie du gain d'efficacité a en fait été annihilée par une utilisation accrue de charbon, car le coût de production des produits (notamment de l'acier) avait décru grâce au gain d'efficacité. En gros, l'amélioration technologie a résulté en une pénétration plus rapide de la technologie et donc en une consommation plus importante de charbon – principalement, car la croissance (et son potentiel) du Royaume-Uni à l'époque était très importante. Ce phénomène a été étudié plus en détail au fil des années (Khazoom-Brookes, Saunders, Wackemagel, Rees etc.), et a été appliqué à différentes applications tels que l'efficacité des voitures, l'utilisation des ampoules LED, l'isolation des bâtiments, etc. Il a souvent divisé les économistes, même si une majorité s'accorde sur le fait que si les politiques comportementales ou de conservation adéquates sont mises en place, elles peuvent réduire le risque de l'effet rebond, voire même s'en affranchir. Les deux exemples les plus fréquents sont notamment les taxes carbones ou les processus de plafonnement et d'échange qui vont inciter les consommateurs à prendre des décisions allant à l'encontre de l'effet rebond.

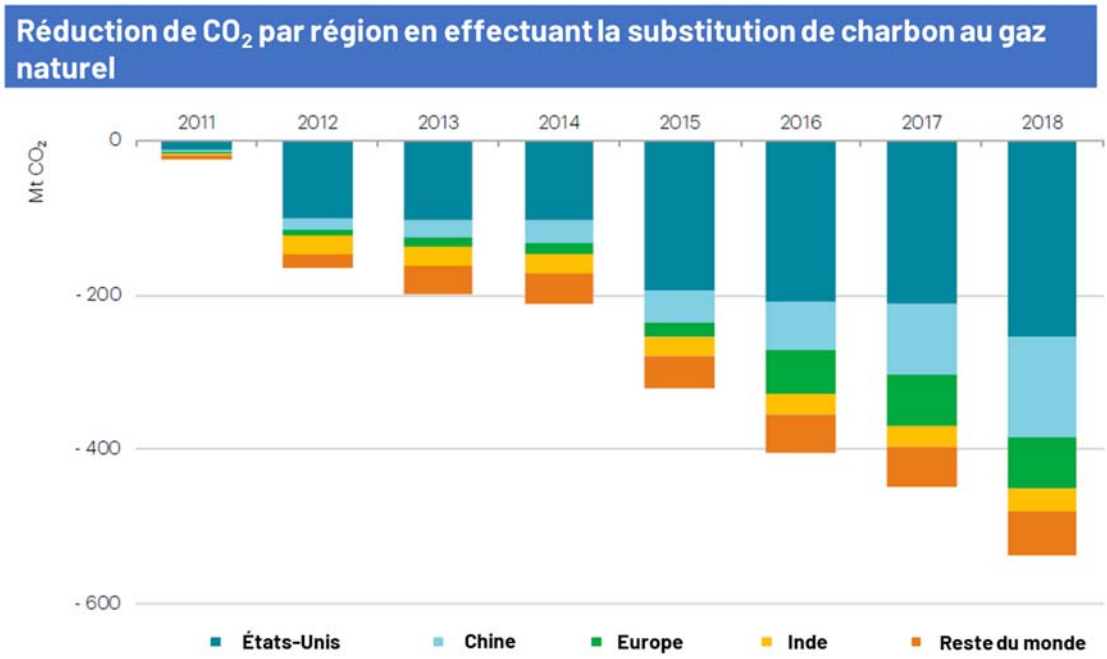
Certaines études[clxvi] [clxvii] [clxviii] ont montré que, dans le contexte d'un marché mature, le quantum de l'effet rebond est en général limité en quantité et dans le temps. Ces études ont notamment été réalisées dans le contexte de l'utilisation du pétrole et de l'efficacité des véhicules, c'est-à-dire que ce pétrole n'a pas été utilisé concrètement dans d'autres

secteurs de l'économie. En 2007, le *UK Energy Research Center*[clxix] a revu plus de 200 différentes études en lien avec l'effet rebond pour conclure que "*The extensive empirical literature in this area is both confused and inconclusive and provides an insufficient basis for the assumed parameter values within energy-economic models*". Un grand nombre d'autres chercheurs et économistes (Dr David Goldstein du NRDC, Dr Michael A. Levi du *Council for Foreign Relations*. Dr James Barret[clxx] ou encore Amory Lovins du *Rocky Mountain Institute*[clxxi]) ont également confirmé dans les dernières décennies que, certes, l'effet rebond est un concept qui existe, mais qu'il est en règle générale limité dans le temps et dans son amplitude, que ce soit d'un point de vue micro-économique par ses effets directs, ou d'un point de vue macro-économique par ses effets indirects. La question n'est donc pas si simple. D'ailleurs des études, notamment en Chine, ont montré que les effets indirects sont largement surestimés[clxxii].

De nombreux scientifiques et législateurs ont aussi travaillé à analyser et réduire l'impact potentiel de l'effet rebond de façon générale, et de nombreuses études ont montré que l'utilisation d'outils comportementaux, légaux voire économiques ont un impact sur la limitation de l'effet rebond[clxxiii clxxiv clxxv clxxvi clxxvii clxxviii clxxix]. La majorité de ces études montrent qu'un mix adéquat de politiques incitatives, voire coercitives, peuvent limiter l'effet rebond d'un point de vue conceptuel. Par exemple, certaines études ont conclu que les systèmes de plafonnement et d'échange à l'échelle de l'économie ainsi que les taxes sur l'énergie et le carbone, lorsqu'ils sont conçus de manière appropriée, apparaissent comme les politiques les plus efficaces pour fixer un plafond pour les émissions et lutter contre la consommation d'énergie dans l'ensemble de l'économie, et donc pérenniser le remplacement d'énergies plus polluantes par des énergies moins polluantes ou bien pérenniser des activités de recherche d'efficacité énergétique. On doit admettre qu'il serait paradoxal, voire infondé, de se priver de réductions de consommation énergétique et d'émissions de GES par crainte d'un effet rebond alors que les différents pays autour du monde peuvent implanter un niveau de politiques adéquates pour réduire voire annuler cet effet. Dans notre cas précis, nous reviendrons à ces politiques en lien avec le remplacement du charbon (ou autres énergies) par du gaz naturel (ou autres énergies moins émettrices de CO_2).

Nous n'avons cependant pas trouvé d'études à proprement dit sur l'effet rebond dans la substitution du charbon par du gaz naturel, principalement car ceci est relativement difficile à mesurer à cause du nombre de critères à considérer. Cependant, un grand nombre d'études[clxxx clxxxi] ont pu montrer que, de façon générale, le remplacement du charbon par le gaz naturel d'un point de vue mondial (voire local) a permis la réduction soutenable des gaz à effet de serre, confirmant son rôle en tant qu'énergie de transition. Ces études ont d'ailleurs renforcé l'idée de la mise en place de politiques incitatives/coercitives pour pérenniser et accélérer ce remplacement en limitant l'effet rebond. Ce point a d'ailleurs été confirmé par l'AIÉ comme en témoigne le graphique ci-dessous tiré du *Role of Gas in Energy Transition*. Comme indiqué plus haut, l'AIÉ prend en compte l'effet rebond dans ses analyses, tout comme le GIEC. D'autres organismes comme le *National Bureau of Economic Research* ont aussi planché sur le sujet,

notamment aux É.U et ont confirmé la réduction de GES lié au remplacement du charbon par le gaz naturel, même si un effet rebond peut exister[clxxxii]. Un point important à considérer dans l'analyse de l'effet rebond est que fournir plus d'énergie peut avoir l'effet de réduire le coût de l'énergie de façon générale. Ce précepte s'applique parfaitement dans un marché ouvert sans intervention extérieure, mais comme expliqué plus haut dans la mise en place de solutions pour limiter/annuler l'effet rebond, le marché énergétique étant si stratégique pour les différents pays, l'intervention de l'état vient jouer un rôle majeur dans les stratégies d'approvisionnement et tarifaire. Ce facteur très important doit donc être pris en compte dans l'analyse de l'effet rebond, et est très souvent mal anticipé dans les études.



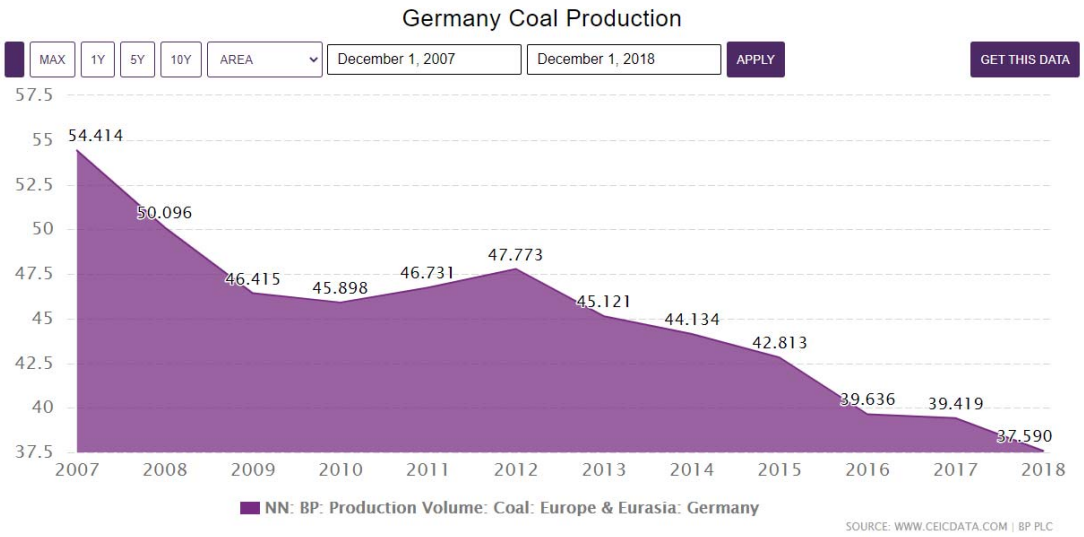
En l'absence d'études pertinentes sur le sujet, nous allons couvrir ici trois cas d'espèce à travers des données empiriques telles que disponibles :

(1) Nous souhaitons tout d'abord commencer par couvrir l'exemple fourni par le MELCC en regard aux échanges entre les É.U et l'Allemagne. Il est tout à fait pertinent, car il montre un exemple potentiel d'effet rebond à court terme (quelques années) dû au manque d'alignement entre les différentes politiques en place à savoir :

- Mise en place d'objectif de réduction de GES pour la génération d'électricité aux É.U sans couvrir la partie d'approvisionnement et de production de charbon qui serait directement impactée par cette décision

- Fermeture de quelques centrales nucléaires en Allemagne sans anticiper leur remplacement qui peut prendre plusieurs années pour couvrir à la fois le processus réglementaire, la construction et la connexion au réseau.

Maintenant, quand on regarde l'évolution de ce cas particulier sur une période de temps moyen-terme (5-10 ans), on se rend compte que l'effet escompté se produit avec une consommation de charbon en Allemagne qui décroit de 33% entre 2013 et 2019 (temps nécessaire pour mettre en place les solutions de remplacement), et notamment une augmentation du recours au gaz naturel de près de 15%. Au même moment, la production de charbon en Allemagne a réduit de 22% comme le montre le graphique ci-bas. Dans la même période, les É.U ont réduit leur production de charbon de 25%, et les exportations vers l'Allemagne ont aussi réduit de 25%, ce qui prouve l'absence de rebond sur une période moyen-terme (5-10 ans). Il est aussi important de rappeler que le coût du charbon-vapeur (celui qui est principalement produit aux É.U) est en fait resté parfaitement stable entre 2010-2019 avec un écart type inférieur à 5% sur la période, d'après l'*U.S. Energy Information Administration* (EIA).

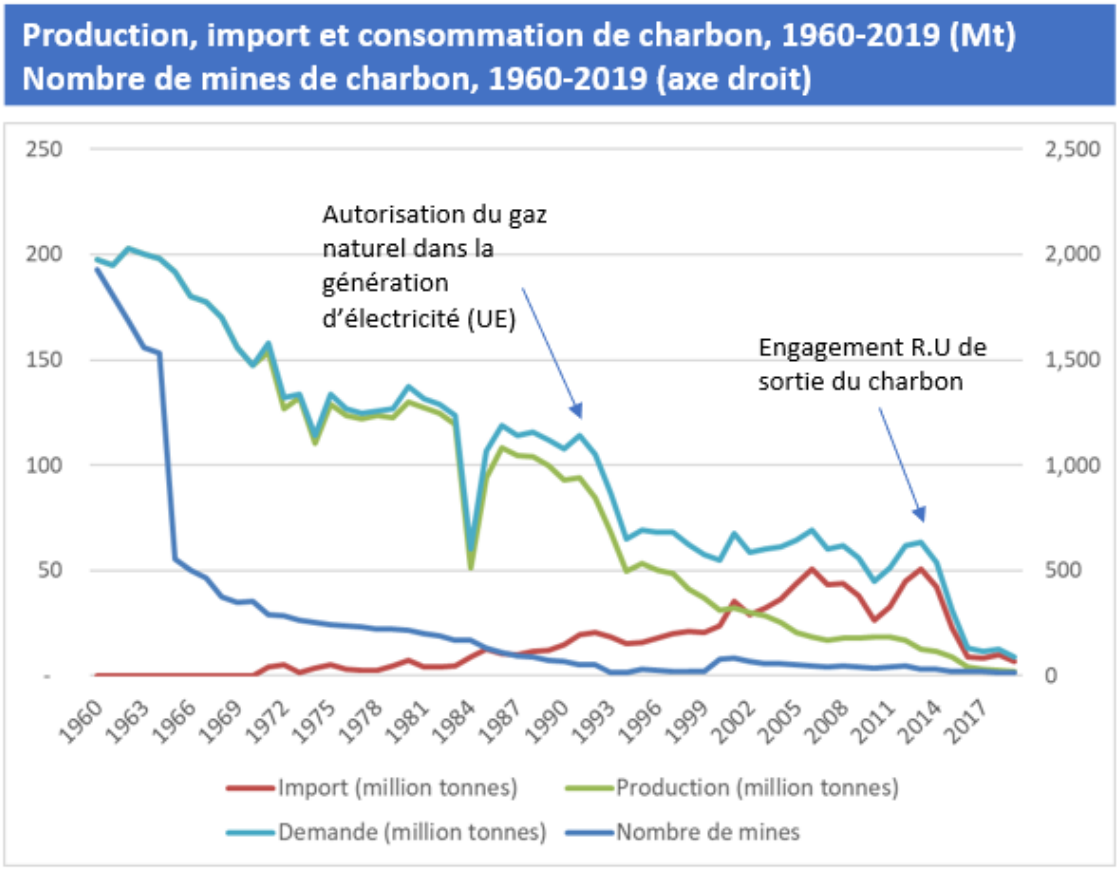


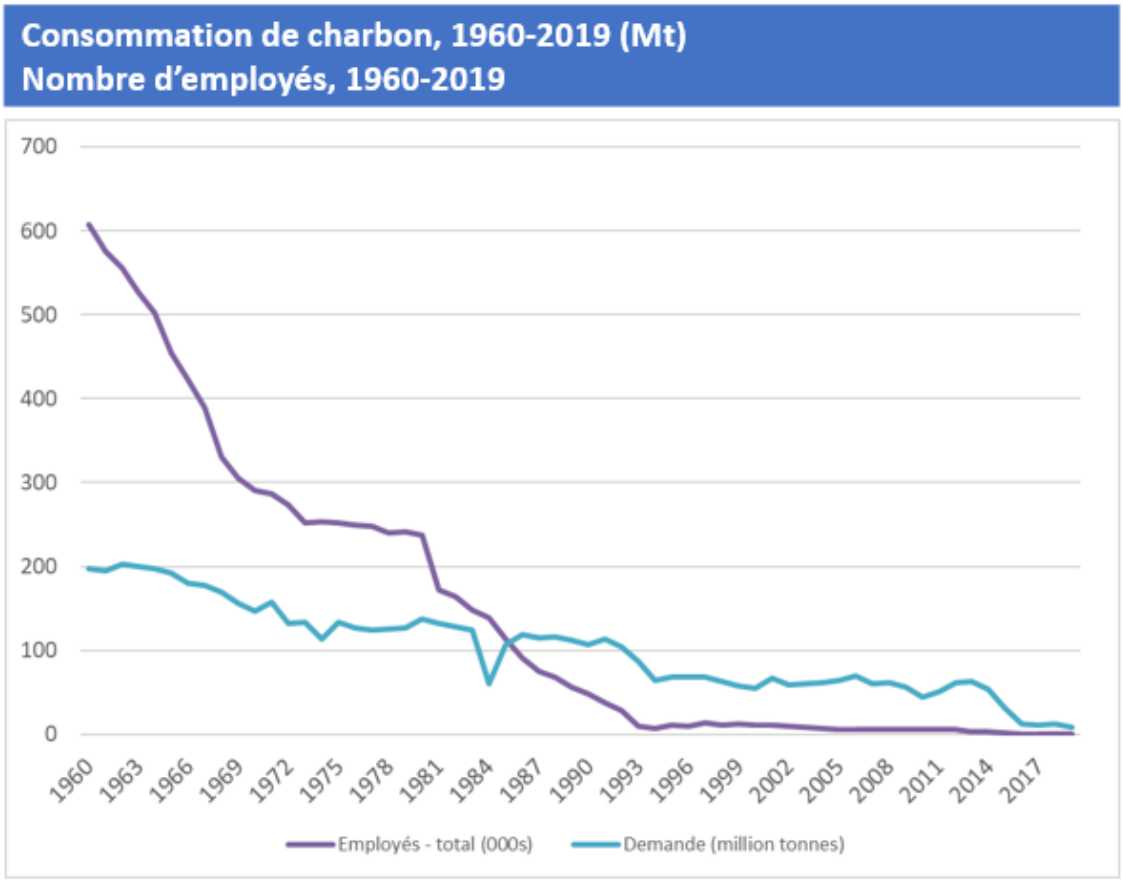
(2) Le royaume uni a été un exemple-type de la réduction rapide de leur dépendance au charbon, qui a résulté de la mise en place des politiques appropriées afin de réduire au même moment la production, la consommation et le recours au charbon d'importation dans le pays. On peut se rendre compte sur les deux graphiques[clxxxiii] ci-dessous qu'une fois la décision et les politiques implémentées, le Royaume-Uni a été capable après 2013 de :

- Réduire l'import de façon drastique
- Arrêter la production domestique, réduisant ainsi les emplois liés au charbon

- Fermer les dernières mines en exploitation
- Couper dans la production et l'utilisation finale du charbon

Cet exemple concret montre qu'en moins de 3-5 ans le Royaume-Uni a été capable d'annuler le potentiel effet rebond en jouant sur tous les aspects du marché (consommation, production, import, emploi).





(3) Le dernier exemple probant est notamment celui de l'Alberta, qui était une des provinces les plus dépendantes au charbon au Canada. En 2015, le Gouvernement d'Alberta s'est engagé à éliminer les émissions en provenance de centrale au charbon d'ici 2030[clxxxiv], et a fourni des incitatifs aux différents acteurs pour atteindre cet objectif[clxxxv]. En 2019, l'Alberta avait réduit sa production de charbon de 28% par rapport à 2015, et la part du charbon dans la production d'électricité avait réduit de près de 50%[clxxxvi]. Ces données montrent que la consommation et la production de charbon ont toutes deux décru, dans des proportions différentes, en l'espace de 3-4 ans grâce des politiques fortes. La décorrélation entre les deux décroissances est principalement due à des conditions structurelles qui font que la fermeture des mines prend plus de temps que les centrales au charbon, mais cela confirme tout du moins que les politiques incitatives mises en place fonctionnent et que la réduction de la consommation en Alberta ne résulte pas en une exportation pure et simple de la production de charbon (mais aussi en une réduction de cette production).

L'ensemble des points soulevés plus haut montrent donc que limiter ou annuler l'effet rebond est tout à fait possible malgré les impacts sur les différents marchés que des décisions de désengagement du charbon pourraient avoir. Comme décrit en section I-C, les gouvernements prennent des décisions en ce sens pour justement limiter ce risque. La mise en place des bonnes politiques est primordiale et il s'avère que la situation globale dans laquelle le Monde se trouve dans la lutte aux changements climatiques incitent les différents pays à agir conjointement, à savoir :

- L'implémentation de l'Accord de Paris au niveau de chaque pays, et la reddition de comptes à cet effet, forcent les pays à considérer toutes les facettes du marché du charbon (production, échanges commerciaux, consommation, économie locale et emploi, impact social).
- L'accélération de la migration vers les énergies renouvelables ont également un impact, car le charbon et les renouvelables ne se marient pas bien. Les centrales au charbon ont trop d'inertie dans leur mise en œuvre pour pallier l'intermittence, au contraire du gaz naturel.
- L'implémentation de politiques incitatives telles que les taxes carbones (en Europe, Inde), les taxes à l'importation (Corée du Sud), les restrictions d'importations (en Chine vis-à-vis du charbon australien depuis octobre 2020) handicapent indirectement le marché du charbon en limitant les échanges commerciaux ou en augmentant artificiellement son prix.
- La mise en place de politiques de financement contre le charbon (production d'électricité ou activité minière) par de grandes banques[clxxxvii] (plus de 100 grandes institutions).
- Tous les charbons ne sont pas égaux dans leur utilisation et donc pas interchangeables.
- Les coûts logistiques de transport de charbon peuvent vite devenir prohibitif (produit lourd, moins d'efficacité énergétique que le gaz naturel) et nécessitent très souvent un accès direct à du transport ferroviaire ce qui en limite aussi l'utilisation sur d'autres géographies (une centrale de 2000MW a besoin de 20 000 tonnes de charbon par jour).
- Les grands pays dépendants du charbon mettent aussi en place les politiques nécessaires pour fermer les mines, requalifier les mineurs, et fermer les centrales de production électriques, comme ce qui a été fait en Alberta :
    - Espagne : investissement de 250 millions d'euros pour la requalification et formation des mineurs dans les énergies alternatives
    - Allemagne : investissement de 44 milliards d'euros pour couvrir l'impact économique et social de la fermeture de cette industrie

- Pologne : accord/investissement conjoint pour fermer les mines et les centrales au charbon[clxxxviii], et a déjà fait la demande à l'Union Européenne pour une aide de 16 milliards d'euros pour faciliter la transition dans les régions fortement dépendantes à l'industrie charbonnière.

Pour conclure, il est vrai que sur du très court terme l'effet rebond pourrait être existant, mais de nombreuses études et exemples empiriques montrent que l'implémentation des bonnes politiques au niveau mondial permet de réduire voire annuler cet effet rebond, qui n'est pas existant uniquement dans le remplacement du charbon par le gaz naturel, mais également dans le remplacement du charbon par des énergies renouvelables – en effet, de façon logique, la même règle s'y applique.

2.8 Exemples concrets de réduction des GES grâce au GNL et au gaz naturel

Maintenant que le document a permis de présenter l'ensemble des opportunités de croissance de la demande en gaz naturel et en GNL pour remplacer des énergies plus polluantes comme le charbon, le pétrole ou des sources de gaz naturel plus émettrices de GES, tout en expliquant le potentiel de réduction des GES pour chacune de ces applications, nous allons présenter ci-bas une liste non exhaustive d'exemples concrets de substitution et remplacement qui ont récemment eu lieu, ou qui vont avoir lieu dans un futur proche. Cette liste a pour vocation d'illustrer la réalité de ce qui se passe autour du monde, qui est le résultat des différentes politiques nationales et corporatives soulevées plus haut. Il y a des centaines d'exemples concrets autour du monde, mais nous avons pris le parti de fournir quelques exemples dans chaque zone géographique d'intérêt :

1. **Québec** – en 2020, l'Aluminerie Alouette à Sept-Îles s'est engagée à mettre en place une desserte de GNL afin de réduire sa dépendance au mazout lourd, qui fait partie des produits pétroliers les plus polluants[clxxxix].
2. **Québec** – en 2016, la mine de diamants Stornoway met en place ses génératrices au GNL qui permettent de réduire les GES de 43% (vs le pétrole) et les coûts d'exploitation de 8-10 M$ par an[cxc].
3. **Québec** – depuis 2019, les premiers bateaux au GNL font leur apparition sur le Saint-Laurent[cxci]. D'ailleurs Desgagnés a déjà inclus 5 nouveaux bateaux au GNL dans sa flotte en remplacement de bateaux au mazout lourd[cxcii].
4. **Royaume-Uni** – se référer à la section II-G qui montre l'impact du gaz naturel et des EnR sur la sortie rapide du charbon, incluant la gestion des mines et de l'utilisation
5. **Royaume-Uni** – en 2019, le gouvernement a autorisé Drax à convertir des unités au charbon dans le North Yorkshire en des unités au gaz naturel pour une capacité de 1,8 GW[cxciii]
6. **Alberta** - se référer à la section II-G qui montre l'impact du gaz naturel et des EnR sur la sortie rapide du charbon, incluant la gestion des mines et de l'utilisation

7. **États-Unis** – se référer à la section II-G qui montre l'impact du gaz naturel et des EnR sur la sortie rapide du charbon. Le site de Global Energy Monitor liste les dernières conversions en cours aux É.U.[cxciv]
8. **États-Unis** – au cours des 5 dernières années, 86 des 104 centrales au charbon fermées (83%) ont été converties au gaz naturel pour une capacité de production d'environ 15 GW[cxcv]
9. **Corée du Sud** – comme indiqué en section I.C.1, la Corée du Sud s'est engagée à fermer 30 centrales au charbon (50% de leur flotte) d'ici 2035, et d'en convertir 24 au GNL pour une augmentation de capacité de plus de 18 GW au gaz naturel[cxcvi].
10. **Japon** – JERA, la plus grande société d'électricité, s'est engagée à fermer ses centrales au charbon les moins efficaces d'ici 2030 et de les remplacer en partie par du gaz naturel, en y injectant également de l'hydrogène[cxcvii]. À cet effet, le METI s'attend à une augmentation de la demande de 22 mtpa de GNL grâce à cette conversion[cxcviii], alors que les acteurs industriels locaux tel que Mitsubishi travaille à optimiser les turbines servant à cette conversion du charbon vers le gaz naturel[cxcix].
11. **Vietnam** – en 2021, Millenium Energy Vietnam s'est engagé à développer un projet de 15B US$ pour la production d'électricité via le GNL pour une capacité totale de 9,6 GW dans la province de Soc Trang[cc]. Ce projet est voué à remplacer un projet de génération d'électricité au charbon qui était prévu au même endroit.
12. **Inde** – le pays investit de façon importante dans les stations-service GNL afin de mettre en place cette solution pour les transports lourds tels que les camions et les autobus[cci].
13. **Brésil** – en 2021, la raffinerie d'aluminium Alunorte au Brésil a décidé de convertir son usine au GNL, à travers un investissement de 200 millions d'USD lui permettant ainsi de réduire ses émissions de 30%, soit environ 600 000 tonnes de CO_2 par an[ccii].
14. **Brésil** – Wartsila s'est engagée à convertir une centrale au charbon vers une centrale au gaz naturel pour une capacité d'environ 100 MW[cciii]
15. **Allemagne** – en 2019, Uniper a démarré la conversion de ses unités de production d'électricité au charbon à Scholven en unités CHP (Combined Heat and Power) avec une mise en service en 2022[cciv]. On parle ici d'une centrale au charbon datant de 1960 et d'une capacité de 3GW (à noter que la capacité de production hydroélectrique du Québec est de 40GW). À noter que cette centrale rencontre les critères requis de l'UE, en termes de performance environnementale édicté par la Relance Verte.
16. **Allemagne** – en 2020, Uniper s'est engagée à convertir la centrale au charbon de Entsorgung près de Brème en une centrale au gaz naturel, et indique une réduction de 75% des GES grâce à cette conversion[ccv]

17. **Allemagne** – en 2019, le PDG d'EnBW a confirmé la nécessité de construire plus d'unités de production électrique au gaz naturel afin de stabiliser le réseau tout en convertissant les centrales au charbon actuelles au gaz naturel[ccvi].
18. **Italie** – en 2020, Enel a fait la demande pour convertir 3 unités de génération électrique au charbon en des CCGT (gaz naturel) pour une capacité de production totale de 2 GW[ccvii]
19. **Italie** – en 2020, A2A et EP ont indiqué leur volonté de convertir au gaz naturel des unités de production électrique au charbon, pour une capacité proche de 600 MW[ccviii].
20. **Portugal** – EDP a fait la demande de fermeture de 3 centrales au charbon en 2021, dont une sera remplacée par une centrale au gaz naturel, et la construction d'une autre centrale au gaz naturel en support pour ajouter des sources pilotables. On parle de 900 MW de capacité de production[ccix].
21. **Pologne** – en 2020, Orlen a décidé d'annuler ses plans de construction d'une centrale au charbon à Ostroleka, pour la remplacer par une centrale au gaz naturel[ccx]. Citation du PDG d'Orlen : "*We cannot act in isolation from market trends and European Union's regulatory policies … The investment in Ostroleka will be conducted but it has to be based on gas technology.*"
22. **Chili** – en 2021, à travers un investissement de 1,5 milliard d'USD, Engie s'est engagée à fermer 0,8GW de production d'électricité au charbon et de convertir un autre 0,7GW au gaz naturel, et ce d'ici 2025[ccxi].
23. **Chine** – en 2020, le pays s'est engagé à convertir plus de 7 millions de ménages du charbon vers le gaz naturel pour la génération de chaleur résidentielle[ccxii]. Ils ont finalement atteint 10 millions de ménages, soit quasiment le nombre de ménages canadiens.
24. **Chine** – en 2021, GE a remporté un appel d'offre pour fournir la technologie nécessaire à la conversion d'une centrale au charbon vers une centrale à gaz naturel dans la région du Huadian[ccxiii], pour une capacité proche de 700 MW.
25. **Israël** – le ministre de l'Énergie, Yuval Steinitz, a indiqué qu'ils devraient réussir à sortir du charbon avant 2030 (cible en 2025) et ce grâce à la mise en production du champ gazier de Leviathan au large des côtes israéliennes[ccxiv].
26. **Israël** – en 2019, le pays s'est engagé à convertir la centrale au charbon de Orot Rabin (2650 MW) en une centrale au gaz naturel[ccxv].

27. **Industrie des croisières maritimes** – une grande partie des compagnies de croisière ont mis en place une politique œuvrant à remplacer les bateaux au mazout lourd par des bateaux au GNL. Le lien suivant fournit une liste des compagnies agissant en ce sens[ccxvi] et ce lien fournit une liste des bateaux de croisières en construction et utilisant du GNL[ccxvii]. Il y a plus de 110 navires de croisière au GNL en cours de construction ou commander. À noter que la majorité des compagnies se sont engagées sur cette voie, incluant de nombreuses compagnies qui naviguent sur le Saint-Laurent et le Saguenay. [ccxviii] [ccxix] [ccxx] [ccxxi] [ccxxii] [ccxxiii] [ccxxiv]

28. **CMA CGM et l'industrie du transport** – la compagnie a mis en opération le premier porte-conteneurs propulsé par GNL[ccxxv]. D'ailleurs, en 2020, il y avait déjà plus de 175 navires complètement motorisés au GNL, avec un peu plus de 200 nouveaux navires en construction ou en commande. Il est estimé qu'environ 20% de la flotte en commande sera motorisée au GNL, soit une augmentation de plus de 50% depuis 2019.[ccxxvi] À cet effet, Shell dans son *LNG Outlook 2021* explique que la consommation de GNL en lien avec l'industrie maritime (bunkering) devrait tripler entre 2020 et 2022. Cette tendance s'applique également au transport terrestre, par exemple en Chine, où le nombre de véhicules lourds (camions et bus) utilisant du GNL est passé de 200 000 à 600 000 en moins de 3 ans. L'Europe a vu une tendance similaire passant de 1 500 camions à 15 000, soit une multiplication par 10.

3 LE GAZ NATUREL ET LE VERROUILLAGE CARBONE

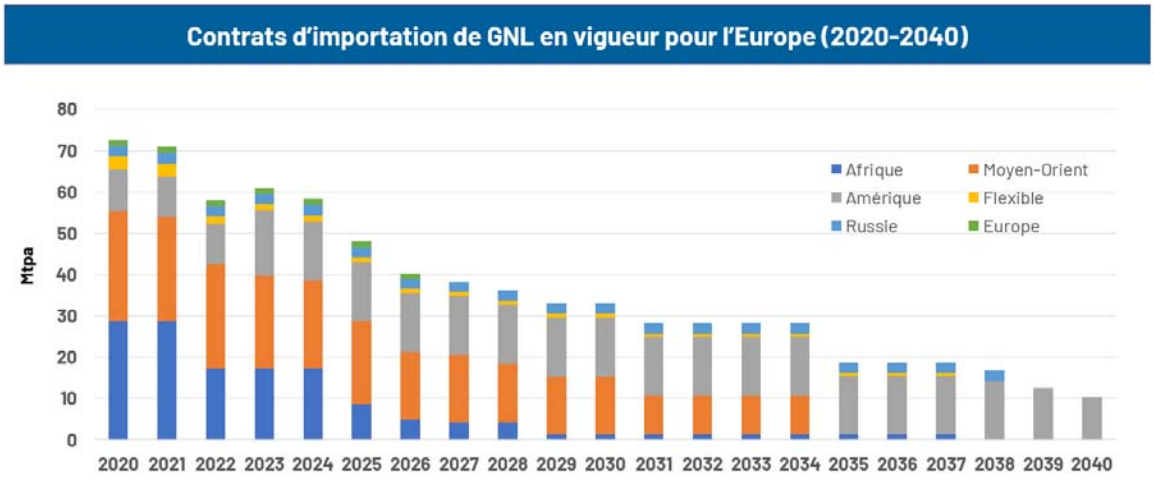
Un argument est souvent utilisé pour questionner l'utilisation du gaz naturel et du GNL comme une solution de transition : le verrouillage carbone. La notion de verrouillage carbone consiste à partir du principe que le développement de nouvelles infrastructures (de gaz naturel ou de pétrole par exemple) va bloquer le développement futur d'énergies moins émettrices en CO_2, car il faudra plusieurs décennies pour rentabiliser ces infrastructures. Cependant, cet argument oublie souvent certains éléments importants tels que le fait que ces infrastructures sont en général rentabilisées en quelques décennies seulement, et que souvent elles peuvent être utilisées à d'autres fins. Ce concept part aussi du principe que les alternatives (notamment les EnR) sont déjà présentes et peuvent être implémentées, ce qui n'est pas le cas, prenant donc un risque induit que l'on décale la possibilité de sortir des énergies polluantes comme le charbon maintenant en espérant que dans quelques années les EnR puissent remplir ce rôle, mais sans garantie aucune. Nous allons couvrir ces différents points brièvement dans les sections suivantes.

3.1 Besoins long terme en gaz naturel pour la stabilité du réseau

Le premier élément important à noter est qu'un monde 100% dépendant aux EnR n'est pas encore envisageable, à cause principalement de l'intermittence et des besoins de stockage/batterie, comme expliqué en section I-B-3. D'ailleurs, l'ensemble des scénarios d'experts présentés en section I-A et alignés avec l'Accord de Paris sont très clairs et unanimes sur le sujet.

En prenant cela en compte, il devient évident que le gaz naturel va être nécessaire pour les décennies à venir, et ainsi la véritable question à se poser est de savoir quel gaz naturel ou GNL veut-on privilégier? Dans la section II-A, nous avons présenté la performance environnementale de GNL Québec en comparaison à ce qui se fait ailleurs. Basé sur cette prémisse et les différentes réglementations/politiques mises en place, on est en droit de croire que les consommateurs de gaz naturel vont privilégier les sources les moins émettrices de CO_2, et c'est là que le projet GNL Québec tire son épingle du jeu.

La particularité du marché du GNL est qu'il est basé sur l'existence de contrat long terme (15 ans et plus) pour environ 60-70% de ses flux commerciaux. Ces contrats vont donc arriver un jour à leur terme, et à ce moment, les différents clients auront le choix entre continuer avec le même fournisseur aux performances environnementales moindres ou choisir un producteur de GNL plus responsable comme GNL Québec. En considérant cette approche ainsi que le fait que la demande en gaz naturel pourrait stagner dans les prochaines décennies, on peut donc aisément conclure que construire et mettre en exploitation une usine de liquéfaction comme celle de GNL Québec peut en réalité jouer un rôle pour sortir du système les usines les plus polluantes qui seront donc forcées à fermer. On pense notamment aux usines de liquéfaction situées en Afrique ou au Moyen-Orient qui sont déjà en exploitation depuis plusieurs décennies. Le tableau ci-bas fourni par Poten & Partners présente l'état des contrats long termes en millions de tonnes de GNL qui seront en vigueur en Europe (basé sur l'état actuel des contrats). On se rend compte qu'entre 2020 et 2040, l'équivalent de plus de 60 mtpa vont arriver à expiration et devront être remplacés – et ce par des approvisionnements plus responsables.



Basé sur cette approche, la mise en place du projet Énergie Saguenay ne serait donc pas un ralentisseur pour la transition énergétique, mais un facilitateur pour favoriser les infrastructures les plus innovantes et les plus vertes au monde dans l'industrie, car elle permettrait de mettre fin à l'exploitation des terminaux de liquéfaction les plus polluants.

Cela aurait donc par définition un impact positif sur la réduction des GES. On peut par exemple prendre le parallèle des véhicules à combustion interne qui seront toujours présents dans plusieurs décennies. Il vaut mieux développer et utiliser des véhicules nouveaux qui consomment moins de carburant afin de sortir les véhicules plus consommateurs du marché, et donc réduire la consommation globale de pétrole autour du monde. À cet effet, au vu de la quantité de contrats qui vont arrivés à expiration, et le besoin en GNL sur les prochaines décennies, cette demande serait comblée par des usines plus polluantes (comme expliqué en section II-C, alors qu'Énergie Saguenay proposerait un GNL qui émettrait moins de GES sur sa chaîne de valeur amont.

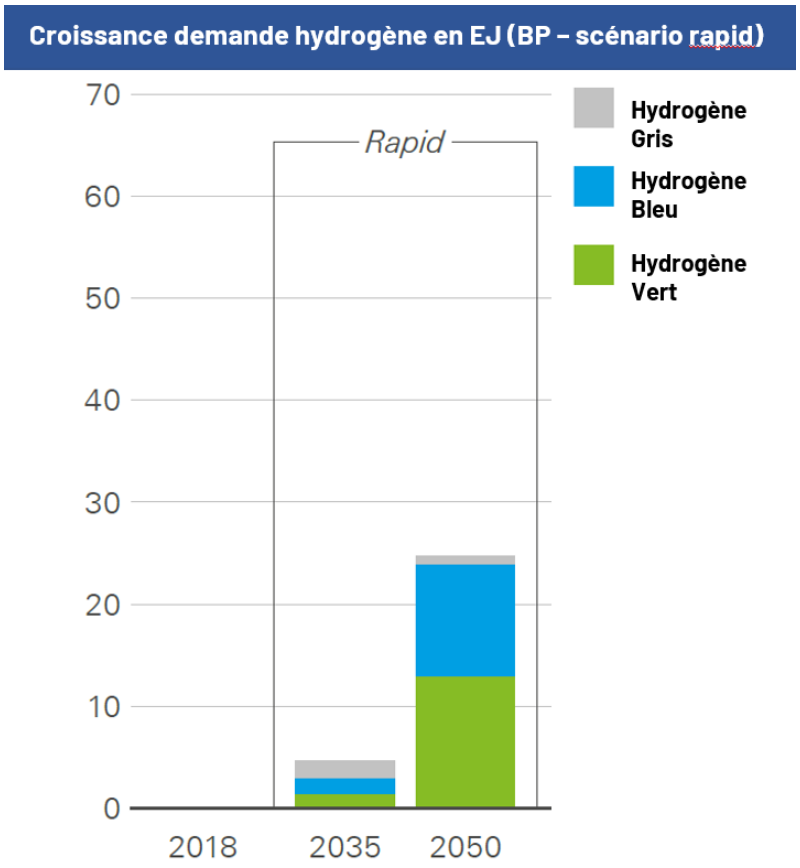
3.2 Perspective en lien avec l'hydrogène et le rôle du gaz naturel

Depuis le début de la pandémie et avec la volonté d'accélérer la transition énergétique pour atteindre les objectifs de l'Accord de Paris, les différents pays de l'OCDE ont tous, sous une forme ou une autre, mis un accent particulier sur le développement de l'hydrogène. L'hydrogène peut être vu comme un vecteur de transport d'énergie, une option de stockage pour pallier l'intermittence des EnR, mais aussi à une option pour accélérer la sortie du charbon notamment dans le monde industriel.

La demande en hydrogène en 2018 était de l'ordre de 75 Mt au niveau mondial, dont 95% venait d'hydrogène gris (à partir principalement du charbon qui émet du CO_2 et sans capture de CO_2), et 5% venait d'hydrogène bleu (similaire au gris, à travers le craquage du gaz naturel plutôt que du charbon, mais avec la capture du CO_2 – rendue plus facile, car le gaz naturel émet moins de CO_2 que le charbon) ou d'hydrogène vert (électrolyse de l'eau). Il est attendu d'après l'AIE qu'en fonction des politiques mises en place, la demande en hydrogène devrait croître vers une demande entre 700 Mt et 1 370 Mt au niveau mondial d'ici 2050. À cet effet, et basé sur les technologies actuelles, produire 500 Mt d'hydrogène vert devrait requérir plus de 25 000 TWh d'électricité, soit 2,5x la production combinée du nucléaire et des EnR en 2018. Il est donc assez clair que le monde va devoir avoir recours en grande quantité à l'hydrogène bleu pour couvrir cette demande, sachant que les technologies de CCUS sont en cours d'optimisation.

L'Europe, par exemple, s'est engagée à investir jusqu'à 550 milliards de dollars dans les infrastructures d'hydrogène d'ici 2050 dans son Green New Deal. La France et l'Allemagne ont emboité le pas. Cependant, ces différents pays sont aussi au fait de l'enjeu en termes de capacité de production et de coût pour l'hydrogène vert, et ont donc prévu d'investir massivement dans l'hydrogène bleu également. Rappelons que la production d'hydrogène bleu ne peut avoir lieu sans un approvisionnement en gaz naturel. Le tableau suivant montre les prévisions de BP pour la croissance de la demande en hydrogène par catégorie dans leur scénario respectant les objectifs de l'Accord de Paris.

De plus, l'hydrogène vient avec un handicap majeur qui veut que son transport soit compliqué, car une grande quantité d'énergie est généralement perdue pendant son transport. Il est donc souvent plus avantageux de transporter le produit qui sera transformé en hydrogène sous une autre forme, à savoir le gaz naturel voire l'ammoniac. Cependant, les plus grands experts du monde de l'énergie sont d'accord que l'hydrogène a un futur brillant devant lui – d'ailleurs le PDG de Total et d'Iberdrola compare l'industrie de l'hydrogène à celle du GNL il y a 40 ans quand la première usine de liquéfaction était en développement[ccxxvii].



Enfin, des recherches importantes ont été entreprises par de nombreux gouvernements et entreprises industrielles du monde entier pour faire progresser la pyrolyse de l'hydrogène méthane, un processus qui permettrait le craquage à l'échelle industrielle du méthane sans libérer de CO_2 (c'est-à-dire que le CH_4 serait converti en H2 et en carbone solide). Le gouvernement allemand, par exemple, prévoit de commercialiser une unité commerciale d'ici 2030, ce qui permettrait un scénario entièrement nouveau dans lequel le monde pourrait maintenir des centaines de milliers de kilomètres d'infrastructures de gazoducs existantes, puis aux points de livraison, de l'hydrogène pourrait être produit à partir de gaz naturel (avec moins de 20% de l'énergie nécessaire à l'électrolyse) sans émettre de CO_2.

Ainsi, que ce soit sur le marché final où il sera nécessaire de produire cet hydrogène, ou sur le lieu de production du gaz naturel, les infrastructures de gaz naturel peuvent et vont être nécessaires afin de permettre la production de l'hydrogène sur les lieux de consommation, et ce pour les éléments suivants :

- Production, traitement et transport du gaz naturel qui servira de matière première dans la production de l'hydrogène bleu
- Liquéfaction et transport de GNL sur les marchés finaux où une fois regazéifié ce gaz naturel peut servir pour la production d'hydrogène bleu
- Transport de gaz naturel sur les marchés finaux via gazoduc pour atteindre les zones de production d'hydrogène bleu

Nous ne traiterons pas dans cette section de la réutilisation des infrastructures pour l'hydrogène en soit.

3.3 Réutilisation des infrastructures gazières

Au-delà de l'utilisation du gaz naturel dans la simple production d'hydrogène dans le futur, il est important de rappeler que, ce dernier étant un gaz, il y a une véritable opportunité de tirer profit des installations gazières existantes ou futures dans l'industrie de l'hydrogène. Cette opportunité s'étend même plus loin, quand on ajoute la perspective du gaz naturel renouvelable (GNR), du biogaz ou du gaz naturel synthétique qui peuvent également tirer profit des infrastructures gazières utilisées pour le gaz naturel d'origine fossile. D'ailleurs le Gouvernement du Québec a pris un engagement en ce sens pour s'assurer qu'au moins 10% du gaz naturel dans le réseau domestique à horizon 2030 soit d'origine dite renouvelable. Concentrons-nous maintenant sur les différentes infrastructures et la possibilité de réutilisation de ces dernières. Le tableau ci-dessous va permettre de résumer d'une façon synthétique les différentes options, sans rentrer dans une analyse détaillée de la situation, mais en fournissant quelques exemples concrets de ces opportunités. En effet, l'objectif ici n'étant pas de faire une revue complète de littérature sur la réutilisation des infrastructures. Cependant, nous souhaitons noter que des experts tels que le *Center for Energy* de l'Université de Columbia[ccxxviii], DNV ou l'AIE ont réalisé ce travail exhaustif pour expliquer le rôle des infrastructures gazières dans la transition énergétique long-terme. Ce qu'il est important de retenir ici est que les acteurs de l'industrie et les équipementiers sont déjà en train de réfléchir et d'adapter leurs solutions pour répondre à cette transition énergétique plus long terme.

Ces différents exemples permettent donc de montrer que le concept de verrouillage carbone en lien avec les infrastructures gazières pourrait être une réalité si ces infrastructures ne pouvaient pas être utilisées à d'autres fins. Cependant, que ce soient les autorités réglementaires ou les acteurs du marché, ces derniers sont déjà en train de travailler à s'assurer que les infrastructures gazières soient exploitables sur le long terme en utilisant à la fois des gaz zéro ou bas carbone (qui ne sont pas encore disponibles de façon économique) du gaz naturel conventionnel [ccxxix]. Ceci est ainsi une opportunité

importante pour les infrastructures gazières de jouer un rôle long terme dans la transition énergétique.

3.4 Émergence de la capture du carbone

Enfin, le dernier élément qui agit vers la limitation du verrouillage carbone, et qui de fait peut permettre de réduire de façon importante l'empreinte carbone du gaz naturel (en plus de le mixer avec des gaz zéro ou bas carbone) est la technologie émergente de capture du carbone (CCUS). Cette section n'a pas pour vocation de fournir une analyse approfondie du CCUS, mais de fournir un premier niveau de compréhension et potentiel dans une perspective de décarbonation. Le rapport de l'AIE à ce sujet est très complet,[ccxxx] car celle-ci le voit comme (1) une solution pour gérer les émissions actuelles, (2) une nécessité pour atteindre la cible de carboneutralité mondiale, (3) une solution économiquement viable sur le long terme et enfin (4) un moyen pour potentiellement retirer du CO_2 de l'atmosphère en dehors de la capture industrielle.

Infrastructures	Applications
Gazoducs	Les gazoducs sont capables d'assurer le transport de ce qu'on appelle des gaz zéro ou bas carbone comme le gaz synthétique, le GNR ou l'hydrogène : • GNR – le GNR possède la même composition que le gaz naturel conventionnel qui est pour le moment principalement utilisé dans les réseaux de gaz naturel existants (que ce soit en Europe, Asie ou Amérique du Nord). Il est assez clair que le GNR, en dépit de son coût plus élevé, peut jouer un rôle important dans la transition énergétique, principalement en empêchant les émanations de méthane biogénique en le brûlant. Car sa composition est la même que le gaz naturel conventionnel, il peut utiliser les mêmes réseaux de gazoduc. Il y a donc une application conjointe de ces réseaux, et c'est la raison pour laquelle de nombreux pays prennent des engagements d'injection minimale obligatoire de GNR/biogaz dans le réseau comme au Québec. C'est notamment le cas de la France[ccxxxi]. • Hydrogène – Même si l'hydrogène a un caractère corrosif plus important que le gaz naturel à cause de sa composition chimique (et de la taille de ses atomes), il a été démontré que les réseaux de gaz naturel actuel peuvent intégrer entre 10-20% d'hydrogène dans le flux de gaz naturel qui y transite[ccxxxii]. Cette opportunité est d'ailleurs analysée par le *Center for Energy Policy* de l'Université de Columbia[ccxxxiii]. Ceci est particulièrement intéressant dans la mesure où les équipements utilisant ce gaz naturel sont aussi capables d'utiliser de l'hydrogène. De plus, une fois la croissance en hydrogène plus présente, les infrastructures gazières peuvent même être modifiées pour accueillir plus d'hydrogène. À cet effet, les sociétés de transport de gaz naturel en Europe indiquent que 69% du réseau européen existant pourrait passer à travers ce processus dans les prochaines décennies si nécessaire[ccxxxiv], et ce pour un coût entre 43 et 81 milliards d'euros.
Terminaux de liquéfaction / regazéification	• GNR - D'une façon similaire aux gazoducs, que ce soit pour la liquéfaction, la regazéification ou le transport par méthanier, l'injection de GNR, biogaz ou gaz naturel synthétique ne pose strictement aucun problème pour les infrastructures existantes – comme indiqué plus haut du méthane reste du méthane quel que soit sa provenance, et donc peut être liquéfié, regazéifié ou transporté de la même façon. Cela peut permettre de prolonger la durée de vie de ces infrastructures au fur et à mesure que la proportion de GNR dans le mix de gaz naturel grandit. • Hydrogène – Comme indiqué plus haut, un des principaux enjeux de l'hydrogène est son transport sur de longues distances. La liquéfaction de cet hydrogène semble être une avenue et les entreprises japonaises travaillent ardemment sur ce sujet compte tenu de leur limitation quant à la construction d'infrastructures d'EnR sur leurs îles[ccxxxv]. Les équipementiers actuels de solutions de liquéfaction de gaz naturel travaillent également sur le sujet, et ont récemment confirmé qu'une usine de liquéfaction de gaz naturel pourrait être simplement modifiée une fois l'émergence de l'hydrogène en place pour potentiellement liquéfier de l'hydrogène en plus du gaz naturel (introduisant ainsi de l'hydrogène dans le mix comme c'est le cas pour les gazoducs). Chart a été la première compagnie à mentionner cette possibilité.[ccxxxvi] Ils précisent d'ailleurs qu'adapter des infrastructures de LNG permettrait de réduire le coût de 50 à 60%. Finalement, des terminaux de regazéification en Europe et en Asie sont déjà en train de préparer leurs installations afin de faciliter la regazéification d'hydrogène au même moment que le GNL[ccxxxvii] [ccxxxviii].

Infrastructures	Applications
Infrastructures maritimes	De façon similaire aux gazoducs et installations de liquéfaction, les infrastructures maritimes peuvent être utilisées suite à certaines modifications pour le chargement d'hydrogène liquide, mais aussi de biocarburants. Il est évident que du RNG liquéfié étant la même chose que du gaz naturel conventionnel liquéfié, ces infrastructures sont donc aussi réutilisables.
Bouilloires industrielles et turbines à gaz des centrales de génération d'électricité	Nous ne traiterons pas de la partie GNR ici qui peut évidemment être utilisé de la même façon que le gaz naturel dans les bouilloires industrielles, le chauffage domestique ou les turbines à gaz. En ce qui concerne l'hydrogène, parce que sa température de combustion est différente, il peut exister des limitations à son usage et sa combustion pour certains équipements existants. Cependant, en planification de la transition énergétique et de l'intégration d'hydrogène dans le mix de gaz naturel, les plus grands équipementiers ont déjà mis au point des solutions qui permettent de rendre l'utilisation finale agnostique ou bien de s'assurer qu'une proportion significative d'hydrogène peut faire partie du combustible entrant dans ces équipements. Les deux plus grands équipementiers de turbines à gaz Siemens Energy [ccxxxix] [ccxl] [ccxli] et General Electric [ccxlii] [ccxliii] ont d'ailleurs initié ce travail et confirmé que certaines de leurs turbines à gaz sont soit déjà compatibles, peuvent soit être modifié pour accueillir jusqu'à 100% d'hydrogène ou que leurs prochaines générations seront capables d'intégrer n'importe quel type de composition gaz naturel/hydrogène dans le combustible utilisé. Cette situation s'applique d'ailleurs pour d'autres équipementiers comme Mitsubishi. [ccxliv]

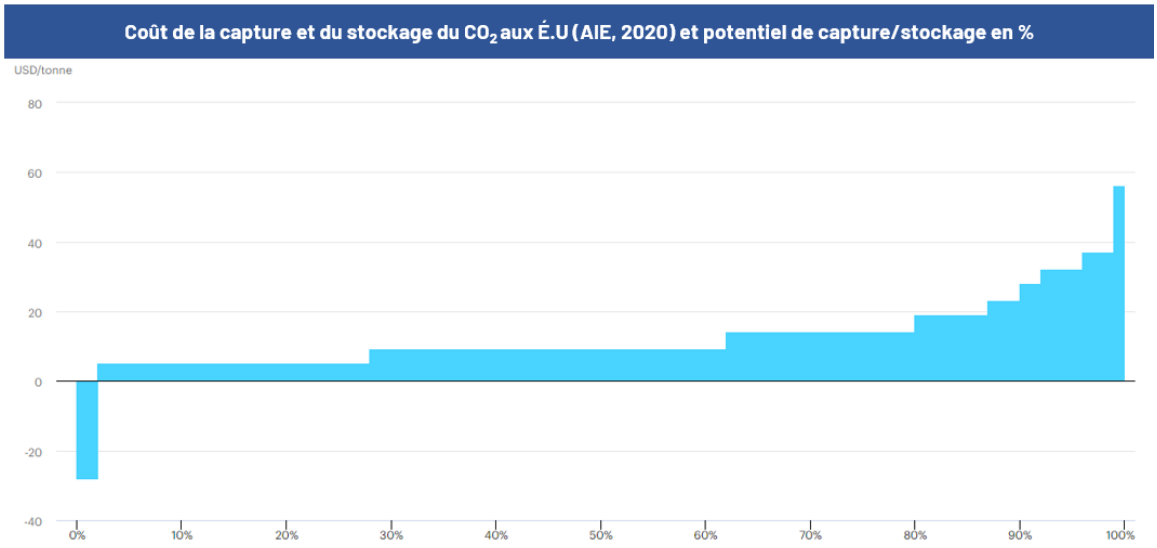
Historiquement, cette technologie a été peu utilisée, car elle venait avec un coût supplémentaire, mais avec la mise en place de taxes carbone autour du monde, ou bien l'installation d'EnR qui nécessitent l'installation combinée de capacité de stockage, l'intérêt économique de capturer le CO_2 et de l'utiliser/stocker est bien réel. Capturer le CO_2 dans les installations industrielles ou de génération d'électricité est rendu possible par la pureté et la concentration de ce CO_2 en une seule place (à savoir au niveau des bouilloires ou des turbines). N'étant pas diffus, il est ainsi possible de le capturer pour ensuite, soit le stocker notamment dans des cavités géologiques à proximité ou via des procédés de calcification, soit l'utiliser notamment dans d'autres activités industrielles telles que la production de biocarburants, d'urée ou dans l'industrie agroalimentaire (entre autres). Il est à noter que la Chaire Éco-Conseil de l'UQAC a effectué en 2019 pour GNL Québec une revue des possibilités à ce sujet.

L'AIE, dans son rapport spécialisé sur le CCUS[ccxlv], indique qu'entre 2017 et 2020, plus de 30 projets de CCUS à grande échelle ont été installés en Europe et en Asie. Elle précise notamment que le monde a une capacité significative de capture de CO_2 qui pourrait facilement passer de 40 Mt CO_2 / an actuellement à plus de 5 000 Mt CO_2 / an en 2040 – elle en fait une condition *sine qua non* à l'atteinte des objectifs de l'Accord de Paris. Elle confirme que, depuis 1996 et la première installation à grande échelle de CCUS en Norvège, des dizaines de millions de tonnes de CO_2 ont été capturées et stockées de manière permanente. D'autres projets sont d'ailleurs en développement au Canada (Quest) et aux É.U (Illinois). D'ailleurs, la CCGT zéro carbone avec CCUS a été autorisée et en construction dans l'Illinois aux É.U.[ccxlvi]

De plus, l'AIE estime que le potentiel de capture et stockage de CO_2 est largement en excédent avec environ 55 000 Gt CO_2 de potentiel de stockage (à comparer environ 32-35 Gt CO_2 émis tous les ans dans l'atmosphère). L'agence ajoute que plus de 70% des émissions se trouvent à moins de 100km de zones de stockage ce qui rend le processus finalement possible et économiquement viable. Elle estime que le coût de capture et stockage pourrait être aussi bas que 10 US$ / tonne de CO_2, voire négatif dans certaines localisations, à comparer aux perspectives de taxes carbone en excès de 100 US$ / tonne de CO_2. Le graphique ci-bas qui provient de l'AIE donne une idée du potentiel et du coût associé notamment aux É.U. Cette dernière explique que cette solution est d'ailleurs probablement la plus efficace environnementalement et économiquement pour le secteur industriel[ccxlvii], arguant qu'indiquer que le CCUS est une solution trop chère est tout simplement faux. D'ailleurs le CCS Institute et le GIEC estime qu'il faudrait ajouter entre 25 et 55% au coût LCOE (*Levelized Cost Of Energy* - coût actualisé de l'énergie) des CCGT afin d'ajouter la capture et le stockage du CO_2 pour rendre ces équipements zéro émissions. Cela est parfaitement concurrentiel en comparaison à la combinaison EnR-Batterie.

Concrètement, on se rend rapidement compte que les acteurs de l'industrie mettent un effort considérable sur le développement de ces technologies, notamment dans le secteur du GNL. Bloomberg a d'ailleurs réalisé une analyse de certains joueurs actuels de l'industrie dans la façon dont ils essaient de réduire leurs émissions à travers la capture du CO_2, mais aussi la compensation carbone[ccxlviii]. À cet effet, il est clair que le CCUS va

jouer un rôle important dans les prochaines décennies pour limiter le risque de verrouillage carbone, le tout combiné à la réutilisation des infrastructures pour d'autres types de gaz.



CONCLUSION

Le présent document a permis de mettre en lumière de façon plus précise l'importance et le caractère indispensable du gaz naturel et des infrastructures gazières afférentes pour la nécessaire transformation en profondeur des systèmes énergétiques au niveau mondial afin d'atteindre les objectifs fixés par l'Accord de Paris, ainsi que le l'intégration du projet Énergie Saguenay dans ce contexte. Comme on peut rapidement s'en rendre compte, on se retrouve face une multitude de réalités qui nécessitent de prendre en compte non pas uniquement l'aspect énergétique de cette transformation, mais aussi l'impact économique, environnemental et social que ces changements peuvent avoir pays par pays, voire région par région. En plus d'une explication des vues de différents experts de l'industrie, nous avons fourni une liste conséquente d'exemples et de politiques qui sont ou seront mis en place afin d'atteindre ces objectifs.

Enfin, l'exportation de GNL peut être vue comme une forme d'exportation de l'électricité renouvelable du Québec. En effet, plus de 10% du contenu énergétique du GNL consiste en de l'électricité (pour la liquéfaction, traitement, etc.), ce qui permet de « transporter » l'électricité du Québec sur des distances autrement inatteignables par fils de transmission. À ce chapitre, il serait opportun pour le Québec de se doter d'une telle option dans son portefeuille d'exportation, au cas où ses marchés clés de l'Est de l'Amérique du Nord venaient à s'atténuer suite à l'installation par les américains de parcs éoliens « offshore » d'envergure au large des côtes du Massachussetts ou de New-York.

ÉNERGIE SAGUENAY par GNL QUÉBEC

ANNEXE 1

Étude Wood Mackenzie scénario AET-2

Wood Mackenzie
A Verisk Business

May 2021

GNLQ Energy Transition Scenario Analysis

Contents

1. Purpose of Wood Mackenzie's Energy Transition Scenario Analysis 3
2. Energy Transition Scenario Analysis 4
2.1.1 Global Emissions Outlook 4
2.1.2 Global Gas Demand under WM AET-2 Scenario 6
2.1.3 Global LNG Supply/Demand Outlook Under AET-2 8
2.1.4 AET-2 Implications for Gas/LNG and Caveats to the Scenario 8

List of Figures

Figure 1.1 Global Emissions Outlook (2000-2040) 5
Figure 1.2 WM AET-2 Emission Reduction by Industry 5
Figure 1.3 Total Primary Energy Demand by Source 6
Figure 1.4 Global Gas Demand by Scenario (2020 - 2040) 6
Figure 1.5 2050 Total Primary Energy Demand by Supply Source, % 6
Figure 1.6 Gas Demand by Region (2021 - 2040) 7
Figure 1.7 Global LNG Supply Demand Balances by Scenario (2021 - 2040) 8

1. Purpose of Wood Mackenzie's Energy Transition Scenario Analysis

The Wood Mackenzie Energy Transition Scenario Analysis provides an review of the potential outcomes considering Wood Mackenzie's Accelerated Energy Transition 2-Degree Scenario ("WM AET-2") relative to our Base Case perspective and that of the IEA Sustainable Development Scenario including expected demand forecast for natural gas in WM AET-2, the need for additional LNG plant development globally, explanation on the gap relative to LNG supply moving forward and the possibility of natural gas infrastructure repurposing.

2. Energy Transition Scenario Analysis

Given the current focus on the energy transition, it is important to consider the potential implications of an alternative, accelerated energy transition on global gas and LNG markets. For this purpose, in this section we provide highlights from Wood Mackenzie's Accelerated Energy Transition scenario (WM AET-2 or AET-2) and compare them with our Base Case (which represents Wood Mackenzie's current view to the most likely energy transition pathway). The WM AET-2 and Base Case are summarised as follows:

- **Accelerated Energy Transition 2-Degree Scenario ("WM AET-2").** A proprietary scenario considering a no more than 2˚C global temperature above pre-industrial levels by 2050, with the scenario solving for the most realistic commercial/economic/political/technology sequence to meet a cumulative emissions trajectory aligning closely with the objectives stipulated in the Paris Agreement. This scenario requires emissions reductions starting almost immediately, requiring a significant erosion of fossil fuel demand, in particular coal demand, with the introduction of new technologies such as long duration batteries, green hydrogen and carbon capture, as well as very significant levels of electrification and approximately $45 trillion dollars of supporting investment in low carbon or carbon removal technologies (roughly double the investment under the WM Base Case). The WM AET-2 scenario is predicated on significant and rapid societal and policy changes, and recent history suggests that these may be challenging to enact and implement and thus, this accelerated perspective would likely have a low probability of occurrence and at a minimum, a delayed trajectory.
- **Wood Mackenzie's Base Case ("WM Base Case")**: This is Wood Mackenzie's Base Case view across all commodities and technologies, incorporating the most likely scenario of evolution of current policies and advancements in technology. It is consistent with an ~3˚C global temperature increase above pre-industrial levels (which are already approximately 1˚C higher today).

In addition, we also utilise the International Energy Agency Sustainable Development Scenario **("IEA SDS")** for comparison purposes when applicable, as this is the most common and standardised framework for quantifying a '2˚C or lower' outlook in the industry which is more broadly aligned with a lower temperature impact, or closer to a 1.5˚C outlook. We note that the outlook for gas under the AET-2 scenario is generally more positive than under the IEA SDS scenario due to the different temperature targets and a stronger role of blue hydrogen and CCS in the WM AET-2 scenario, making gas and LNG more resilient to the best of our knowledge of the IEA SDS scenario from public information. However, we also note that natural gas and LNG in particular are still the most resilient fossil fuel in the IEA SDS.

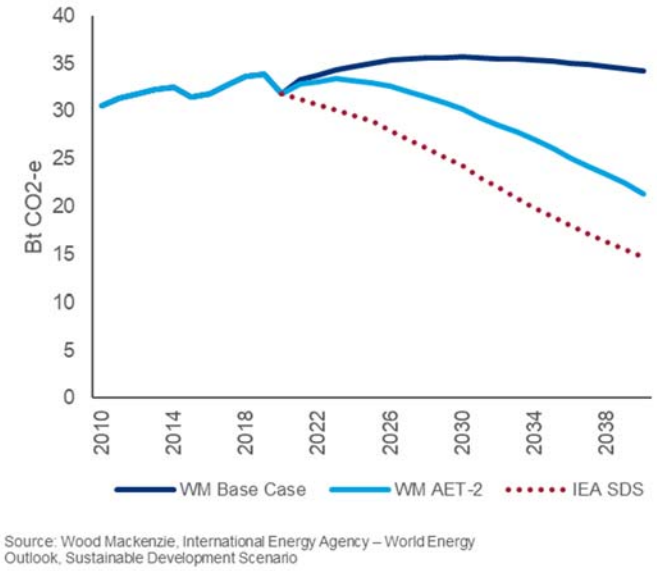
2.1.1 Global Emissions Outlook

From 2000 to 2020, global energy-related CO2 emissions increased by 47%, reaching a level of 33.8 billion tonnes in 2019. With rising global population, but increasing electrification and efficiency improvements, Wood Mackenzie's Base Case global CO2 emissions are expected to grow at a slower pace over the next two decades. From 2020 to 2030, Base Case emissions will grow at 1.1% per annum peaking at ~35.6 billion tonnes in 2030. In the 2030s, slow erosion in CO2 emissions occurs to 2040, however, in 2040, global energy-related CO2 emissions are only 1% higher than 2020.

In contrast to the Base Case, the WM AET-2 scenario sees global CO2 emissions reach a peak by 2024 driven by government policies and societal behaviour favouring the deployment of renewables, battery technology, hydrogen, Carbon Capture and Storage (CCS), and Electric Vehicles (EVs). From 2020 to 2030, under the WM AET-2 scenario, global emissions decrease at -0.5% per annum. From 2030 to 2040, decarbonisation accelerates to -3.4% per annum reaching 21 billion tonnes, 5% less than 2000 levels. Wood Mackenzie's AET-2 scenario is broadly aligned with the Paris Agreement's upper temperature limit (while the 2020 IEA SDS scenario is aligned with the lower temperature limit), but it is Wood Mackenzie's proprietary view on how the world can best achieve those goals.

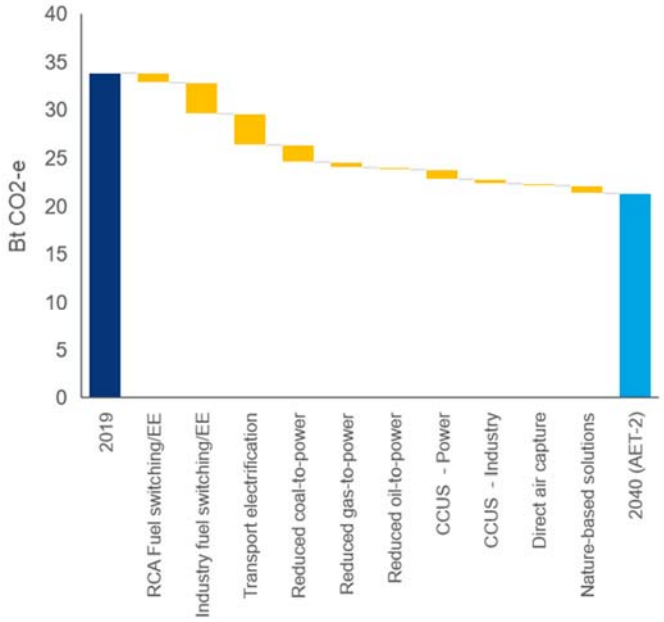
Under the WM AET-2 scenario, decarbonizing the power, industry, and transport sectors in addition to the use of CCS would drive ~85% of CO2 emissions reductions to meet the 2040 WM AET-2 target on Figure 2.2.

Figure 2.1 Global Emissions Outlook (2000-2040)



Source: Wood Mackenzie, International Energy Agency – World Energy Outlook, Sustainable Development Scenario

Figure 2.2 WM AET-2 Emission Reduction by Industry



Power (renewables and batteries): With ~US$23 trillion of investment allocated to ~18 TW of wind, solar, and storage new build globally to 2050 (roughly double the WM Base Case), the power sector leads the decarbonisation efforts under the WM AET-2 scenario. Advancements in longer-duration battery discharge cycles and cheaper storage as well as the ability to invest in, permit and deploy a massive increase in transmission and distribution infrastructure hold the key to acceleration of renewables deployment and global high renewable energy integration.

Industry (hydrogen): In the WM AET-2 scenario, green and blue hydrogen become a game changer, displacing ~180 Mt of fossil fuels in industry by 2040 (versus 40 Mt in the WM Base Case). Grey hydrogen will be progressively substituted with green hydrogen for ammonia and methanol production and refining while hydrogen would be blended into gas networks alongside methane and increasingly used as a stand-alone energy source in power, freight, heating and industry. Very strong policy signals, significant investment in electrolysers and major cost reductions for production, as well as development of transport solutions will be necessary to unlock hydrogen.

Transport (electric vehicles and hydrogen): In the WM AET-2 scenario, strong policy support and battery technology advances drive the share of EVs in the global vehicle stock to ~1 billion or ~40% share by 2040 (~350 million in the WM Base Case) as EVs make up >75% of new vehicle sales in 2040 and fuel cell penetration rises in the hydrogen economy post-2030.

CCS: In the WM AET-2 scenario, CCS would need significant policy support with carbon prices in excess of $110/t to scale up the current 40 Mt of capacity to 2,114 Mt by 2040 (versus 200 Mt in the WM Base Case). For context, those carbon prices are approximately 5 times higher than those that prevailed in late 2020. CCS would further enable decarbonization in fossil fuel power generation and, along with direct air capture (DAC), has the potential to generate approximately US$200 to US$500 billion in carbon credits between 2020 and 2050[1].

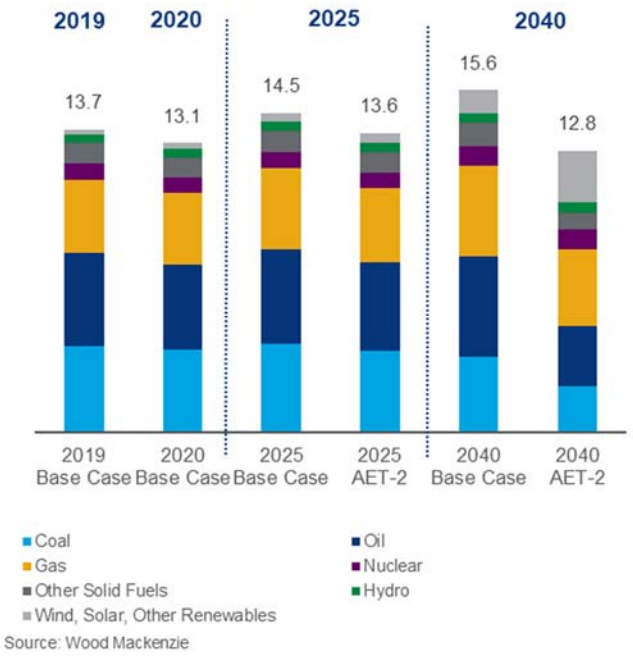
Under the AET-2 scenario electricity more than doubles as a percentage of final consumption by 2050 (to 57% from 24%) which necessitates trillion-dollar investments in renewable power generation and storage ($23 trillion) and in adding / upgrading power transmission and distribution infrastructure ($15 trillion). Significant investment of nearly $6 trillion ($200 billion annually) will also be required in the resource sector for hydrocarbons (oil and gas), which compares to an average spend of $540 billion annually across the 2014-2019 time period. Oil and gas investment continues to be required in the

[1] Assumes $40/tonne - $100/tonne CO_2-e price.

AET-2 scenario due to two driving factors i) current onstream production declines faster than demand and ii) to ensure the availability of metals required in order to support the level of electrification envisioned in the AET-2 scenario as metals extraction and processing still requires significant hydrocarbon consumption which is difficult to displace with cleaner solutions (we would also observe that some of this metal supply needed in AET-2 will come from countries that are very challenging from a political stability and security standpoint).

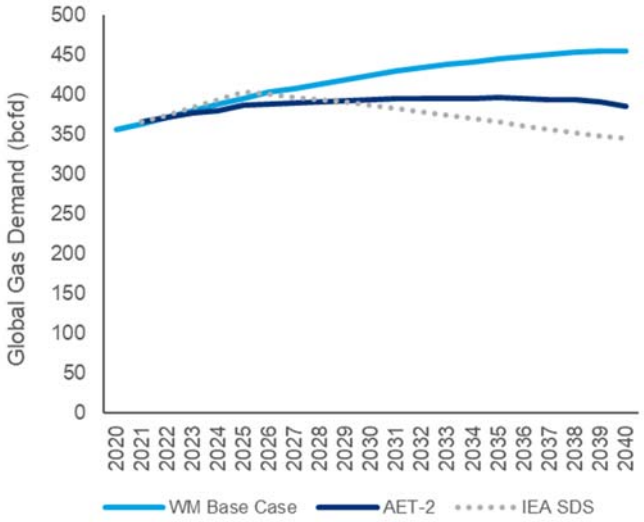
2.1.2 Global Gas Demand under WM AET-2 Scenario

Figure 2.3 Total Primary Energy Demand by Source



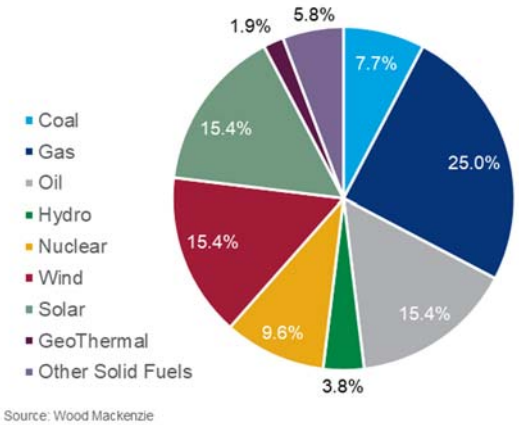
Source: Wood Mackenzie

Figure 2.4 Global Gas Demand by Scenario (2020 - 2040)



Source: IEA WEO SDS Outlook (2019), Wood Mackenzie

Figure 2.5 2050 Total Primary Energy Demand by Supply Source, %



Source: Wood Mackenzie

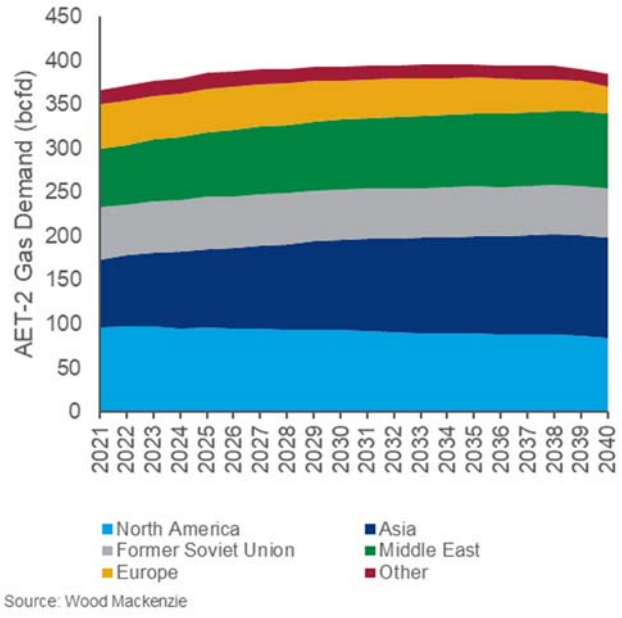
Although a significant reduction in emissions is expected under the AET-2 scenario, from a total primary energy demand perspective, gas proves to be the most resilient hydrocarbon. Regardless of the scenario, Base Case or AET-2, gas represents between 24% to 28% of the total global energy demand mix throughout the outlook, highlighting the importance of gas as a cleaner energy source in the context of the energy transition. However, under AET-2 absolute gas demand is ultimately significantly lower than in the Base Case.

From 2020 to 2025, total global gas demand is expected to rebound from the coronavirus crisis even under the AET-2 scenario, with gas expected to grow from 356 bcfd in 2020 to a peak of 396 bcfd in 2035. Gas demand declines gradually thereafter, reaching 385 bcfd by 2040 (Figure 2.4), but still accounting for 28% of total primary energy demand.

Irrespective of differing methodologies, there is broad consensus between the AET-2 and IEA SDS scenarios, which are characterised by declining gas demand in developed, mature gas markets like North America and Europe and, most importantly, by gas demand growth in Asia, where coal still dominates the power and energy mix and gas plays a complementary role in reducing carbon emissions. In Asia, the AET-2 scenario assumes China and India will prioritize domestic coal paired with CCUS to support domestic revenues and employment, which, coupled with a strong technology push, does limit Asian gas demand growth. However, even under this more punitive scenario relative to the Base Case scenario, as seen in **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**1.4, Asia gas demand is still expected to grow at 2.1% per annum in the WM AET-2 scenario to 2040 (vs. 3% per annum in the Base Case). Additionally, regarding the forecast European natural gas supply landscape, Wood Mackenzie believes that due to the indigenous supply decline accelerating, namely with Dutch and Norwegian supply erosion, imported natural gas supply will be required, with additional LNG and pipeline gas imports needed to make up the shortfall, even under the more punitive AET-2 scenario.

A key driver for the resilience of Asia-Pacific gas demand and overall global gas demand in the WM AET-2 scenario is the increasing role of CCS to extend the longevity of gas in the power and industrial sectors as well as low carbon hydrogen, which represents 3% of overall end use demand by 2040, of which a significant component will be blue hydrogen which will continue to drive longevity of existing and new gas and LNG infrastructure assets. These low carbon solutions will reduce the risk of the carbon “lock-in” on natural gas and LNG industries relative to other hydrocarbons.

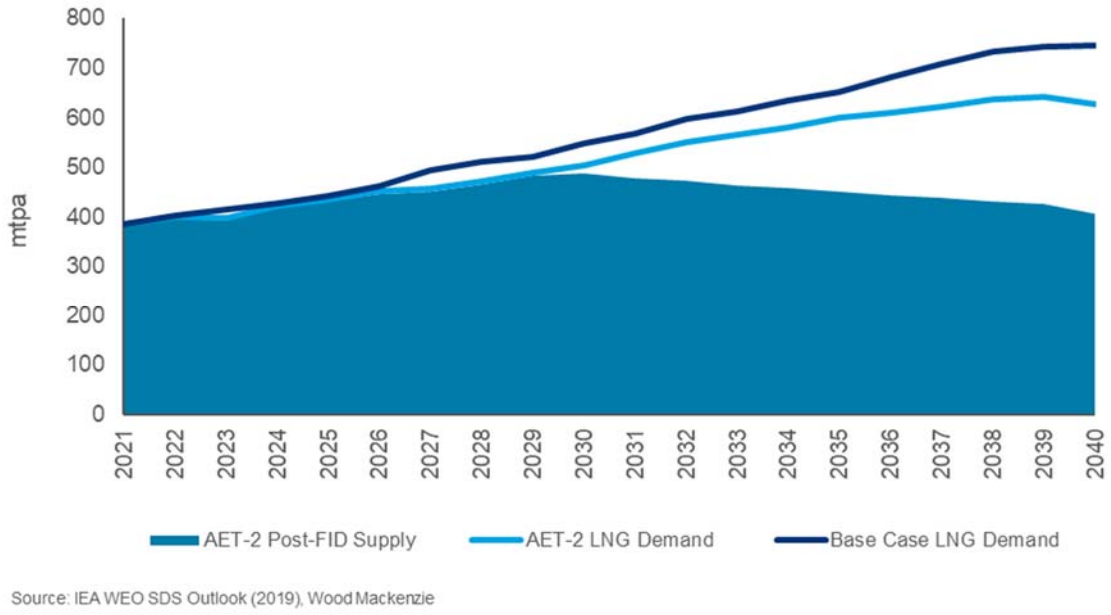
Figure 2.6 Gas Demand by Region (2021 - 2040)



2.1.3 Global LNG Supply/Demand Outlook Under AET-2

In the AET-2 scenario, LNG demand continues to grow, reaching a peak in 2039 (641 mtpa), before starting to decline. In parallel, supply from post-FID projects declines significantly long-term due to mostly to upstream supply limitations of legacy facilities and some retirements of older legacy facilities (Malaysia, Indonesia, Australia, others), a trend that continues post-2040 as the reserves available to support LNG production from legacy supply projects continues to diminish. So, although absolute LNG demand is lower in the AET-2 scenario, the need for volumes that are available from post-FID projects is not threatened as there still is a call for incremental pre-FID LNG capacity throughout the period, albeit more limited. The call for additional pre-FID LNG capacity is still 16 mtpa in 2030 in the AET-2 scenario (42 mtpa in the Base Case), ramping up strongly post-2030 to 222 mtpa by 2040 (compared to 304 mtpa in the Base Case). This gap is underpinned by continued Asian LNG demand growth as indigenous gas projects struggle and capital-intensive long-haul pipeline projects with high fees are outcompeted by LNG to supply key markets.

Figure 2.7 Global LNG Supply Demand Balances by Scenario (2021 - 2040)



Source: IEA WEO SDS Outlook (2019), Wood Mackenzie

2.1.4 AET-2 Implications for Gas/LNG and Caveats to the Scenario

Even under the AET-2 scenario, gas is the most resilient hydrocarbon and will continue to be a key component of the energy mix, contributing between 24% and 28% of total primary energy globally. Global LNG demand is expected to continue growing until the late-2030s before declining gradually.

Post-FID project supply continues to decline namely from Malaysia, Indonesia and legacy Australian projects, creating a requirement for the Post-FID supply that is forecast to continue producing, and importantly, also a call for new LNG supply capacity beyond post-FID projects, and this continues to increase throughout the period. In aggregate, this indicates that there is a continuing requirement for volumes and that the LNG market will be supportive of the development new pre-FID LNG projects such as GNLQ even under the aggressive AET-2 scenario.

In an AET-2 type scenario, as LNG buyers continue to seek less carbon intense molecules to satisfy decarbonization policies and targets, LNG projects currently under development which are pushing significantly lower emissions intensities of LNG supply will be advantageously positioned relative to most other North American LNG export projects.

However, we would highlight that AET-2 is just a scenario, and that the Base Case represents Wood Mackenzie's current view of the most likely energy transition pathway. The AET-2 scenario is predicated on significant and rapid changes in both policy and societal behaviour, and history suggests that these are likely to be highly challenging to implement, meaning that in reality their impact will be lower and/or that it will take longer for them to impact the global gas and LNG market. Furthermore, the AET-2 scenario requires an estimated $45 trillion of supporting investment.

Therefore, the AET-2 scenario likely reflects a lower probability outcome in the time period considered in this report, meaning that in reality an accelerated energy transition scenario is likely to have a more moderate impact on gas and LNG markets, leading to a more favourable outcome than that shown under AET-2, and ii) even if the more draconian impacts of AET-2 on gas/LNG were ultimately to come to pass, they are likely to happen further out in time than currently envisaged.

Nevertheless, there remain opportunities for repurposing natural gas and LNG infrastructure under the AET-2 case, for example, retrofitting existing natural gas transmission lines to serve the forecast growth in hydrogen or conversion to serve CCUS projects, which would aid in the goal of a faster pace of decarbonization globally. While current economic hurdles remain, Wood Mackenzie sees the conversion economics improving through the forecast period under AET-2, which would support the use of natural gas and LNG infrastructure to serve growing hydrogen and CCUS transport requirements by 2050.

Disclaimer

Strictly Private & Confidential

These materials, including any updates to them, are published by and remain subject to the copyright of the Wood Mackenzie group ("Wood Mackenzie"), and are made available to clients of Wood Mackenzie under terms agreed between Wood Mackenzie and those clients. The use of these materials is governed by the terms and conditions of the agreement under which they were provided. The content and conclusions contained are confidential and may not be disclosed to any other person without Wood Mackenzie's prior written permission. Wood Mackenzie makes no warranty or representation about the accuracy or completeness of the information and data contained in these materials, which are provided 'as is'. The opinions expressed in these materials are those of Wood Mackenzie, and nothing contained in them constitutes an offer to buy or to sell securities, or investment advice. Wood Mackenzie's products do not provide a comprehensive analysis of the financial position or prospects of any company or entity and nothing in any such product should be taken as comment regarding the value of the securities of any entity. If, notwithstanding the foregoing, you or any other person relies upon these materials in any way, Wood Mackenzie does not accept, and hereby disclaims to the extent permitted by law, all liability for any loss and damage suffered arising in connection with such reliance.

Copyright © 2021, Wood Mackenzie Limited. All rights reserved. Wood Mackenzie is a Verisk business.



Verisk™

Wood Mackenzie™, a Verisk business, is a trusted intelligence provider, empowering decision-makers with unique insight on the world's natural resources. We are a leading research and consultancy business for the global energy, power and renewables, subsurface, chemicals, and metals and mining industries. For more information visit: **woodmac.com**

WOOD MACKENZIE is a trademark of Wood Mackenzie Limited and is the subject of trademark registrations and/or applications in the European Community, the USA and other countries around the world.

Europe +44 131 243 4400
Americas +1 713 470 1600
Asia Pacific +65 6518 0800
Email contactus@woodmac.com
Website www.woodmac.com

ÉNERGIE SAGUENAY par GNL QUÉBEC

ANNEXE 2

Étude Poten & Partners sur les scénarios de substitution

Rapport de marché sur la destination et l'utilisation finales du GNL

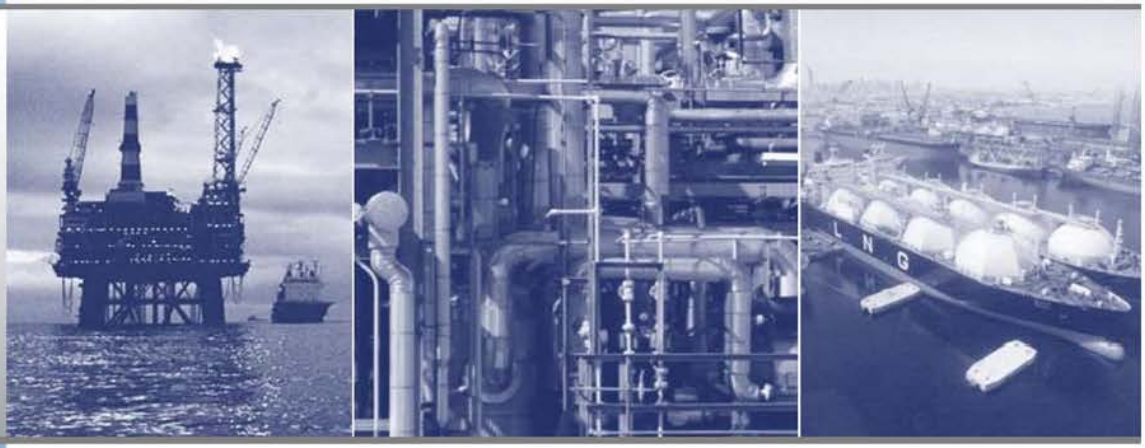
Préparé pour

GNL Québec

Mars 2020

PRIVÉ ET CONFIDENTIEL

POTEN & PARTNERS



Traduction （document original en anglais）

AVIS :

Le présent document et son contenu sont à l'usage interne exclusif de GNL Québec, ses dirigeants et ses employés; ils doivent être conservés dans la plus stricte confidentialité et ne servir à aucune autre fin.

Aucune partie de ce document publié par Poten ne peut être reproduite en tout ou en partie, ni stockée dans un système de recherche documentaire, ni transmise sous quelque forme ou par quelque moyen que ce soit, électronique, mécanique, par photocopie, enregistrement ou autre, sans l'autorisation écrite de Poten.

Table des matières

Page #

Section 1 Résumé 5

1.1 Introduction 5

1.2 LE GAZ NATUREL JOUERA UN RÔLE CLÉ DANS L'ÉNERGIE MONDIALE 6

1.2.1 Le rôle du GNL en remplacement des sources d'énergie plus émettrices de GES 6

1.2.2 Les énergies renouvelables et le gaz naturel sont essentiels à l'atteinte des objectifs mondiaux en matière d'émissions 7

1.2.3 Le gaz naturel complète les énergies renouvelables 8

1.2.4 Occasions pour GNLQ dans le marché mondial du GNL 10

1.3 MÉTHODOLOGIE DE CALCUL DU REMPLACEMENT DE POTEN 14

1.3.1 Résumé du processus en quatre étapes de Poten 14

1.3.2 Groupements naturels de pays importateurs de GNL similaires 15

1.3.3 Répartition du GNL de GNLQ entre les huit régions 16

1.3.4 Résumé de la répartition de GNL entre les huit régions 19

1.3.5 Quantification des combustibles concurrents qui seront remplacés par le GNL dans chaque région 20

1.4 REMPLACEMENT DES COMBUSTIBLES CONCURRENTS PAR LE GNL DE GNLQ 21

1.4.1 Remplacement par GNLQ à l'échelle mondiale 21

1.4.2 Remplacement par GNLQ par type de combustible 22

1.4.3 Remplacement par GNLQ par secteur de consommation d'énergie 23

Nota : À moins d'indication contraire, Poten & Partners est la source de tous les graphiques, tableaux, cartes et autres éléments visuels.

Liste des figures

Figure 1.1 : Livres de CO2 émises par million d'unités thermiques britannique (Btu) d'énergie pour divers combustibles 6

Figure 1.2 : Coût d'investissement, efficacité thermique et délai de construction pour divers projets énergétiques 7

Figure 1.3 : Scénarios de demande d'énergie mondiale de l'AIE 8

Figure 1.4 : Production d'électricité en Chine 10

Figure 1.5 : Prévisions de Poten sur la demande de GNL d'ici 2045 11

Figure 1.6 : Synthèse des principales politiques économiques et gouvernementales 12

Figure 1.7 : Prévisions de la demande de GNL d'ici 2040 de Poten et d'autres sources réputées 13

Figure 1.8 : Méthodologie de Poten pour quantifier le remplacement des combustibles par le GNL de GNLQ 15

Figure 1.9 : Répartition du volume dans les huit régions définies aux fins de l'étude 17

Figure 1.10 : Prévisions de demande de GNL non comblée d'ici 2045 18

Figure 1.11 : Classement général pour la répartition du GNL dans chaque région 18

Figure 1.12 : Exemple – Processus de répartition pour les grands marchés émergents d'Asie 21

Figure 1.13 : Remplacements totaux à l'échelle mondiale 22

Figure 1.14 : Remplacement par GNLQ dans les marchés finaux par type de combustible (11 Mt/a au total) 23

Figure 1.15 : Remplacement par GNLQ dans les marchés finaux par secteur (11 Mt/a au total) 24

Section 1 Résumé

1.1 INTRODUCTION

GNL Québec (GNLQ) souhaite construire un projet d'exportation de gaz naturel liquéfié (GNL) à Saguenay, au Québec (Canada) pour exporter du GNL vers différents marchés internationaux. Le promoteur développe le Projet comme un projet d'exportation de GNL à faible émission de carbone en tenant compte des émissions nettes totales de gaz à effet de serre (GES) de toute la chaîne de valeur du GNL – des opérations gazières en amont du Québec jusqu'aux consommateurs finaux de GNL dans le monde entier.

Poten & Partners, Inc. (Poten) a été chargé par GNLQ de recenser et de quantifier les sources d'énergie qui seront remplacées dans les marchés potentiels d'utilisateurs finaux du GNL de GNLQ. Les données de Poten peuvent à leur tour être utilisées par d'autres conseillers pour calculer l'empreinte carbone globale de GNLQ tout au long de la chaîne de valeur du GNL, et ainsi évaluer le potentiel de réduction des GES du scénario présenté par Poten. Notre rapport comporte également des chapitres complémentaires sur le rôle du gaz naturel dans le panorama énergétique mondial, ainsi qu'un aperçu du marché mondial du GNL.

Le groupe consultatif sur le GNL de Poten est l'équipe-conseil spécialisée en GNL la plus importante et la plus longuement établie du monde; il possède des bureaux à Houston, New York, Londres, Singapour et Perth. Notre personnel comprend des cadres supérieurs d'expérience issus de grandes entreprises du secteur énergétique. L'équipe est formée de 40 professionnels à temps plein et de 12 conseillers principaux alliant plus de 800 ans d'expérience dans le secteur. L'équipe de Poten est spécialisée dans tous les aspects de la chaîne de valeur du GNL. Pour la réalisation de cette étude, nous avons déployé une équipe d'experts ayant une connaissance approfondie des marchés mondiaux, régionaux et nationaux du gaz naturel et du GNL, ainsi que des utilisateurs finaux.

L'analyse de Poten conclut que le GNL de GNLQ remplacerait un éventail de sources d'énergie plus émettrices de GES à l'échelle mondiale. Il est important de noter que l'on prévoit qu'environ 60 pour cent du GNL de GNLQ remplacerait du charbon, principalement dans les marchés émergents d'Asie, où les économies en croissance rapide nécessitent le développement de nombreux nouveaux projets de production d'électricité, mais également en Europe, où les pays recherchent d'autres sources de base pour remplacer le charbon. En l'absence d'approvisionnement en GNL pour alimenter de nouvelles centrales électriques, les compagnies d'électricité de ces marchés émergents pourraient être forcées de construire de nouvelles centrales au charbon ou d'acheter du gaz naturel ou du GNL moins respectueux de l'environnement auprès d'autres sources. Une autre conclusion importante est la relation de complémentarité qui existe entre les énergies renouvelables (particulièrement l'éolien et le solaire) et le gaz naturel dans la production d'électricité sur de nombreux marchés d'utilisation finale. Dans de nombreux cas, la croissance des énergies renouvelables est facilitée par l'accès à des centrales électriques équipées de turbines à gaz à cycle combiné (CCGT) plus flexibles afin d'équilibrer la variabilité et l'intermittence des énergies renouvelables.

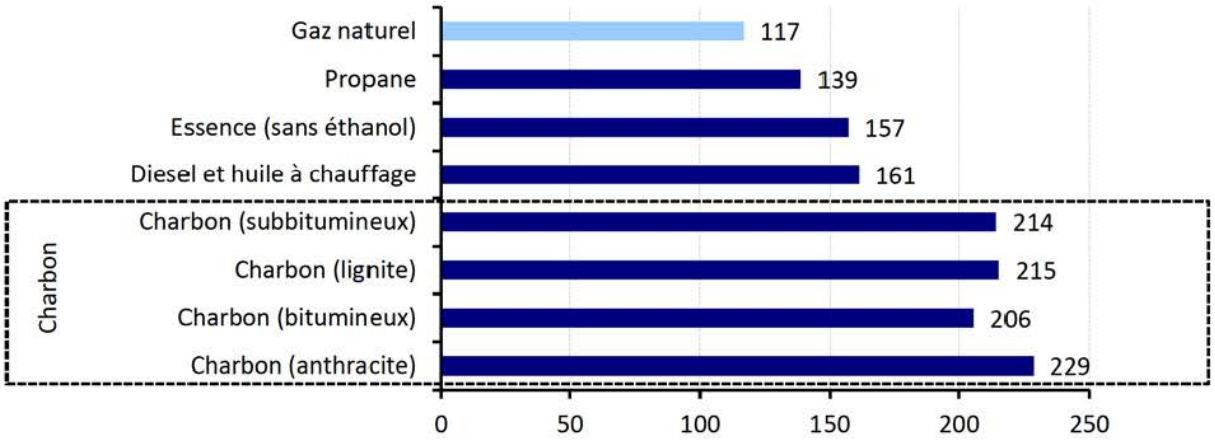
1.2 LE GAZ NATUREL JOUERA UN RÔLE CLÉ DANS L'ÉNERGIE MONDIALE

1.2.1 Le rôle du GNL en remplacement des sources d'énergie plus émettrices de GES

Différents combustibles émettent différentes quantités de CO2 par rapport à l'énergie produite lors de la combustion. Le gaz naturel est le combustible hydrocarbure le plus propre et le moins émetteur de GES; il émet en effet la moitié moins de CO2 que le charbon et environ le quart de moins que l'essence ou le diesel (figure 1.1). De plus, le charbon libère des particules et des composés sulfurés dans l'atmosphère, ce qui crée des problèmes de santé dans de nombreuses grandes villes du monde où il est utilisé comme source d'énergie primaire. Parmi les différentes sources d'énergie à grande échelle, le charbon est celle qui émet le plus de GES. Les combustibles liquides sont coûteux et se situent au milieu de la fourchette des émetteurs de GES. Ces combustibles liquides, en particulier le diesel et le mazout, utilisés principalement dans le secteur des transports, sont couramment utilisés dans les petits groupes électrogènes et sont progressivement remplacés par les énergies renouvelables et le gaz naturel.

Figure 1.1 : Livres de CO2 émises par million d'unités thermiques britannique (Btu) d'énergie pour divers combustibles

(Source : US Energy Information Administration)

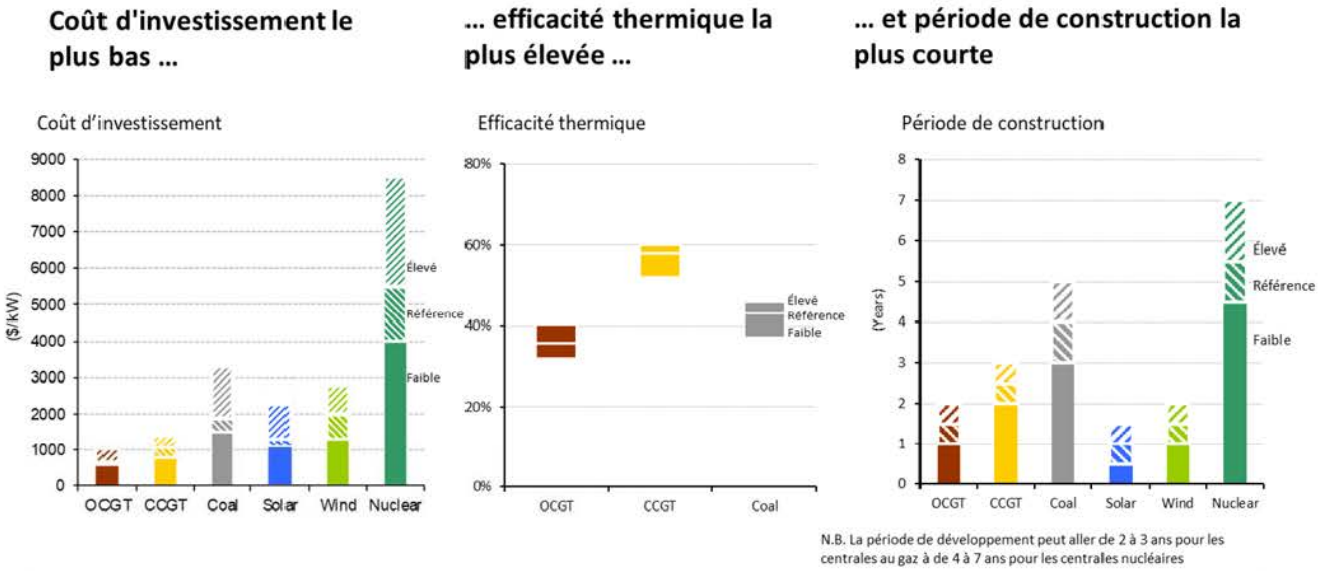


Le gaz naturel est abondant et peu coûteux (figure 1.2) comparativement à la plupart des sources d'énergie. Il s'agit d'une solution compétitive et économique particulièrement bien adaptée à la production d'électricité et le complément idéal à l'intermittence des énergies renouvelables. Les CCGT présentent généralement le coût d'investissement le plus faible parmi les centrales thermiques et offrent un rendement thermique plus élevé que le charbon. Les CCGT peuvent être développées et construites beaucoup plus rapidement que les autres types de centrales (comme le charbon) et que l'énergie nucléaire. Même en considérant uniquement l'échéancier de construction d'une centrale électrique type, les CCGT devancent largement le charbon et les centrales nucléaires. Alors qu'il faut généralement deux à trois ans pour construire une CCGT, la construction d'une centrale nucléaire peut prendre jusqu'à sept ans, et celle d'une centrale au charbon jusqu'à cinq ans.

Pour les centrales au charbon et les centrales nucléaires, la période totale de développement les place dans une position concurrentielle encore plus défavorable que celle des CCGT, car les problèmes d'implantation sont généralement plus complexes et les approbations réglementaires et les permis peuvent retarder davantage les progrès. Ce délai étendu du concept à la mise en service pour le charbon et le nucléaire les place dans une position largement désavantagée par rapport aux CCGT et aux technologies éoliennes ou solaires. Les services publics, les promoteurs et les producteurs d'électricité indépendants (PEI) sont confrontés à des risques et à des incertitudes plus importants pour le nucléaire et le charbon, ainsi qu'à des trajectoires de développement plus longues et plus incertaines.

Figure 1.2 : Coût d'investissement, efficacité thermique et délai de construction pour divers projets énergétiques

(Source : Poten & Partners)



Les graphiques ci-dessus ne sont pas spécifiques à un lieu particulier et sont destinés à être représentatifs des facteurs généraux de coût, d'échéancier et d'efficacité de la production d'électricité; ils varieront en fonction des conditions locales

1.2.2 Les énergies renouvelables et le gaz naturel sont essentiels à l'atteinte des objectifs mondiaux en matière d'émissions

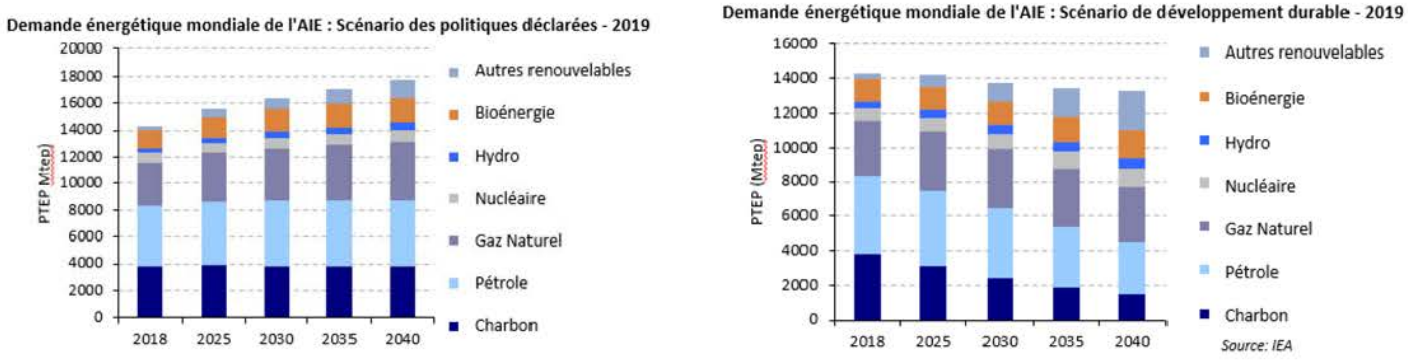
Combiné aux énergies renouvelables, le gaz naturel, abondant et peu coûteux, peut permettre de réduire les émissions mondiales de GES pour atteindre les objectifs de l'accord de Paris. Le « Scénario de politiques déclarées 2019 » de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), qui est le scénario de référence de l'organisme, présente le gaz comme une source d'énergie importante pour répondre à la demande mondiale croissante. Dans ce scénario, à mesure que les gouvernements s'attaquent à l'impact environnemental, la part du charbon passe de 27 pour cent en 2018 à 21 pour cent en 2040 dans le mix énergétique mondial. Les énergies renouvelables grimpent de 2 pour cent en 2018 à 7 pour cent en 2040, et la part du gaz naturel augmente de 24 pour cent en 2018 à environ 28 pour cent en 2040. Voir la figure 1.3.

Même dans le Scénario de développement durable de l'AIE, qui est plus progressiste, le gaz naturel conserve une part de 24 pour cent de l'énergie totale. Dans ce scénario, qui suppose que la communauté mondiale lutte encore plus énergiquement contre le réchauffement climatique et la pollution, la part du charbon passe de 27 pour cent en 2018 à 11 pour cent en 2040. Les énergies renouvelables grimpent de 2 pour cent en 2018 à 17 pour cent en 2040.

Dans ces deux scénarios de l'AIE, le gaz naturel joue un rôle critique à moyen et long terme pour compléter et équilibrer la charge intermittente des énergies renouvelables. Les CCGT, qui utilisent la même technologie de base que les moteurs à réaction, fonctionnent très bien en charge de base, à mi-charge et en période de pointe. Elles peuvent s'arrêter, redémarrer et fonctionner partiellement, beaucoup plus efficacement qu'une centrale nucléaire ou au charbon. Les turbines modernes peuvent atteindre leur pleine puissance en 30 minutes pour répondre aux pics de demande. Les énergies renouvelables utilisées par les services publics (y compris le stockage sur batterie) sont de plus en plus compétitives. Toutefois, leurs coûts doivent encore baisser pour avoir un impact notable sur la demande de gaz naturel dans le monde. D'ici là, les hydrocarbures seront essentiels pour alimenter l'économie mondiale, en particulier le gaz naturel, abondant, flexible et à combustion plus propre. Les services publics du monde entier continuent de dépendre du gaz naturel pour répondre aux périodes de pointe et aux insuffisances de la production d'énergie renouvelable.

Figure 1.3 : Scénarios de demande d'énergie mondiale de l'AIE

(Source : International Energy Agency)



1.2.3 Le gaz naturel complète les énergies renouvelables

Le GNL ne fait pas une concurrence directe aux énergies renouvelables dans la plupart des marchés régionaux que nous avons étudiés, comme l'illustre la section 3.8 de ce rapport.

Selon l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA), le coût de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables est en baisse. La base de données de l'IRENA sur les coûts des énergies renouvelables mesure la moyenne pondérée mondiale du coût actualisé de l'énergie (LCOE). Le LCOE estime le revenu moyen par unité d'électricité produite nécessaire pour récupérer les coûts de construction et d'exploitation de l'infrastructure énergétique pendant sa durée de vie.

Les coûts des énergies éolienne et solaire terrestres ont baissé ces dernières années pour concurrencer économiquement les combustibles fossiles. L'IRENA rapporte que 60 GW de nouveaux projets solaires pour services publics mis en service en 2018 ont un LCOE de 0,085 $US/kWh, soit 13 pour cent de moins que ce qui avait été rapporté en 2017. L'éolien terrestre a également mis en service environ 45 GW de

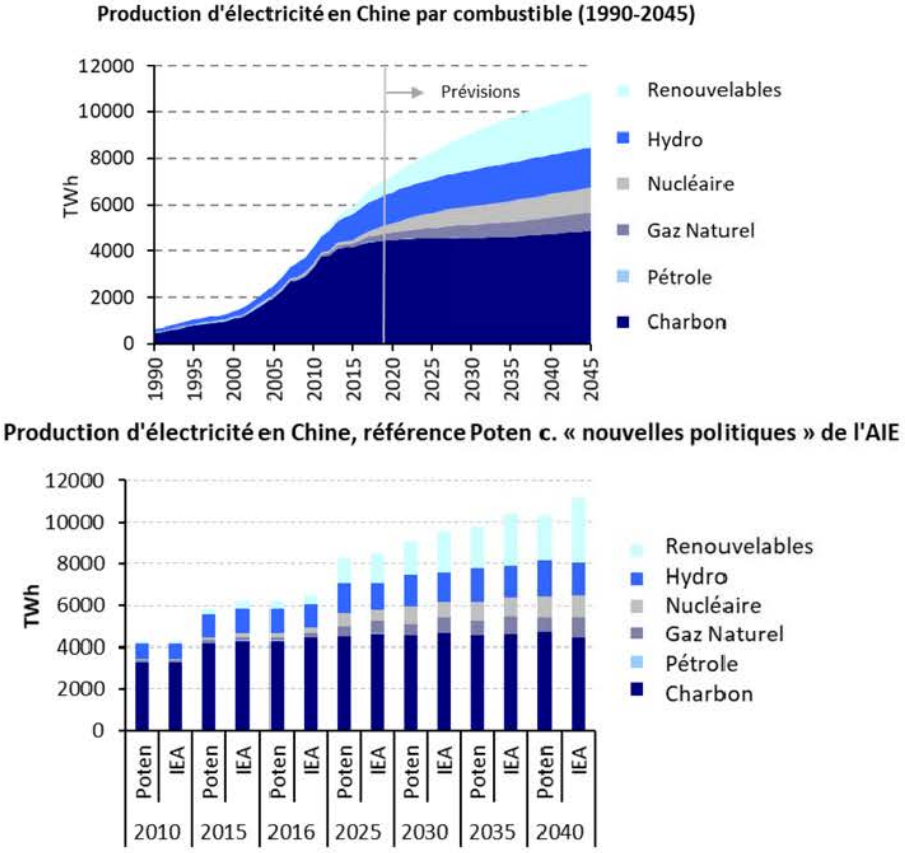
nouvelles capacités en 2018 avec une LCOE de 0,056 $US/kWh. L'organisme estime qu'une majorité des projets éoliens et solaires terrestres prévus en 2020 devraient être compétitifs par rapport aux options de combustibles fossiles, ce sans aide financière ni subventions. L'AIE américaine a également estimé le LCOE en comparant les énergies renouvelables aux turbines à gaz à cycle combiné qui entreront en service en 2025. Dans ses dernières prévisions annuelles pour 2020, l'AIE a estimé le LCOE pour les centrales à gaz à cycle combiné à 36,61 $/MWh, alors que les énergies renouvelables étaient estimées à 30,39 $/MWh pour le solaire, 34,10 $/MWh pour l'éolien terrestre, et 115,04 $/MWh pour l'éolien en mer. Il est à noter que ni l'analyse du LCOE de l'IRENA ni celle de l'AIE n'incluent les coûts élevés associés à la technologie de stockage des batteries, qui est nécessaire pour pallier la nature intermittente des énergies renouvelables. Dans la dernière analyse du LCOE de Lazard publiée en novembre 2019, on estime que le solaire avec stockage se situe entre 126 et 156 $/MWh, alors que le cycle combiné au gaz se situe entre 44 et 68 $/MWh. Afin de soutenir les énergies renouvelables, une autre option au stockage sur batterie serait le CCGT de secours qui aurait également un coût supplémentaire par rapport à la production d'énergie éolienne et solaire, comme le montre les analyses du LCOE de l'AIE et de l'IRENA.

Les coûts des énergies renouvelables sont effectivement en baisse, comme le montrent les analyses de l'IRENA et de l'AIE, mais les deux institutions reconnaissent que ces énergies sont principalement une technologie de production non distribuable en raison de leur intermittence et de leur facteur de capacité plus faible, par opposition au cycle combiné. L'énergie alimentée au gaz est en effet souvent utilisée pour combler le déficit de distribution associé à l'énergie renouvelable intermittente. Même sur les marchés où la réduction des émissions de GES est plus difficile (les grands marchés émergents d'Asie comme la Chine et l'Inde), notre analyse démontre que le gaz naturel ne fait pas une concurrence appréciable aux énergies renouvelables. Le charbon a dominé sur les grands marchés émergents d'Asie, mais les nouvelles capacités de production proviendront de plus en plus d'autres sources d'énergie, notamment du gaz naturel et des sources renouvelables. À mesure que les gouvernements maintiendront la pression pour mettre en œuvre des politiques environnementales plus propres, il sera fait appel au gaz naturel et aux énergies renouvelables pour équilibrer les besoins de production d'électricité, et la contribution du charbon diminuera.

En Chine par exemple, l'un des plus grands marchés énergétiques du monde et le plus gros émetteur de GES à l'heure actuelle, nous ne croyons pas que le gaz naturel aura un impact mesurable sur les énergies renouvelables (et vice-versa), car ce sont ces dernières plutôt que le gaz naturel qui remplacent le charbon dans le mix énergétique chinois (en particulier dans la production d'électricité). Bien que l'augmentation de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables puisse freiner la demande de gaz dans certaines provinces (par exemple le Fujian), ces sources ne suffiront pas à couvrir la totalité des besoins supplémentaires de la Chine à mesure que le charbon stagnera ou diminuera. Le gaz naturel continuera à fournir une puissance de pointe qui ne pourra être satisfaite par les énergies renouvelables en raison de l'intermittence de la production et de l'incertitude quant à l'acheminement. Il est prévu qu'ensemble, le gaz naturel, le nucléaire et les énergies renouvelables répondront à la demande d'électricité supplémentaire de la Chine.

Figure 1.4 : Production d'électricité en Chine

(Source : AIE et Poten & Partners)



1.2.4 Occasions pour GNLQ dans le marché mondial du GNL

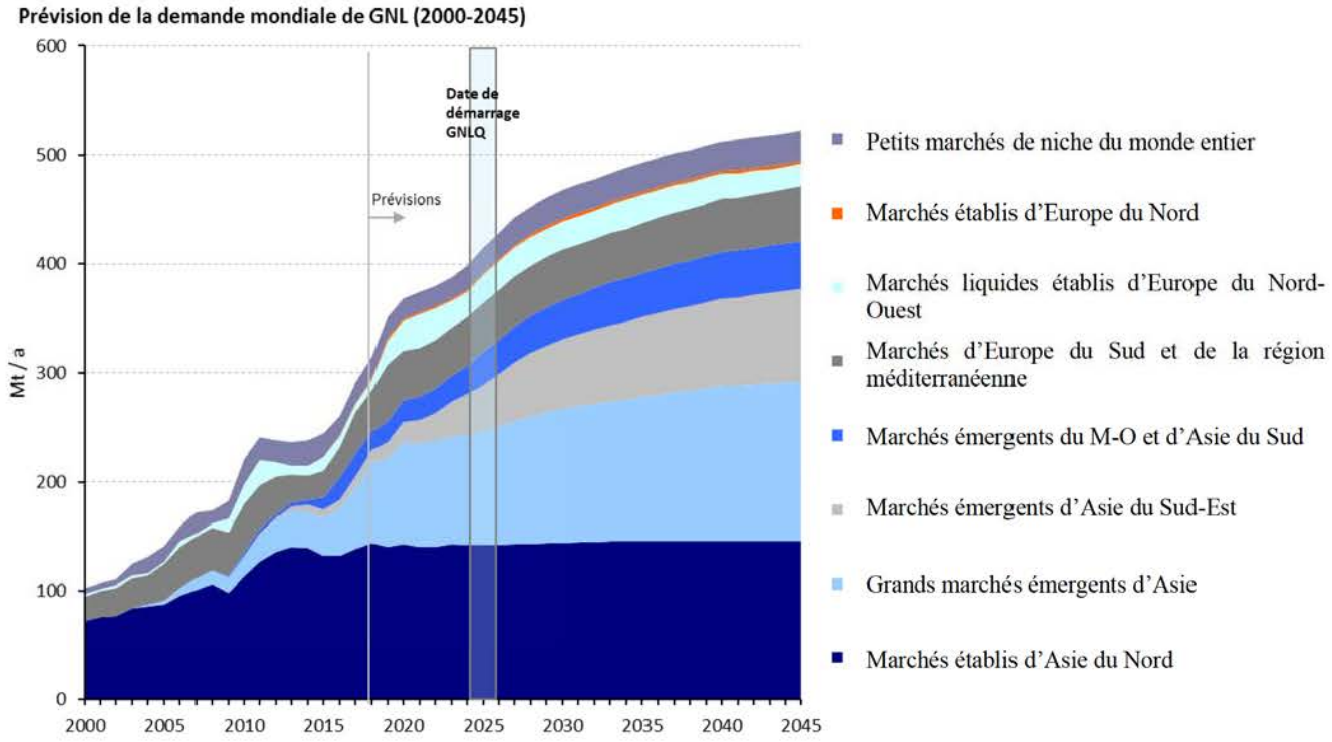
Le marché mondial du GNL a connu une forte croissance au cours des 20 dernières années. En 2000, la production atteignait à peine 100 Mt/a, alors qu'en 2019, nous prévoyons qu'elle dépassera 350 Mt/a. Nous estimons que la croissance de la demande de GNL se poursuivra, bien qu'à un rythme plus lent. D'ici 2025, date prévue pour le démarrage du Projet de GNLQ, nous prévoyons que la demande mondiale de GNL aura dépassé les 415 Mt/a, et d'ici 2040, le marché mondial du GNL devrait atteindre 520 Mt/a. Nous croyons que toutes les régions clés du monde connaîtront une augmentation de leur demande de GNL, et que l'Asie sera le moteur de cette croissance. En effet, l'on prévoit que la croissance de la demande après le démarrage du Projet de GNLQ en 2025 s'opérera principalement en Asie. L'Europe et les marchés de niche continueront toutefois à importer des quantités importantes de GNL.

Les marchés de croissance les plus importants seront les marchés émergents d'Asie, tant les plus gros (comme la Chine et l'Inde) que ceux d'Asie du Sud-Est (comme la Thaïlande, l'Indonésie et Singapour), du Moyen-Orient et de l'Asie du Sud (notamment le Pakistan et le Bangladesh). Ces trois régions généreront environ 80 pour cent de la croissance mondiale de la demande de GNL, et sont donc essentielles au développement de projets d'approvisionnement en GNL dans le monde entier, y compris celui de GNLQ. Comme le montre la figure 1.5 ci-dessous, les grands marchés émergents de gaz naturel

et de GNL en Asie, par exemple, devraient passer de 83 Mt/a en 2019 à 105 Mt/a d'ici 2025. Les marchés de GNL émergents d'Asie du Sud-Est devraient augmenter de 14 Mt/a en 2019 à 43 Mt/a durant la même période. Enfin, les marchés de GNL émergents du Moyen-Orient et de l'Asie du Sud devraient connaître une hausse de 18 Mt/a en 2019 à environ 30 Mt/a d'ici 2025.

Figure 1.5 : Prévisions de Poten sur la demande de GNL d'ici 2045

(Source : Poten & Partners)

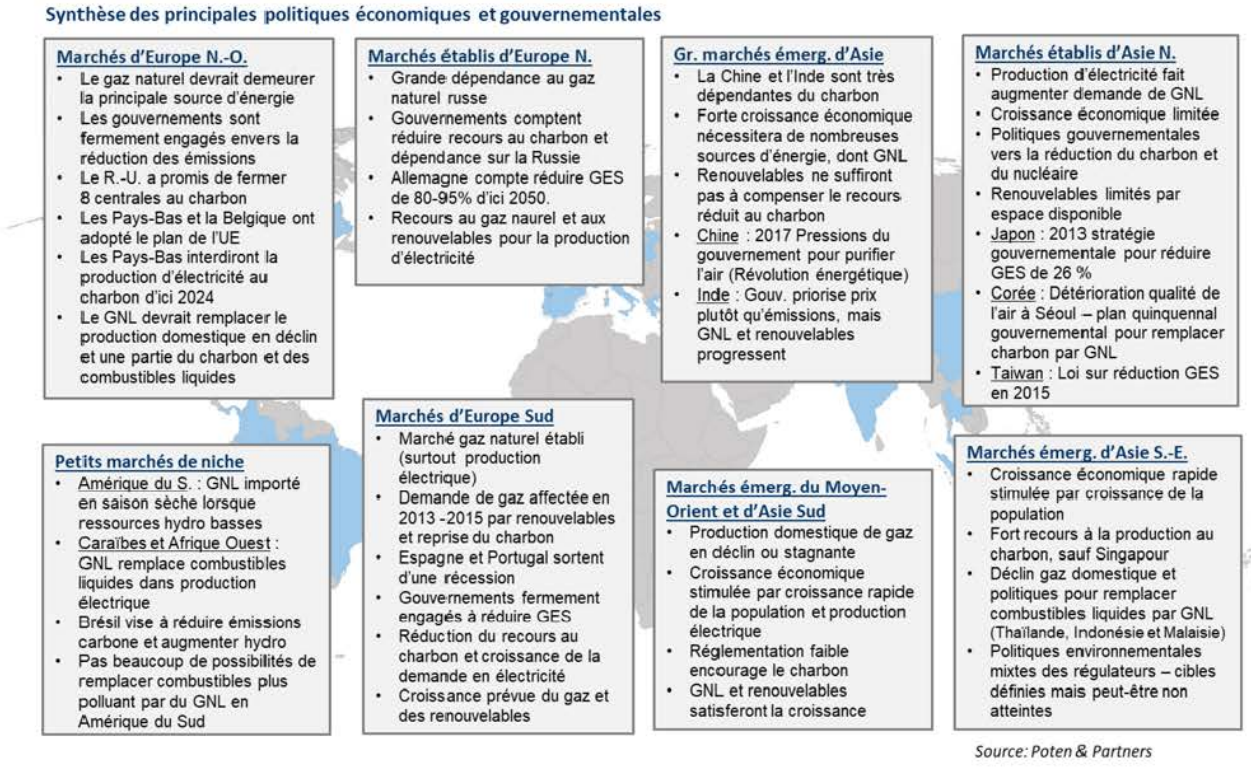


1.2.4.1 Moteurs économiques et politiques de la croissance mondiale continue du GNL

Les facteurs économiques liés aux différentes sources d'énergie et les politiques environnementales des gouvernements de ces régions favorisent le recours accru au GNL. La figure 1.6 ci-dessous résume les principales politiques économiques et gouvernementales.

Figure 1.6 : Synthèse des principales politiques économiques et gouvernementales

(Source : Poten & Partners)



Source: Poten & Partners

Les régions émergentes à forte croissance, principalement en Asie, comptent pour la plus grande partie de la montée du GNL d'ici 2045. Les politiques environnementales des gouvernements encouragent un recours accru aux énergies renouvelables et au gaz naturel pour remplacer le charbon et les combustibles liquides.

Les marchés établis d'Asie du Nord et de la plupart des pays européens consommateurs de gaz continueront à avoir besoin de GNL et ont manifesté des engagements fermes envers la gestion des émissions de GES.

L'on prévoit que les marchés de l'Europe du Sud et de la région méditerranéenne ainsi que les petits marchés de niche mondiaux de GNL poursuivront leur développement d'ici 2045 et que le gaz naturel et le GNL y remplaceront le charbon dans le secteur de l'électricité.

1.2.4.2 Diverses prévisions de la demande de GNL

De nombreuses prévisions de sources réputées démontrent que la demande de GNL augmentera à moyen et long terme jusqu'en 2040, ce de façon encore plus vigoureuse que ne le prévoit Poten. Nous sommes en effet considérés par l'industrie comme les prévisionnistes les plus conservateurs. D'autres sont beaucoup plus optimistes en ce qui a trait à la croissance du GNL et du gaz naturel dans le monde, en particulier sur les marchés émergents d'Asie et dans le secteur de l'électricité. Voir la figure 1.7 ci-dessous.

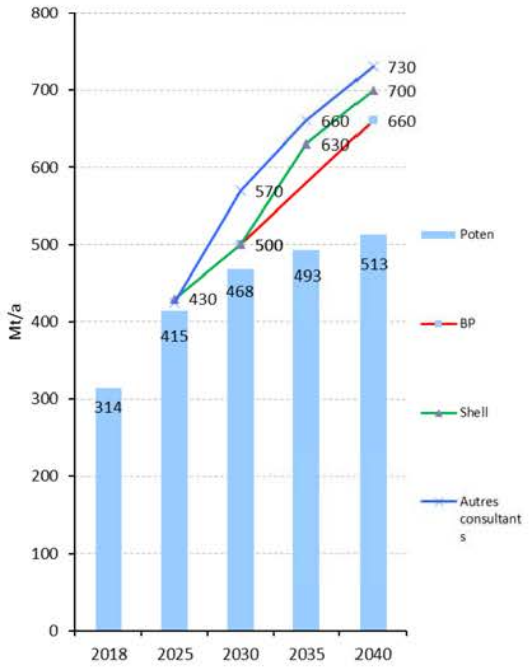
Nos prévisions plus conservatrices tiennent compte les facteurs atténuants suivants :

- Ralentissement de la croissance économique dans d'importants pays importateurs de GNL;
- Forte croissance de la production de gaz naturel dans ces pays;
- Le gaz naturel n'est pas la seule ressource disponible; comme en fait état la présente étude, les consommateurs disposent de nombreuses possibilités pour combler leurs besoins énergétiques croissants;
- Les goulots d'étranglement aux infrastructures des terminaux d'importation du GNL continueront à moduler la demande; il faut beaucoup de temps pour mettre en œuvre des projets et des infrastructures d'importation de GNL.

Même selon les prévisions prudentes de Poten, la demande de GNL continuera d'augmenter de quelque 100 Mt/a après le démarrage du projet GNLQ jusqu'en 2040.

Figure 1.7 : Prévisions de la demande de GNL d'ici 2040 de Poten et d'autres sources réputées

(Source : Poten & Partner et diverses publications de l'industrie)



1.3 MÉTHODOLOGIE DE CALCUL DU REMPLACEMENT DE POTEN

1.3.1 Résumé du processus en quatre étapes de Poten

Une méthodologie solide était nécessaire pour quantifier les combustibles concurrents qui seront remplacés sur les marchés mondiaux de l'énergie par le GNL de GNLQ. Pour y arriver, Poten a utilisé un processus linéaire détaillé comprenant quatre étapes distinctes, commençant par le recensement des groupements naturels de marchés de l'énergie qui importent actuellement du GNL et se terminant par la quantification des combustibles spécifiques qui seraient remplacés par le GNL dans chaque marché. Ce processus en quatre étapes est le suivant :

Étape 1 – Poten a recensé et catégorisé les groupements naturels de pays importateurs de GNL ayant des marchés énergétiques similaires. Nous avons défini ces groupes comme des « régions » pour les besoins de l'étude. Au total, huit régions ont été identifiées en fonction de leur situation géographique, de leur maturité économique, des politiques énergétiques de leurs gouvernements et de leur mix énergétique.

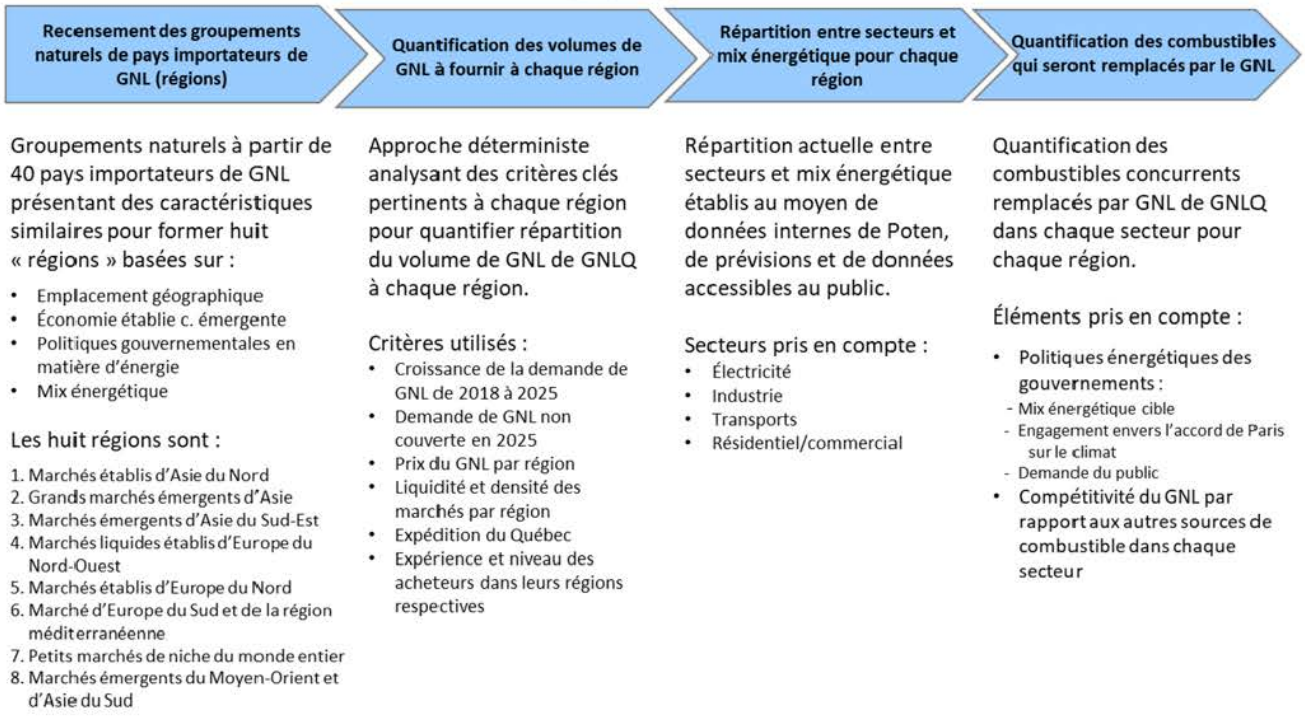
Étape 2 – Nous avons quantifié les volumes de GNL qui pourraient être fournis à chaque région par GNLQ. Une approche déterministe, analysant six critères clés pertinents à chaque région, a été utilisée pour quantifier le volume de GNL de GNLQ attribué à chaque région.

Étape 3 – La répartition actuelle entre secteurs ainsi que le mix énergétique ont été établis pour chaque région, au moyen de données internes de Poten, de prévisions et de données accessibles au public. Les secteurs pris en compte sont l'électricité, l'industrie, les transports et la consommation résidentielle et commerciale.

Étape 4 – Pour chaque région, Poten a quantifié les combustibles concurrents à remplacer dans chaque secteur, en tenant compte des politiques énergétiques gouvernementales et de la compétitivité générale du GNL de GNLQ par rapport aux autres sources de combustibles dans chaque secteur.

La figure 1.8 présente une synthèse de la méthodologie.

Figure 1.8 : Méthodologie de Poten pour quantifier le remplacement des combustibles par le GNL de GNLQ



1.3.2 Groupements naturels de pays importateurs de GNL similaires

Parmi plus de 40 pays importateurs de GNL, Poten a recensé un total de huit groupes présentant des caractéristiques clés similaires les plus pertinentes pour cette étude. Poten a fait appel à ses experts internes dans chaque pays et à des données accessibles au public pour regrouper les pays.

Les huit régions sont les suivantes :

1) Marchés établis d'Asie du Nord : cette région est composée du Japon, de la Corée et de Taïwan, où la charge électrique et de chauffage des locaux (particulièrement en Corée du Sud) domine la demande de GNL. La croissance de la demande à long terme est toutefois limitée en raison de la lenteur de la croissance économique et démographique. Même avec un potentiel démographique plus faible, les sources de gaz domestiques et les gazoducs limités ainsi que les défis posés aux énergies renouvelables par la pénurie d'espace favorisent l'importation continue de GNL.

2) Grands marchés émergents d'Asie : composée de la Chine et de l'Inde, cette région présente les plus grandes possibilités régionales pour le GNL de GNLQ de remplacer des combustibles plus polluants, en particulier le charbon. Ces deux pays sont très dépendants du charbon, et leur forte croissance économique nécessitera de nombreuses ressources énergétiques, dont le GNL. La réglementation gouvernementale encourage les combustibles plus propres, mais les énergies renouvelables ne suffiront pas à soutenir la croissance.

3) Marchés émergents d'Asie du Sud-Est : comprenant la Thaïlande, Singapour, la Malaisie, l'Indonésie et, dans l'avenir, peut-être le Vietnam et les Philippines, cette région aura besoin d'importations supplémentaires de GNL en raison de sa croissance économique rapide et de la nécessité de diversifier ses sources d'énergie à émissions élevées comme le charbon. De plus, la production nationale de gaz est en déclin dans cette région, ce qui favorise l'importation de GNL.

4) Marchés liquides établis d'Europe du Nord-Ouest : cette région, formée du Royaume-Uni, de la Belgique et des Pays-Bas, devrait continuer à importer du GNL à mesure que la production régionale de gaz diminuera. Ces marchés du gaz naturel très liquides et transparents, dotés d'une grande capacité de regazéification, continueront à importer des volumes importants de GNL.

5) Marchés établis d'Europe du Nord : composée de l'Allemagne, de la Pologne et de la Lituanie, cette région est fortement dépendante du gaz naturel acheminé de Russie par gazoduc. La réglementation pousse à la réduction du nucléaire et du charbon, et à la diversification par rapport au gaz russe. L'on prévoit qu'à long terme la production d'électricité proviendra d'une combinaison de gaz naturel et d'énergies renouvelables.

6) Marchés d'Europe du Sud et de la région méditerranéenne : les pays comme l'Espagne, l'Italie, la Grèce, la Turquie et d'autres ont connu une reprise de la demande de gaz récemment avec la réduction de la production de charbon et le retour de la croissance économique. La demande de gaz naturel et d'énergies renouvelables devrait augmenter à long terme.

7) Petits marchés de niche du monde entier : constituée de petits marchés émergents dans le monde entier, notamment dans les Caraïbes, en Méditerranée et en Afrique de l'Ouest, cette région continuera à recourir au gaz naturel pendant la saison sèche lorsque les niveaux d'hydroélectricité sont faibles. Le marché des Caraïbes verra principalement le GNL remplacer les combustibles liquides tels que le diesel, dont le prix est généralement plus élevé que celui du GNL.

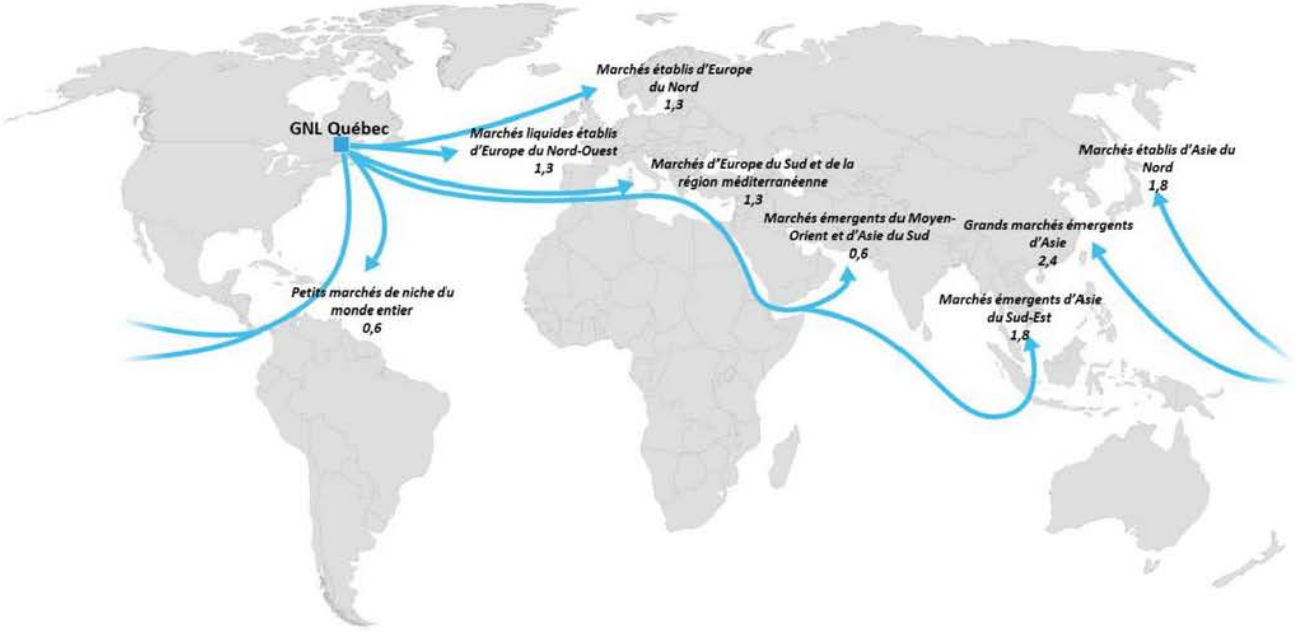
8) Marchés émergents du Moyen-Orient et d'Asie du Sud : cette région, qui inclut le Moyen-Orient, le Pakistan et le Bangladesh, pourrait voir ses importations de GNL augmenter en raison de la baisse de production domestique de gaz naturel et de l'augmentation de la demande énergétique due à la croissance économique et démographique.

1.3.3 Répartition du GNL de GNLQ entre les huit régions

Les huit régions définies aux fins de l'étude englobent tous les principaux marchés mondiaux consommateurs de GNL, comme l'illustre la figure 1.9. La quantité de GNL provenant de GNLQ attribuée à chacune des huit régions est également indiquée, en fonction de la méthodologie de Poten ci-détaillée.

Figure 1.9 : Répartition du volume dans les huit régions définies aux fins de l'étude

(Source : Poten & Partners)



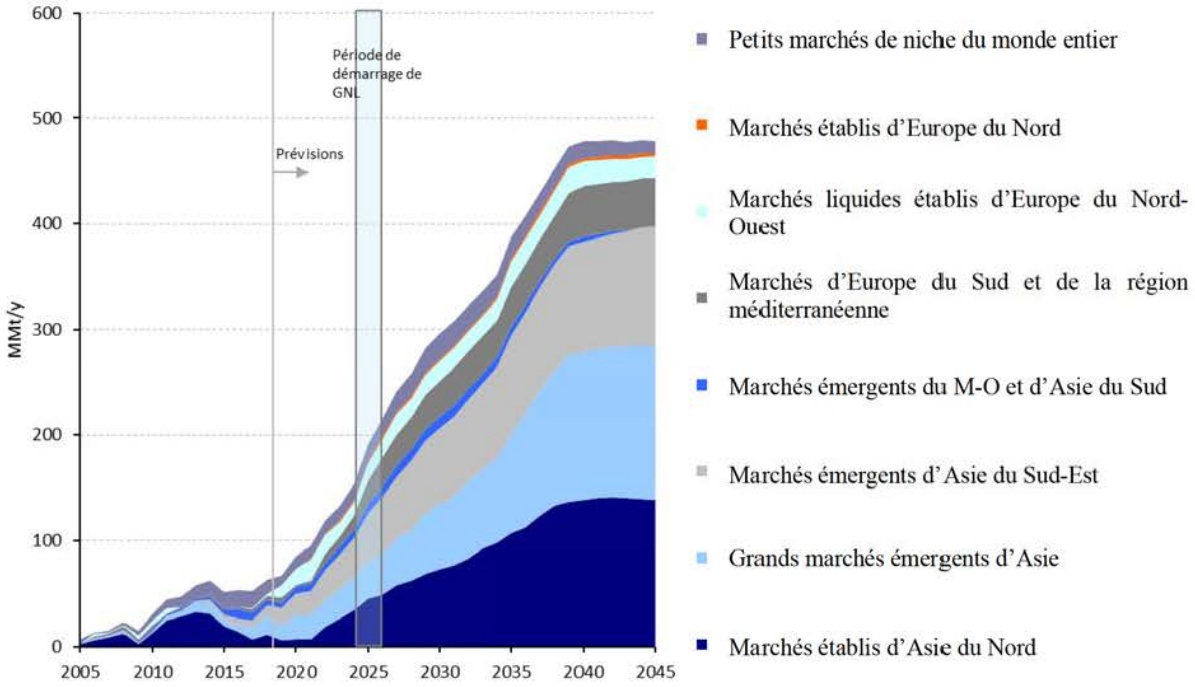
Une approche déterministe analysant les critères clés pertinents pour chaque région a été utilisée pour quantifier la quantité de GNL de GNLQ à attribuer à chaque région. Les critères clés identifiés par Poten sont les suivants :

- Croissance de la demande de GNL par région de 2018 à 2025
- Demande en GNL non comblée en 2025, compte tenu de la demande nouvelle et de l'expiration des contrats de GNL à long terme qui approvisionnent actuellement chaque région
- Prix représentatif du GNL au débarquement par région
- Liquidité et densité des marchés par région
- Transport depuis le Québec reflétant la distance et le coût du transport des installations de GNLQ vers les différentes régions ou pays représentatifs
- Expérience et niveau des acheteurs dans leurs régions respectives

Le prix du GNL livré sur le marché final et la demande non comblée (figure 1.10), c'est-à-dire la demande de GNL non actuellement couverte par contrat, ont reçu le facteur de pondération le plus élevé (23 %).

Figure 1.10 : Prévisions de demande de GNL non comblée d'ici 2045

(Source : Poten & Partners)



Note : Demande non couverte = Demande - Montants des contrats à long et moyen terme (contrats existants, à l'exclusion de tout renouvellement ou prolongation).*
*Note** : La demande historique non couverte a été satisfaite par des volumes de GNL ponctuels et à court terme, au lieu des volumes de GNL contractuels à long et moyen terme existants.*

La croissance de la demande d'ici 2025 a reçu le deuxième coefficient de pondération le plus élevé (20 %). La matrice ci-dessous (figure 1.11) montre la pondération en pourcentage pour chaque critère et le pointage global pour chaque région. Une explication plus détaillée du processus et de notre méthodologie pour les choix de marché et les estimations de volumes cibles de GNLQ est fournie au chapitre 3.

Figure 1.11 : Classement général pour la répartition du GNL dans chaque région

(Source : Poten & Partners)

Pondération des critères	20 %	23 %	23 %	10 %	12 %	12 %	100 %
	Croissance de la demande de GNL de 2018 à 2025	Demande de GNL non couverte en 2025	Prix du GNL	Liquidité et densité du marché	Expédition du Québec	Expérience et niveau des acheteurs établis	Moyenne
Marchés établis d'Asie du Nord	1	3	3	1	1	3	2,2
Grands marchés émergents d'Asie	3	3	2	1	1	3	2,3
Petits marchés de niche du monde entier	2	2	2	1	2	1	1,8
Marchés émergents d'Asie du Sud-Est	3	3	2	1	1	2	2,2
Marchés émergents du Moyen-Orient et d'Asie du Sud	2	2	2	1	2	1	1,8
Marchés liquides établis d'Europe du Nord-Ouest	2	1	2	3	3	2	2,0
Marchés d'Europe du Sud et de la région méditerranéenne	2	2	2	2	2	2	2,0
Marchés établis d'Europe du Nord	1	2	2	3	3	2	2,0

1.3.4 Résumé de la répartition de GNL entre les huit régions

Voici la répartition des quantités de GNL de GNLQ entre les huit régions en fonction du pointage moyen de chaque région divisé par les pointages totaux pour toutes les régions :

1. Asie			
#	Régions	% du groupe	Mt/a
1	Marchés établis d'Asie du Nord	16 %	1,7
2	Grands marchés émergents d'Asie	22 %	2,3
3	Marchés émergents d'Asie du Sud-Est	16 %	1,7

2. Europe			
#	Régions	% du groupe	Mt/a
4	Marchés liquides établis d'Europe du Nord-Ouest	12 %	1,3
5	Marchés établis d'Europe du Nord	12 %	1,3
6	Marchés d'Europe du Sud et de la région méditerranéenne	12 %	1,3

3. Petits marchés de niche du monde entier			
#	Régions	% du groupe	Mt/a
7	Petits marchés de niche du monde entier	5 %	0.5
8	Marchés émergents du Moyen-Orient et d'Asie du Sud	5 %	0.5

Les grands marchés émergents d'Asie, tels que la Chine et l'Inde, offrent les meilleures possibilités pour GNLQ (>20 % de l'attribution). Ces marchés ont besoin d'une quantité importante de GNL supplémentaire pour équilibrer leurs besoins. En date de mars 2020, il existe une importante demande non couverte à moyen terme dans ces marchés, ce qui représente une forte occasion pour de nouveaux projets, y compris GNLQ. La deuxième région au classement comprend les marchés émergents d'Asie du Sud-Est et les marchés établis d'Asie du Nord (16 % de l'attribution chacun). Comme la Chine et l'Inde, les marchés émergents d'Asie du Sud-Est ont besoin d'une quantité importante de GNL supplémentaire pour répondre à leur demande, et une grande partie de celle-ci n'est pas couverte par des contrats, ce qui offre des possibilités aux fournisseurs de GNL du monde entier. Les marchés établis d'Asie du Nord, composés du Japon, de la Corée du Sud et de Taïwan, connaissent une croissance limitée mais ont besoin de GNL supplémentaire pour compenser pour les contrats qui arrivent à échéance. Ces pays comptent également des acheteurs très expérimentés, solvables et bien établis, ce qui offre de très bonnes perspectives aux projets d'approvisionnement en GNL du monde entier.

Les trois groupes européens offrent clairement des possibilités pour GNLQ (12 % chacun). L'Europe aura besoin d'importations accrues de gaz naturel à mesure que la demande augmentera (en raison du retrait des centrales nucléaires et au charbon, notamment en Allemagne et au Royaume-Uni), et que la production intérieure de gaz naturel diminuera (notamment aux Pays-Bas où la production de Groningen, le plus grand champ gazier terrestre d'Europe, cessera d'ici 2022).

Enfin, des possibilités moindres existent dans des créneaux plus restreints, soit l'Amérique du Sud, les Caraïbes et le Moyen-Orient (environ 5 % de l'attribution). Il s'agit de marchés plus petits qui présentent un certain potentiel de croissance, mais dont la taille est limitée dans l'ensemble et dont l'échéancier de développement est incertain. Les acheteurs de cette catégorie ont tendance à être nouveaux dans l'industrie du GNL et manquent d'expérience dans le secteur.

1.3.5 Quantification des combustibles concurrents qui seraient remplacés par le GNL dans chaque région

Pour calculer la quantité de combustibles concurrents qui seraient remplacés dans chaque région, nous avons d'abord défini les secteurs de consommation d'énergie à analyser, et le pourcentage correspondant de GNL importé que chaque secteur consomme dans la région visée. Les secteurs de consommation d'énergie définis sont les suivants :

- Production d'électricité – comprenant les centrales électriques et la possibilité d'utiliser le gaz naturel comme source d'alimentation.
- Industrie – besoins du secteur industriel en matière d'alimentation énergétique.
- Transports – besoins en énergie dans le secteur des transports et possibilité d'utiliser le gaz naturel comme source d'énergie (GNC, GNL, etc.).
- Résidentiel/commercial – gaz municipal distribué aux secteurs résidentiel et commercial.

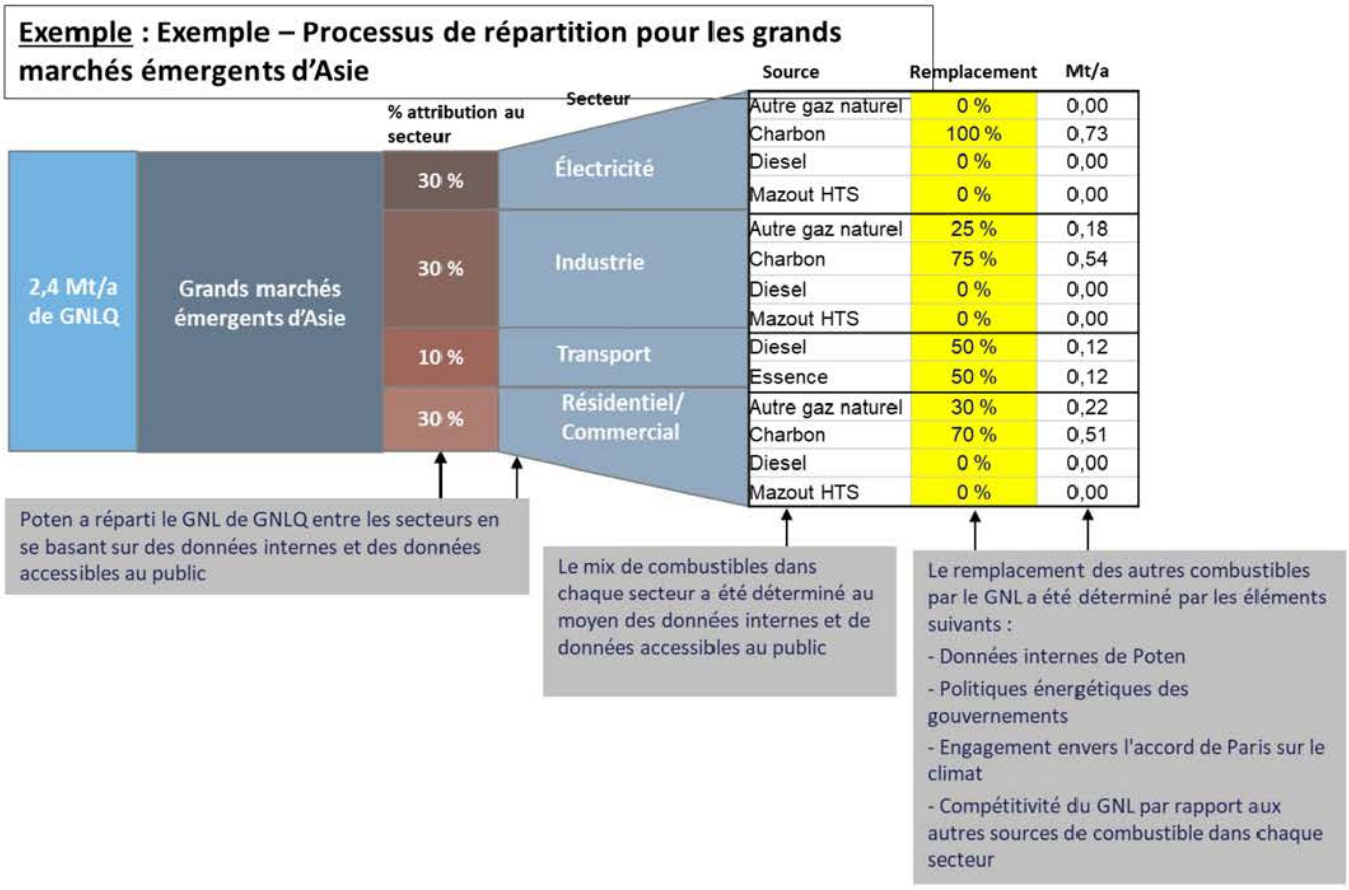
Ensuite, les pourcentages actuels de combustibles (charbon, gaz, etc.) consommés par chaque secteur ont été déterminés. Pour ce faire, nous avons utilisé les données historiques de l'AIE, rajustées à l'aide de modèles exclusifs de Poten réalisés pour chaque pays.

Enfin, les combustibles concurrents remplacés au sein de chaque secteur ont été quantifiés, en tenant compte des éléments suivants :

- Politiques énergétiques des gouvernements, y compris taxes sur le carbone, objectif de réduction des GES, etc.;
- Mix énergétique cible;
- Engagement envers l'accord de Paris sur le climat;
- Compétitivité du GNL par rapport aux autres sources de combustible dans chaque secteur. Le gaz naturel est généralement compétitif en termes de coûts par rapport aux produits pétroliers liquides, mais moins par rapport au charbon. Cependant, les enjeux environnementaux du charbon sont considérables, et les gouvernements du monde entier sont en train de diversifier leurs sources (à quelques exceptions notables près, comme en Asie du Sud-Est) en gonflant parfois artificiellement le coût du charbon au moyen de taxes sur le carbone ou d'autres mécanismes. Les CCGT coûtent moins cher que l'énergie nucléaire, qui s'accompagne de dépenses d'investissement et d'exploitation beaucoup plus importantes et de difficultés pour obtenir des sites et des permis. Les énergies renouvelables sont compétitives sur le plan des coûts mais ont besoin de gaz naturel (CCGT) pour équilibrer les besoins.

L'exemple ci-dessous (figure 1.12) pour la région des grands marchés émergents d'Asie montre le processus par étapes pour quantifier les combustibles concurrents qui seront remplacés par le GNL. L'analyse des sept autres régions fait appel au même processus.

Figure 1.12 : Exemple – Processus de répartition pour les grands marchés émergents d'Asie



1.4 REMPLACEMENT DES COMBUSTIBLES CONCURRENTS PAR LE GNL DE GNLQ

1.4.1 Remplacement par GNLQ à l'échelle mondiale

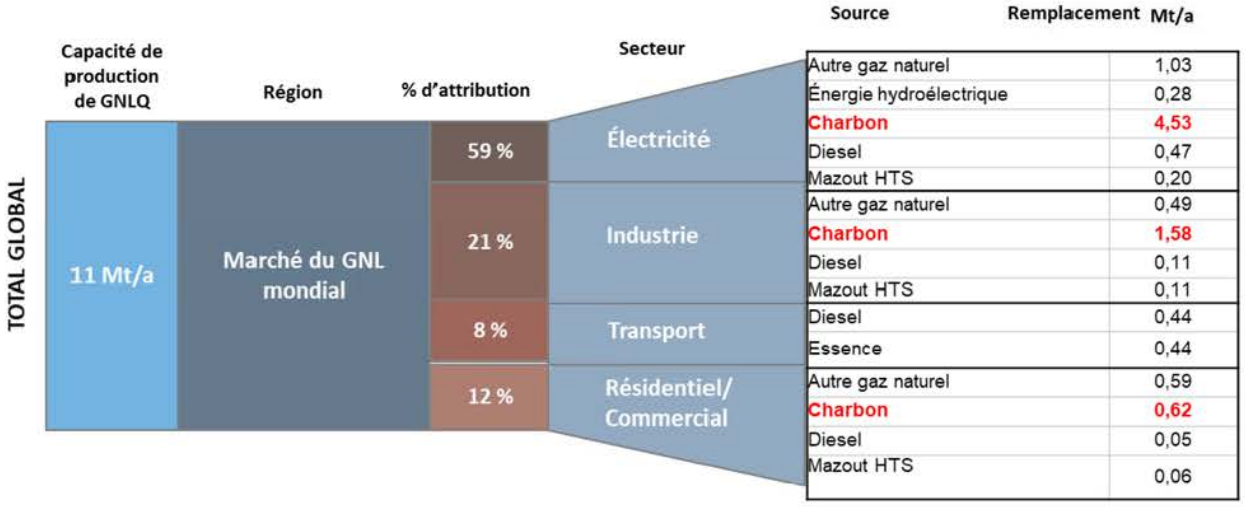
Une analyse détaillée par région a été effectuée, et les résultats sont analysés pour chaque région au chapitre 3 du présent rapport. La capacité de production de GNLQ, qui s'élève à 11 Mt/a, a ensuite été répartie entre les huit régions et totalisée pour obtenir des estimations des quantités de remplacement à l'échelle mondiale. L'analyse de Poten montre que le GNL de GNLQ remplacerait différents combustibles à fortes émissions de GES, comme l'illustre la figure 1.13.

Bien entendu, les quantités précises de sources d'énergie de substitution qui seront remplacées par GNLQ à l'échelle mondiale dépendront en définitive des résultats des efforts déployés par le projet pour commercialiser le GNL auprès des utilisateurs finaux. Toutefois, quelle que soit la combinaison finale de destinations, les avantages environnementaux de remplacer des combustibles à plus fortes émissions de

GES par le GNL de GNLQ sont évidents, en particulier dans le cas du charbon, tant pour la production d'électricité que pour les secteurs industriel et résidentiel.

La figure 1.13 ci-dessous montre le résultat de notre analyse au niveau mondial. Comme nous l'avons vu précédemment, il s'agit de la fusion des résultats des huit régions en un seul résultat global. La capacité d'exportation totale prévue de GNLQ de 11 Mt/a a été appliquée aux parts de remplacement du GNL à l'échelle mondiale (reflétant les volumes des marchés cibles de GNLQ calculés précédemment). Le diagramme ci-dessous montre l'importance du rôle du GNL dans le remplacement du charbon dans la région Asie-Pacifique, en particulier pour la production d'électricité, mais aussi dans les secteurs industriel et résidentiel.

Figure 1.13 : Remplacements totaux à l'échelle mondiale



Source	Remplacement Mt/a
Autre gaz naturel	1,03
Énergie hydroélectrique	0,28
Charbon	**4,53**
Diesel	0,47
Mazout HTS	0,20
Autre gaz naturel	0,49
Charbon	**1,58**
Diesel	0,11
Mazout HTS	0,11
Diesel	0,44
Essence	0,44
Autre gaz naturel	0,59
Charbon	**0,62**
Diesel	0,05
Mazout HTS	0,06

1.4.2 Remplacement par GNLQ par type de combustible

La figure 1.14 ci-dessous illustre le remplacement dont GNLQ serait responsable par type de combustible. D'après notre analyse, environ 60 pour cent du GNL de GNLQ remplacera le charbon, particulièrement dans les marchés émergents d'Asie, où les économies en croissance rapide nécessitent de nouveaux projets énergétiques. La demande de charbon pourrait augmenter en l'absence de gaz naturel. Si le GNL n'est pas disponible dans ces marchés pour alimenter de nouvelles centrales électriques au gaz, les compagnies d'électricité pourraient se tourner vers de nouvelles centrales au charbon. Les énergies renouvelables ont bien sûr un avenir prometteur, et nous prévoyons une très forte croissance dans ce secteur dans nos projections. Mais des sources d'énergie complémentaires seront nécessaires pour parer à l'intermittence ou à l'incertitude de l'approvisionnement en énergies renouvelables et pour pouvoir fournir aux grandes économies comme la Chine et l'Inde la capacité à grande échelle nécessaire (en plus des énergies renouvelables) pour alimenter une croissance importante de la demande d'électricité. Le gaz naturel, selon les prévisions de Poten et les différents scénarios de l'AIE, est appelé à jouer un rôle clé dans la transition vers une énergie verte plus propre. En l'absence de gaz, le charbon regagnera des parts de marché en tant que combustible de choix dans les pays émergents d'Asie, grands ou petits.

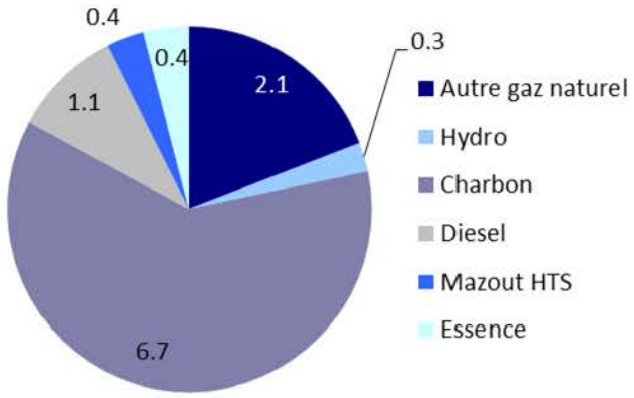
On prévoit que le remplacement des combustibles liquides, dont le diesel, le mazout à haute teneur en soufre et l'essence, comptera pour près de 20 pour cent du GNL de GNLQ. Le GNL est généralement compétitif en termes de coûts par rapport aux produits pétroliers liquides si des économies d'échelle

raisonnables sont réalisées, et les CCGT ont un rendement thermique plus élevé et la capacité de fonctionner en période de pointe et à mi-charge.

Il est prévu qu'environ 20% du GNL de GNLQ remplacera d'autres gaz, soit du GNL ou du gaz acheminé par gazoduc. Le gaz remplacé pourrait avoir un profil d'émission plus élevé que le GNL de GNLQ lorsqu'il est livré à des marchés européens liquides et établis à proximité. Mais cela pourrait varier d'une région à l'autre en fonction de la source initiale de production et d'importation du gaz naturel.

Figure 1.14 : Remplacement par GNLQ dans les marchés finaux par type de combustible (11 Mt/a au total)

(Source : Poten & Partners)



1.4.3 Remplacement par GNLQ par secteur de consommation d'énergie

La figure 1.15 montre le remplacement d'autres combustibles par le GNL de GNLQ par secteur de consommation d'énergie. Le secteur de la production électrique devrait consommer près de 60 pour cent du volume total de GNLQ, qui est de 11 Mt/a (et remplacer principalement le charbon).

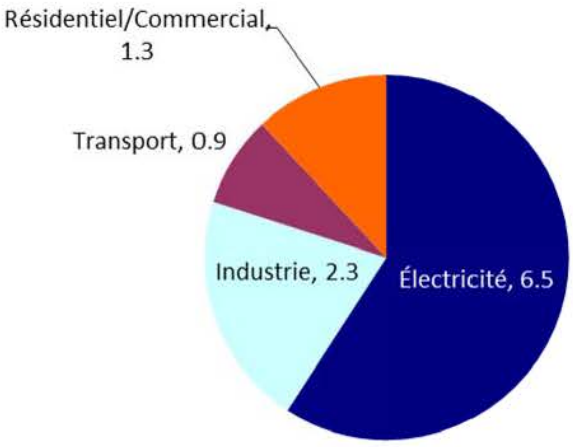
On estime que le secteur industriel consomme 2,3 Mt/a, là encore en remplacement du charbon. Le charbon est fortement utilisé dans la région Asie-Pacifique pour produire de l'énergie destinée à des processus industriels tels que la fabrication de ciment, d'acier (charbon métallurgique), d'engrais (en particulier en Inde), les raffineries d'alumine, les fabricants de papier et les industries chimiques. Il convient de noter que, contrairement au secteur de l'électricité, les risques de concurrence avec les énergies renouvelables sont moindres dans le secteur industriel.

On prévoit que le secteur résidentiel et commercial consommera 1,3 Mt/a, principalement en remplacement du charbon et des autres gaz naturels domestiques ou importés par gazoduc. La Chine est un bon exemple de ce potentiel. En 2017-2018, le gouvernement chinois a fait pression pour convertir les chaudières des foyers du nord de la Chine du charbon au gaz naturel. Cela a grandement contribué à améliorer la qualité de l'air dans les grandes villes du nord pendant les mois d'hiver. La demande chinoise de gaz naturel a augmenté de façon spectaculaire, et le GNL a joué un rôle important. La demande de GNL en Chine est passée de 38 Mt/a en 2017 à 53 Mt/a en 2018, et à près de 60 Mt/a en 2019.

Le secteur des transports pourrait consommer 0,9 Mt/a de plus en remplacement du diesel et de l'essence.

Figure 1.15 : Remplacement par GNLQ dans les marchés finaux par secteur (11 Mt/a au total)

(Source : Poten & Partners)



1.5 RÉSUMÉ DES CONCLUSIONS

On prévoit qu'environ 60 pour cent du GNL de GNLQ remplacera le charbon, principalement dans les marchés émergents où les économies à croissance rapide exigent de nouveaux projets énergétiques. Si le GNL n'est pas disponible dans ces marchés pour alimenter de nouvelles centrales électriques au gaz, les compagnies d'électricité seront contraintes de construire de nouvelles centrales au charbon.

Les politiques gouvernementales de lutte contre la pollution de l'air et de réduction des émissions de GES, ainsi que les aspects économiques des sources d'énergie concurrentes, favorisent actuellement une forte croissance pour le GNL. Poten prévoit que ces facteurs se maintiendront jusqu'en 2045. Diverses sources indépendantes ainsi que le Scénario de développement durable de l'AIE confirment la conclusion de Poten à l'effet que la demande de GNL restera forte jusqu'en 2045 et, dans le Scénario des politiques déclarées, le gaz acheminé par gazoduc, qui est la principale méthode de transport du gaz, sera dépassé par le GNL d'ici la fin des années 2020.

L'analyse de Poten démontre que le GNL n'est pas vraiment en concurrence avec les énergies renouvelables dans la plupart des marchés régionaux. Par exemple, le charbon a dominé dans les grands marchés asiatiques émergents, mais les nouvelles capacités de production proviendront de plus en plus d'autres sources d'énergie, tant les renouvelables que le gaz naturel. Nous prévoyons que le GNL sera un élément essentiel du mix énergétique de ces pays pour les aider à atteindre leurs objectifs d'émissions d'ici 2045.

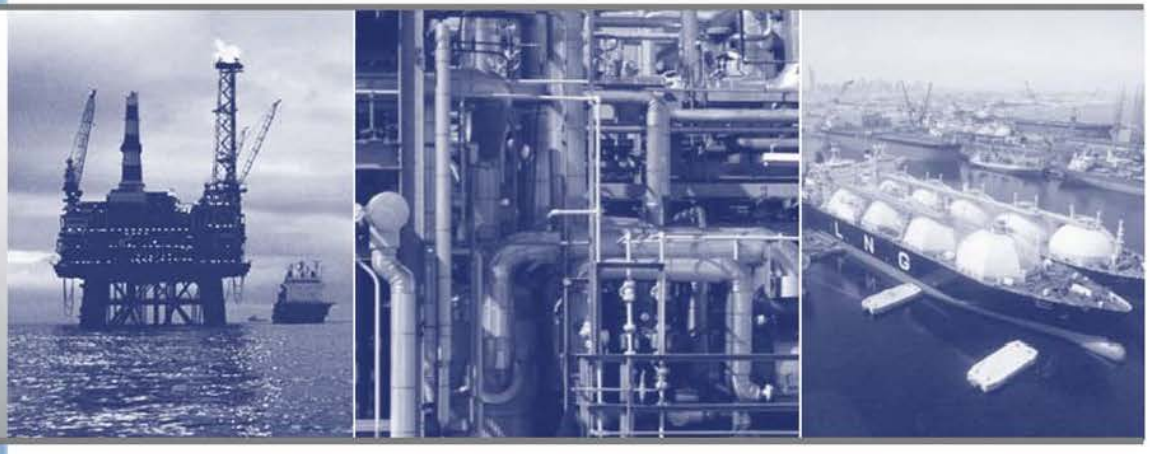
Market Report on the LNG Final Destination and Usage

Prepared for
GNL Quebec

March 2020

PRIVATE & CONFIDENTIAL

POTEN & PARTNERS



NOTICE:

This document and the contents thereof shall be held in strictest confidence by GNL Quebec, and solely for the internal use of GNL Quebec, its officers and employees and for no other purpose.

No part of this document issued by Poten may be reproduced in whole or in part, or stored in a retrieval system, or transmitted in any form or by any means, electronic, mechanical, photocopying, recording or otherwise, without written permission of Poten.

Table of contents

Page #

Section 1 Executive Summary 7

1.1 Introduction 7

1.2 Natural gas to play a key role in global Energy 7
1.2.1 LNG's role in displacing higher GHG emitting energy sources 7
1.2.2 Renewables and natural gas key to achieving global emission goals 9
1.2.3 Natural gas complements renewables 9
1.2.4 Opportunities for GNLQ in the global LNG market 11

1.3 Poten's displacement methodology 13
1.3.1 Summary of Poten's four step process 13
1.3.2 Natural groups of similar LNG importing countries 14
1.3.3 Allocating GNLQ's LNG between the eight regions 15
1.3.4 Summary of LNG allocation between the eight Regions 17
1.3.5 Quantification of competing fuels to be displaced by LNG in each region 18

1.4 GNLQ's LNG displacement of competing fuels 20
1.4.1 GNLQ's global displacement 20
1.4.2 GNLQ's displacement by fuel type 21
1.4.3 GNLQ's displacement by energy consuming sector 22

1.5 Summary of Findings 23

Section 2 Global LNG Market Overview 24

2.1 Global gas market overview 24
2.1.1 Gas to remain competitive in a greener energy system 25

2.2 Evolving trade of gas 26

2.3 Global LNG market overview 28

2.4 LNG market to grow in response to strong Asian demand 29

2.5 Global LNG market is not yet commoditized 31

2.6 Price divergence between oil and market area natural gas prices to continue 32

2.7 North American LNG projected to be competitive against oil-linked price in the Asian market through to 2040 33

Section 3 Target LNG Market Analysis 35

3.1 We first defined eight regions covering the 40 LNG importing countries… 35

3.2 We then evaluated the regions according to defined criteria 35

3.3 LNG demand growth highest in emerging markets in Asia… 36

3.4 But large increase in uncovered LNG demand projected in Established Asian markets, as well as emerging ones 37

3.5 Asia offers higher potential longer term pricing, but Europe has liquidity and market depth on its side 37

3.6 GNLQ can be economic to its target markets – but Asia offers higher potential margins 38

3.7 The eight markets were evaluated against the six criteria 40

3.8 GNLQ's LNG displacement opportunity against alternative fuels 41
3.8.1 Established North Asia 42
3.8.2 Emerging Large Asia 46
3.8.3 Emerging South East Asia 50
3.8.4 Established, liquid, traded NW Europe 53
3.8.5 Established Northern Europe 56
3.8.6 Southern Europe/Mediterranean 59
3.8.7 South America & Others 61
3.8.8 Emerging Middle East and South Asia 64

Section 4 Closing Summary 68

Note: unless otherwise indicated, Poten & Partners is the source of all charts, tables, maps and other graphics.

List of Figures

Figure 1.1: Pounds of CO2 emitted per million British thermal units (Btu) of energy for various fuels. 8
Figure 1.2: Capital cost, thermal efficiency and construction time for various power projects 8
Figure 1.3: IEA Global Energy Demand Scenarios 9
Figure 1.4: China Power Generation 10
Figure 1.5: Poten's LNG Demand Forecast to 2045 11
Figure 1.6: Summary of key economic and government policies 12
Figure 1.7: LNG Demand Forecast to 2040 from Poten and other well-known sources 13
Figure 1.8: Poten's methodology to quantify displacement of fuels with GNLQ's LNG 14
Figure 1.9: The eight Regions and allocated volumes identified for this study 16
Figure 1.10: Uncovered LNG Demand Forecast through 2045 17
Figure 1.11: Overall Ranking for allocating LNG to each Region 17
Figure 1.12: Example-allocation process for Emerging Large Asia 20
Figure 1.13: Global Displacement Totals 21
Figure 1.14: GNLQ displacement in end markets by fuel (total 11 MMt/y) 22
Figure 1.15: GNLQ displacement in end markets by sector (total 11 MMt/y) 23
Figure 2.1: Historical Global Gas Consumption 24
Figure 2.2: Historical & Projected Global Gas Consumption by Sector 25
Figure 2.3: Installed Capacity Cost of Different Energy Sources 26
Figure 2.4: Thermal Efficiencies of Different Technologies 26
Figure 2.5: Historical Global Gas Trade 27
Figure 2.6: Historical Global LNG vs Oil Demand (1995-2018) 28
Figure 2.7: LNG Import Markets 29
Figure 2.8: Pacific Basin LNG Demand Forecast 30
Figure 2.9: Atlantic Basin LNG Demand Forecast 31
Figure 2.10: Global Oil and Gas Price Benchmarks – Annual Average 33
Figure 2.11: Japan LNG DAP* Price Projections (Real 2018 $ Term) 34
Figure 3.1: LNG Demand Levels and Growth by Region 2018 and 2025 36
Figure 3.2: Uncovered LNG Demand Levels and Growth by Region 2018 and 2025 37
Figure 3.3: Representative Delivered at Port Prices in Selected Regions 38
Figure 3.4: GNLQ Estimated Delivery Chain Cost vs LNG Prices in Regions 39
Figure 3.5: Global Displacement Allocation 41
Figure 3.6: Established North Asian LNG markets 42
Figure 3.7: North Asia Generation Mix (Korea Example 2016*) – total 559 TWh 44
Figure 3.8: North Asia Industrial Mix (Korea Example 2016) – total 48 MTOE 45
Figure 3.9: Established North Asia LNG Markets 45
Figure 3.10 Emerging Large Asian, LNG markets 47
Figure 3.11 China power generation mix (2016) – total 6,225 TWh 49

Figure 3.12: Emerging Large Asia 50
Figure 3.13: Emerging South East Asian LNG markets 51
Figure 3.14: Emerging SE Asia 53
Figure 3.15: Established, Liquid Traded NW European Markets 54
Figure 3.16: Netherlands Seasonal Gas Demand / Supply 55
Figure 3.17: Established, Traded NW Europe 56
Figure 3.18: Established Northern European Natural Gas Markets 57
Figure 3.19: Established Northern Europe 58
Figure 3.20: Southern Europe/Mediterranean Markets 59
Figure 3.21: Southern Europe/Mediterranean – LNG to Displace Coal in Power Sector 61
Figure 3.22: Small Niche LNG Markets World Wide 62
Figure 3.23: Small South American/Caribbean – LNG Displacement Varies but is Mainly of Liquid Petroleum Products 64
Figure 3.24: Emerging Middle East and South Asian LNG Markets 64
Figure 3.25 Pakistan Power Generation Mix (2016) – Total 114 TWh 65
Figure 3.26 Pakistan Industrial Mix (2016) – Total 48 MTOE 66
Figure 3.27 LNG Could Displace Liquids and Coal for Power 67

Section 1 Executive Summary

1.1 INTRODUCTION

GNL Quebec is seeking to build a Liquefied Natural Gas (LNG) export project in Saguenay, Quebec, Canada to export LNG to various markets around the world (GNLQ). The project sponsor is developing GNLQ as a low carbon emission LNG export project, including the total greenhouse gas (GHG) net emissions from the full LNG value chain - from upstream gas operations in Quebec through to the final LNG consumers globally.

Poten & Partners, Inc. (Poten) has been commissioned by GNLQ to identify and quantify the types of energy sources that will be displaced in the various potential end-user markets by GNLQ's LNG. Poten's data may in turn be utilized by other advisors to calculate the overall GNLQ's carbon footprint throughout the LNG value chain, and thus assess the GHG reduction potential of the scenario identified by Poten. Our report also includes supporting sections on natural gas' role in the global energy landscape, as well as a global LNG market overview.

Poten's LNG advisory group is the world's oldest and largest consultancy specializing in LNG, with offices in Houston, New York, London, Singapore and Perth. Our employees include highly experienced ex-senior decision makers from leading energy companies. Our LNG advisory team consist of 40 full-time professionals and 12 senior advisors with combined industry experience of more than 800 years. The Poten team covers the full LNG value chain. For this study we have deployed an expert team with deep knowledge of global, regional and country level natural gas and LNG markets and end-use consumers.

Poten's analysis concludes that GNLQ's LNG would displace a diverse set of higher GHG emitting fuels globally. Importantly, around 60% of GNLQ's LNG is expected to displace coal, primarily in emerging Asian markets where rapidly growing economies require large development of new power generation projects, but also in Europe as countries are seeking alternative baseload sources to displace coal. If LNG is not made available to fuel new gas fired power plants, the power companies in these emerging markets could be forced to build additional coal plants instead or to buy less environmentally friendly natural gas / LNG from other sources. Another key conclusion is the complementary relationship in power generation between renewable (particularly wind and solar) and natural gas in many of the end-use markets. In many instances, the growth in renewables is facilitated by access to more flexible Combined Cycle Gas Turbines (CCGTs) power plants to balance the variability and intermittency of renewables.

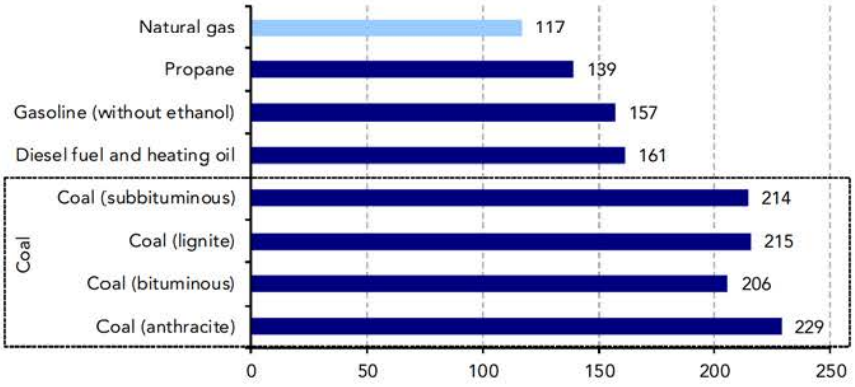
1.2 NATURAL GAS TO PLAY A KEY ROLE IN GLOBAL ENERGY

1.2.1 LNG's role in displacing higher GHG emitting energy sources

Different fuels emit various amounts of CO_2 in relation to the energy produced when burned. Natural gas is the cleanest and lowest GHG emitting hydrocarbon fuel, emitting around half as much CO_2 as coal and around 25% less than gasoline or diesel (Figure 1.1). In addition, coal emits particulate matter and sulphur compounds into the atmosphere, creating health issues in many large cities around the world where it is used as a primary energy source. Coal is the highest GHG emitter of the various large-scale energy sources. Liquid fuels are expensive and in the middle of the range of GHG emitters. These liquid fuels, primarily diesel and fuel oil, used predominantly in the transportation sector, are a common fuel for small scale power generators, and are gradually being replaced by renewables and natural gas.

Figure 1.1: Pounds of CO2 emitted per million British thermal units (Btu) of energy for various fuels

(Source: US Energy Information Administration)

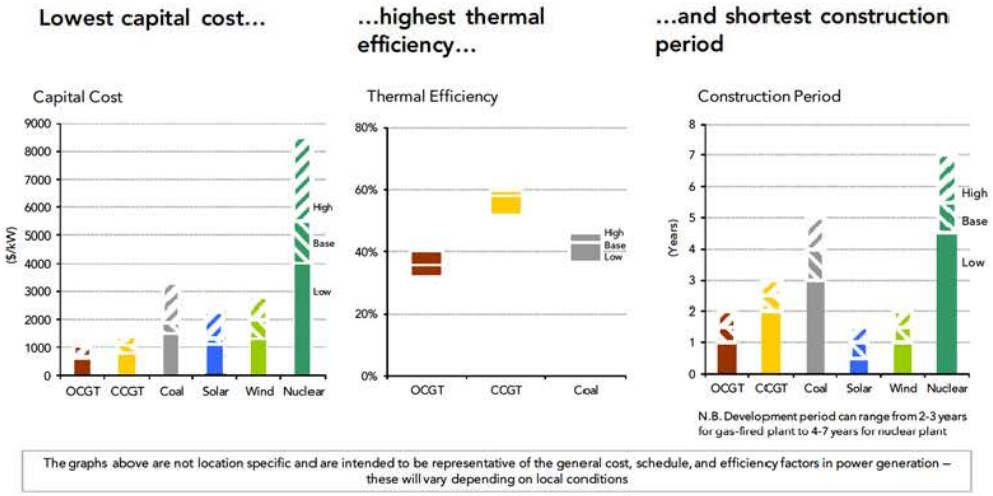


Natural gas is abundant and low cost (Figure 1.2) compared to most energy sources. Natural gas is particularly well suited as a competitive and economic solution in power generation, complementing renewables' intermittency. CCGTs typically exhibit the lowest capital cost amongst thermo plants and a higher thermal efficiency than coal. CCGTs can be developed/constructed much faster than other thermal plants (such as coal) and nuclear power. Even when focusing just on the construction schedule of a representative power plant, CCGTs come well ahead of coal and nuclear plants. Whereas it typically would take two to three years to build a CCGT, nuclear plants can take up to seven years of construction time, and coal plants up to five years.

For coal and nuclear power plants, the total development time would place them even at a worse competitive position than CCGTs - as siting issues are typically more complex, and regulatory approvals/permits could further delay development. This extended "concept to operation" timeline for coal and nuclear places them at large disadvantage against CCGTs and wind/solar technologies. Utilities/developers/Independent Power Producers (IPPs) would face higher risks and uncertainties with longer and uncertain development paths for both nuclear and coal.

Figure 1.2: Capital cost, thermal efficiency and construction time for various power projects

(Source: Poten & Partners)



1.2.2 Renewables and natural gas key to achieving global emission goals

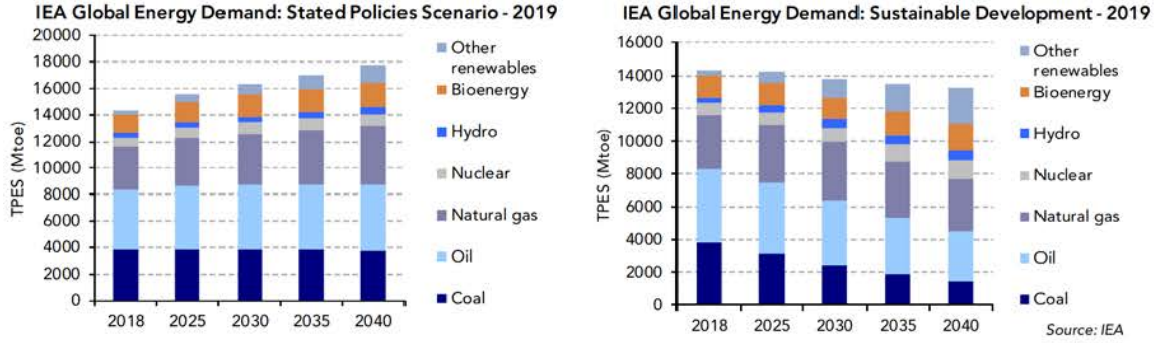
Abundant, low cost natural gas, when complementing renewables, can manage down global GHG emissions to meet Paris Accord targets. The International Energy Agency (IEA)'s Stated Policies Scenario 2019, which is the agency's de-facto base case outlook, places gas as an important source of energy to meet growing global demand for energy. In this scenario, and as governments increasingly focus on environmental impact, coal declines from 27% share in 2018 to 21% in 2040. Renewables grow from 2% in 2018 to 7% in 2040. Natural gas under this scenario increases from 24% in 2018 to around 28% in 2040. See Figure 1.3.

Even in the more progressive IEA Sustainable Development Scenario, natural gas maintains a 24% share of total energy. In this scenario, where the world community is even more aggressive fighting global warming and pollution, coal declines from 27% share in 2018 to 11% in 2040. Renewables grow from 2% in 2018 to 17% in 2040.

In both IEA scenarios, natural gas is a critical medium to a long-term solution to complement and balance renewables' intermittent load. CCGTs, which are the same basic technology as jet engines, work very well in baseload, mid-load and peak shaving operations. They can shut down and restart, and operate partially, much more efficiently than a nuclear or coal power plant. Modern turbines can fully ramp up in 30 minutes to meet peaking demand. Utility-scale renewables (including battery storage) are becoming more competitive. However, their costs must fall further to have a substantial impact on natural gas demand worldwide. Until then, hydrocarbons will be essential to power the world economy - in particular abundant, flexible, cleaner burning natural gas. Utilities worldwide continue to rely on natural gas to meet periods of peak demand and shortfalls in renewable generation.

Figure 1.3: IEA Global Energy Demand Scenarios

(Source: International Energy Agency)



1.2.3 Natural gas complements renewables

LNG does not compete head to head with renewable in most of the regional markets that we studied, as detailed in Section 3.8 below.

According to the International Renewable Energy Agency (IRENA), the cost of electricity from renewable energy is falling. IRENA's Renewable Cost Database measures the global weighted average of Levelized Cost of Energy (LCOE). LCOE estimates the average revenue per unit of power generated required to recover the costs of building and operating the energy infrastructure during its life of operation.

Onshore wind and solar costs have come down in recent years to compete economically with fossil fuels. IRENA reports that 60 GW of new utility scale solar projects commissioned in 2018 having a LCOE of USD 0.085/kWh which was 13% lower than what was reported in 2017. Onshore wind also commissioned

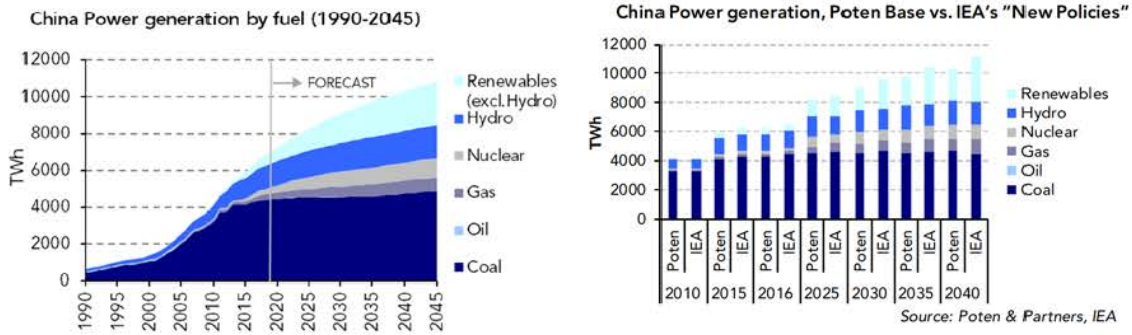
around 45 GW of new capacity in 2018 with a LOCE of USD 0.056/kWh. They site that a majority of onshore wind and solar project capacity planned in 2020 should be competitive against fossil fuel options without financial assistance or subsidies. The US EIA has also estimated LCOE comparing renewables to combined cycle gas turbines entering service in 2025. In their latest 2020 annual outlook, the EIA estimated LCOE for combined cycle gas fired power at $36.61 per megawatt hour whereas renewables were estimated at $30.39 per megawatt hour for solar and $34.10 per megawatt hour for onshore wind and $115.04 per megawatt hour for offshore wind. Note that both IRENA and EIA LCOE analysis doesn't include high costs associated with battery storage technology, which is required to overcome the intermittency nature of renewables. In the latest Lazard LCOE analysis released in November 2019, they estimate that solar with storage to be in the range of $126/MWh to $156/MWh, whereas gas combined cycle at $44/MWh to $68/MWh. In order to back up renewables, another alternative to battery storage would be standby CCGT which would also come at an additional cost to wind and solar power generation in LCOE analysis as shown in both EIA and IRENA.

Renewables costs are indeed falling as shown in both IRENA and EIA analysis, but both institutions recognize that renewables are mainly a non-dispatchable generating technology owing to its intermittency and lower capacity factor, unlike dispatchable combined cycle. Gas fired power is indeed often used to fill the dispatch deficit associated with intermittent renewable power. Even in the most challenging markets for reducing GHG emissions (Emerging large Asian markets such as China and India), our analysis shows that natural gas does not compete with renewables in a measurable way. Coal has dominated in the emerging large Asian markets, but new generation capacity will increasingly come from other energy sources, including natural gas and renewables. As governments push for cleaner environmental policies, both natural gas and renewables would be called upon to balance the power generation requirement as coal contribution declines.

For example, in China, one of the largest energy markets in the world, and today's largest emitter of GHG emissions, we do not believe there will be a measurable impact on renewables from natural gas (and vice-versa), as renewable energy mainly replaces coal in the Chinese energy mix (particularly in power generation) rather than natural gas. Although increasing power generation from renewables might dampen gas power demand in some provinces (e.g. Fujian), renewables will not be enough to cover the entire Chinese incremental requirement as coal stagnates or reduces. Natural gas will continue to provide peaking power which cannot be met by renewables given intermittency of generation, and dispatch uncertainty. Natural gas, nuclear and renewables, together, are planned to meet incremental Chinese power demand.

Figure 1.4: China Power Generation

(Source: IEA and Poten & Partners)



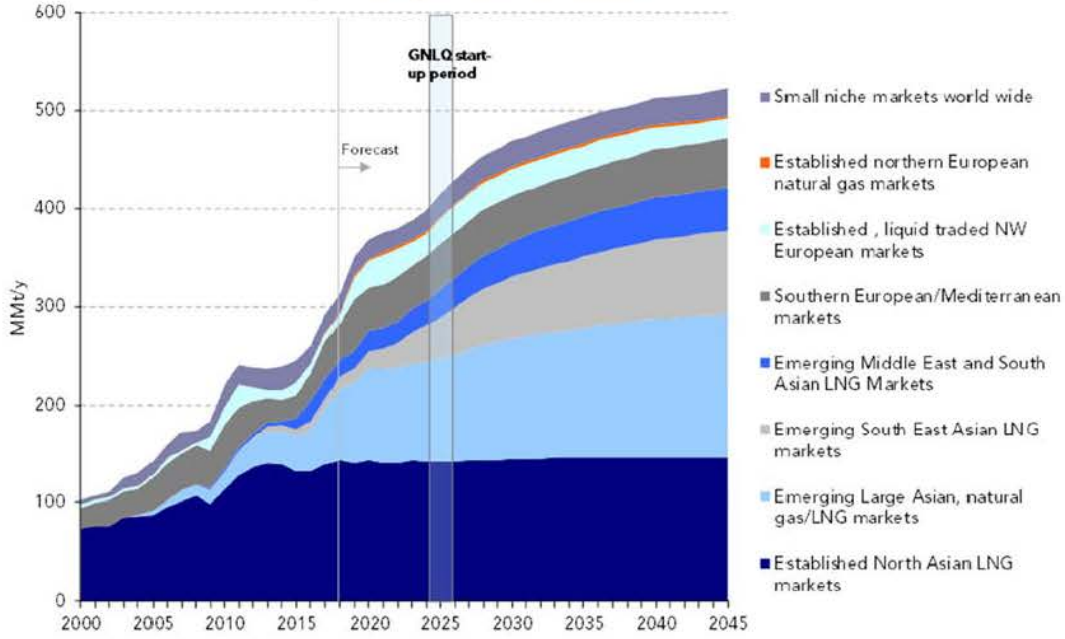
1.2.4 Opportunities for GNLQ in the global LNG market

The global LNG market has grown strongly in the last 20 years. In 2000, the global market was barely 100 MMt/y, and we anticipate that in 2019 the global market will surpass 350 MMt/y. We project the growth in LNG demand to continue, albeit at a slower rate. We project that by 2025, the anticipated date of GNLQ start-up, the global LNG demand would have surpassed 415 MMt/y. By 2040, we forecast a global LNG market of around 520 MMt/y. We project that all key demand regions globally will experience increased LNG demand, and Asia will be the engine of growth. Indeed, demand growth post start-up of GNLQ's project in 2025 is primarily in Asia, but Europe and niche markets will continue to import significant quantities of LNG.

The most important growth markets worldwide will be the Asian emerging markets - both the larger ones (such as China and India) the South East Asian ones (such as Thailand, Indonesia, Singapore), and Middle East & South Asia (including Pakistan and Bangladesh). These three regions will generate about 80% of the global growth in LNG demand, and are therefore key to the development of LNG supply projects worldwide, including GNLQ. As shown in Figure 1.5 below, the emerging large Asian natural gas/LNG markets for instance are forecast to increase from 83 MMt/y in 2019 to 105 MMt/y by 2025. The emerging South East Asian LNG markets are forecast to increase from 14 MMt/y in 2019 to 43 MMt/y by 2025. Finally, the Emerging Middle East and South Asian LNG Markets are forecast to increase from 18 MMt/y in 2019 to around 30 MMt/y by 2025.

Figure 1.5: Poten's LNG Demand Forecast to 2045

(Source: Poten & Partners)

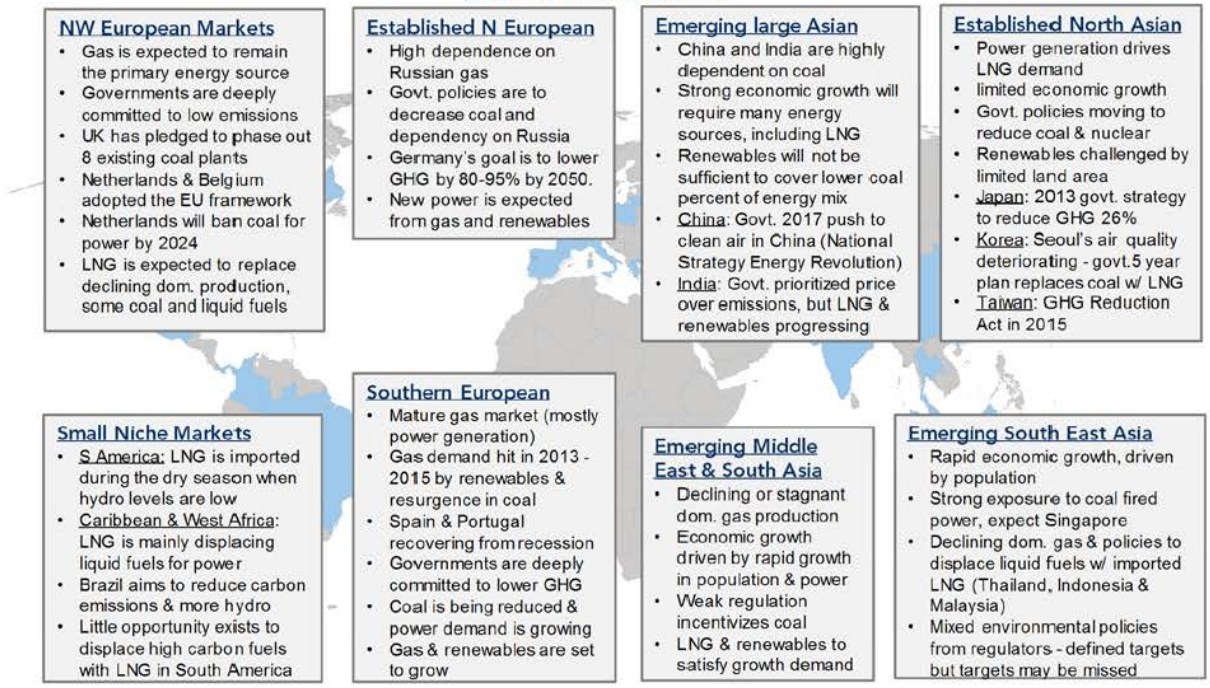


1.2.4.1 Economic and policy drivers for continued growth in global LNG

The economics of competing energy sources and government environmental policies in these regions favour the use of greater quantities of LNG. Figure 1.6 below summarizes the key economic and government policies.

Figure 1.6: Summary of key economic and government policies

(Source: Poten & Partners)



Emerging, high growth regions, primarily in Asia, account for most of the LNG growth to 2045. Government environmental policies are driving greater use of renewables and natural gas to displace coal and liquid fuels.

The mature North Asia markets and most of the European gas consuming nations will continue to need LNG and have exhibited strong commitments to managing GHG emissions.

Southern Europe/Mediterranean and Small Niche Global LNG markets are expected to continue to grow through 2045, replacing coal in the power sector with natural gas and LNG.

1.2.4.2 Various LNG demand forecasts

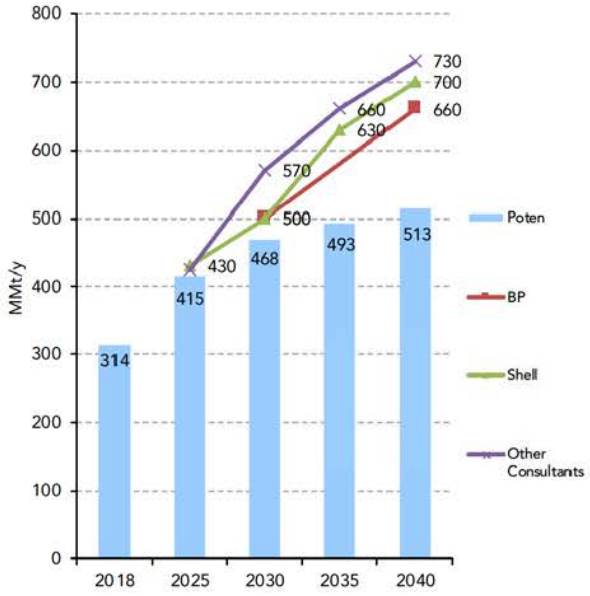
Multiple forecasts from well-known sources show LNG demand growing mid to long term through 2040 even more aggressively than Poten's forecast. Indeed, we are regarded by the industry as the most conservative forecasters. Others are much more bullish in the growth of LNG and natural gas globally - particularly to emerging Asian markets, and in the power sector. See figure 1.7 below.

Our more conservative view incorporates the following mitigating elements in our projections:

- Slowing economic growth in key LNG importing countries
- Strong growth from domestic natural gas production
- Natural gas is not the only game in town - as discussed in this study, consumers have many choices to feed their growing energy needs
- Import LNG terminal infrastructure bottlenecks will continue to modulate demand - it just takes a long time to develop LNG projects and import infrastructure

Even in Poten's conservative forecast, LNG demand would continue to grow post start-up of GNLQ by about 100 MMt/y to 2040.

Figure 1.7: LNG Demand Forecast to 2040 from Poten and other well-known sources
(Source: Poten & Partner and various industry publications)



1.3 POTEN'S DISPLACEMENT METHODOLOGY

1.3.1 Summary of Poten's four step process

A robust methodology was needed to quantify which competing fuels will be displaced in the global energy markets with LNG from GNLQ. To achieve this, Poten utilized a detailed, linear process consisting of four distinct steps, starting with identifying natural groupings of energy markets currently importing LNG and concluding with quantification of specific fuels that would be displaced in each market by LNG. The four-step process is as follows:

Step 1 - Poten identified and categorized natural groups of LNG importing countries with similar energy markets. We defined these groups as "Regions" for purposes of the study. A total of eight Regions were identified based on geographic location, mature vs. emerging economies, government energy policies and energy mix.

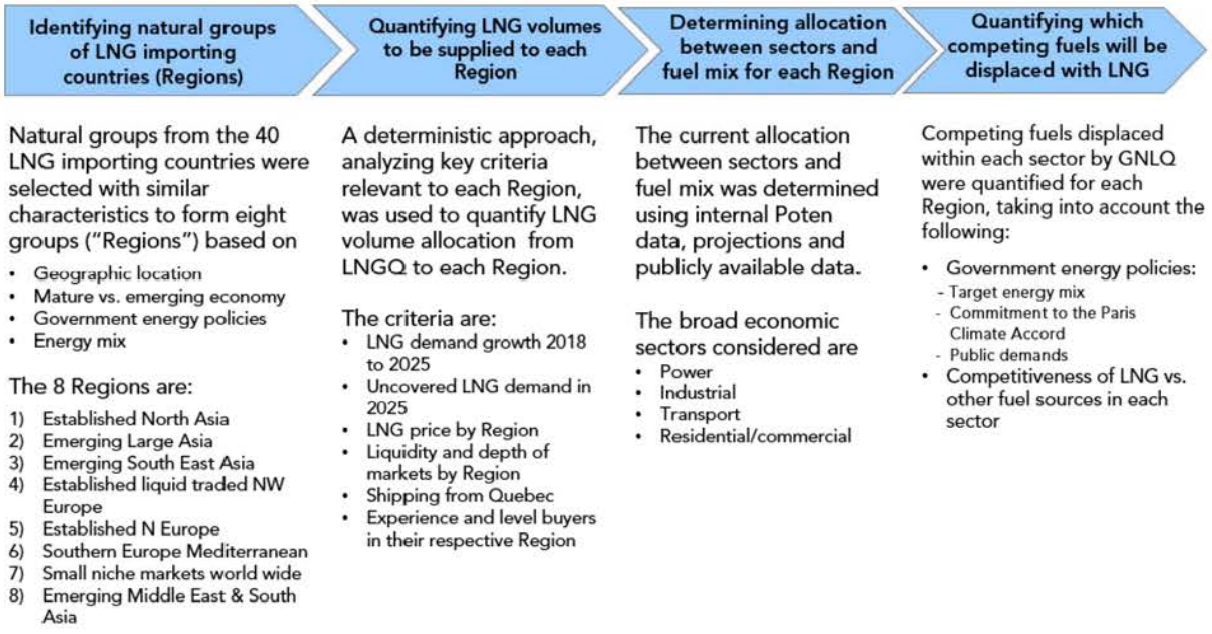
Step 2 - We quantified LNG volumes that could be supplied by GNLQ to each Region. A deterministic approach, analysing six key criteria relevant to each Region, was used to quantify LNG volume allocation from GNLQ to each Region.

Step 3 - The current allocation between sectors and fuel mix were determined for each Region, using internal Poten data, projections and publicly available data. The sectors considered were power, industrial, transport and residential/commercial.

Step 4 - For each Region, Poten quantified competing fuels to be displaced within each sector, considering government energy policies and general competitiveness of LNG vs. other fuel sources in each sector.

A summary of the overall methodology is provided below in Figure 1.8

Figure 1.8: Poten's methodology to quantify displacement of fuels with GNLQ's LNG



1.3.2 Natural groups of similar LNG importing countries

From over 40 LNG importing countries, Poten identified a total of eight LNG importing groups with similar key characteristics that are the most relevant for this study. Poten utilized its internal country experts and publicly available information for grouping the countries.

The eight Regions are:

1) Established North Asia - consisting of Japan, Korea and Taiwan, where power and space heating load (particularly in South Korea) drive LNG demand. Demand growth longer term is however limited due to slow economic and population growth. Even with lower demographic potential, limited domestic gas and pipeline sources and renewables challenged by land availability promote continued imports of LNG.

2) Emerging Large Asia - consisting of China and India represents the largest regional opportunity for GNLQ volumes to displace more polluting alternative fuels – particularly coal. Both countries are highly dependent on coal and stronger economic growth will require many

energy resources including LNG. Government regulation incentivizes cleaner fuels, but renewables will not be sufficient to sustain growth.

3) Emerging South East Asia - including Thailand, Singapore, Malaysia, Indonesia, and in the future potentially Vietnam and the Philippines will require additional LNG imports, driven by rapid economic growth and a need to diversify form a strong exposure to high emission coal fired power. In addition, domestic gas production is declining in this region incentivizing LNG imports.

4) Established liquid traded NW Europe - including UK, Belgium and the Netherlands are expected to continue to import LNG as regional gas production declines. These highly liquid and transparent natural gas markets, with ample regasification capacity, will continue to import substantial volumes of LNG.

5) Established N. Europe - including Germany, Poland, and Lithuania have high dependence on Russian piped natural gas. Regulation pushes for reduction in nuclear and coal, and diversification from Russian gas. New power generation is anticipated to come from a combination of natural gas and renewables in the longer term.

6) Southern Europe Mediterranean - Markets such as Spain, Italy, Greece, Turkey and others have recovered gas demand lately as coal is reduced and economic growth has returned. Natural gas and renewable are both set to increase in the longer term.

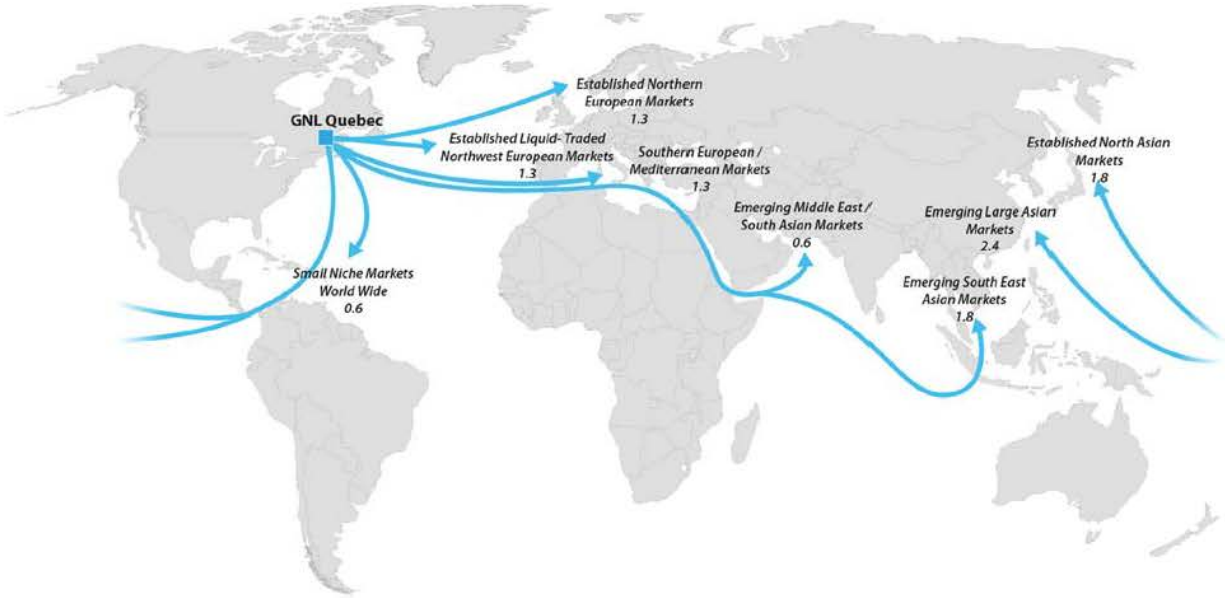
7) Small niche markets worldwide - consisting of emerging smaller markets worldwide, including in the Caribbean, Mediterranean, and Western Africa will continue to utilize natural gas during the dry season when hydro levels are low. Caribbean market will mainly see LNG displacing liquid fuels such as diesel that is usually priced at a premium to LNG.

8) Emerging Middle East & South Asia - including the Middle East, Pakistan, and Bangladesh will potentially see LNG imports grow as natural gas domestic production declines while energy demand grows driven by economic and population growth.

1.3.3 Allocating GNLQ's LNG between the eight regions

The eight Regions defined for the study encompass all key global LNG consuming markets as shown on Figure 1.9. Also shown are the quantity of LNG from GNLQ assigned to each of the eight Regions, based on Poten's methodology detailed in this section.

Figure 1.9: The eight Regions and allocated volumes identified for this study
(Source: Poten & Partners)



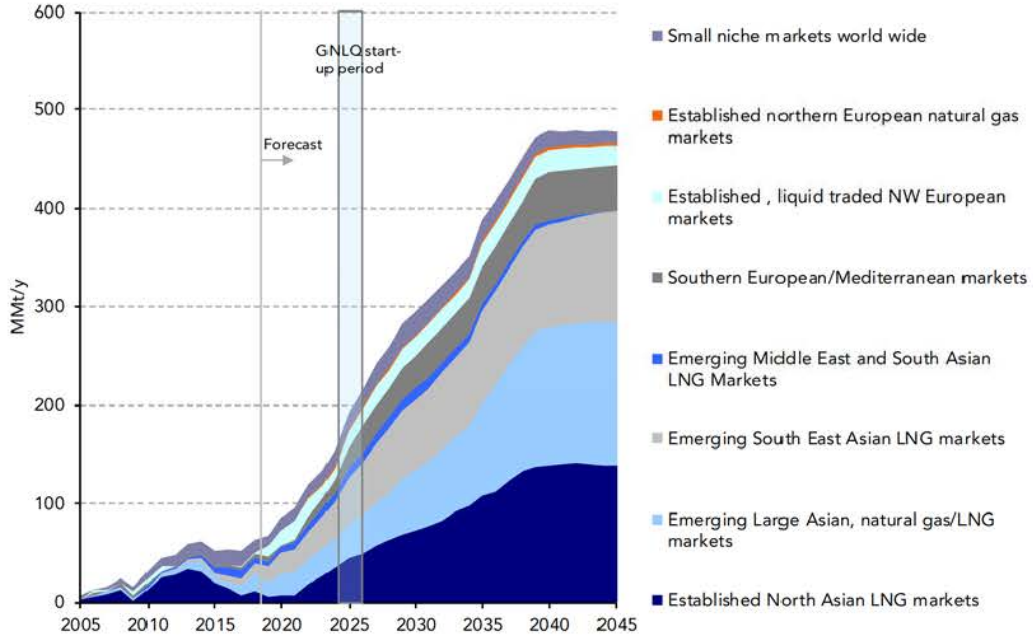
A deterministic approach, analysing key criteria relevant to each Region, was used to quantify how much of GNLQ's LNG to allocate to each Region. The key criteria identified by Poten are:

- LNG demand growth 2018 to 2025 per Region
- Uncovered LNG demand in 2025, considering new demand as well as expiration of long-term LNG contracts currently supplying each Region
- LNG representative landed price per Region
- Liquidity and depth of markets per Region
- Shipping from Quebec reflects distance and shipping cost from GNLQ to the various regions/representative countries
- Experience and establishment of buyers in their respective Region

Landed LNG price and uncovered demand, (Figure 1.10), (LNG demand that is not currently under contract) were given the highest weighting (23%).

Figure 1.10: Uncovered LNG Demand Forecast through 2045

(Source: Poten & Partners)



Note: Uncovered demand = Demand – Long & Mid-term Contracted Amounts (existing contracts, excluding any renewals/extensions).*
*Note**: Historical uncovered demand was met by spot and short-term LNG volumes, instead of existing long & mid-term contract LNG volumes.*

Source: Poten & Partners

Demand growth to 2025 was assigned the next highest weighting (20%). The matrix below (Figure 1.11) shows percent weighting for each criterion and the overall score for each Region. Further explanation of the process and our methodology for market selections and GNLQ target volumes estimates are provided in Section 3.

Figure 1.11: Overall Ranking for allocating LNG to each Region

(Source: Poten & Partners)

Criteria weight	20%	23%	23%	10%	12%	12%	100%
	LNG demand growth 2018 to 2025	Uncovered LNG demand in 2025	LNG Price	Liquidity and depth of market	Shipping from Quebec	Experience and level of established buyers	Average
Established North Asian LNG markets	1	3	3	1	1	3	2.2
Emerging Large Asian, natural gas/LNG markets	3	3	2	1	1	3	2.3
Small niche markets world wide	2	2	2	1	2	1	1.8
Emerging South East Asian LNG markets	3	3	2	1	1	2	2.2
Emerging Middle East and South Asian LNG Markets	2	2	2	1	2	1	1.8
Established , liquid traded NW European markets	2	1	2	3	3	2	2.0
Southern European/Mediterranean markets	2	2	2	2	2	2	2.0
Established northern European natural gas markets	1	2	2	3	3	2	2.0

1.3.4 Summary of LNG allocation between the eight Regions

Below is the resulting allocation of GNLQ's LNG quantities to the eight Regions based on each Region's average score divided by the total scores for all Regions:

1. Asia			
#	Regions	% to group	MMt/y
1	Established North Asian LNG markets	16%	1.8
2	Emerging Large Asian, natural gas/LNG markets	22%	2.4
3	Emerging South East Asian LNG markets	16%	1.8

2. Europe			
#	Regions	% to group	MMt/y
4	Established , liquid traded NW European markets	12%	1.3
5	Established northern European natural gas markets	12%	1.3
6	Southern European/Mediterranean markets	12%	1.3

3. Smaller niche markets worldwide			
#	Regions	% to group	MMt/y
7	Small niche markets world wide	5%	0.6
8	Emerging Middle East and South Asian LNG Markets	5%	0.6

Emerging large Asia such as China and India present the greatest opportunity for GNLQ (>20% allocation). These markets require a substantial amount of additional LNG to balance their requirements. As of March 2020, there is a substantial amount of uncovered demand in these markets in the medium term - this presents strong opportunity for new projects, including GNLQ. Second ranked region was Emerging South East Asia and Established North Asia (16% allocation each). Like China and India, the Emerging South East Asian markets require a substantial amount of additional LNG to satisfy their demand, and much of it remains uncontracted - offering opportunities to LNG suppliers worldwide. The established North Asian markets, consisting of Japan, South Korea and Taiwan, have limited growth, but require additional LNG to balance expiring contracts. These countries also field very experienced, credit worthy, and established buyers - a very good prospect for LNG supply projects worldwide.

Europe's three groups offer clear opportunities for GNLQ (12% each). Europe will require increased imports of natural gas, as demand increases (driven by retiring nuclear and coal generation - particularly in Germany, UK), as well as decreasing domestic production of natural gas (particularly from the Netherlands - Groningen field which is the largest onshore gas field in Europe planned to halt production by 2022).

Finally, more limited opportunity in smaller niche, South America, Caribbean and Middle East (around 5% allocation) - these are smaller markets with some prospect for growth but limited overall in size and timing of development is uncertain. Buyers in this category tend to be new to the LNG industry and lack experience in the sector.

1.3.5 Quantification of competing fuels to be displaced by LNG in each region

To calculate the quantity of competing fuels to be displaced within each Region, we first defined the relevant energy consuming sectors for analysis, and the associated percentage that each sector consumes of imported LNG in the specific region. The defined energy consuming sectors are:

- Power generation - consisting of electricity generating plants, and prospects for natural gas as feed source.
- Industrial - need of the industrial sector in energy feed.
- Transport - energy requirement in transportation sector and prospects for natural gas as a fuel source (e.g. CNG, LNG etc.)
- Residential/commercial - city gas distributed to residential and commercial sectors.

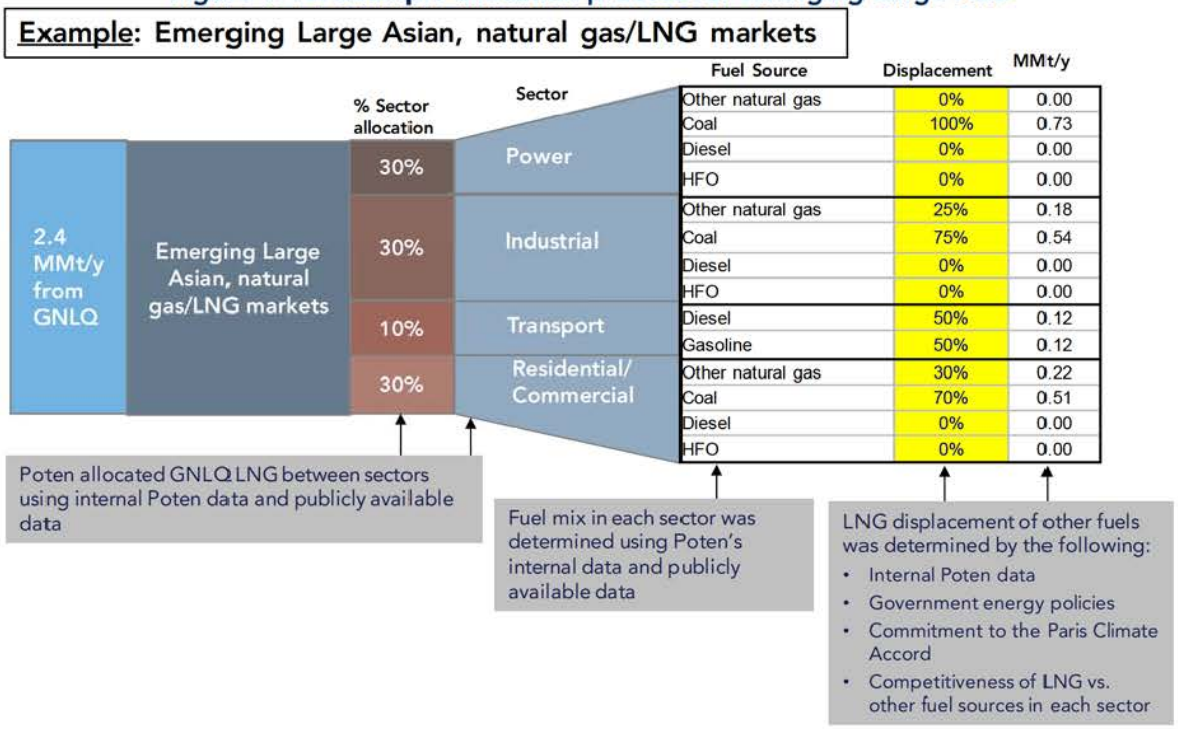
Next, the current percentages of fuel sources (coal, gas etc.) consumed in each sector were determined. This was done using IEA historical data, adjusted by using Poten proprietary models performed at country level.

Finally, competing fuels displaced within each sector were quantified, considering the following:

- Government energy policies, including carbon taxes, GHG reduction target etc.
- Target energy mix
- Commitment to the Paris Climate Accord
- Competitiveness of LNG vs. other fuel sources in each sector. Natural gas is typically cost competitive against liquid petroleum product, but less so against coal. However, the environmental challenges facing coal are vast, and Governments worldwide are diversifying away (but there are notable exceptions such as South East Asia) by sometimes artificially increasing its cost by using carbon taxes or other mechanisms. CCGTs are cheaper than nuclear power - which comes with much larger CAPEX and OPEX, and difficulties in siting/permitting. Renewables are cost competitive but need natural gas (CCGTs) to balance the load requirement.

The example below (Figure 1.12) for Emerging Large Asia Region shows the stepwise process for quantifying which competing fuels will by displaced by LNG. Analysis of the other seven Regions utilized the same process.

Figure 1.12: Example-allocation process for Emerging Large Asia



1.4 GNLQ'S LNG DISPLACEMENT OF COMPETING FUELS

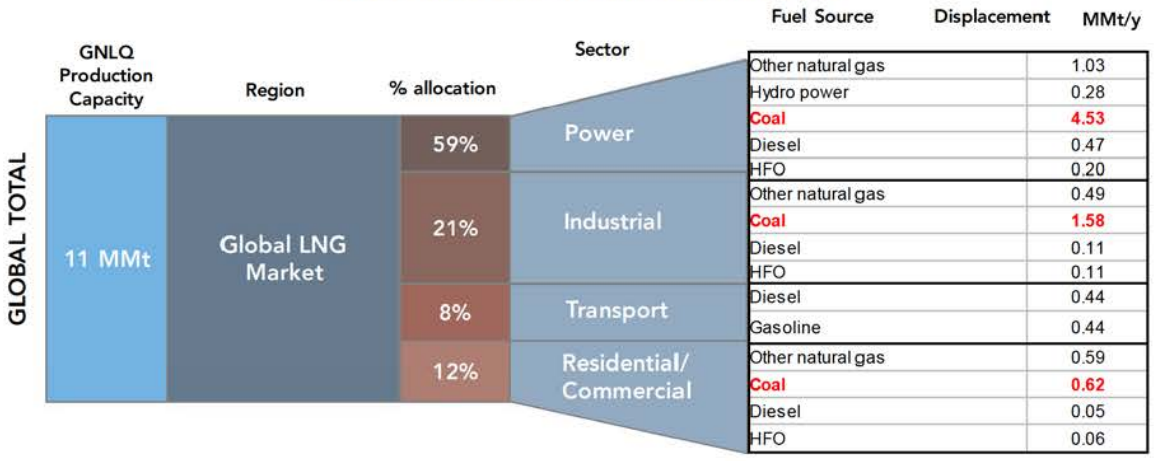
1.4.1 GNLQ's global displacement

A detailed analysis per region was performed, and the results are analysed for each region in Section 3 of this report. GNLQ's production capacity of 11 MMt/y was then allocated to the eight regions and totalled to yield global displacement quantities estimates. Poten's analysis shows GNLQ's LNG would displace a diverse set of higher GHG emitting fuels with LNG as shown in Figure 1.13

Of course, precise global quantities of alternative energy sources to be displaced by GNLQ will ultimately depend on the results of the project's effort in LNG marketing to end-users. However, regardless of the final mix of destinations, the environmental benefit of GNLQ's LNG displacing higher GHG emitting fuels is clear, particularly in the case of coal - both in power generation, industrial and residential sectors.

Figure 1.13 below shows the result of our analysis at a global level. As discussed previously, this is the amalgamation of the results of all the eight regions, into one global blend. The 11 MMt/y total GNLQ anticipated export capacity was applied to the resulting global LNG market displacement shares (reflecting the GNLQ target markets volumes as derived previously). The resulting displacement diagram below displays the importance of LNG in displacing coal in Asia Pacific, particularly in power generation, but also in the industrial and residential sectors.

Figure 1.13: Global Displacement Totals



Fuel Source	Displacement MMt/y
Other natural gas	1.03
Hydro power	0.28
Coal	4.53
Diesel	0.47
HFO	0.20
Other natural gas	0.49
Coal	1.58
Diesel	0.11
HFO	0.11
Diesel	0.44
Gasoline	0.44
Other natural gas	0.59
Coal	0.62
Diesel	0.05
HFO	0.06

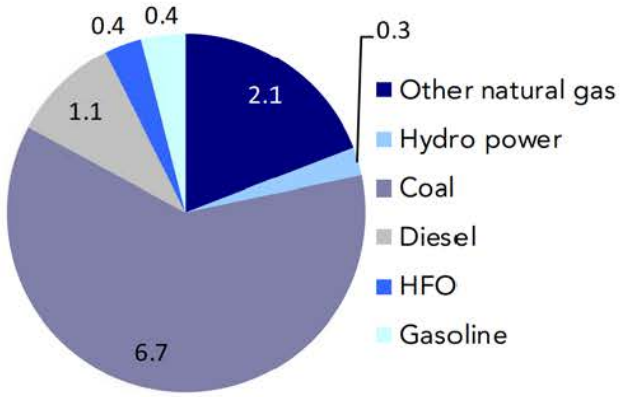
1.4.2 GNLQ's displacement by fuel type

Figure 1.14 below shows GNLQ displacement by fuel type. Based on our analysis, approximately 60% of GNLQ's LNG is expected to displace coal, primarily in emerging Asian markets where rapidly growing economies require new energy projects. Coal demand could grow in the absence of natural gas. If LNG is not available in these markets to fuel new gas fired power plants, the power companies could mostly build new coal power plants as an alternative. Renewables of course have a bright future - and we anticipate in our projections a very strong growth. But alternative sources of energy will be needed to complement renewables' intermittency/uncertainty of dispatch, and for large economies such as China and India, provide the large-scale capacity needed (in addition to renewables) to feed substantial growth in electricity demand. Natural gas, as projected by Poten and the IEA's various scenarios, must play a key role into the transition to cleaner green energy. In the absence of gas, coal regains market share as a fuel of choice for emerging Asian countries both large and small.

Displacement of liquid fuels including diesel, high sulphur fuel oil (HFO) and gasoline are expected to account for almost 20% of GNLQ's LNG. LNG is typically cost competitive against liquid petroleum products if decent economies of scale are achieved, and CCGTs have higher thermal efficiency and capability to run peak and mid-load.

Approximately 20% of GNLQ's LNG is expected to displace other gas, which could be either pipeline or LNG. The displaced gas could have a higher emission profile than GNLQ's LNG when delivered to nearby established, liquid European markets. But this could vary regionally depending on the original source of natural gas production and imports.

Figure 1.14: GNLQ displacement in end markets by fuel (total 11 MMt/y)
(Source: Poten & Partners)



1.4.3 GNLQ's displacement by energy consuming sector

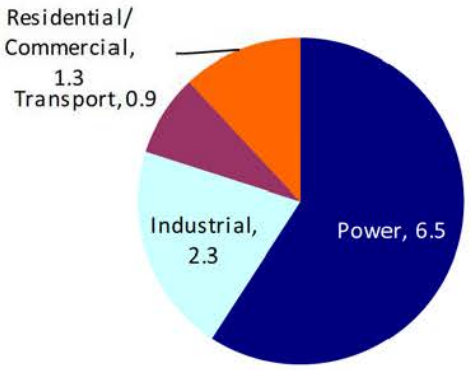
Figure 1.15 shows GNLQ's LNG displacement of other fuels by energy consuming sector. The power sector is expected to consume almost 60% of GNLQ's 11 MMt/y total volume (and displace coal primarily).

The industrial sector is estimated to consume 2.3 MMt/y, again primarily displacing coal. Coal is used heavily in Asia Pacific to generate energy for industrial processes such as cement, steel making (metallurgical coal), fertilizer (particularly in India), alumina refineries, paper manufacturers, and the chemical industries. Noteworthy that unlike the power sector, the industrial sector faces lower risk of competing with renewables.

Residential and commercial sector is expected to consume 1.3 MMt/y, displacing primarily coal and other domestic or imported pipeline natural gas. China is a good example of this potential. In 2017-18, the Chinese Government pushed aggressively to convert boilers in northern Chinese homes from coal to natural gas. This contributed greatly to improving air quality in major northern cities during cold winter months. Chinese demand for natural gas increased drastically, and LNG was a key contributor. LNG demand in China increased from 38 MMt/y in 2017, to 53 MMt/y in 2018, and close to 60 MMt/y in 2019.

The transport sector could consume an additional 0.9 MMt/y displacing diesel and gasoline.

Figure 1.15: GNLQ displacement in end markets by sector (total 11 MMt/y)
(Source: Poten & Partners)



1.5 SUMMARY OF FINDINGS

Approximately 60% of GNLQ's LNG is expected to displace coal, primarily in emerging markets where rapidly growing economies demand new energy projects. If LNG is not available in these markets to fuel new gas fired power plants, the power companies would be forced to build new coal power plants.

Government policies for cleaner air and reduced GHG emissions, and the economics of competing energy sources, are currently driving strong growth for LNG. Poten forecasts that these drivers will continue through 2045. Various independent sources and the IEA's Sustainable Development Scenario supports Poten's conclusion that LNG demand will remain strong through 2045 and in the Stated Policies Scenario, pipeline gas which is the dominant method of moving gas gets overtaken by LNG by the late 2020s.

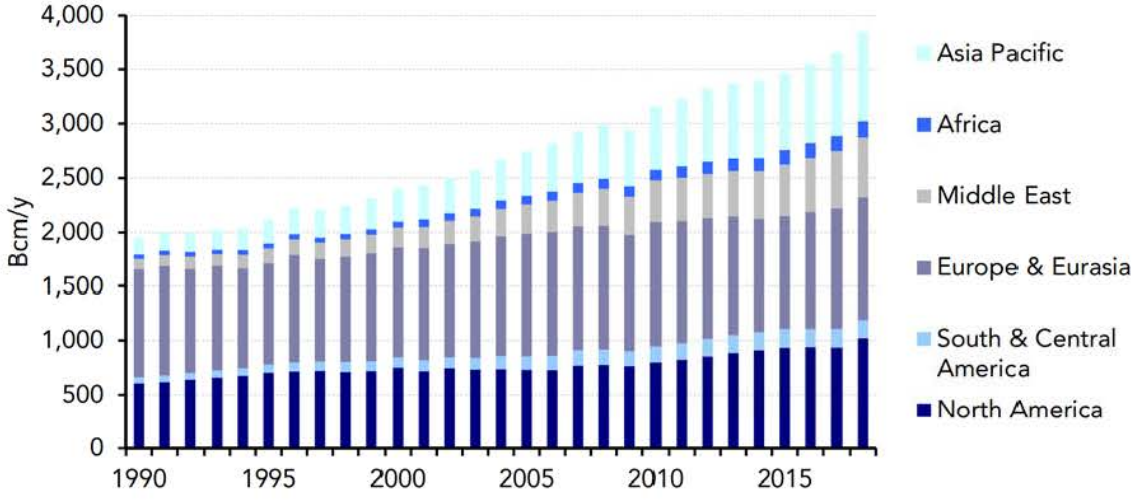
Poten's analysis shows that LNG does not materially compete with renewables in most regional markets . For example, coal has dominated in the emerging large Asian markets, but new generation capacity will increasingly come from other energy sources, including both renewables and natural gas. We project LNG to be a critical element of these countries' fuel mix, as they seek to meet their emission targets through to 2045.

Section 2 Global LNG Market Overview

2.1 GLOBAL GAS MARKET OVERVIEW

Global consumption of natural gas increased from around 2,400 Bcm/y in 2000 to around 3,850 Bcm/y in 2018 as shown in Figure 2.1, an average annual rate of 2.7% p.a. Consumption growth in the Middle East (6.3% p.a. growth between 2000 and 2018), Asia Pacific (5.8% p.a.), Africa (5.7% p.a.) and Latin America (3.1% p.a.) outpaced growth in the more developed gas markets of Eurasia (0.6% p.a.) and North America (1.7% p.a.).

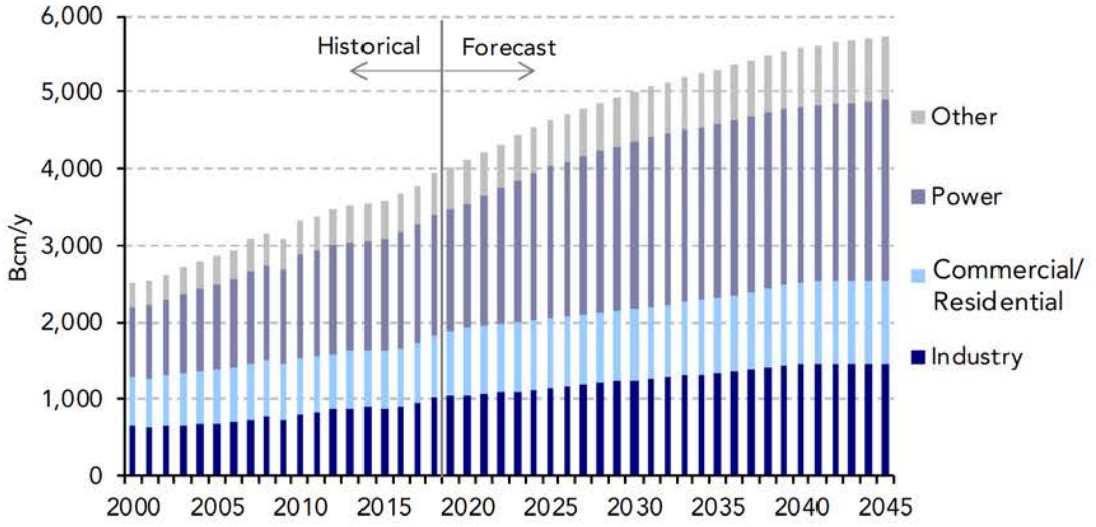
Figure 2.1: Historical Global Gas Consumption
(Source: BP Statistical Review of World Energy 2019)



The increase in natural gas demand has mainly been driven by the power sector. Demand for natural gas to generate electricity grew from around 900 Bcm/y (87 Bcf/d) in 2000 to an estimated 1,600 Bcm/y (153.5 Bcf/d) in 2018, representing 40% of total natural gas demand. Over the same period, natural gas use in the industrial sector grew from a level of 650 Bcm/y (63 Bcf/d) to an estimated 1032 Bcm/y (100 Bcf/d) in 2018, with the combined commercial and residential sectors also increasing from 650 Bcm/y (63 Bcf/d) to an estimated 800 Bcm/y (77 Bcf/d) in 2018 - as shown in Figure 2.2.

Figure 2.2: Historical & Projected Global Gas Consumption by Sector

(Source: IEA, Poten & Partners)



- Over the next 10 to 15 years, natural gas is expected to increase significantly its share of the global energy mix in large part due to the building of new CCGT plants. Such is the extent of the global power market that even small changes in the energy mix can have an enormous impact in the quantity of natural gas required. For example, the shuttering of nuclear power plants in Japan following the Fukushima Daiichi nuclear accident in March 2011 resulted in a huge surge in LNG demand, which tightened the global market. In France, which has long relied on nuclear power, gas-fired power generation is now projected to double by 2025. However, it is the growing Asian economies, such as China, India, South Korea and South East Asia that are expected to have the largest impact on global natural gas demand (and LNG trade), principally for power generation. China's demand for natural gas is set to increase in order to control extreme pollution in its cities. Small changes in assumptions in the shift from coal to natural gas can have significant effects on gas demand projections.
- Going forward, Poten estimates that global natural gas demand could reach a level of around 4,640 Bcm/y (450 Bcf/d) by 2025. The power sector remains the main demand driver for natural gas and is expected to account for over half of incremental demand from 2018 to 2025. This incremental growth is primarily attributable to switching from coal to natural gas for power generation as a result of natural gas' competitiveness due to the building of highly efficient Combined Cycle Gas Turbine ("CCGT") power plants and more stringent regulations on carbon emissions.

2.1.1 Gas to remain competitive in a greener energy system

- Technological advancements and production efficiencies have driven down the cost of renewables significantly, which led to aggressive growth worldwide. Costs for solar PV and wind power have plummeted in many areas of the world due to technology development and economics of scale. Onshore and offshore wind farms in areas with high average wind speeds can be profitable even without government subsidy. Yet, gas for power generation remains very competitive even with the falling cost and growing share of renewables. Compared to other energy sources, gas-fired power generation is not only cheaper to build but also the most efficient in thermal technologies as shown in Figure 2.3 and Figure 2.4. Notably, CCGT represents the most efficient power generation technologies, in terms of production and capital cost requirements, achieving thermal efficiency over 60%, availabilities over 90%, ramp rates

up to 85 MW/minute and it starts up to full load in just 30 minutes. Given the low-cost, gas also plays a significant role in managing down GHG emissions by displacing more polluting forms of generation, particularly heavy oil and coal.

- Furthermore, natural gas driven power generation has, and continues to play a critical backup role for renewables (particularly wind and solar), as renewables still pose a challenge to the grid due to their variable, unpredictable and intermittent nature. Hydro tends to be seasonal or cyclical and is becoming more problematic due to uncertainties over output with climate change affecting rainfall patterns. For solar and wind energy, the generation can significantly vary seasonally, daily and even hourly. Some renewables projects are being developed as hybrids, combining solar, wind and storage to meet electricity demand. We have also seen other hybrids including renewables and natural gas small producing units together. However, the current storage technology is insufficient to support utility-scale projects. Thus, gas will remain essential to complement renewables until large-scale, long-term energy storage is available.

Figure 2.3: Installed Capacity Cost of Different Energy Sources
(Source: Poten & Partners)

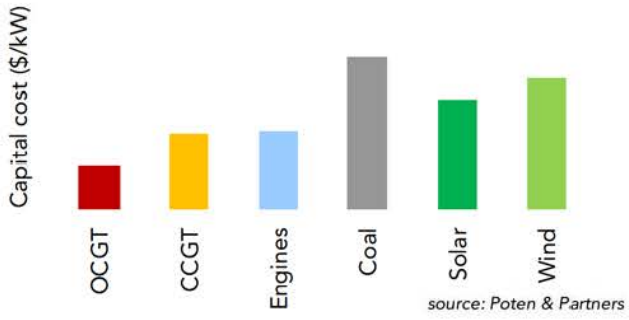
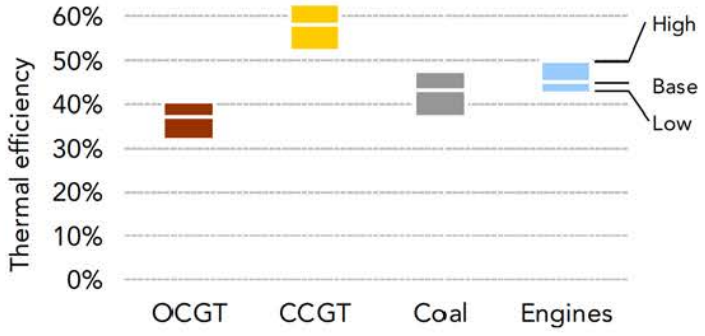


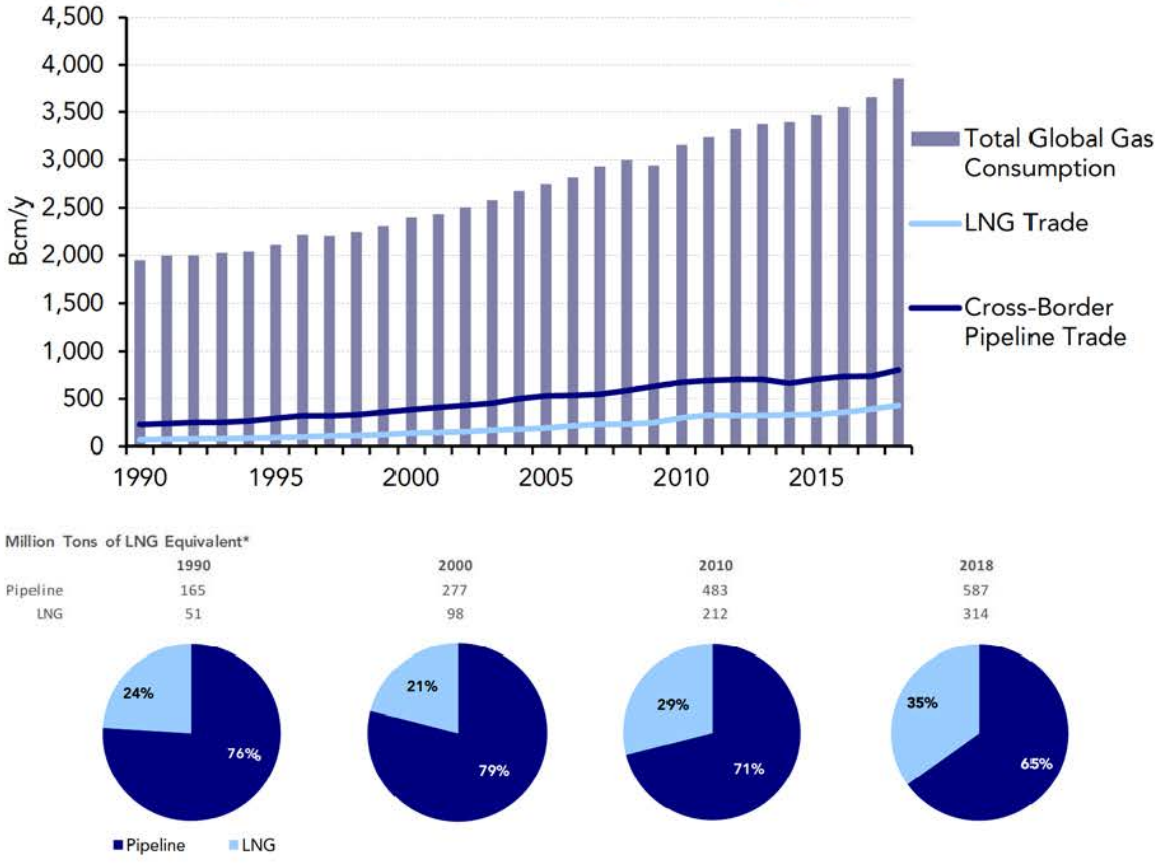
Figure 2.4: Thermal Efficiencies of Different Technologies



2.2 EVOLVING TRADE OF GAS

Natural gas markets are much less integrated than oil markets, given the cost and logistical difficulty of transporting, storing and trading gas across borders. Most gas production is consumed within the producing country. Where gas is internationally traded this is mostly done by pipeline. Global gas trade has increased significantly over the last several decades and in 2018 it represented 32% of total gas consumption, up from 22% in 2000 as shown in Figure 2.5.

Figure 2.5: Historical Global Gas Trade
(Source: BP Statistical Review of World Energy)



*Pipeline is international trade only. Figures are converted from billion cubic meters to million tons of LNG

Source: Cedigaz, BP Statistical Review, Poten & Partners

The pattern of global trade in natural gas has evolved. Because natural gas has mainly been transported to consumers via domestic pipelines, only around 32% of natural gas consumed is traded internationally (LNG and international pipeline combined). Europe and North America are by far the largest markets integrated by pipelines. However, LNG offers increased security of supply over pipeline gas, as LNG is inherently more flexible, with opportunities for diversions, alternative sourcing, and flexibility of trade. As the low hanging fruits of gas discoveries are achieved, the new finds are located further away from markets, and across oceans from potential target buyers. This favours LNG over pipeline gas for further growth - the economics of LNG in general is superior to offshore pipelines over longer distance.

Around one-third of internationally traded natural gas is shipped as LNG, and that share has been expanding. LNG trade reached 314 MMt/y (431 Bcm/y) in 2018, or 11.2% of global gas consumption. By 2018, the number of importing countries had more than tripled to more than 40. The LNG shipping fleet climbed to more than 500 ships in 2018 from around 110 in 2000. The average ship size increased, resulting in an even larger tonnage increase. A new class of LNG vessel with on-board regasification, called Floating Storage and Regasification Units (FSRUs), opened small market on a fast-track and cost-competitive basis.

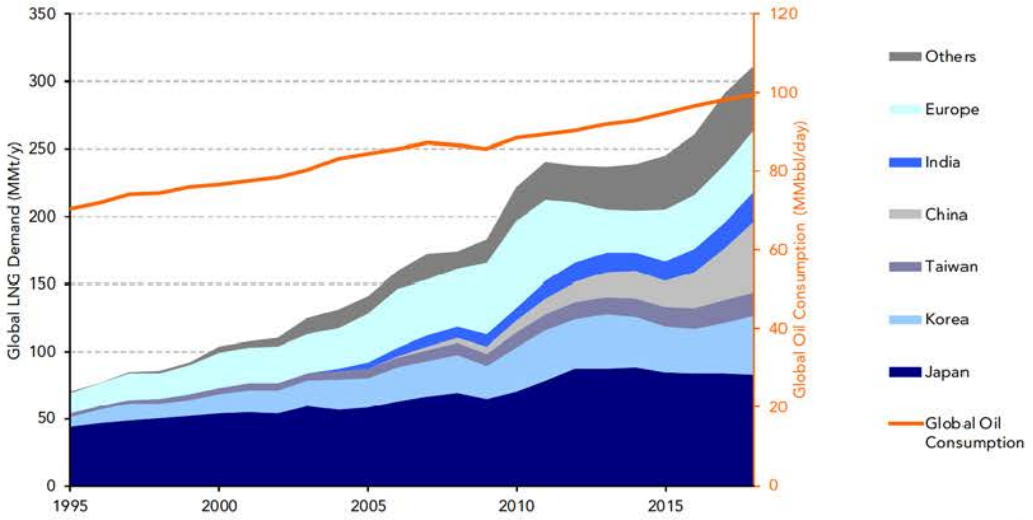
Poten estimates that LNG will keep increasing its market share over pipeline natural gas over the next 20 years and beyond, with the cost of the LNG value chain decreasing thanks to technology development. Although pipeline trade between Russian, Central Asia and China as well as within North America will

likely climb due to geographical proximity, LNG growth will outpace these. Poten forecasts LNG will stabilize its market share of global natural gas trade at around 50% of global natural gas trade by 2020's decade.

2.3 GLOBAL LNG MARKET OVERVIEW

Global LNG demand has grown as the number of importing countries, largely to meet power generation needs, increased from 12 in 2000 to around 40 countries in 2019. A combination of growing environmental and regulatory pressures, new LNG production capacity and competitive pricing are projected to drive a strong expansion of LNG imports, from around 315 MMt in 2018 to around 512 MMt/y by 2040.

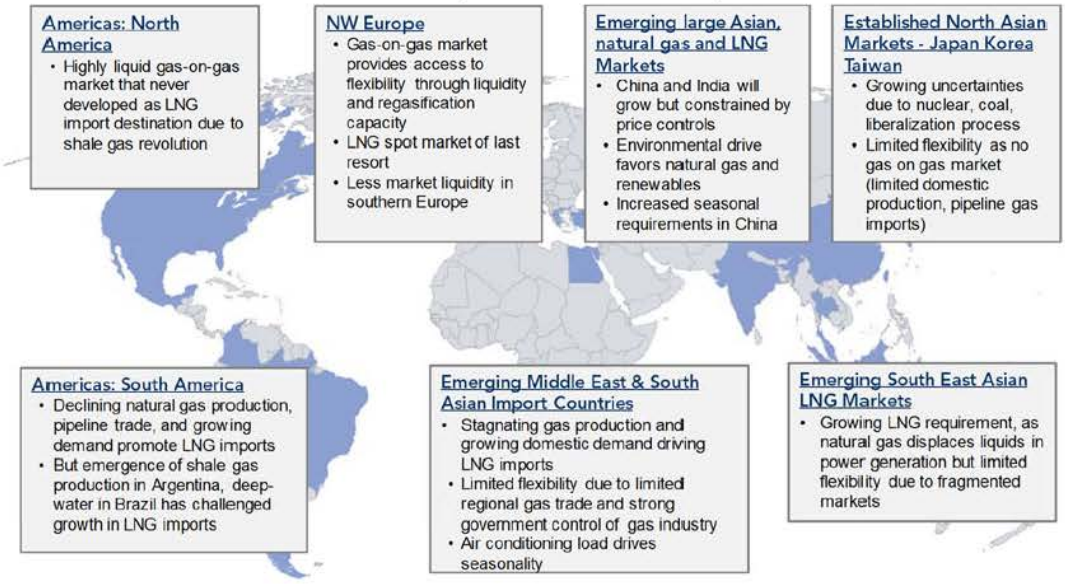
Figure 2.6: Historical Global LNG vs Oil Demand (1995-2018)
(Source: IEA & BP Statistical Review of World Energy 2019)



LNG import markets are diverse - and cannot be considered monolithically. They are fundamentally very different, ranging from large established Japan, to emerging/growing China, to smaller niche markets in South East Asia and the Middle East. Each presents different characteristics depending on the location, domestic gas production, regulatory environment etc.

Figure 2.7: LNG Import Markets

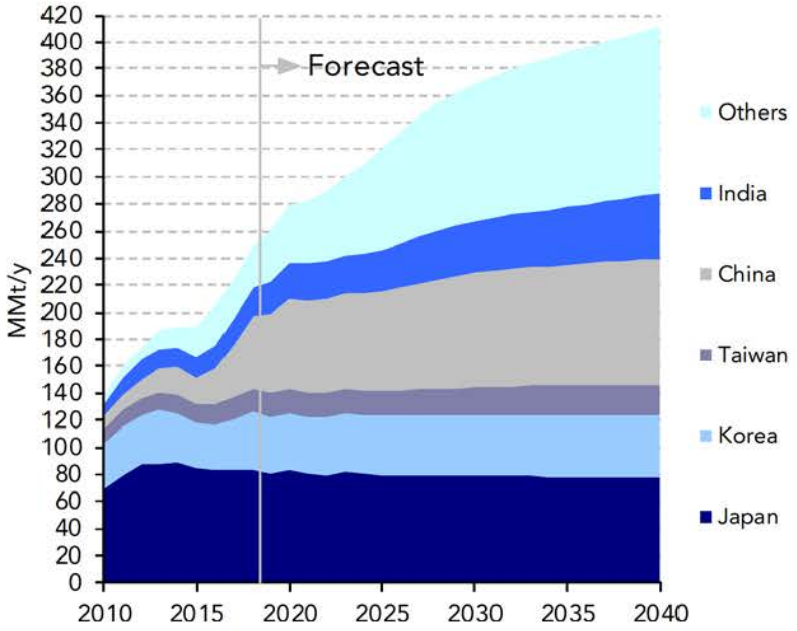
(Source: Poten & Partners)



2.4 LNG MARKET TO GROW IN RESPONSE TO STRONG ASIAN DEMAND

Growth of LNG demand is anticipated in every major region except North America, where robust growth in domestic shale gas production has almost eliminated imports. Asia remains the foundation of the LNG industry where demand by the three traditional importers, Japan, South Korea and Taiwan (JKT), climbed from 73 MMt in 2000 to around 144 MMt in 2018. While JKT demand is expected to grow slowly to 2045, the largest increase in demand are expected in China and India as their domestic supply and pipeline flows will be insufficient to meet rising demand. China's demand is expected to increase from around 53 MMt/y in 2018 to reach 96 MMt/y by 2045 (overtaking Japan as the largest LNG importer in the late 2020s), while Indian imports are expected to increase to 50 MMt/y in 2045 from around 21 MMt in 2018. Additionally, Bangladesh, Pakistan, and South Asia as well as Middle East are becoming an important driver for incremental LNG import growth, as the region will rely on LNG to meet growing demand to replace declining domestic supplies. Total Asian regional imports are projected to reach 405 MMt/y by 2045, representing 77% of the global market as shown in Figure 2.8.

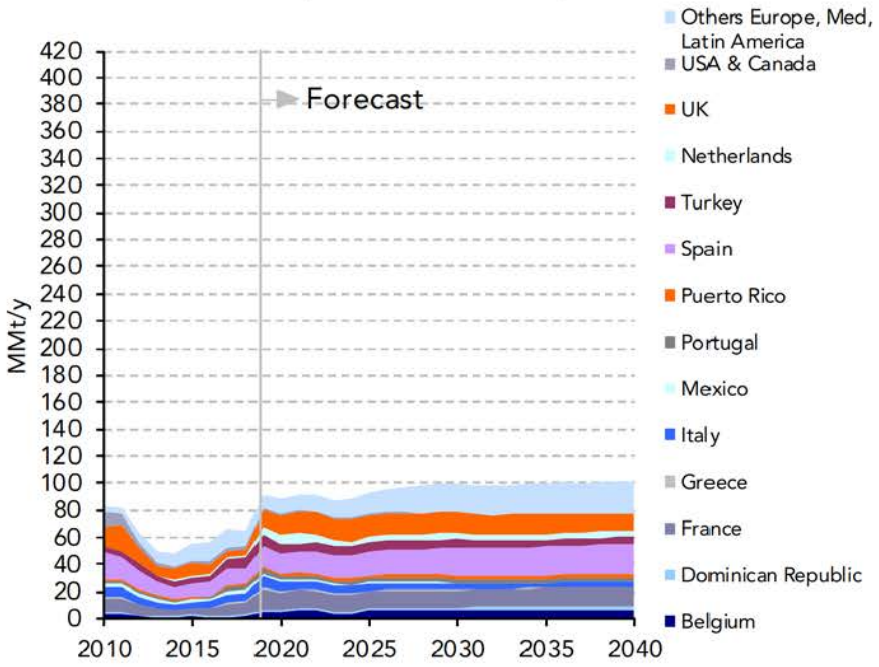
Figure 2.8: Pacific Basin LNG Demand Forecast
(Source: Poten & Partners)



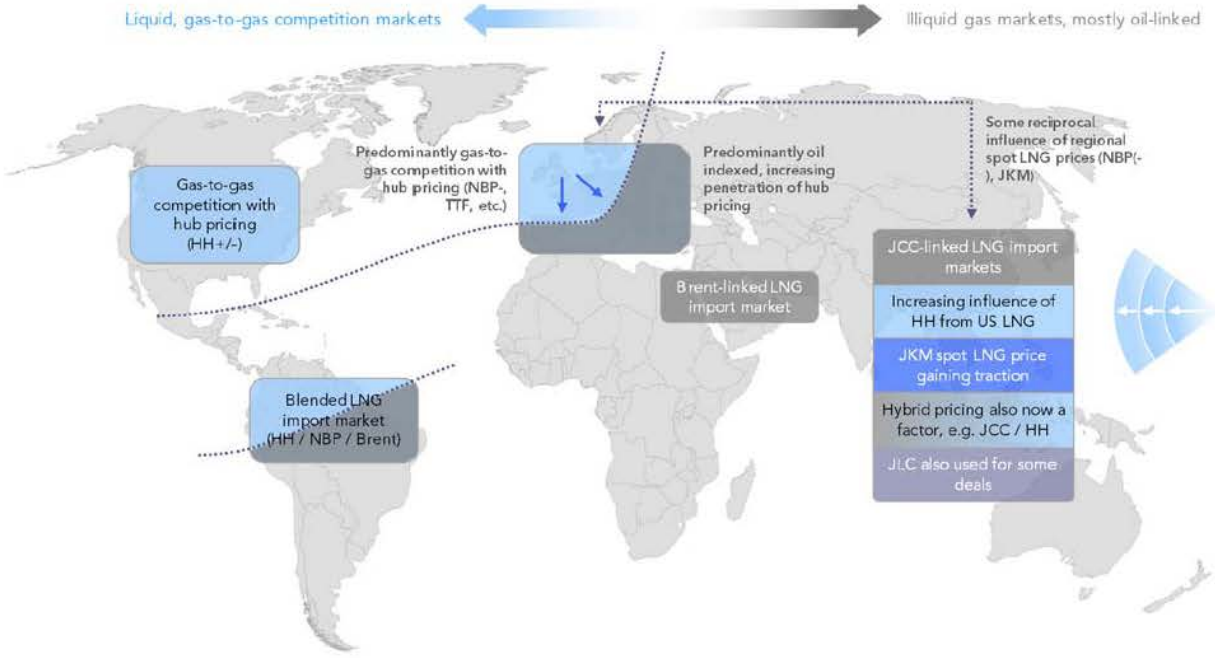
European LNG growth on the other hand is projected to be rather muted due to slower European economic growth as well as growing reliance on renewables. Yet, Europe will continue to play an important role in the LNG market, as North West Europe's liquid and deep gas market make it the balancing point for global LNG supply and demand. Furthermore, Europe has enough capacity to take the LNG as the "markets of last resort", if Asian markets do not require cargoes. This was clearly demonstrated in 2019/2020 winter when Europe absorbed an additional 38 MMt of LNG in the market. Asia's sluggish demand resulted from mild winter has redirected flexible LNG cargoes destined to Asia to Europe. As a result, the LNG import to Europe has surged 76% to 86 MMt compared with the previous year.

Figure 2.9: Atlantic Basin LNG Demand Forecast

(Source: Poten & Partners)



2.5 GLOBAL LNG MARKET IS NOT YET COMMODITIZED



The global natural gas market continues to experience a large regional price divergence due to differences in long-term contract pricing mechanisms. Asia remains a predominantly oil-linked LNG market with some Henry Hub-linked deals signed but not yet active. Continental Europe remains a mixture of oil product-

linked and hub-priced natural gas markets. The UK and North America have established gas-on-gas market pricing mechanisms (National Balancing Point and primarily Henry Hub). At the same time, LNG trade remains predominantly long-term in nature as LNG spot trade only captures around 30% of the total LNG global trade, a quantity not large enough to arbitrage differences and drive global natural gas price convergence.

We project that global natural gas prices will remain regionally segregated due to lack of physical connectivity and different regulatory/pricing regimes in each region. This would be to the benefit of GNLQ, and North American export projects in general, as there is a possibility to sell LNG to higher paying market, such as in Asia. The economics of North American LNG projects are based on sustainable price differentials between the hub point and premium global LNG markets. In our Base Case, North American gas price will continue to be lower than other regional market prices due to vast unconventional gas reserves and productions in the region.

North America LNG supply will diversify Asia price mechanisms but oil price (JCC) linkage will remain to be the main price indexation in Asia. Due to increasing LNG supply competition to 2023, we project a downward price pressure on Asian LNG long-term contracts in the form of lower slope (correlation) to oil price. HH & AECO-C driven (linked) LNG price will be competitive in Asian markets by large margin in our Base Case. GNLQ could penetrate Asian markets with its cost competitiveness against oil driven LNG prices.

2.6 PRICE DIVERGENCE BETWEEN OIL AND MARKET AREA NATURAL GAS PRICES TO CONTINUE

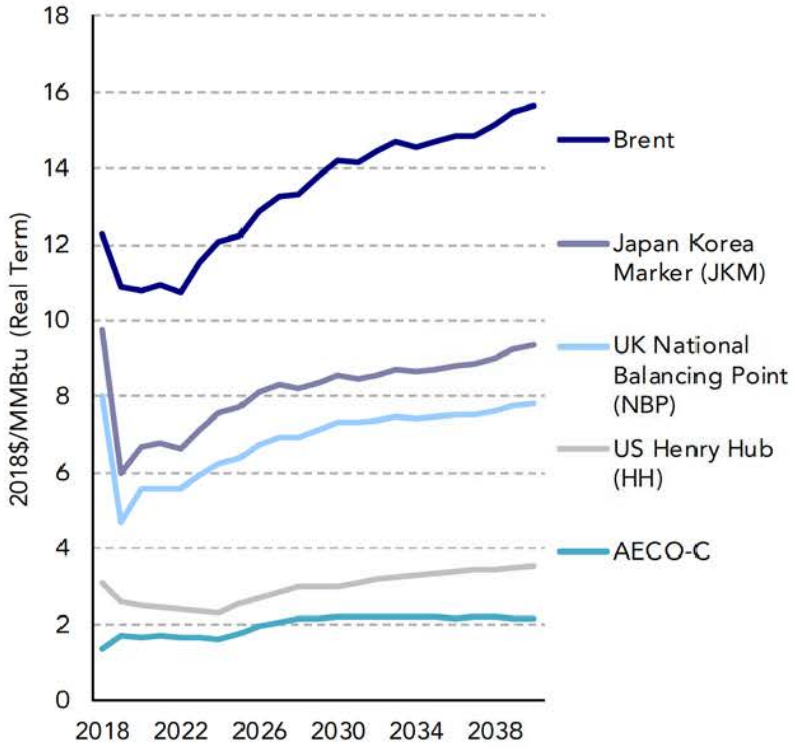
Figure 2.10 below is Poten's base forecast for oil and gas benchmark prices – i.e., Henry Hub (HH), Brent, JKM, NBP. These benchmark prices are used to calculate LNG prices especially for long-term contracts.

- Henry Hub (HH): Henry Hub is a distribution hub on the natural gas pipeline system in Erath, Louisiana. Due to its high liquidity, it was chosen as the pricing point for natural gas futures contracts traded on the New York Mercantile Exchange (NYMEX) and the Over-The-Counter (OTC) swaps traded on Intercontinental Exchange (ICE). Our HH forecast is based on fundamental analysis driven by demand/supply, pipeline constraints, and long run costs for North American unconventional gas
- National Balancing Point (NBP): NBP is a virtual trading location for the sale and purchase and exchange of UK natural gas. It is the pricing and delivery point for the ICE natural gas futures contract. UK's NBP market will "swing" to balance global LNG supply demand. Key drivers for NBP are UK GDP growth, oil prices and net LNG supply to Northwest Europe.
- Japan Korea Marker (JKM): JKM is a benchmark price assessment for spot physical cargoes delivered ex-ship into Japan and South Korea. JKM reflects Asia spot market conditions. JKM is highly impacted by oil prices and NBP. It is thus a de-facto derivative of the world gas industry's major price makers.

Brent is projected to increase strongly, in real terms from 2019 to 2040, as new oil supply from the US and elsewhere fails to keep up with the demand pull from emerging economies. Brent will reach $71/Bbl in 2025, and more than $80/Bbl in 2030. HH is projected to rise slightly, from $3.10/MMBtu in 2018 to $3.60/MMBtu by 2040 due to US natural gas demand increase in the power sector and LNG exports. US LNG exports will increase HH prices slightly but at prices above $3/MMBtu level will enhance further unconventional gas production which could slow down the price increase. Marginal supplier in North America is unconventional gas – where costs are projected to increase reflecting government policies, such as environmental regulations, land restrictions, and royalties. AECO-C is at a discount to Henry Hub as we

project AECO-C to increase from $1.40/MMBtu in 2018 to $2.20/MMBtu by 2027 due to LNG production and industrial activity in Alberta.

Figure 2.10: Global Oil and Gas Price Benchmarks – Annual Average
(Source: Poten & Partners)



2.7 NORTH AMERICAN LNG PROJECTED TO BE COMPETITIVE AGAINST OIL-LINKED PRICE IN THE ASIAN MARKET THROUGH TO 2040

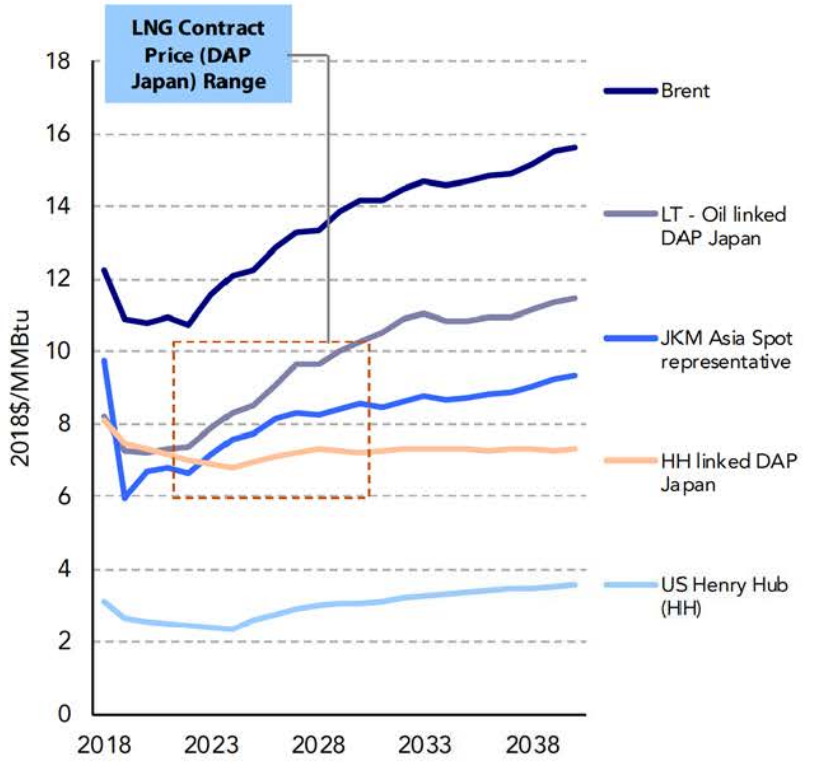
We have calculated an Asia Pacific Oil Driven Price, HH Driven Price as follows. Japan was chosen as the representative Asian market in this analysis.

- Asia Pacific Oil Driven Price: A pure Brent linked LNG price formula which is the norm in Asia Pacific. A typical Brent driven formula (DAP) is "LNG Price = Brent*slope + constant (e.g., shipping cost)."
- HH Driven Price: A pure HH driven price is calculated by using the formula of "HH*115%+liquefaction cost (escalated by year) + shipping to Japan."

HH indexed LNG price is projected to be at a discount to both the Asia Pacific oil-linked long-term formula and the JKM spot price. Long-term oil-linked LNG price reflects a slope range of 0.115 to 0.125. Oil-linked LNG price DAP Japan will range from $8.18/MMBtu in 2018 to $11.43/MMBtu in 2040. Asian spot prices (represented by JKM) are projected to range between $5.97 and $9.33/MMBtu between 2019 and 2040. See figure 2.11 below.

Figure 2.11: Japan LNG DAP* Price Projections (Real 2018 $ Term)

(Source: Poten & Partners)

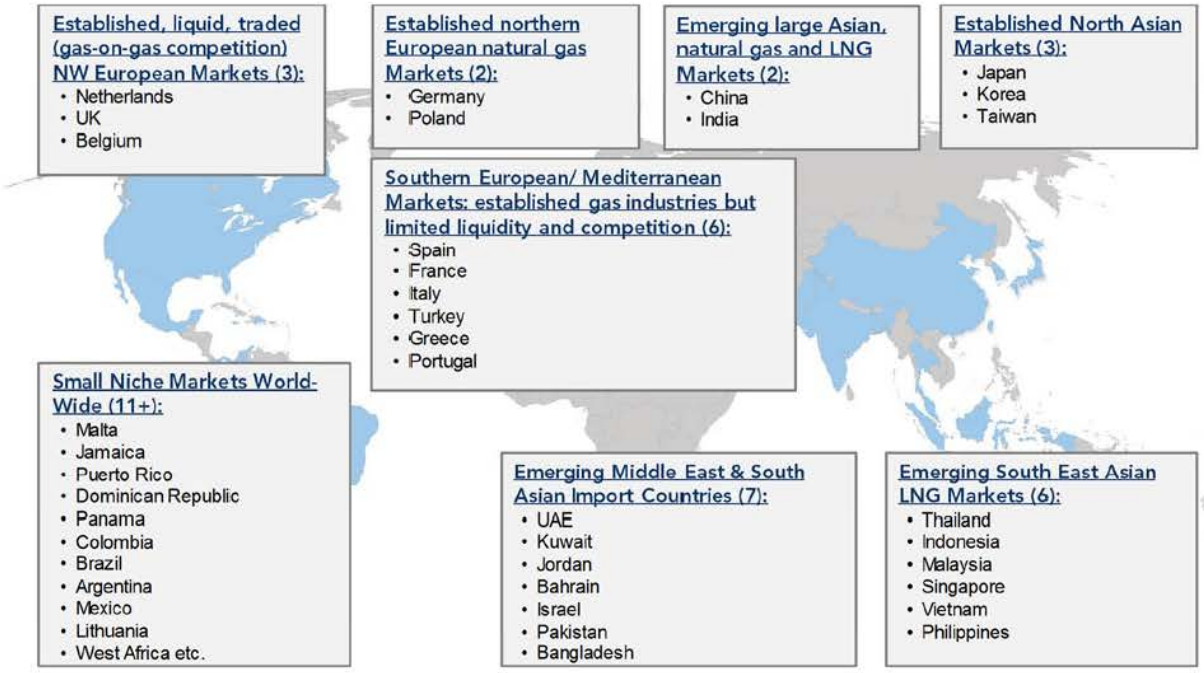


Note: DAP=Delivered-at-Place.*

Source: Poten & Partners

Section 3 Target LNG Market Analysis

3.1 WE FIRST DEFINED EIGHT REGIONS COVERING THE 40 LNG IMPORTING COUNTRIES…



Source: Poten & Partners

As of end of 2018, there were 40 countries that import LNG. We have taken the list of 40 LNG importing countries and divided them into eight regional groupings considering similar characteristics such as: geographic location, mature vs. emerging economy, government energy policies as well as country level energy mix. We will analyse the regional characteristics in the following section.

3.2 WE THEN EVALUATED THE REGIONS ACCORDING TO DEFINED CRITERIA

We used the following criteria:

- LNG demand related criteria takes into consideration both overall LNG demand growth opportunities, as well as uncovered LNG demand – accounting for contract expiration
- LNG/natural gas price criteria reflect our view of price levels, depth and liquidity of the various market regions
- Shipping cost criterium: reflects distance and shipping cost from LNGQ to market
- Buyer associated risk criteria: covering the experience/position of LNG buyers

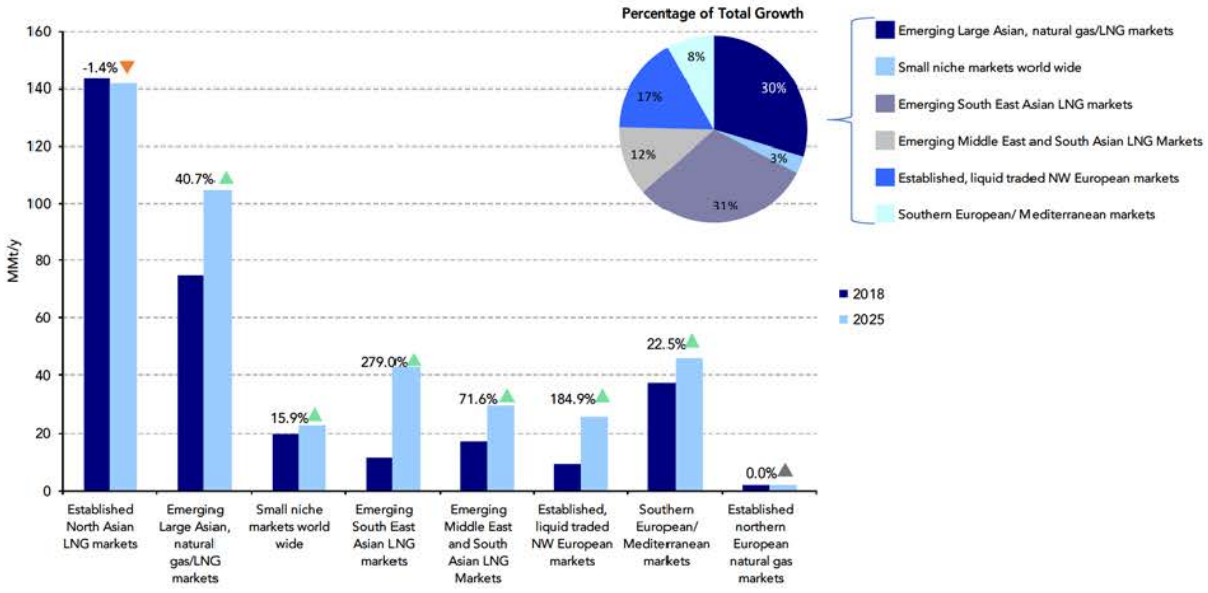
We associated weights to the various criteria, and determined an overall rank/grade for each market region

- LNG demand and uncovered LNG demand were assigned the highest weight (20% and 23% respectively). In our view, the availability of LNG needs is critical to how much LNG GNLQ will end up selling into the market
- LNG price level and liquidity/depth of the market also is an important aspect, contributing to the economics of the entire chain from LNGQ deliveries to specific markets. We assign 23% weight to price level, and 10% weight to liquidity and depth of the market.
- Shipping is another key element of the LNG chain, and could make or break the feasibility of LNGQ trade to various regions worldwide. We assigned a weight of 12% to shipping cost from LNGQ to target region
- A key element to the strength of the overall LNG value chain are the ultimate buyers' strength and experience. We assigned a weight of 12%

In the next few sections, we will go over our analysis and evidenced view for each of these criteria

3.3 LNG DEMAND GROWTH HIGHEST IN EMERGING MARKETS IN ASIA…

Figure 3.1: LNG Demand Levels and Growth by Region 2018 and 2025
(Source: Poten & Partners)

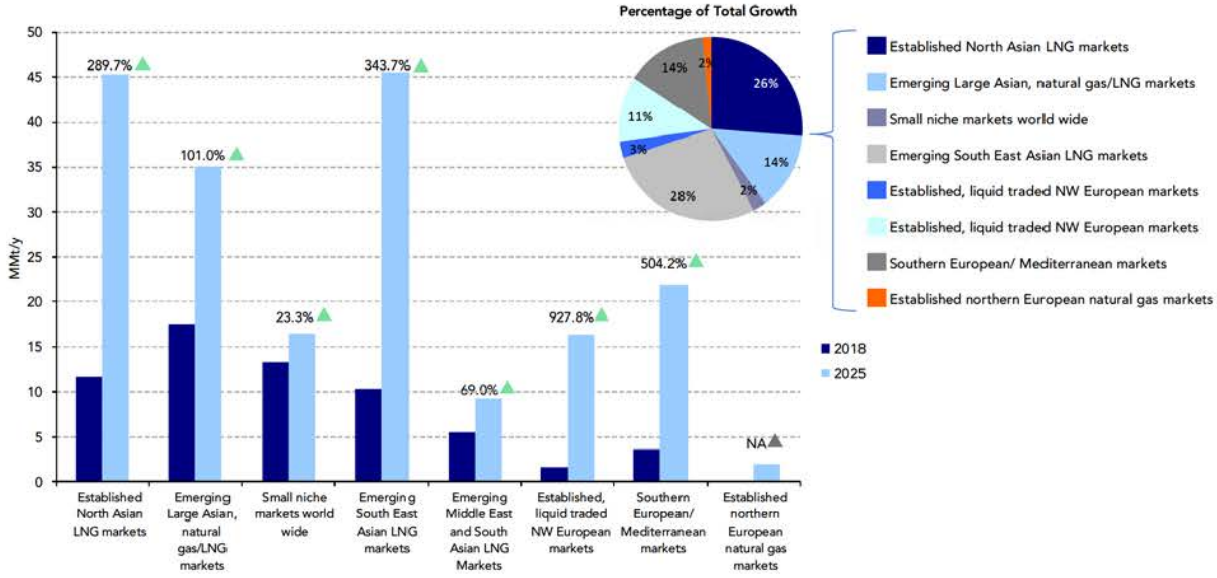


Our key criteria for LNG displacement volume allocation considers the LNG demand growth. As highlighted in the figure above. The largest growth to the LNG market is expected in Emerging Large Asian natural gas/LNG markets and Emerging South East Asian LNG markets. These markets have growing economies and demographics to support stronger energy demand along with a strong potential to displace coal fired power generation with natural gas. We project the Established North East Asia will remain as the largest region for LNG imports in 2025 at around 140 MMt/y however total imports are projected to decline 1.4% as the region faces slowing economy and population decline followed with stronger competition from renewable energy.

3.4 BUT LARGE INCREASE IN UNCOVERED LNG DEMAND PROJECTED IN ESTABLISHED ASIAN MARKETS, AS WELL AS EMERGING ONES

Figure 3.2: Uncovered LNG Demand Levels and Growth by Region 2018 and 2025

(Source: Poten & Partners)



We have also analysed uncovered demand for the eight respective regions. Uncovered LNG demand is calculated by subtracting country level LNG sales and purchase agreements from our forecasted demand. This analysis includes only existing contracts, so we exclude any renewals or assumptions on extensions. From this analysis, we can see that emerging markets especially South East Asia leads uncovered requirements in global markets looking out to 2025. Modest Atlantic uncovered demand projected in the various European markets and Small Niche markets worldwide. While demand growth is limited in Established North Asian markets, there's a strong requirement of around 40 MMt/y in this region for uncovered demand to replace volumes under expiring long-term contracts for GNLQ displacement volumes to be considered. See Figure 3.2 above.

3.5 ASIA OFFERS HIGHER POTENTIAL LONGER TERM PRICING, BUT EUROPE HAS LIQUIDITY AND MARKET DEPTH ON ITS SIDE

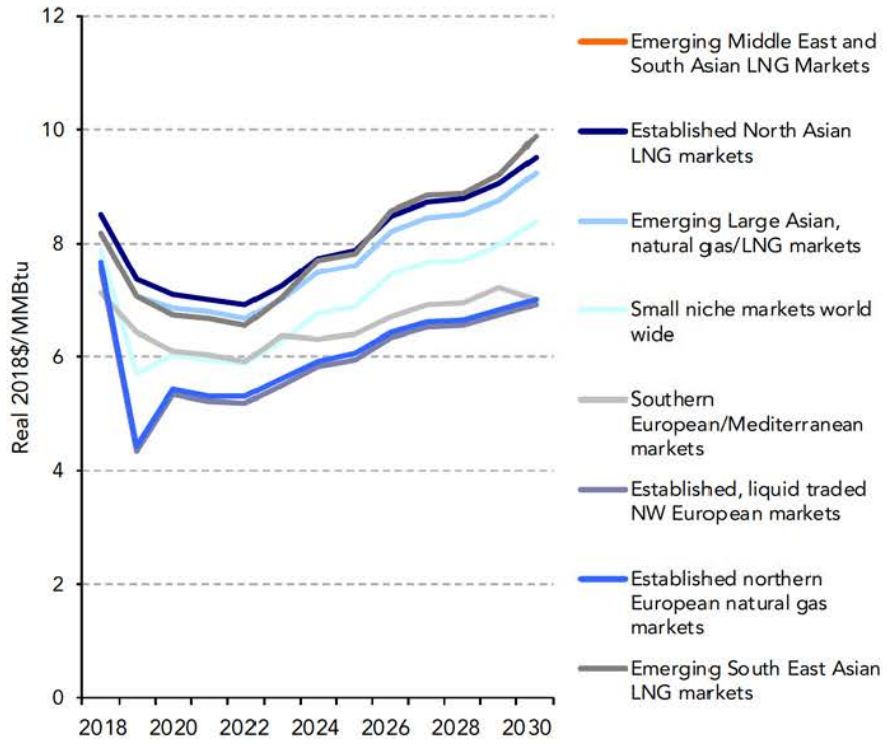
Another important criterion we considered when evaluating the various target regions is the LNG price potentially achievable by GNLQ and other supply projects. We have therefore analyzed pricing for each of the target Regions.

Reflecting the Asian market for long-term LNG sales, LNG prices in both Established and Large Emerging Markets in Asia are driven by a combination of oil linkage and Henry Hub formula reflecting cost of the North American LNG chain. As explained in Section 2 above, there are no liquid/transparent natural gas pricing hubs in Asia, reflecting gas-on-gas competition. LNG long-term sales are therefore priced against alternative global natural gas or oil benchmarks such as Brent, JCC or Henry Hub (typically for North America based projects).

Northern Europe on the other hand does offer liquidity, transparency and depth in its natural gas markets. LNG prices in Northern Europe are driven by liquid gas-on-gas competitive hubs (such as Dutch TTF and UK NBP). Southern Europe's natural gas markets however, still in general lack the liquidity and transparency of their northern counterparts. LNG prices in Southern Europe are therefore assumed as a combination of liquid gas-on-gas hubs in Northern Europe, as well as waning legacy influence from oil indexing. Finally, LNG pricing in smaller emerging and niche markets worldwide, is mainly represented by oil indexing – but also potentially by a degree of influence from European prices if markets are Atlantic Basin based.

Starting with our projections of benchmark global natural gas and oil prices, we calculated the equivalent representative Delivered at Port (DAP) prices in each of the eight regions - we have used the methodology and approximation explained above. The resulting analysis, displayed in Figure 3.3 below, shows that the Asian markets in general score higher than Atlantic Basin/European counterparts. Particularly the Established North Asian LNG Market, as they tend to be more price inelastic than their emerging markets counterparts in the region.

Figure 3.3: Representative Delivered at Port Prices in Selected Regions
(Source: Poten & Partners)



3.6 GNLQ CAN BE ECONOMIC TO ITS TARGET MARKETS – BUT ASIA OFFERS HIGHER POTENTIAL MARGINS

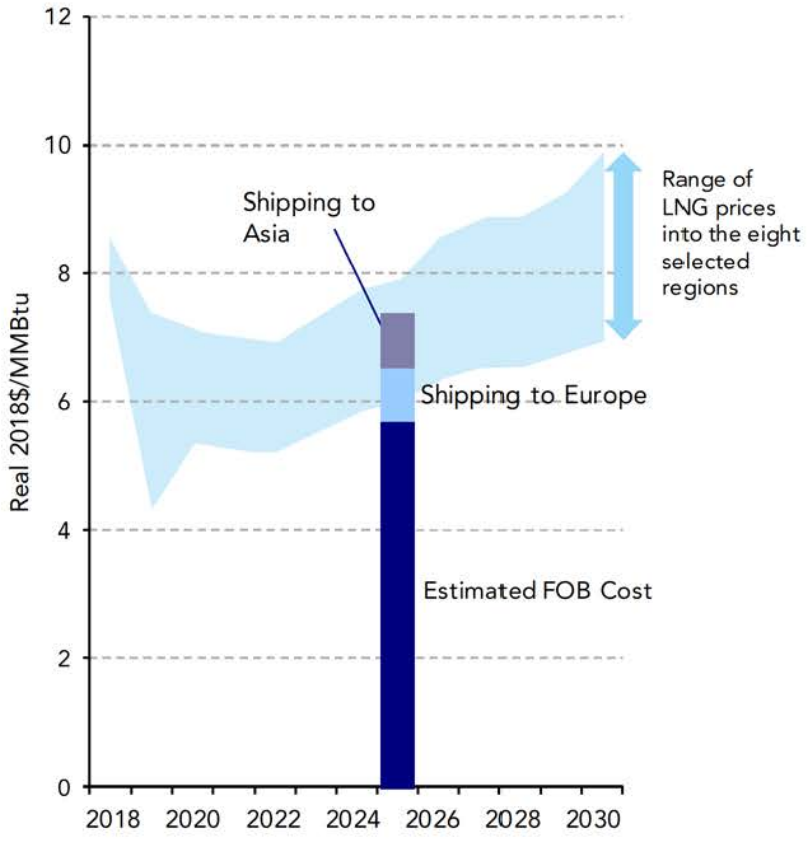
The next step is to validate, at least at a high level, the economics and feasibility of GNLQ trade to the various markets. This is a critical aspect of the analysis, because LNG trades are commercial arrangements - and must be economic in order to be sustainable longer-term. In the case of GNLQ, the analysis consisted of comparing the representative cost of GNLQ's value chain to a range of potential prices offered by the eight Regions analysed. We have calculated general representative cost elements for GNLQ.

- Including feedgas costs, pipeline transport to Saguenay, liquefaction and shipping costs to either Europe or Asia Pacific
- These are general representative costs, and are not reflective of detailed cost estimates of the entire value chain (outside the scope of work of this study) – they are generated by Poten and do not reflect GNLQ estimates

The analysis reveals that GNLQ could be economic to the target regions according to our base case assumptions. Whereas the margins from a European trade could be thin depending on TTF/NBP levels, Asian prices could offer higher margins to the project. But this of course depends on the assumptions of oil, NBP and HH prices. If NBP and oil prices for example remain depressed at current early 2020 levels, the margins would be materially reduced, even making project un-economic for a life-cycle cost perspective, but this is not the long-term view of Poten. As explained in Section 2 above, our Base Case projections show a gradual rise for both oil prices and northwest European natural gas prices (represented by NBP, TTF), even though we could see ups and downs through various cycles during the period. See figure 3.4 below.

Figure 3.4: GNLQ Estimated Delivery Chain Cost vs LNG Prices in Regions

(Source: Poten & Partners



Source: Poten & Partners

3.7 THE EIGHT MARKETS WERE EVALUATED AGAINST THE SIX CRITERIA

We have incorporated our analysis into a matrix to evaluate the opportunities offered by each of the eight regions. We have evaluated each of the eight region's performance against each specific criterion discussed in Section 3.2 above. Each region was assigned a grade ranging from 1 to 3 (1 is being the lowest score, and 3 the highest score) against each of the six criteria. The results are displayed in the table below in a matrix form, with traffic signal color codes reflecting the resulting grade level. Finally, the average score achieved by applying the weighted average of all the grades and associated criteria, was used to rank the regions and estimate potential GNLQ sales into the markets.

As anticipated, Emerging Asia scores the highest (both the Emerging Large Asian markets and the Emerging South East Asian LNG markets). The main drivers behind the good performance of both regions are the large LNG demand growth projections, and large amount of uncovered LNG demand buyers still need to secure. Established Asian markets (Japan, South Korea and Taiwan) also scored high despite limited LNG demand growth potential. High uncovered LNG demand (driven by future contract expirations), potentially strong LNG price level, and experienced/established buyers helped the region finish a strong third. Europe also does well, helped largely by proximity to GNLQ across the Atlantic, and the liquidity and depth offered by northern European natural gas markets and pricing hubs (primarily NBP and TTF).

Criteria weight	20%	23%	23%	10%	12%	12%	100%
	LNG demand growth 2018 to 2025	Uncovered LNG demand in 2025	LNG Price	Liquidity and depth of market	Shipping from Quebec	Experience and level of established buyers	Average
Established North Asian LNG markets	1	3	3	1	1	3	2.2
Emerging Large Asian, natural gas/LNG markets	3	3	2	1	1	3	2.3
Small niche markets world wide	2	2	2	1	2	1	1.8
Emerging South East Asian LNG markets	3	3	2	1	1	2	2.2
Emerging Middle East and South Asian LNG Markets	2	2	2	1	2	1	1.8
Established , liquid traded NW European markets	2	1	2	3	3	2	2.0
Southern European/Mediterranean markets	2	2	2	2	2	2	2.0
Established northern European natural gas markets	1	2	2	3	3	2	2.0

Source: Poten & Partners

Using the weighted average grade achieved by each region against the selected criteria, we estimated a target GNLQ LNG sale to each of the regions. Emerging larger Asia such as China and India present the largest opportunity for GNLQ (around 22% allocation). They were followed by Emerging South East Asia and Established North Asia (16% allocation each). Next was Europe. Europe's three groups offer clear opportunities for GNLQ (they were assigned 12% each). Finally, more limited opportunity in smaller niche, South America, Caribbean and Middle East (around 5% allocation). When these allocations were applied to the expected 11 MMt/y GNLQ production, the results (per MMt/y for each market region) were as follows:

	Score	% allocated	MMt/y Allocated
Emerging Large Asian, natural gas/LNG markets	2.3	22%	2.4
Emerging South East Asian LNG markets	2.2	16%	1.8
Established North Asian LNG markets	2.2	16%	1.8
Established northern European natural gas markets	2.0	12%	1.3
Southern European/Mediterranean markets	2.0	12%	1.3
Established , liquid traded NW European markets	2.0	12%	1.3
Small niche markets world wide	1.8	5%	0.6
Emerging Middle East and South Asian LNG Markets	1.8	5%	0.6
		100%	11.0

GNLQ Production Capacity	11

3.8 GNLQ'S LNG DISPLACEMENT OPPORTUNITY AGAINST ALTERNATIVE FUELS

A detailed analysis per region was performed, and the results are discussed for each region in the following section.

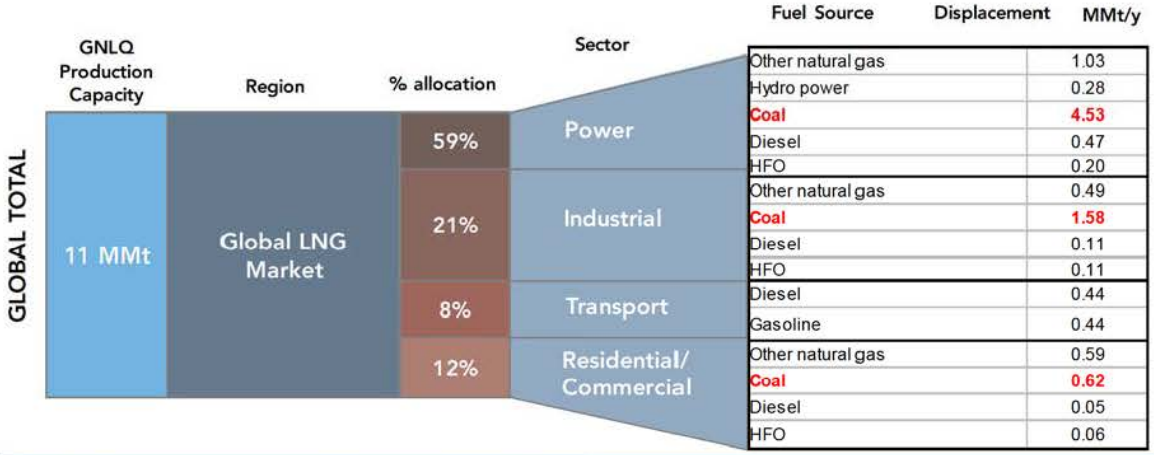
GNLQ's production capacity of 11 MMt/y was then allocated to the eight regions and totaled to yield global displacement quantities estimates. Poten's analysis shows GNLQ's LNG would displace a diverse set of higher GHG emitting fuels with LNG as shown in Figure 3.5.

Of course, precise global quantities of alternative energy sources to be displaced by GNLQ will ultimately depend on the results of the project's effort in LNG marketing to end-use markets. However, regardless of the final mix of destinations, the environmental benefit of GNLQ's LNG displacing higher GHG emitting fuels is clear, particularly in the case of coal - both in power generation, industrial and residential sectors.

For each region Poten analyzed LNG displacement opportunity looking at the region's exposure / dependency on coal or liquid petroleum products

- We conducted this analysis on potential key gas and LNG consuming sectors e.g. power, industrial, transport and residential/commercial sectors and applied a percentage point for the final sector and fuel source displacement volume of GNLQ volumes

Figure 3.5: Global Displacement Allocation



The above graphic shows the aggregate global displacement allocation by sector and fuel – in the next sections, we will go over each of the regions and discuss LNG's position against alternative fuels.

3.8.1 Established North Asia

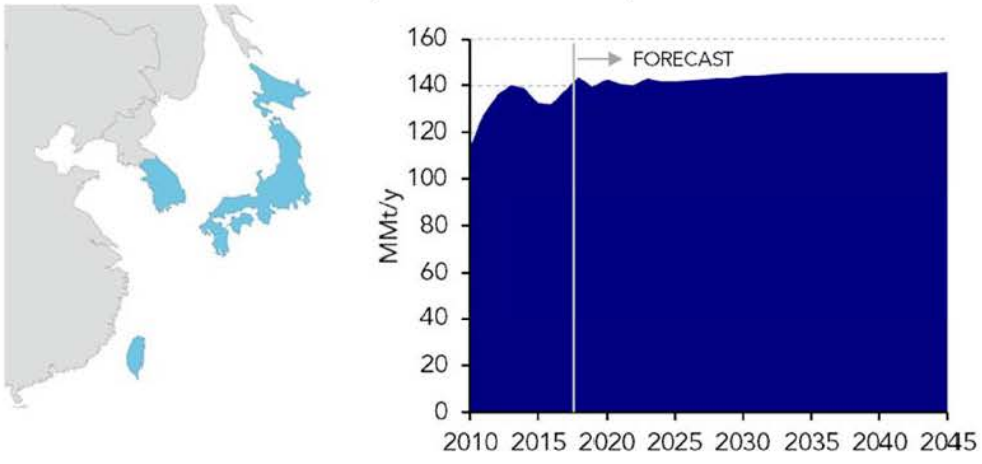
3.8.1.1 Mature economies and low population growth challenge LNG demand growth in Established North Asian markets

Established North Asian natural gas markets are represented by Japan, Korea and Taiwan. All three gas markets share similar market characteristics. They all have limited flexibility as there are no price clearing mechanisms backed by gas on gas competition. LNG is the main source of gas supply in these markets due to limited or almost no domestic production and pipeline gas imports. In this region, natural gas used to generate power (as well as City Gas for South Korea) drives LNG demand, but there are growing uncertainties in LNG demand due to nuclear shutdown issues, coal demand for power generation, and ongoing liberalization process of the power and gas sectors.

- The Established North Asia region is also expected to have limited economic growth. Japan's economic growth is projected to decline from 0.8% in 2018 to 0.3% in 2040 as there is weaker global demand for Japanese products and services, coupled with heightened uncertainty from global trade and geopolitical tensions. In addition, lack of immigration policy to increase population will also hinder long term economic growth as well as energy demand in Japan. Lower energy demand directly impacts LNG demand growth.
- All three countries are experiencing low birth rate. For example, in South Korea, last year's population growth rate was 0.1% and growth is expected to zero out by 2030.
- In addition, all three countries have strong exposure to coal and oil products. According to IEA's 2016 data Japan, South Korea and Taiwan had a 68%, 67% and 76% dependency on oil and coal, respectively, as a percentage of its total primary energy supply. Due to the availability of nuclear power, the dependency of coal and oil for power generation is slightly lower at 41% in Japan, 45% in South Kore and 51% in Taiwan. Japan had the largest generation with around 1,000 TWh generated in 2016 with 340 TWh of coal and 85 TWh of oil generated power.

Figure 3.6: Established North Asian LNG markets

(Source: Poten & Partners)



3.8.1.2 Energy policy in the Established North Asia region incentivizes gas and renewables

Because of environmental and safety issues, Established North Asian governments are pushing forward to reduce reliance on coal and nuclear power. Developing additional nuclear capacity is challenging in the three countries due to public resistance post Fukushima earthquake/Tsunami in 2011, and the resulting Fukushima nuclear accident. Beyond the nuclear capacity that is currently under construction, we project that no new nuclear power plant construction would develop. Coal is also at a crossroad, as Seoul has witnessed deteriorating air quality due to fine dust particles from coal fired power generation. The respective governments in this region envision both coal and nuclear to be displaced by increased use of renewable and natural gas driven power generation.

In Japan, the long-term emissions strategy approved in June 2019 calls for increased use of natural gas. The initiative goals are:

- Reducing emissions by 26% below 2013 levels in 2030, which translates to a 18% reduction from 1990 levels
- Diversifying gas/LNG supply sources, especially from North America and Russia Arctic;
- Developing domestic gas and methane reserves in the surrounding seas;
- Using existing LNG/city gas infrastructure and technologies such as Carbon Recycling Technology
- For the transportation sector, LNG will be introduced to the maximum extent since current batteries prices are too high

In Korea, the 15-year New Electricity Plan envisions coal to gas transition:

- In this plan, new CCGTs are expected to be commissioned after 2026 to ensure and complement the power supply from renewables
- Korea aims to reduce emissions by 37% below business as usual emissions in 2030
- The government calls for power plants to cut CO2 emissions by 40% by 2022 and 58% by 2030

Taiwan envisions to raise the share of energy produced by natural gas up to at least 50%

- Greenhouse Gas Reduction Act and the Management Act in 2015 calls for GHG emissions reduction – goals of 2% lower than 2005 levels by 2020, 10% lower than 2005 levels by 2025, 20% lower than 2005 levels by 2030, 50% lower than 2005 levels by 2050.

3.8.1.3 Meeting renewables targets will be challenged in Established North Asia due to limited available land area

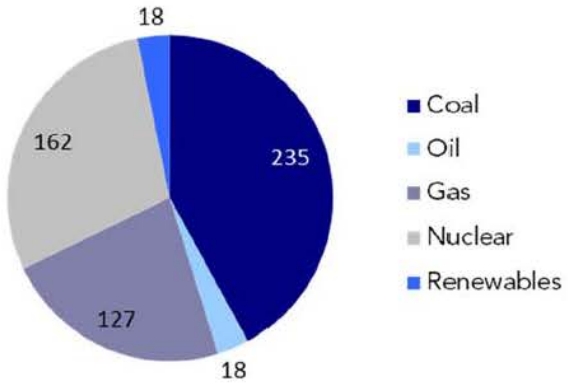
It will be difficult for Japan to meet its 2030 20-22% renewables goal (including from hydro power generation) as share of total power generated. We forecast that renewables will make up around 14% of the power mix by 2030. Underwhelming results from solar auctions in 2018 backs up this view. In the summer of 2018, there were no subscribers to the auctions as The Ministry of Economy, Trade and Industry (METI) has been setting the price at low levels and developers have been unable to meet them. When the feed-in tariff system was launched in Japan in 2012 the solar price for electricity generated by companies at facilities for plants of 10kW or more was 40 yen (US$0.37) per kWh. However, METI has been lowering the price ever since. New price announced in January 2019 is 14 yen (US$0.13) for FY 2019. In addition,

larger scale solar projects (larger than 2,000 KW) that dominated the first auctions in 2017 have already been occupying most of the available land (by using abandoned golf courses), and it has become difficult to obtain additional land for additional solar projects.

Similarly, we project that non-hydro renewable energy in South Korea would be deployed slower than expected due to public complaints and lack of land area. Solar/wind farms public complaints are on the upward trend, leading to termination of projects. For example, a total of 579 complaints have been filed regarding renewable energy projects over the past 10 years. For comparison there were only 9 complaints in 2008 vs. 217 in 2017. Yeongcheon wind power project (40 MW total capacity) is suspended due to local opposition while Jeju Daejeong wind power project (100 MW total capacity) was terminated as of May 2018. South Korea also lacks the land area necessary to roll out renewable energy to the extent of the government plans. In order to achieve the Energy Plan 2030, land area of 370 km^2 for solar projects, and 2,975 km^2 for wind projects is needed (61% of Seoul, 1.6 times larger than Jeju island).

3.8.1.4 In Established North Asia GNLQ's LNG could displace coal & nuclear in power and liquid fuels in industrial sector

Figure 3.7: North Asia Generation Mix (Korea Example 2016*) – total 559 TWh
(Source: IEA)

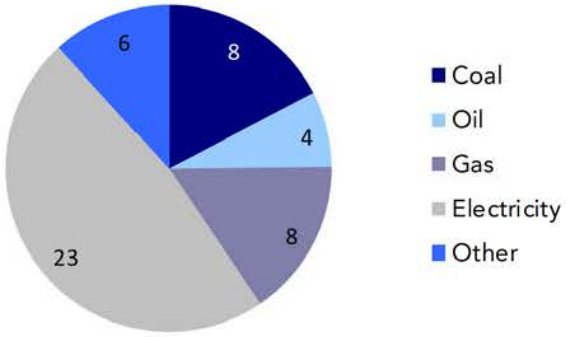


Established North Asian markets' have set strong policy guidelines to reduce GHG emissions incentivizing renewables for power generation. As imported coal makes up most of the power mix in this region (Japan, Korea and Taiwan all have >30% dependence on coal fired generation), we view this could be displaced by cleaner alternatives, particularly renewables and natural gas (supplied through LNG). Slower than expected nuclear restarts will also increase LNG use in Japan and Korea. There is potential for LNG to displace liquid petroleum products in industrial use, particularly Japan. There is additional opportunity to displace other sources of LNG imports in residential sector, mainly in Korea.

We have allocated 45% of the 1.7 MMt/y of GNLQ volumes to the power sector as we view that additional LNG from GNLQ could displace some portion of coal in Established North Asia's power sector. Japan and Korea each have around 60 existing coal plants. In Japan, driven by power sector liberalization and nuclear shutdowns, cost effective coal plants were developed. Despite planned retirements of coal power plants (Korea, for example, is aiming to retire all coal plants older than 30 years), we project coal to remain an important long-term baseload power source, maintaining around a 30-35% share. In Japan, in the long term, we expect LNG demand for power generation to fall gradually as several nuclear reactors resume operation,

although with lower utilisation rates due to more frequent inspections as well as delay in the construction of anti-terrorism facilities. However, any increase in nuclear power generation will first displace oil-fired power generation for economic (e.g. oil power generation cost being higher than LNG power generation) and environmental reasons.

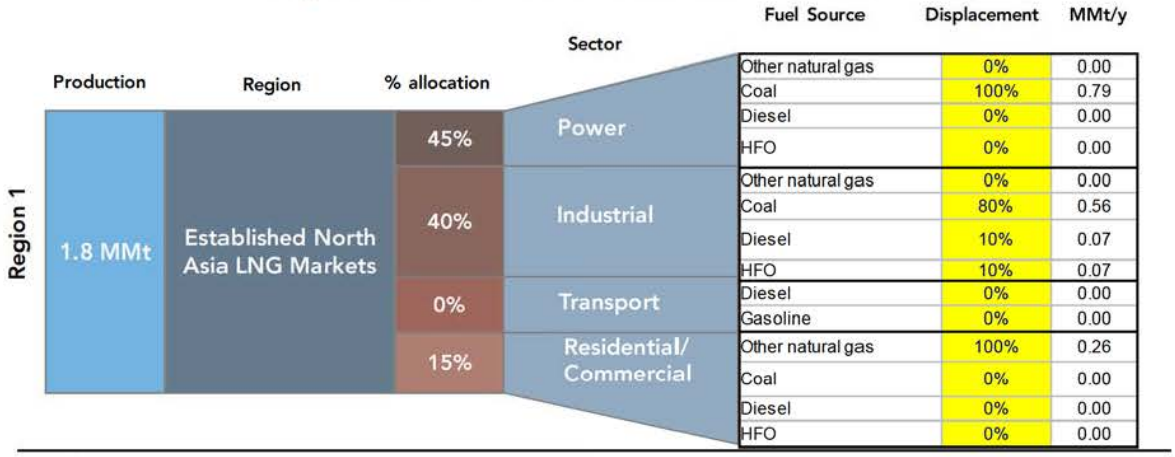
Figure 3.8: North Asia Industrial Mix (Korea Example 2016) – total 48 MTOE
(Source: IEA)



Source IEA

We have allocated 40% of the 1.7 MMt/y of GNLQ volumes dedicated to this region to the industrial sector. We view there is potential for natural gas to displace various alternative fuels. In particular, coal-use has a strong presence and the respective governments are trying to replace it with natural gas and electricity. In addition, there is a strong case for natural gas to displace liquid petroleum products in the industrial sector. Some of the refineries in the region also are seeking to switch from oil to LNG due to better economics and improved environmental performance. In the industrial sector in Japan, we project relatively steady growth as there is still room for industrial companies to convert fuel usage from oil to natural gas. Major city gas companies are aggressively investing in pipeline systems and LNG import terminals (e.g., Tokyo Gas has completed its Hitachi LNG Terminal in the north of Kanto area with a new pipeline system linking the terminal with metropolitan Tokyo) to support further demand growth.

Figure 3.9: Established North Asia LNG Markets



Fuel Source	Displacement	MMt/y
Other natural gas	0%	0.00
Coal	100%	0.79
Diesel	0%	0.00
HFO	0%	0.00
Other natural gas	0%	0.00
Coal	80%	0.56
Diesel	10%	0.07
HFO	10%	0.07
Diesel	0%	0.00
Gasoline	0%	0.00
Other natural gas	100%	0.26
Coal	0%	0.00
Diesel	0%	0.00
HFO	0%	0.00

Total: 1.8 MMt/y

3.8.2 Emerging Large Asia

3.8.2.1 Economic growth drives Emerging Large Asia's LNG demand

Growth in the Emerging Large Asia Region, primarily India and China, has been the most important factor shaping global energy. World energy consumption, as measured by Total Primary Energy Supply (TPES), grew by 48.6% over the period from 2000 to 2018: a compound average growth rate (CAGR) of 2.2% p.a. Much of the growth was in developing economies, with China and India alone accounting for 61% of the total growth in the period. China became the world's largest energy consuming country in 2009, overtaking the USA. In India demand for food-grains, and thus demand for urea, is driven by increase in India's population. Hence the population growth rate will lead to an increase in domestic production of urea, and consequently an increase in gas demand in the fertilizer sector.

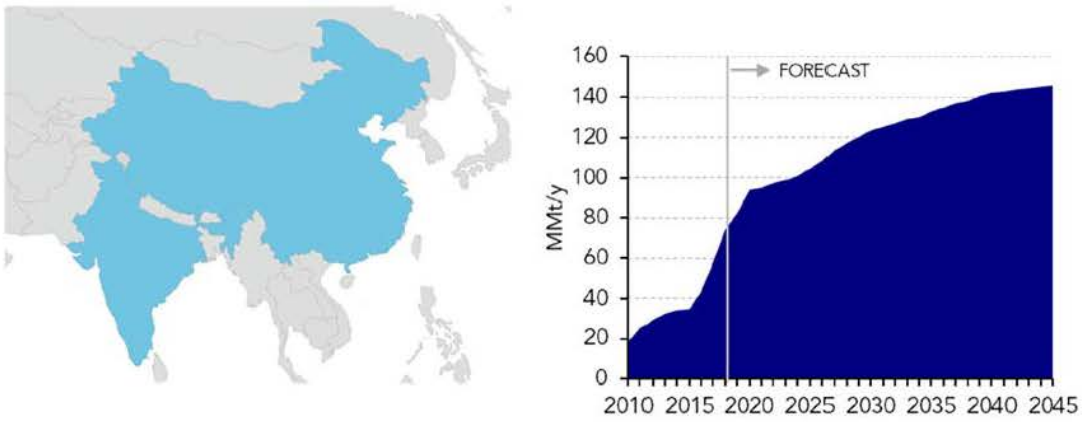
Growth in energy consumption is typically correlated to GDP growth, but the impact of developing countries carries even greater weight because their economies are more energy intensive than developed nations. In short, developing countries require a higher input of energy to generate a given unit of GDP growth than their developed counterparts. As China and India are highly dependent on coal as an energy source (making up 58% and 56% of Total Primary Energy Supply - TPES respectively in 2018), they have been the major drivers behind coal's demand resilience globally.

To support both countries long-term economic growth, energy supply needs to continue to grow rapidly. In China for instance, Per capita TPES has increased from 0.9 tonnes of oil equivalent (toe) in 2000 to 2.2 toe in 2016 (CAGR of 5.4%). We project Chinese TPES will continue to grow, reaching 3.2 toe in 2035 and 3.6 toe in 2045. GDP per capita has increased from $3,782 in 2000 to $14,315 in 2016 (CAGR of 8.2%). In the long term, we project GDP per capita to reach US$50,000 by 2045, which is the same level as the US' in 2005.

Both countries have a strong dependency in coal with almost 65% of China's TPES coming from coal and 44% in India. Almost 4,300 TWh of power was generated from coal in 2016 in China making up 69% of the countries' power mix. In India, 1100 TWh of coal fired generation made up around 75% of the countries' power mix in 2016.

We expect China, and to a lesser degree India, will continue to have very strong natural gas demand growth in the long term both due to economic growth and environmental concerns over the heavy use of coal. However, Chinese and Indian natural gas and LNG demand will be constrained by price controls and infrastructure bottleneck (e.g. regas terminals and pipelines). China's demand is expected to increase from 53.3 MMt/y in 2018 to reach 96 MMt/y by 2045 (overtaking Japan as the largest LNG importer in the late 2020s), while Indian imports are expected to increase to 50 MMt/y in 2045 from 21.2 MMt in 2018

Figure 3.10 Emerging Large Asian, LNG markets
(Source: Poten & Partners)



3.8.2.2 Government decisions drive Emerging Large Asia potential for natural gas to displace coal

Environmental concern is a major driver behind the strong natural gas demand growth in China. China has stepped up its environmental regulations to align with its COP21 commitments, to reduce total carbon emissions per unit of GDP by 60-65% from 2005 levels by 2030, and reach peak carbon emissions by 2030. As a near-term plan, China's 13th Five-Year Plan (2016-2020) targets for natural gas to provide 10% of TPES by 2020, an increase from 5.9% share in 2015. China's NDRC expects total natural gas demand to increase to 360 Bcm/y by 2020, up from around 280 Bcm in 2018.

Driven by top down environmental push to reduce air pollution, China published the 2017 National Strategy on Energy Production and Consumption Revolution (2016-2030). The document reiterates the country's commitment to fighting pollution and climate change. CO_2 emission are projected to peak around 2030 or earlier, carbon emission per unit of GDP projected to decrease by 60-65% compared with 2005. Coal had dominated in China, but new power generation capacity is incentivised to increasingly come from other sources. China's National Development and Reform Commission (NDRC) plans to reduce the share of coal power generation installed capacity from 59% in 2015 to 55% by 2020. The central government issued a series of orders in 2016 and 2017 to stop or delay the construction of 151 coal power plants, totalling nearly 57 GW of generation capacity. As of December 2019, and despite the order, the construction of around half of those 151 plants are proceeding.

The environment ministry imposed in 2017 tough anti-pollution targets on 28 cities around Beijing, with at least three million homes required to switch from coal to gas or electric heating. This led to a massive coal-to-gas shift, with a total of 3.94 million households switching, 30% above the target. This rapid shift, and an unusually cold winter in northern China, led to severe gas shortage in winter 2017. The coal-to-gas policy has accelerated the gas demand growth in the near term. However, the government has been forced to respond to gas shortfalls, particularly in winter. Thus, the government has been carefully reviewing its coal-to-gas policy and has pressed NOCs to ensure enough winter supply in the near future, and we do not expect any significant impact in the long term.

We project continued strong increases in gas demand in Beijing, Tianjin and Hebei, due to stronger economic and population growth. Liaoning, Jining and Heilongjiang is expected to have more gradual

growth in gas consumption mainly driven by the coal-to-gas policy, particularly during winter. However, weakened economic growth and lower population growth are key constraints

In the medium term, China is projected to have a strong natural gas demand growth period driven by the 13th "Five-Year" Plan, and a government push for coal-to-gas switching in Northern Chinese households. In particular, NDRC is planning to increase natural gas in the total energy mix from 6% in 2015 to 10% in 2020.

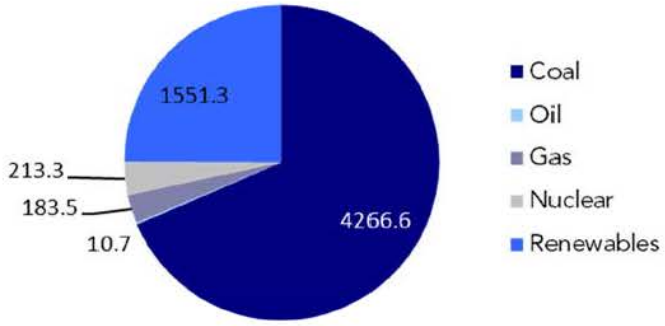
In India, like in China, government policy and investment decision (particularly for LNG terminals and pipelines) will be the key drivers to Indian LNG demand growth. India has set out the following goals and guidelines:

- Reduce 33% to 35% below 2005 emissions intensity of GDP by 2030;
- Non-fossil share of cumulative power generation capacity to reach 40% by 2030, with help of transfer of technology and low-cost international finance
- Cut subsidies and increase taxes on fossil fuels including a policy called 'Direct Benefit Transfer Scheme' for cooking gas;
- In its Indian National Action Plan on Climate Change, the country aims to retire inefficient coal-fired power plants and support the research and development of Integrated Gasification Combined Cycle IGCC and supercritical technologies;
- In the 2018 National Electricity Plan (NEP), the Indian government has set a cumulative target of 175 GW renewable energy capacity by 2022, putting the share of renewables in installed power capacity at 29 – 40% (37% under the NEP) by 2022.

Despite India's initial success in developing its gas and LNG market, efforts to further develop the market have been stymied due to pricing and structural issues.

Within the emerging Large Asian markets, we anticipate larger LNG demand growth and opportunity for GNLQ to place its cargoes longer term into China and therefore our focus for this report.

Figure 3.11 China power generation mix (2016) – total 6,225 TWh
(Source: IEA)



3.8.2.3 Strong energy demand growth in China will require contributions from many energy sources, including gas

We do not project a significant impact from renewables on natural gas demand in China, as renewable energy mainly replaces coal in power generation. Furthermore, renewables growth alone cannot cover all additional energy needs for power.

It is likely that higher renewables penetration (e.g., driven by environmental issues) will decrease coal power generation – but not natural gas power generation, because of the need to back up renewables' intermittency. We view that although increasing power generation from renewables might dampen gas power demand in some provinces (e.g. Fujian), renewables will not be sufficient to cover the power gen loss from coal power. Hence, natural gas power generation will continue playing an important role, providing peak shaving power which cannot be met by renewables.

Both renewables and natural gas are expected to reduce coal's market share longer term. The Chinese government has been providing strong support to renewables power through subsidies, low-interest project financing, tax benefits, etc. The government also sets a much higher power grid price for wind and solar than for fossil fuel generated power. Generators typically receive these grid prices from two state-owned power grid companies. Based on such government support and technological advancement, renewable energy mix in the power sector (excluding hydro) has increased from 1.9% in 2010 to 5% in 2015 and further to 8% in 2018. Poten projects renewables will continue to grow. Some challenges however remain. Further technological advancements are needed in extra-high-tension electricity cable and battery storage for renewables to start competing and gaining market share from natural gas generation.

3.8.2.4 LNG is displacing variety of fuels in different sectors but could displace coal as the regions energy demand grows.

In Emerging Large Asia region LNG imports would compete for market share in the power, transportation, residential and industrial sectors. In the power sector, LNG is mainly used as feedgas to power plants around large cities in coastal areas to replace coal power – for environmental reasons. Low cost remains the major advantage for coal. But coal is largely constrained by geography as it is very costly to transport to South China region Currently, there is lack of supervision of existing coal power stations in less developed areas. This is leading to serious pollution issues. China's commitment to COP21 is pressuring coal's usage, leading to a drop of its share in power mix. Because gas power is much less cost competitive, LNG to power does not represent a growth area. It was mainly developed along with the first-generation receiving terminals in the last decade (e.g. Guangdong, Fujian, etc.)

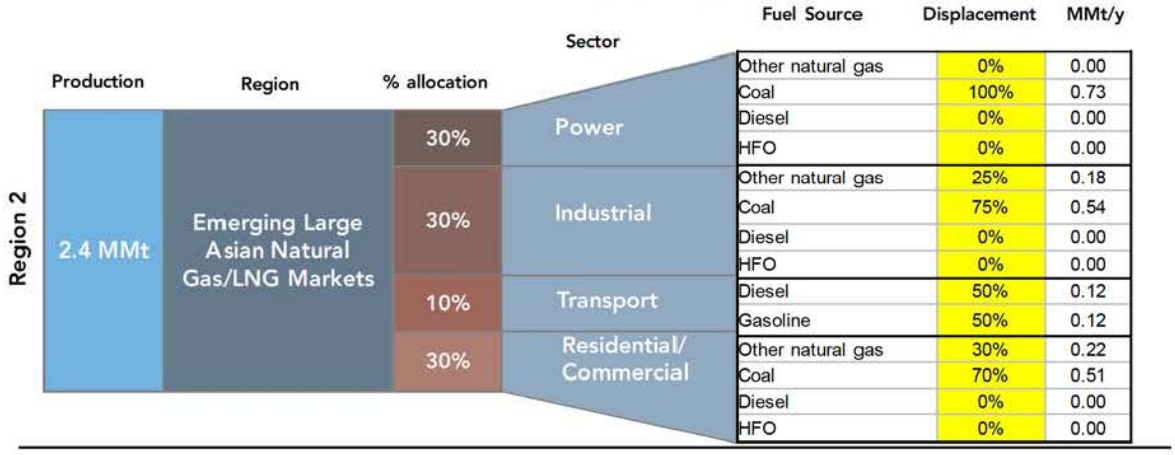
In the industrial sector, LNG is mainly used as feedstock for chemicals and fertilizers. In addition, LNG would also be considered to displace ethyne and propane.

In the residential sector, LNG is mainly transported as regasified LNG through pipeline as majority of gas demand is supplied directly by pipeline gas (either domestic gas or pipeline gas import). LNG is mainly used in those cities which do not have direct connection to inter-provincial pipeline (e.g. Fujian province) or lack of pipeline gas supply to meet the peak demand during winter (e.g. Beijing)

In the transportation sector, LNG as a transportation fuel has been commonly used in refuelling stations for road traffics in China, especially for heavy trucks as it is a cost effective and environmentally friendly alternative to gasoline and diesel.

Due to India's and China's large energy market size, growth potential of future energy demand, and heavy reliance on coal, as well as a strong commitment (in the case of China) to reduce coal consumption, we view that Emerging Large Asia offers GNLQ the highest potential to displace higher GHG fuels. In addition, LNG does not compete directly for market share with renewables as total energy demand continues to grow. We view that both renewables and LNG will help displace coal dependency in power sectors. Natural gas has substantial room to grow both in the industrial sector, and residential/commercial (in displacement of mainly coal).

Figure 3.12: Emerging Large Asia



Total: 2.4 MMt/y

3.8.3 Emerging South East Asia

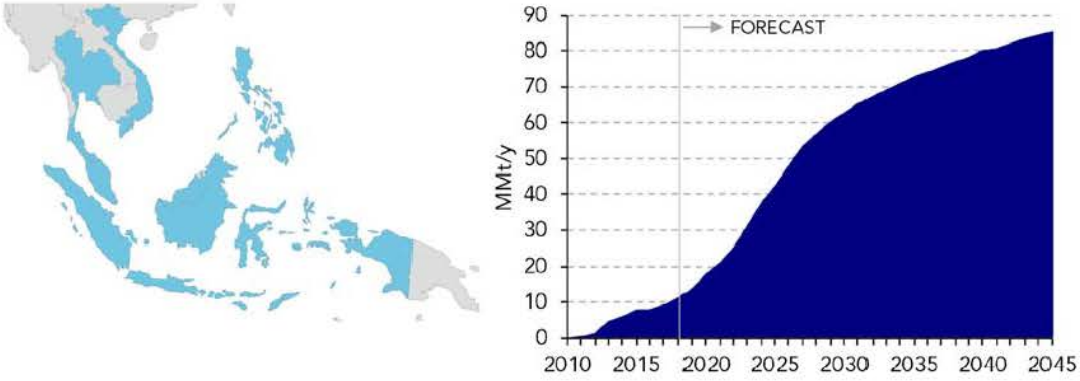
3.8.3.1 LNG could be used to displace coal & liquid fuels as the population grows & domestic gas declines in Emerging SE Asia

Southeast Asia faces a growing LNG requirement, as natural gas displaces liquids (mainly diesel and fuel oil which are usually priced at a premium to LNG) in power generation. Domestic natural gas production has also been declining in most of the countries in the region. For example, most of Thailand's gas output has come from the Gulf of Thailand – but fields have reached maturity and are now starting a pronounced decline period. LNG has in general filled in the gap left open by declining domestic production as the marginal supply source. Other countries in the region are like Thailand, with gas displacing liquids and/or replacing declining domestic gas production.

In tangent with the declining gas production, strong demographics support energy and gas demand growth through 2045 in this region. The region's strong economic outlook is driven by population growth, strong domestic consumption and infrastructure development. As a direct result, increased energy supply is required to support this economic expansion.

Similar to the emerging Asia region, South East Asia also has a strong exposure to alternative fuels. For example, coal and oil as percentage of its TPES is 50% or above in most countries: Thailand (51%) Indonesia (50%) Malaysia (56%) Vietnam (62%) and Philippines (60%). Coal fired generation is especially high in Indonesia with over 135 TWh or 54% of its power generated from coal. Malaysia follows Indonesia with over 70 TWh or 44% of its power generated from coal in 2016.

Figure 3.13: Emerging South East Asian LNG markets
(Source: Poten & Partners)



3.8.3.2 Emerging SE Asia mandate to lower emissions varies by country

In Emerging SE Asia, all the key LNG importing countries have committed to reduce long term emissions, albeit with mixed signals and results:

- The Government of Thailand has committed to reduce greenhouse gas emissions by 20-25% compared to its business as usual projections by 2030. In addition, Thailand has set a new renewable energy target of 30% of total final energy consumption by 2036 in its 2015 Alternative Energy Development Plan. The plan is to diversify energy supply while increasing wind and solar.
- In 2009, Indonesia voluntarily committed to a minimum 26% reduction in GHG's by 2020, and 29% by 2030. However, according to the World Resources Institute, Indonesia will miss its 2020 goals and without taking more drastic measures, could further fall behind its targets. The country in the meantime continues to build coal power unabated. Between 2012 and 2017, coal capacity increased by 12.2 GW compared to 1.6 GW of renewable energy.
- Malaysia targets GHG emission intensity of GDP reduction by 45% by 2030. The country's National Renewable Energy Policy and Action Plan, effective since June 2010, pledges to increase renewable energy contributions in the national power generation mix. By 2030, the total electricity mix from renewable energy is targeted to reach 11% of total electricity generated. This would contribute to the reduction of 143 million tonnes of carbon dioxide from the power sector.
- Vietnam has yet to import any LNG – but has advanced plans to do so. The country has published its Intended Nationally Determined Contribution (INDC), submitted in 2015. Their

INDC states that with domestic resources, Vietnam aims to reduce GHG emissions by 8% below the Business as Usual (BAU) scenario by 2030.

- The Philippines is also targeting first LNG imports in early 2020s decade. It aims at GHG (CO_2e) emissions reduction of about 70% by 2030 relative to current levels. The Philippines implemented a 400% tax hike on imported coal in March 2018 to incentivize development of renewable energy.

3.8.3.3 Stronger regulation supports upside for gas to displace continued coal consumption in SE Asia

Many of the key LNG importing countries in this region have strong exposure to coal fired power mainly because of coal's affordability and availability. Coal as a percentage of primary energy supply in Indonesia and Malaysia were 30% and 20% respectively in 2017. Thailand was also at 14%. Emerging LNG importers such as Philippines and Vietnam also have 30%+ exposure to coal.

- Thailand is looking to increase coal power generation due to its affordability. In Thailand's National Power Development Plan 2015-2036, the proportion of coal-fired power plants increases from current levels of 20% to 25% in 2036. The Ministry of Energy seeks to reduce gas share to 30-40% by 2036 (from 70% in 2017), as stated in the 2015 power development plan (PDP). This target is difficult to achieve, as there is strong local opposition against building new coal and nuclear power plants. Hydroelectricity imports from Laos will have some limitations too. We forecast gas to continue dominating the country's power landscape.
- Indonesia's National Development Plan 2015-2019 announced plans for addition of 35 GW of electricity capacity by 2019, including 19.8 GW from coal power plants. While the European banks are no longer participating in funding coal in Indonesia, we still see active involvement of Japanese and Chinese investors in the Indonesian coal-fired power plant projects. In Indonesia, coal will continue to be the preferred fuel due to abundant domestic coal resources, cost advantage, and the absence of strict carbon emission regulation in the country.
- In Malaysia, prime minister Mahathir bin Mohamad recently declared that the country's baseload power generation would include full use of domestic coal reserves. In Malaysia, LNG imports and gas price reform have increased gas prices for power generation by 30% between 2014 and 2018, while industrial gas price has grown by 75% over the same period. Tenaga Nasional Berhad (TNB), the national power company, responded by building more coal-fired power plants in the peninsula.

3.8.3.4 LNG is likely to displace liquid petroleum products in transportation and coal in power generation

SE Asia is mainly using diesel/gasoline, LPG and NGV in transports. For example, most transports in Thailand use petroleum products as the primary fuel, particularly diesel, gasoline and LPG. There has been growing development of natural gas vehicles in Thailand, and PTT Public Company Limited (PTT) has plans to expand the NGV penetration by building new refuelling stations e.g. along the onshore transmission pipelines and in alignment with the new onshore pipeline projects from Bangkok to Nakhon Sawan and Nakhon Ratchasima. Gas for the NGVs partially comes from LNG, which is imported from the LNG import terminals in Map Ta Phut.

In power generation, LNG is likely to replace some planned new coal-fired power plants, which are struggling to progress. Thailand for example has planned to build several coal-fired power plants particularly in the southern part, to meet growing power demand cost-effectively. Two key coal-fired power plant projects are currently under development in South Thailand i.e. the 870-MW Krabi coal-fired power plant project, and the 2.2-GW Tepa coal-fired power plant project. However, the Krabi project has been put

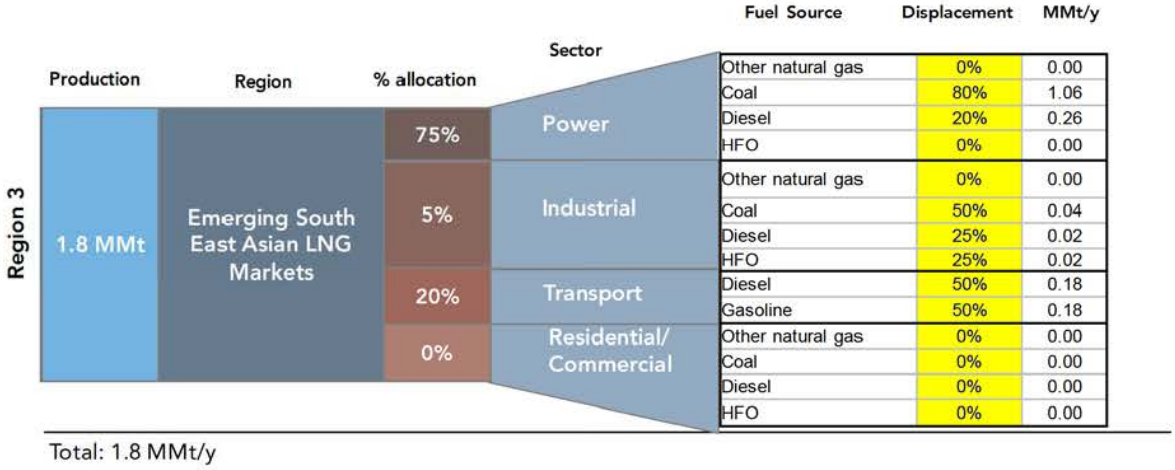
on hold due to local resistance. Similarly, the fate of the Tepa project has become uncertain. LNG is slated to replace and meet demand from these two power plants should they fail to develop.

As the marginal and flexible fuel source, LNG will also fill the gap from the seasonal output of renewable generation (hydro, solar and wind). In a country such as Singapore, the growing adoption of solar energy could reduce the need for more natural gas in the power sector. Despite some downside risk due to growth in solar power, Poten forecasts natural gas to contribute to the growing energy demand in Singapore. The lack of available open land to install more solar panels and the political mandate to maintain a stable and reliable power supply currently favour gas.

We also project that there is some potential for natural gas and LNG to displace coal in the industrial sector. As the individual demand for industries is much smaller compared to power plants. Also, there are some sectors where coal's use cannot be replaced by natural gas (e.g. in non-thermal application).

We project that energy and economic growth will continue in this region, requiring additional fuel and potential for LNG to displace coal as long as the infrastructure bottlenecks (e.g. regasification terminals and pipelines connecting terminals to markets) are overcome. Gas could theoretically displace more expensive oil products currently being used in industry as well as power generation. In addition, there is potential for transportation sector to also use additional LNG, displacing diesel and gasoline.

Figure 3.14: Emerging SE Asia



Fuel Source	Displacement	MMt/y
Other natural gas	0%	0.00
Coal	80%	1.06
Diesel	20%	0.26
HFO	0%	0.00
Other natural gas	0%	0.00
Coal	50%	0.04
Diesel	25%	0.02
HFO	25%	0.02
Diesel	50%	0.18
Gasoline	50%	0.18
Other natural gas	0%	0.00
Coal	0%	0.00
Diesel	0%	0.00
HFO	0%	0.00

3.8.4 Established, liquid, traded NW Europe

3.8.4.1 Established NW Europe set to remain a gas driven economy

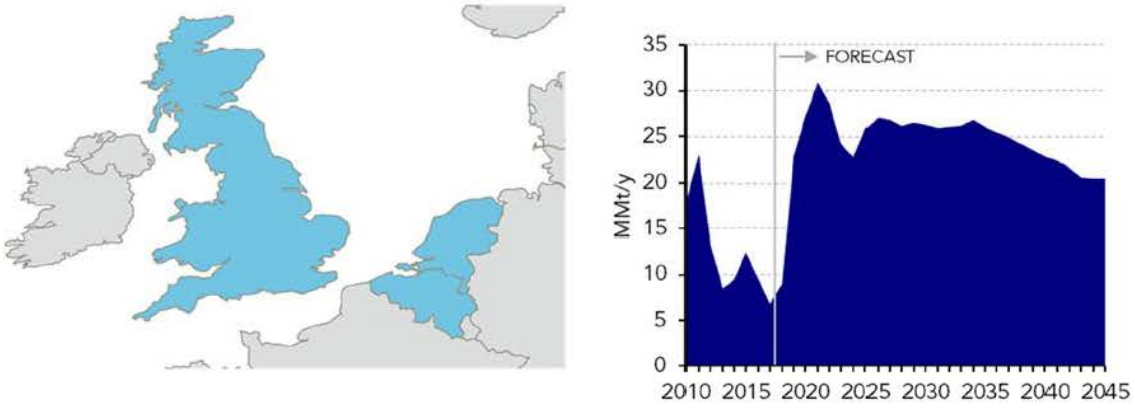
Driven by continuing demand in industry and the commercial/residential sectors and expected continued strong demand in gas-to-power, natural gas is expected to remain the mainstay of the energy economy in NW Europe. The market is becoming increasingly interconnected, particularly within NW Europe where liquid gas trading markets have developed covering the UK, Netherlands and Belgium. NW Europe natural gas markets offer strong liquidity and deep traded markets. They are increasingly being used as a balancing point for the global LNG market. Indeed, over the last several years, Europe has emerged as the major global swing importer, absorbing excess supply as new export projects came onstream including new liquefaction trains in the US, Australia and Arctic Russia. However, UK industrial energy use will continue

to decline in the longer term as the output from heavy industry continues to decline. Natural gas import requirements will grow slowly, and LNG imports will be modest.

Gas already makes up around 40% of its TPES in UK and Netherlands but there is potential opportunity to displace alternative fuels as 40% of UK's TPES is from coal and oil. Netherland's coal and oil dependency as part of its TPES is higher at 51%. UK generated 32TWh of power from coal plants in 2016 making up around 9% of its total power generated. In the Netherlands, 40 TWh of power was generated by coal making up 34% of its power generated.

Region's total LNG demand is expected to decline from 30 MMt/y in 2020 to around 20 MMt/y in 2045 – driven mainly by competition from renewables growth for power, and pipeline imports to the region.

Figure 3.15: Established, Liquid Traded NW European Markets
(Source: Poten & Partners)



3.8.4.2 Policy in Established NW Europe supports banning coal and utilizing cleaner sources

NW Europe has one of the strongest commitments worldwide to lower emissions and adhere to COP21 goals. Since 2011, the UK has phased out nine coal power plants, and pledged to phase out eight more by 2025. The remaining plants after the phase-out will however continue to receive power subsidies, allowing them to compete in the capacity market and ensure reliability of electricity supply. In addition, the UK has set an ambitious carbon price. The UK budget has confirmed a carbon price level of 18 British pounds/tonne until 2025. Combined with the EU Emissions Trading Scheme (ETS) of 20 euros/tonne, the aggregate carbon price is roughly 35 British pounds/tonne. This is a notable increase from the total carbon price of 25 British pounds/tonne set in 2017-2018.

The Netherlands and Belgium have adopted the EU framework calling for the reduction of 20% in GHG emissions, a 20% increase in energy efficiency and a total share of 20% of renewable energy in 2020.Those objectives were translated into national targets for the Netherlands.

- A national target of 14% of renewable energy in total final consumption under the EU Renewable Energy Directive 2009/28/EC.
- It is committed under the EU Effort Sharing Decision to a binding reduction of GHG emissions by 16% in 2020 (for the non-ETS sector), below 2005 levels.

- Netherlands will ban the use of coal in electricity generation in the coming decade and shut down two of its five coal-fired plants at the end of 2024 unless they switch fuels. The remaining three plants, built in 2015 and 2016, will have until 2029 to decommission. By 2030, the country will not source any of its electricity from coal.

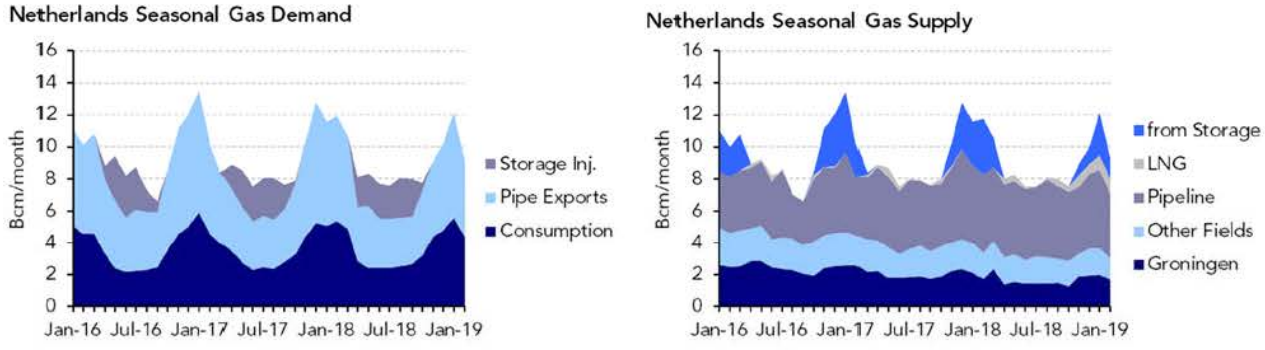
In Belgium nuclear energy accounts for around half of Belgium's electricity generation. The current policy is to close all nuclear power plants during the period between 2022 and 2025. Coal use has been declining in all major sectors. Numerous coke ovens and blast furnaces in iron and steel production have been closed. The last plant was closed in 2016. A marginal amount of coal continues to be used for industrial and household heating purposes. Belgium depends on imports for all coal supply since 1992 when the country's last coal mine was closed.

3.8.4.3 Established, traded NW Europe – LNG could replace declining domestic production, some coal and liquid fuels

Poten examined Netherlands as part of a case study for the NW Europe region and displacement allocation.

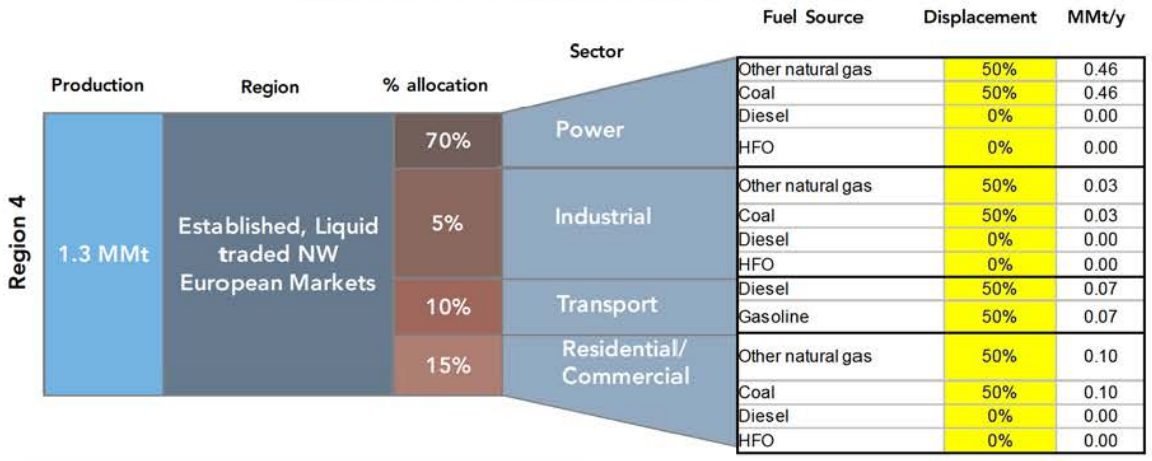
The Netherlands gas market is seasonal as its production and imports follow a seasonal pattern to match demand, although the seasonality of production is much diminished since the recent curtailment of Groningen supplies. LNG imports can help manage the Netherlands' seasonality as LNG imports in winter months can help manage seasonal demand peaks along with storage withdrawals. Norwegian piped gas is to gradually decline and be displaced with Russian pipeline gas especially with Nord-Stream 2 pipeline coming online in early 2020s. But in the long-run LNG could substitute Russian pipeline gas imports in Netherlands. In the Netherlands, coal-fired generation is expected to decline slowly in the longer term as gas will continue its important role in the power sector, as baseload generation and as back up for generation from renewables.

Figure 3.16: Netherlands Seasonal Gas Demand / Supply
(Source: Poten & Partners)



LNG directed to the Established NW Europe region has highest potential to displace imported gas via pipeline, coal in the power sector and some liquid fuels for transportation. In this region, LNG competes against all other sources of gas - domestic production and piped gas. We project that in the short term, there would be some switching between coal and gas due to marginal cost (fuel + emissions). In the long term, choice between gas and renewables for new capacity build (gas and renewables are complementary).

Figure 3.17: Established, Traded NW Europe



Fuel Source	Displacement	MMt/y
Other natural gas	50%	0.46
Coal	50%	0.46
Diesel	0%	0.00
HFO	0%	0.00
Other natural gas	50%	0.03
Coal	50%	0.03
Diesel	0%	0.00
HFO	0%	0.00
Diesel	50%	0.07
Gasoline	50%	0.07
Other natural gas	50%	0.10
Coal	50%	0.10
Diesel	0%	0.00
HFO	0%	0.00

Total: 1.3 MMt/y

3.8.5 Established Northern Europe

3.8.5.1 Established Northern Europe – High dependence on Russian gas, nuclear phase out and "coal exit" create opportunity for gas

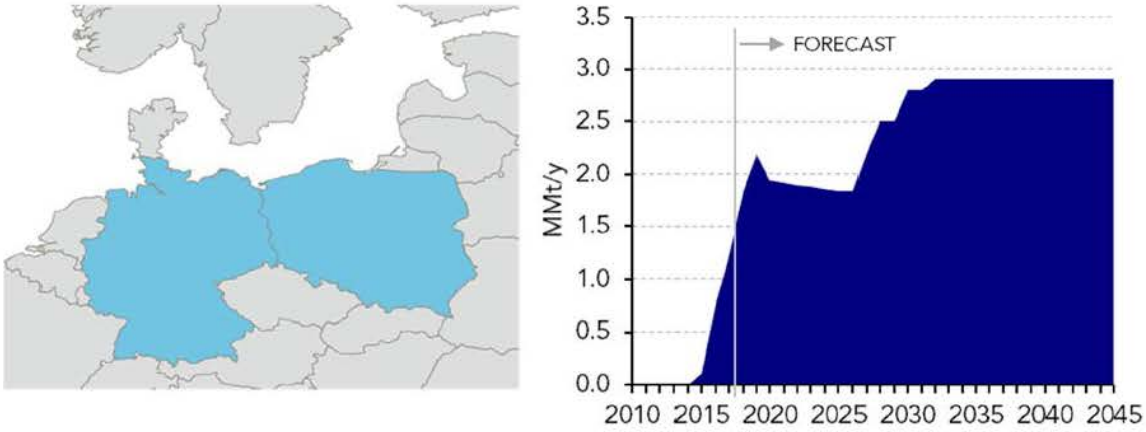
The Established Northern European region has very small LNG import volumes as of 2019 – around 2 MMt/y in aggregate was imported into Lithuania and Poland. There are however some growth opportunities and potential markets for GNLQ. Germany is planning to import LNG, advancing two import terminal plans but have not yet made final investment decisions.

This region is heavily dependent on gas imports from Russia but is looking to diversify and increase its energy security with access to LNG imports.

- For example, Germany is an important transit country, particularly for Russian gas into Europe. Russian gas arrives into Germany from the Nord Stream I & II (total capacity 110 Bcm/y) and Yamal (capacity 33 Bcm/y) pipelines. Norwegian gas arrives at Emden/Dornum (capacity 54 Bcm). Germany also receives gas from the Netherlands, though this is reducing in volume.
- Aside from limited imports from Germany and Czech Republic (which are most likely Russian origin anyway), Poland is reliant on Russia for most of its gas needs. Poland produces around 5 Bcm/y of indigenous gas or around 20% of its consumption.

The region also presents large displacement opportunity for alternative fuels. In Germany coal and oil make up 25% and 33% of its TPES in 2016. Poland also has a strong exposure to coal as 50% of its TPES was from coal followed by 26% from oil. In the power sector, Poland depends around 80% on coal and generated a total of 132 TWh of coal fired power generation. In Germany coal accounts for 43% for its power generation for a total of 273 TWh of generation.

Figure 3.18: Established Northern European Natural Gas Markets
(Source: Poten & Partners)



3.8.5.2 Established N. Europe region's energy policy aims to decrease coal consumption and dependency on Russia

Germany has a goal to lower CO_2 emissions by 40 percent by 2020, and 80 to 95 percent by 2050. In response to the 2011 Fukushima nuclear accident, the Bundestag (Federal Parliament) voted to end the use of nuclear energy as soon as possible. The complete decommissioning of nuclear plants is set for 2022, and to make up for the power generation lost from nuclear, by 2030, Germany aims to have half of all electricity supply sourced from renewable energy - it currently is around 40%. However, Germany's coal consumption is on the rise as 40 percent of its power was from coal in 2018. The country's reliance on coal stems from the sudden abandonment of nuclear power following Fukushima in 2011. There is however a proposed plan to shut down around all 80 of its coal plants by 2038. This plan is anticipated to be adopted by the German Government in 2020.

Polish energy policy is driven to a very large extent by EU directives and requirements as Poland aims to reduce carbons emissions by 30 percent by 2030 compared to 1990. In particular, Poland is required to liberalize its gas and electricity markets in line with the EU directives. Also, as part of the EU 20/20/20 goals, the following targets have been established for Poland for 2020:

- Limit GHG emissions in the sectors not covered by the EU Emissions Trading Scheme to 14% above 2005 levels (binding).
- Reduce energy consumption by 20% of the projected 2020 levels (non-binding).
- Increase the share of renewable energy to 15% of gross final energy consumption, including an increase in the use of renewables in transport to 10% (binding)

However, Poland's ruling right-wing Law and Justice government has a strong bend towards the use of coal despite its stated environmental objectives. The country currently uses coal to meet approximately 80 percent of its energy needs and some 82,000 people work in the coal industry. A draft of Poland's energy policy indicated a decrease of coal power in the country's energy mix to fall from 78% in 2017 to 60% in 2030 due to buildout of renewables, nuclear, and gas capacity

3.8.5.3 Established Northern Europe – LNG strongly positioned to displace coal in power and residential/commercial sectors

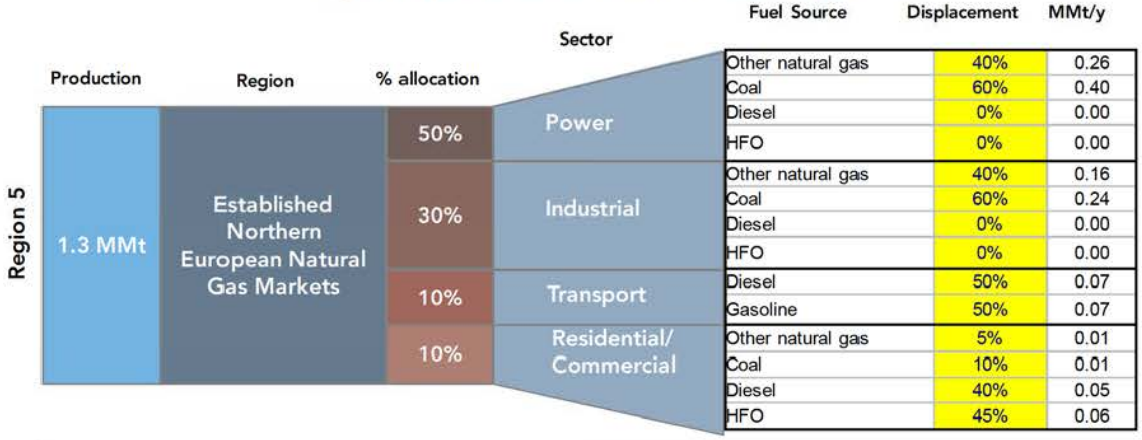
Although we project that coal will remain by far the most important source of Poland's power generation, we view that there is strong potential for gas to penetrate further into power generation, particularly in the longer term (post-2020).

There is also potential in Germany as the country remains committed to decommission all its nuclear power by 2022. The short fall in power is expected to be met by a very large investment in renewables energy. Our projections show 37.5% of all generation from non-hydro renewables by 2025, with gas generation providing back up for intermittent renewable resources. Coal is expected to remain important for the medium term, but Germany has proposed a "coal exit" by 2038. German industrial energy demand is expected to continue its slow decline as the economy becomes less energy intensive.

In Lithuania we project that nuclear shutdown would push the country further towards natural gas. Nuclear was generating 70% of the country's electricity in 2009 and providing export to neighbouring countries. Lithuania was required to close down its nuclear reactor as a condition of joining the EU. The EU had strong safety concerns with the RBMK reactor. Shutdown of nuclear led to big increase in power imports. Lithuania wants to diversify its gas supply away from Russia, from which it currently imports around 3 Bcm/y. LNG offers the country the opportunity to diversify sources. Lithuania's industrial sector is currently the largest customer for natural gas in Lithuania, with around 1.3 Bcm/y - Lithuania's industrial sector comprised of mineral products, machinery and equipment, chemicals, textiles, foodstuffs, and plastics.

In Established Northern Europe, LNG competes against coal and Russian pipeline gas in all gas consuming sectors. Half of the GNLQ allocated volumes to this region are determined to displace coal and Russian pipe gas in the power sector. We view that in the power sector, and in the short term, there is potential for switching between coal and gas due to marginal cost (fuel + emissions). However, in the longer term the region has a choice between gas and renewables for new capacity build (gas and renewables are complementary).

Figure 3.19: Established Northern Europe



Total: 1.3 MMt/y

3.8.6 Southern Europe/Mediterranean

3.8.6.1 Southern Europe/Mediterranean LNG import requirements to grow slightly

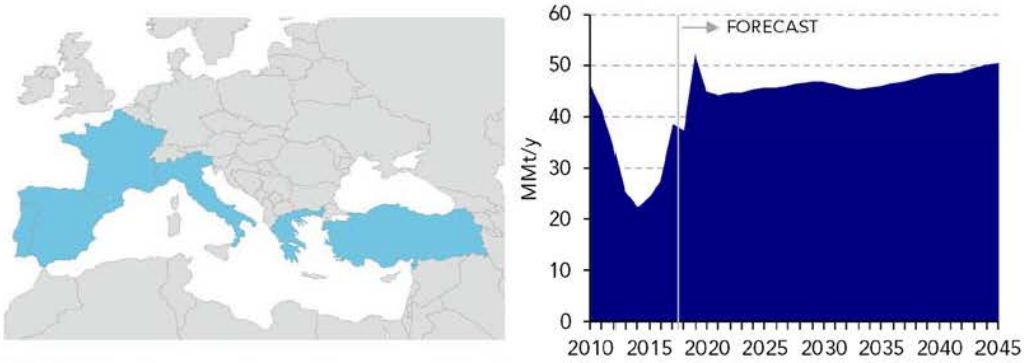
Southern Europe/Mediterranean Region includes a wide range of European countries such as Portugal, Spain, France, Italy, Greece and Turkey. The market is largely mature, with demand in the industrial and commercial/residential sectors slowly declining, except for the emerging market of Turkey.

Power generation drives the growth of natural gas consumption in the region. Demand for natural gas in power was hit hard between 2013 and 2015 by new renewables generation and a resurgence in coal due to low coal and carbon (CO_2) prices. Spain for instance has no indigenous natural gas production and is entirely reliant on imports of both pipeline natural gas and LNG. LNG imports arrive through six terminals (Barcelona, Bilbao, Cartagena, Huelva, Reganosa and Sagunto) and pipeline imports from Algeria arrive at Tarifa (via Morocco) and Almería. In addition, pipeline gas imports from France arrive at the bi-directional interconnections between the Spanish and French network at Irún/Biaratou and Larrau. Spain also exports around 2-3 Bcm/y of pipeline gas to Portugal.

As Spain and Portugal's economies began to recover from the European recession in 2008, gas demand has begun to rise again. As a result, LNG imports into Spain are expected to increase as pipeline imports are projected to remain flat at around 18.2 Bcm/y (13.6 Bcm/y from Algeria and 4.6 Bcm/y from France). However, the outlook for Algerian pipeline gas is uncertain. We project that LNG will increase to around 25 Bcm/y by 2030.

There are potential displacement opportunities in this region as most countries have more than a 30% dependency on coal and oil for its TPES. Turkey for instance, depends 59% of its TPES on coal (28%) and oil (31%). Turkey generated 92 TWh of coal fired generation in 2016 while Spain and Italy produced around 38 TWh from coal and France to a much lesser degree at around 11 TWh.

Figure 3.20: Southern Europe/Mediterranean Markets
(Source: Poten & Partners)



3.8.6.2 Policy in Southern Europe/Mediterranean supports renewable energy growth

Similar to other regional groupings in Europe, the Southern Europe/Mediterranean region has set strong policy goals highlighting its commitment to renewable power infrastructure build up in order to reduce GHG emissions.

- Spain intends to achieve 70 percent renewable power generation by 2030 followed by 100 percent in 2050 and cut GHG emissions by 20 percent from 1990 levels. By 2030, the

government would install at least 3 GW of solar and wind power capacity annually. After 2040, the government hopes to end subsidies and exploration permits for fossil fuels; outlaw fracking; and bar automakers from selling vehicles that run on gasoline or diesel.

- In France President Macron has pledged to decommission 14 of its 58 nuclear reactors by 2035, reducing the country's share of the energy mix from 75% to 50%. To compensate for the shuttering of some of the country's first-generation reactors, France will triple its onshore wind capacity by 2030 and increase its solar PV capacity by a magnitude of five. President Macron has also promised to close France's last four remaining coal plants by 2022. The "Energy Transition for Green Growth" bill, written in 2014, is primed to add 5 euros/MWh to wholesale power prices for producers that depend on fossil fuels. The goal of the bill includes: reducing GHG emissions by 40% by 2030 from 1990 levels (and by 75% by 2050), cutting final energy consumption by 30% by 2030 from 2012 levels (and by 50% by 2050), reducing fossil fuel consumption by 30% by 2030 from 2012 levels and increasing the share of renewable energy in primary energy consumption to 32% of the energy mix by 2030
- Italy's national energy strategy has been in effect since 2017. The country has a target of 28% share of renewable energy sources (RES) in total energy consumption by 2030 with this RES share will be broken down as follows: 55% of RES is for electricity by 2030 (33.5% in 2015), 30% of RES for heating and cooling by 2030 (19.2% in 2015) and 21% of RES for transportation by 2030 (6.4% in 2015)
- Turkish electricity demand continues to grow strongly as per capita electricity consumption trends upwards towards EU levels. Turkey intends to continue this effort to diversify its energy mix by adding renewable (30% of total installed capacity by 2023) and nuclear energy in order to reduce its energy import dependency. We view that planned nuclear plants could be delayed or cancelled which would create new gas demand. Turkish government has pushed for significant structural changes in a drive to liberalize the domestic natural gas market. The reform goals are to create a competitive market, and ensure security of supply.

3.8.6.3 Southern Europe/Mediterranean – LNG is most likely to displace coal

In Southern Europe, gas / LNG is mainly used in the power sector – as economies recover, energy demand recovers, along with natural gas use in power generation. We also project continuing strong growth in renewables. As more gas generation is needed to back up renewables, we project both gas and renewables to gain market share at the detriment of coal. We project that gas demand will also continue to grow in industry and commercial/residential sectors as the economy continues to recover from the 2008 financial crash and ensuing recession.

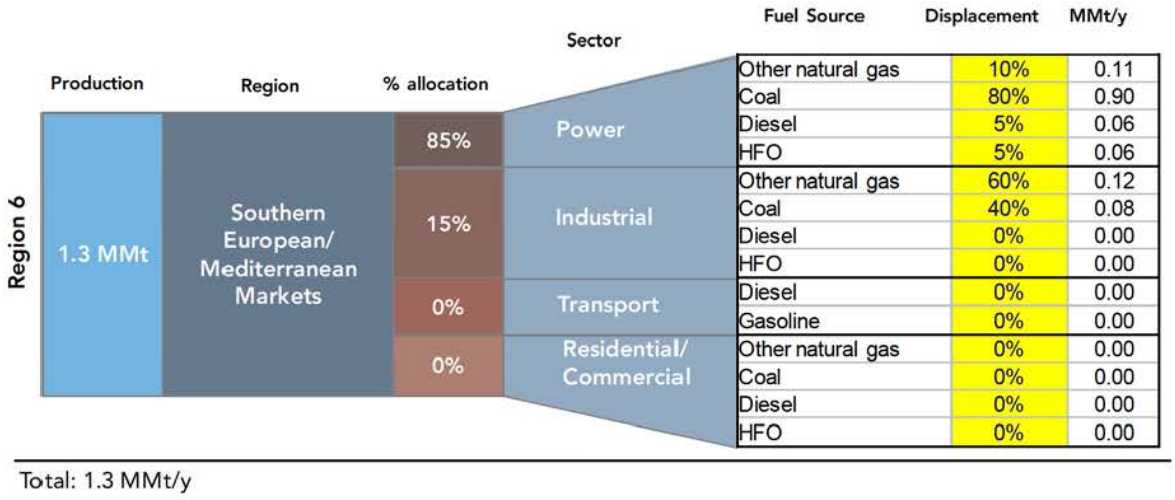
Spain is a good example for these forces impacting the region. During 2009 to 2016 gas-to-power in Spain was hit by a combination of three factors, resulting in very low utilization of CCGT plants. This largely underutilised fleet of CCGTs (utilisation averaged 14.5% in 2018) are already in place and could play an important balancing role to the country's electricity needs. The three "perfect storm against gas" factors were:

- Lower electricity demand caused by the economic recession
- An increase of non-hydro renewables to more than one quarter of electricity production
- Increase in coal-fired generation because of lower coal prices during the period.

But this has since evolved to incentivize the use of gas – as the economy recovered, natural gas prices dropped, and gas was needed to balance renewables intermittency.

Renewables have made great inroads in Spain, with non-hydro renewables reaching 27% of total generation in 2018. Although we expect renewables to continue to grow (reaching one third of total generation in 2025), reductions in coal generation and growth in electricity demand will leave room for increasing gas-to-power that compliments growing renewables.

Figure 3.21: Southern Europe/Mediterranean – LNG to Displace Coal in Power Sector



Total: 1.3 MMt/y

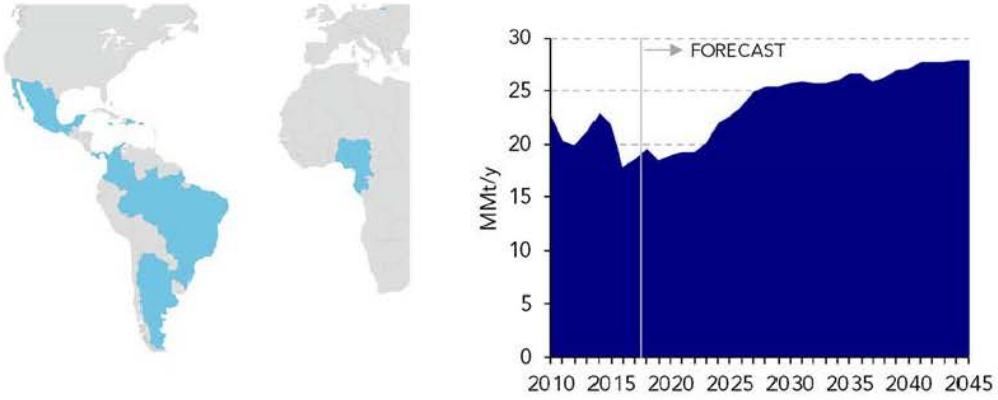
3.8.7 South America & Others

3.8.7.1 South America, Caribbean and other small markets have some, but limited displacement opportunities

South America/Caribbean LNG and other small markets covers a diverse set of niche LNG markets that are smaller and relatively newer in the LNG market. This region, especially in South America, LNG is imported to ensure adequate power supply during the dry season when hydro levels are low. Noteworthy is that LNG imports comprise a very small amount of the total demand picture in this region. For example, In Brazil there is a very small amount of baseload LNG demand as, outside of seasonal demand swings, pipeline gas from Bolivia and domestic gas production satisfy gas requirements in the country. The inherent variability of rainfall requires Brazil to have a flexible source of backup power feedstock in the form of natural gas/LNG. Besides in Chile, coal plays a minor role in this region as its only makes up 6% in Brazil's TPES. In Chile, coal makes up 38% of its power generation and the country produced around 30 TWh of power in 2016 from coal.

In the Caribbean and West Africa, LNG is mainly displacing liquid fuels for power generation. Power generation drives the opportunity in these sub-regions as LNG can displace diesel and other liquids as they are predominantly priced at a premium to LNG.

Figure 3.22: Small Niche LNG Markets World Wide
(Source: Poten & Partners)



3.8.7.2 Brazil aims to reduce emissions with renewable energy - including hydro

In this section, we will focus on Brazil as a case study/representative for the region. Policy-wise, Brazil aims to reduce greenhouse gas emissions by 37% below 2005 levels in 2025, with a subsequent indicative contribution of reducing emissions by 43% below 2005 levels in 2030. In the energy sector, the country has set a goal of achieving an estimated 45% share of renewable energy by 2030. This includes:

- Expanding the use of renewable sources, excluding hydropower, to a share of 28% to 33% by 2030;
- Increasing the share of renewable energy (besides hydropower) in the electricity supply to at least 23% by 2030, including increasing wind, biomass, and solar;
- Achieving 10% of energy efficiency gains in the electricity sector by 2030.

In the industrial sector, Brazil aims to promote new standards of clean technologies and expand measures of energy efficiency and low-carbon infrastructure.

In the transportation sector, the country wants to further promote efficiency measures and improve infrastructure for transport and public transportation in urban areas. The country aims to increase the share of sustainable biofuels in the Brazilian energy mix to approximately 18% by 2030.

3.8.7.3 Little opportunity exists to displace more carbon-intensive fuels with LNG in South America

In the more remote regions in northern Brazil, LNG imports would displace some diesel, fuel oil, and LPG usage. This is due to the geographic characteristics, as these remote regions are at a considerable distance from the major upstream developments and are not able to receive enough pipeline gas to satisfy local demand. With the exception of these more remote/isolated locations, natural gas demand is increasingly met by domestic production (shale gas in Argentina, deep-water offshore in Brazil), then pipeline gas form neighbouring countries (Mexico from the US) – if neither are available, then LNG. As an example, Argentina will no longer require LNG after 2027 as rising domestic gas production eliminates the need to import natural gas.

In Colombia, similar to Brazil, natural gas imports primarily serve as a peaking fuel to supplement power generation when hydropower is insufficient. While LNG imports began in 2016, only seven cargoes have been imported to the Cartagena Floating Storage and Regas Unit (FSRU), as hydro reservoir levels have remained stable. In Colombia, coal, fuel oil and diesel are a small portion of the power generation mix.

In Chile diesel became a significant source of fuel in the power sector due to a cessation of pipeline imports from Argentina in the early 2000's. However due to its economic competitiveness (LNG typically priced at a discount to diesel), LNG imports into Chile entirely displaced diesel from the power generation mix. However, Chile still generates much of its electricity from coal, but natural gas has some upside potential for additional displacement. But this is limited given lower priced coal generation.

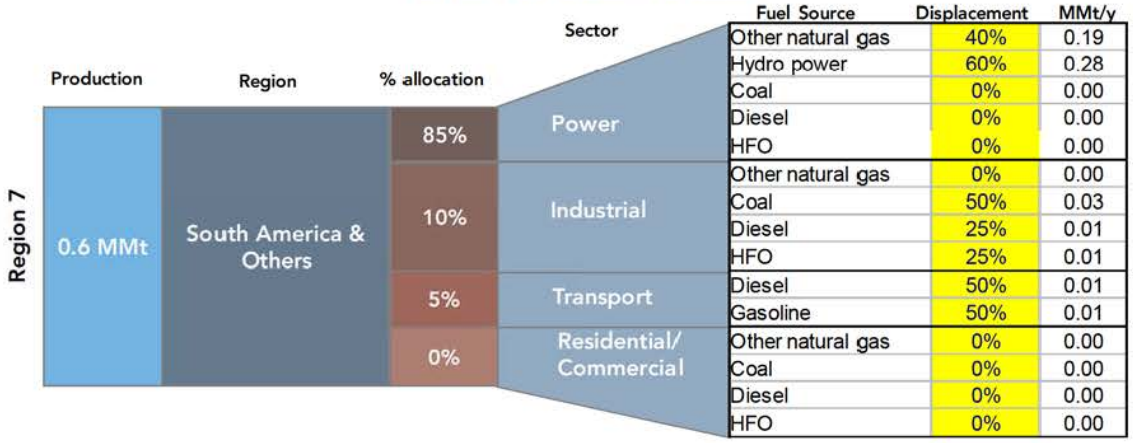
Coal-fired generation is expected to remain an important source of baseload power into the long-term. In the future, we project that LNG imports into Chile will likely predominately compete with pipeline gas supply from Argentina, which, at present, is priced at below $6/MMBtu, making it very competitive with LNG.

3.8.7.4 Caribbean is displacing liquid fuel with LNG for power, but volumes are small compared to other global consumers

In the Caribbean, as there is limited local gas production (exclusive of Trinidad & Tobago) and a relatively small natural gas industry, power generation and refinery upgrades drive future demand for LNG. Fuel oil power plants generate majority of the electricity in this region, but environmental and economic push could lead to a reduction of imported diesel and fuel oil. LNG imports could play an important role in displacing fuel oil as governments are pushing for a shift to gas fired power generation/CCGTs to diversify energy mix. Some of the countries have policy in place aiming to have strong penetration of renewable energy. For instance, Costa Rica aims to have 100% renewable energy by 2030.

We view that smaller island countries such as in the Caribbean can see LNG imports displacing liquid petroleum. In larger South American countries such as Brazil, LNG is imported to ensure adequate power supply during the dry season when hydro levels are low. LNG imports also could replace some of the supply that pipeline gas (from Bolivia) currently provides.

Figure 3.23: Small South American/Caribbean – LNG Displacement Varies but is Mainly of Liquid Petroleum Products



Fuel Source	Displacement	MMt/y
Other natural gas	40%	0.19
Hydro power	60%	0.28
Coal	0%	0.00
Diesel	0%	0.00
HFO	0%	0.00
Other natural gas	0%	0.00
Coal	50%	0.03
Diesel	25%	0.01
HFO	25%	0.01
Diesel	50%	0.01
Gasoline	50%	0.01
Other natural gas	0%	0.00
Coal	0%	0.00
Diesel	0%	0.00
HFO	0%	0.00

Total: 0.6 MMt/y

3.8.8 Emerging Middle East and South Asia

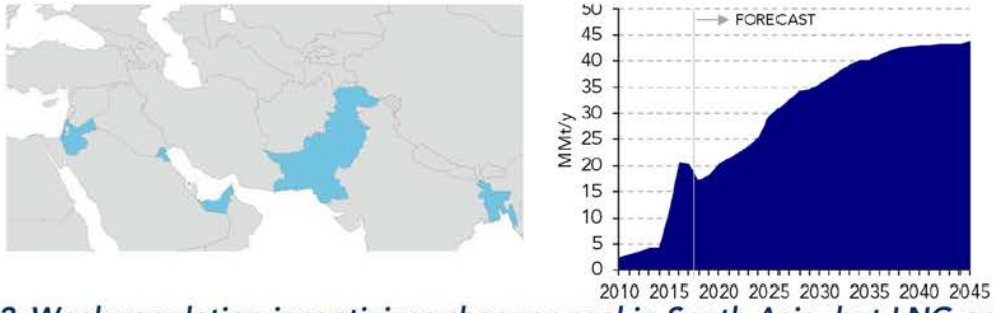
3.8.8.1 Emerging Middle East region LNG demand growth driven by declining domestic production and economic growth

The Emerging Middle East region (including Pakistan and Bangladesh) is experiencing declining or stagnant domestic gas production while demand is growing. Demand is driven by the power sector, and rapidly growing populations hungry for electricity (particularly for air conditioning use during the northern hemisphere summer). We project strong demographics will support energy and gas demand growth through 2045. Oil fired generation will continue to play a key role in Pakistan and Bangladesh, as natural gas related import infrastructure is constrained by cost and slow development pace.

As import infrastructure is further developed, we project that imported LNG and renewables will be the primary source of energy to satisfy growing power demand throughout the Emerging ME and South Asia Region.

Figure 3.24: Emerging Middle East and South Asian LNG Markets

(Source: Poten & Partners)



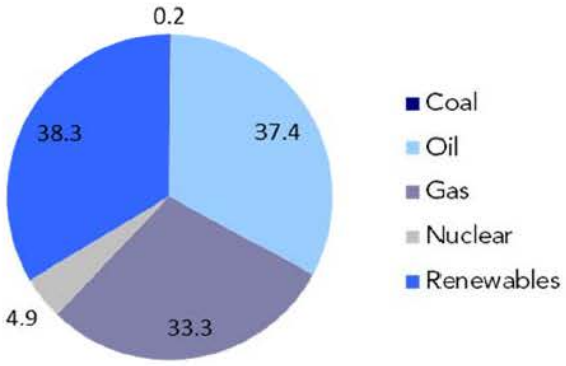
3.8.8.2 Weak regulation incentivizes cheaper coal in South Asia, but LNG and renewables are required to meet demand

In South Asia, strong demand for energy and weak regulation will continue to see build-up of coal fired generation.

- Pakistan intends to reduce up to 20% of its 2030 projected GHG emissions contingent on available international grants to meet the total abatement cost for the indicated 20% reduction. It is predicted this will require $40 billion in grant funding.
- However, Pakistan is expected to use untapped coal reserve of 175 billion tonnes, in order to meet its growing electricity demand. The total electricity demand will rise to more than 49GW by 2025 due to rapid increase in its population from 145 million to 197 million people. Specifically, Pakistan plans to ramp up coal power with Chinese-backed plants. Chinese companies and their partners are expected to spend around $15 billion over the next 15 years to build close to a dozen coal power plants of varying sizes around the country
- Bangladesh's Intended Nationally Determined Contribution (INDC), published in September 2015, puts forth an unconditional contribution to reduce GHG emissions by 5% from current levels by 2030. Another prominent goal included in the INDC is reducing energy intensity per unit of GDP by 20% by 2030 relative to its 2013 baseline.
- However, Bangladesh is seeking to develop and industrialize competitively. The Government aims to generate about 19 GW of coal-powered energy by 2030. Chinese investment is playing a pivotal role in making these coal power plants possible in Bangladesh, even sourcing coal imports from its Indonesian mining assets.

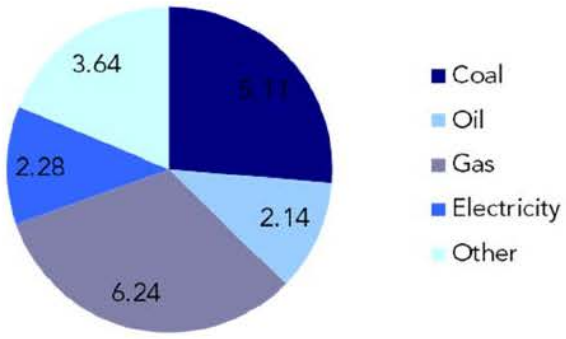
3.8.8.3 In Emerging ME and S. Asia, LNG could displace liquids and coal for power, as domestic gas declines – Example Pakistan

Figure 3.25 Pakistan Power Generation Mix (2016) – Total 114 TWh
(Source: IEA)



In considering LNG displacement in the region, we reviewed Pakistan as a case study representing the region. The power sector in Pakistan is the largest user of natural gas accounting for around 50% of consumption. We view that the power sector's share of gas consumption is likely to increase despite the ongoing use of coal fired power. This is because Pakistan has traditional relied heavily on liquids for power generation and the country still generates more than a quarter of its electricity from heavy sulphur fuel oil and diesel which could be displaced by gas.

Figure 3.26 Pakistan Industrial Mix (2016) – Total 48 MTOE
(Source: IEA)



In the Industrial sector in Pakistan we project that coal, which meets more than a quarter of the fuel use, could be displaced by LNG. Coal use in Pakistan has grown in recent years but unlike neighbouring India, Pakistan has negligible domestic coal production.

In Pakistan, LNG is expected to play a crucial role in addressing the gas supply shortfall driven by declining gas production and strong demand growth. Pakistan suffers from an energy shortage of 4 GW (out of a total 19 GW demand) while only 67% of the population has access to electricity. We view that LNG is well positioned to address some of this power shortage, considering Pakistan's existing gas infrastructure and the lower capital cost and shorter time to get new power into grid, compared to coal.

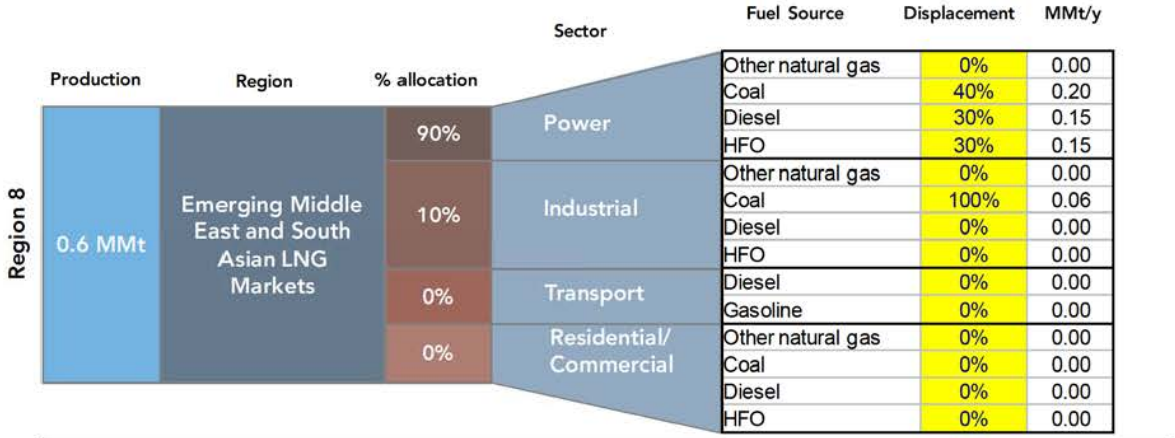
Bangladesh is similar to Pakistan in that the country is experiencing rapidly increasing power demand. Both LNG and coal projects are being developed to meet growing demand.

The Middle East contains close to 43% of total world proven natural gas reserves and seems like an unlikely market for LNG imports. However, gas reserves are not evenly distributed across the region and intra-regional gas pipeline infrastructure is very limited. Natural gas has become a popular fuel in the region for its low cost as a by-product of oil production. Natural gas provides an alternative to oil consumption, particularly in power, freeing up more valuable crude for export.

Although many countries in the region are significant gas producers, production has been unable to keep pace with demand growth over recent years. Much of this demand growth has been spurred by heavily subsidised gas prices, which are politically difficult to reform. In addition, low domestic prices have discouraged gas-focused E&P activity in a number of countries with otherwise sufficient reserves to meet current domestic demand, e.g. Egypt. As a result, a number of countries have turned to LNG to meet current and future gas supply deficits. LNG imports and renewables take the lead in the Gulf States - rather than Coal. Gas, nuclear, renewables and LNG are all being pursued, with LNG import terminals now in operation in the UAE, Jordan and Kuwait.

South Asia and Middle East regions are struggling with domestic gas production with increasing energy demand. LNG is expected to meet this deficit. Additionally, South Asia depends heavily on coal for power generation – which could be displaced by LNG. Middle East depends on gas and liquids, the ongoing gas shortage and lack of pipeline access prompts LNG imports.

Figure 3.27 LNG Could Displace Liquids and Coal for Power



Fuel Source	Displacement	MMt/y
Other natural gas	0%	0.00
Coal	40%	0.20
Diesel	30%	0.15
HFO	30%	0.15
Other natural gas	0%	0.00
Coal	100%	0.06
Diesel	0%	0.00
HFO	0%	0.00
Diesel	0%	0.00
Gasoline	0%	0.00
Other natural gas	0%	0.00
Coal	0%	0.00
Diesel	0%	0.00
HFO	0%	0.00

Total: 0.6 MMt/y

Section 4 Closing Summary

In summary, Poten's analysis concludes that GNLQ's LNG would displace a diverse set of higher GHG emitting fuels globally.

Approximately 60% of GNLQ's LNG is expected to displace coal, primarily in emerging markets where rapidly growing economies demand more energy. If LNG is not available in these markets to fuel new gas fired power plants, the power companies would be forced to build new coal fired power plants.

In various regions, liquid fuels, such as diesel, fuel oil and gasoline are expected to be displaced with LNG in the power, industrial and transportation sectors, and account for almost 20% of GNLQ's LNG.

Approximately 20% of GNLQ's LNG is expected to displace pipeline gas or other LNG, primarily in established, liquid European markets. GNLQ's low emission profile delivered to Europe is well positioned to compete with other LNG suppliers having higher emission profiles.

Globally, government policies for cleaner air and reduced GHG emissions, and the economics of competing energy sources, are currently driving strong growth for LNG. Government sponsored financing, the World Bank and others, will no longer finance coal fired power plant projects, making finance more costly and new projects less economic. Poten forecasts that these drivers will continue through 2045.

Renewables have a bright future. Our projections in this report are consistent with that view, showing very strong growth rates in renewables due to improving technology and declining costs. Gas and LNG will continue to complement renewables by providing energy when renewables are not available for dispatch.

CONSULTING | REPORTS & PUBLICATIONS | ONLINE SERVICES

SHIP BROKERAGE | COMMODITY BROKERAGE | PROJECT DEVELOPMENT | CAPITAL SERVICES



HOUSTON | NEW YORK | LONDON | ATHENS | SINGAPORE | GUANGZHOU | PERTH

NATURAL GAS & LNG CONSULTING CONTACTS:

GLOBAL HEAD
Contact: Stephen Thompson
Email: sthompson@poten.com
Tel: +1 713 263 3386
Address: Poten & Partners Inc.
Suite 800, 5847 San Felipe
Houston
TX 77057
USA

AMERICAS
Contact: Majed Limam
Email: mlimam@poten.com
Tel: +1 212 230 5407
Address: Poten & Partners Inc.
805 Third Avenue
New York
NY 10022-4875
USA

EUROPE, M. EAST, AFRICA
Contact: Graeme Wildgoose
Email: gwildgoose@poten.com
Tel: +44 20 3747 4824
Address: Poten & Partners (UK) Ltd.
101 Wigmore Street
London
W1U 1QU
United Kingdom

ASIA PACIFIC
Contact: Will Pulsford
Email: wpulsford@poten.com
Tel: +61 8 6468 7943
Address: Poten & Partners (Australia) Pty Ltd.
9 Havelock Street
West Perth
WA 6005
Australia

ÉNERGIE SAGUENAY par GNL QUÉBEC

ANNEXE 3

Sources

Sources:

[i] https://www.schoolofpublicpolicy.sk.ca/research/publications/policy-brief/what-we-need-to-know-about-the-pace-of-decarbonization.php

[ii] https://www.atlanticcouncil.org/blogs/new-atlanticist/transatlantic-cooperation-key-to-europes-green-deal-eu-official-says/

[iii] https://www.naturalgasintel.com/bet-on-oil-natural-gas-demand-long-term-as-transition-continues-says-yergin/

[iv] https://www.thestar.com/business/2019/11/26/arriving-too-late-rated-biggest-risk-for-growth-in-canadian-lng-industry.html

[v] https://www.iea.org/reports/the-role-of-gas-in-todays-energy-transitions

[vi] https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Dossier/conventional-energy-sources.html

[vii] https://unfccc.int/fr/process-and-meetings/l-accord-de-paris/qu-est-ce-que-l-accord-de-paris

[viii] http://www.fao.org/3/ac125e/ac125e02.htm#:~:text=While%20all%20are%20important%20in,people%20(Nogueira%2C%20et%20al.

[ix] https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1076315/FULLTEXT01.pdf

[x] World Energy Outlook 2019, Agence International de l'Énergie, page 79, figure 2.1

[xi] https://www.carbonbrief.org/mapped-worlds-coal-power-plants

[xii] https://gwec.net/global-wind-report-2021/

[xiii] The Economist, 2020-12-05 Edition, article : "Coal's Endgame".

[xiv] https://www.imo.org/fr/MediaCentre/HotTopics/Pages/Sulphur-2020.aspx

[xv] Agence Internationale de l'Énergie, WEO 2019, page 208

[xvi] Agence Internationale de l'Énergie, WEO 2019, page 207

[xvii] Base de données Poten & Partners accédée le 15 mai 2021

[xviii] Role of Gas et Oil & Gas Industry in Energy Transition

[xix] World Energy Outlook 2019, Agence International de l'Énergie, page 38, tableau 1.1

[xx] World Energy Outlook 2019, Agence International de l'Énergie, page 178, tableau 4.1

[xxi] Agence International de l'Énergie, The Oil & Gas Industry in the Energy Transition, page 70

[xxii] https://www.icis.com/explore/resources/news/2020/09/21/10554693/malaysia-and-indonesia-lng-imports-to-double-in-the-next-two-years

[xxiii] https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/05/SR15_SPM_version_report_LR.pdf

[xxiv] https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/02/SR15_Chapter2_Low_Res.pdf

[xxv] https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_20_1833

[xxvi] Energy Transition Outlook 2020, DNV, page 77

[xxvii] Energy Transition Outlook 2020, DNV, page 79

[xxviii] Energy Transition Outlook 2020, DNV, page 80, tableau 2.2

[xxix] https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/press-releases/bernard-looney-announces-new-ambition-for-bp.html

[xxx] Energy Outlook 2020, BP, page 26

[xxxi] Energy Outlook 2020, BP, page 16

[xxxii] Energy Outlook 2020, BP, page 142

[xxxiii] https://www.bbc.com/news/business-56022908

[xxxiv] The Energy Transformation Scenarios Summary, Shell, page 11

[xxxv] The Energy Transformation Scenarios, Shell, page 43, figure 7

[xxxvi] The Energy Transformation Scenarios, Shell, page 56, figure 2.8

[xxxvii] https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/services/environmental-indicators/greenhouse-gas-emissions.html

[xxxviii] https://www.cnn.com/2021/05/05/business/climate-crisis-metals-shortage/index.html

[xxxix] https://www.ft.com/content/4bbae4a3-cf1f-4a09-9fe5-bf2dc2ee2c9c

[xl] https://www.energypolicy.columbia.edu/research/commentary/role-natural-gas-energy-transition#:~:text=Natural%20gas%20has%20played%20a,the%20energy%20transition%20gains%20momentum

[xli] https://www.energypolicy.columbia.edu/research/report/investing-us-natural-gas-pipeline-system-support-net-zero-targets

[xlii] https://www.iea.org/reports/the-role-of-gas-in-todays-energy-transitions

[xliii] Agence Internationale de l'Énergie, The Role of Gas, page 18

[xliv] Agence Internationale de l'Énergie, The Role of Gas, page 68

[xlv] https://mern.gouv.qc.ca/energie/hydrocarbures/gaz-naturel/

[xlvi] https://www.newswire.ca/fr/news-releases/prolongement-du-reseau-de-distribution-de-gaz-naturel-quebec-investit-plus-de-1-5-m-pour-le-developpement-economique-a-vallee-jonction-et-a-saint-elzear-en-chaudiere-appalaches-892620644.html

[xlvii] https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/fileadmin/medias/pdf/plan-directeur/PA-Industrie-TEQ.pdf

[xlviii] https://www.newswire.ca/fr/news-releases/mise-en-place-de-la-premiere-desserte-en-gaz-naturel-liquefie-sur-la-cote-nord-quebec-et-ottawa-accordent-une-aide-financiere-globale-de-24-m-pour-des-projets-chez-aluminerie-alouette-890229887.html

[xlix] https://www.csis.org/analysis/how-will-natural-gas-fare-energy-transition

[l] https://www.strategie.gouv.fr/english-articles/role-natural-gas-frances-energy-revolution

[li] https://rmi.org/insight/the-role-of-gas-in-the-energy-transition/

[lii] https://numerique.banq.qc.ca/patrimoine/details/52327/3540070

[liii] https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120308364#bib38

[liv] https://www.atlanticcouncil.org/blogs/new-atlanticist/gas-in-the-energy-transition-bridge-or-the-destination/

[lv] https://www.atlanticcouncil.org/blogs/ukrainealert/why-east-european-gas-markets-should-integrate/

[lvi] https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120308364

[lvii] https://unece.org/DAM/energy/se/pdfs/CSE/PATHWAYS/publ/NG_RE.pdf

[lviii] https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/75f29539-dcab-4b79-aaa6-d7c3aae588fd/EMCompass-Note-65-Natural-Gas-Clean-Energy.pdf?MOD=AJPERES&CVID=mBPATgA

[lix] https://www.oxfordenergy.org/publications/the-role-of-natural-gas-in-the-dutch-energy-transition-towards-low-carbon-electricity-supply/

[lx] https://ngi.stanford.edu/sites/g/files/sbiybj14406/f/NGI_Brochure_June2016.compressed.pdf

[lxi] https://natural-gas.centre.uq.edu.au/natural-gas-play-key-role-long-transition-lower-emissions-future

[lxii] https://www.gtai.de/gtai-en/invest/industries/energy/natural-gas-liquid-natural-gas-lng-energy-transition-105884

[lxiii] https://www.energy.gov/articles/readout-secretary-perry-s-brussels-trip

[lxiv] https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/da/ip_19_4910

[lxv] https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/coal/093020-china-proposal-to-replace-coal-in-over-7-million-homes-may-boost-winter-lng-demand

[lxvi] https://www.reuters.com/article/us-europe-regulations-finance/eu-to-offer-gas-plants-a-green-finance-label-under-certain-conditions-draft-idUSKBN2BE2CA

[lxvii] https://www.gasum.com/en/gas--energy/gas-for-industry/natural-gas-and-lng-for-industry/

[lxviii] https://www.greentechmedia.com/articles/read/rsted-sells-lng-unit-says-its-natural-gas-business-is-going-nowhere

[lxix] https://www.themountaineer.com/news/state/honeywell-introduces-automated-methane-monitoring-solution-in-europe-to-help-companies-address-their-climate-goals/article_2d67f2e7-1913-50e3-9fd1-e9eb3d232c69.html

[lxx] The Oil and Gas Industry in Energy Transition, AIE, Page 128

[lxxi] https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/news/2020/11/government-of-canada-working-with-provinces-to-reduce-methane-emissions-from-oil-and-gas-operations.html

[lxxii] https://laws-lois.justice.gc.ca/eng/regulations/SOR-2009-315/page-6.html

[lxxiii] The Oil and Gas Industry in Energy Transition, AIE, Page 127

[lxxiv] https://www.worldbank.org/en/programs/zero-routine-flaring-by-2030

[lxxv] The Oil and Gas Industry in Energy Transition, AIE, Page 133

[lxxvi] The Oil and Gas Industry in Energy Transition, AIE, Page 134

[lxxvii] Net Zero by 2050, Agence Internationale de l'Énergie, page 63

[lxxviii] The Oil and Gas Industry in Energy Transition, AIE, Pages 135-141

[lxxix] https://www.naturalgasintel.com/first-ever-net-zero-natural-gas-power-plants-proposed-for-colorado-illinois/

[lxxx] The Oil and Gas Industry in Energy Transition, AIE, Pages 142-152

[lxxxi] The Oil and Gas Industry in Energy Transition, AIE, Pages 146

[lxxxii] https://www.hanseatic-energy-hub.de/en/

[lxxxiii] https://www.japantimes.co.jp/news/2019/07/08/business/building-toward-large-scale-use-renewable-energy-japan/

[lxxxiv] https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148120309125

[lxxxv] https://www.nature.com/articles/s41598-021-82042-5

[lxxxvi] https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-and-levelized-cost-of-storage-2020/

[lxxxvii] https://www.bloomberg.com/graphics/2021-energy-land-use-economy/#:~:text=To%20fulfill%20his%20vision%20of,capacity%20by%20at%20least%20150%25.

[lxxxviii] Energy Outlook 2020, BP, page 124

[lxxxix] https://www.bloomberg.com/news/articles/2020-08-17/california-blackouts-highlight-challenges-of-going-carbon-free

[xc] https://www.ecologie.gouv.fr/securite-dapprovisionnement-electrique-lhiver-2020-2021

[xci] https://www.energy.ca.gov/news/2021-01/caiso-cpuc-cec-issue-final-report-causes-august-2020-rotating-outages

[xcii] https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_annex-ii.pdf

[xciii] https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/minerals-used-in-selected-power-generation-technologies

[xciv] https://www.iea.org/articles/clean-energy-progress-after-the-covid-19-crisis-will-need-reliable-supplies-of-critical-minerals

[xcv] https://www.iea.org/reports/the-role-of-critical-minerals-in-clean-energy-transitions

[xcvi] https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-05-05/iea-says-governments-should-consider-stockpiling-battery-metals

[xcvii] https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/eu-to-offer-gas-plants-a-green-finance-label-under-certain-conditions/

[xcviii] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/ALL/?uri=CELEX:32020R0389

[xcix] https://ec.europa.eu/inea/en/news-events/newsroom/first-croatian-lng-terminal-officially-inaugurated-krk-island

[c] https://ec.europa.eu/info/news/state-aid-commission-approves-state-guarantee-financing-lng-terminal-cyprus-2020-dec-08_en

[ci] https://www.washingtonpost.com/politics/cyprus-to-get-1st-natural-gas-import-terminal-in-2-years/2020/07/09/2fdf2950-c214-11ea-8908-68a2b9eae9e0_story.html

[cii] https://pemedianetwork.com/petroleum-economist/articles/geopolitics/2020/petrochina-predicts-massive-chinese-gas-demand-growth

[ciii] https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/010721-commodities-2021-chinas-natural-gas-demand-set-to-hit-new-record#:~:text=S%26P%20Global%20Platts%20Analytics%20expects,at%20313%20Bcm%20in%202019.

[civ] https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/122820-china-data-nov-lng-imports-rise-32-on-month-on-robust-domestic-demand

[cv] https://unfccc.int/sites/default/files/resource/LTS1_RKorea.pdf

[cvi] https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/122920-s-korea-to-increase-lng-based-power-capacity-by-43-to-591-gw-in-2034

[cvii] https://english.kyodonews.net/news/2021/02/7d2b9dd46cf8-japan-to-bolster-support-for-asias-shift-to-lng-for-power-generation.html

[cviii] https://www.euractiv.com/section/climate-environment/news/europe-halfway-towards-closing-all-coal-power-plants-by-2030/

[cix] World Energy Outlook 2019, Agence Internationale de l'Énergie

[cx] https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/germany-needs-lng-says-international-energy-agency/

[cxi] https://www.offshore-energy.biz/pgnig-to-push-energy-transition-with-lng-availability/?utm_source=lngworldnews&utm_medium=email&utm_campaign=newsletter_2021-05-06

[cxii] https://www.politico.eu/article/poland-coal-energy-green-deal-eu/

[cxiii] https://www.reuters.com/article/poland-gas-demand-idUSL1N2LT1FV

[cxiv] https://ec.europa.eu/inea/node/11824

[cxv] https://www.reuters.com/article/poland-gas-demand-idUSL1N2LT1FV

[cxvi] https://www.climatechangenews.com/2020/09/25/poland-agrees-coal-mining-phase-unions-2049/#:~:text=The%20Polish%20government%20and%20trade,out%20coal%20mining%20by%202049.&text=This%20the%20first%20time%20Poland,of%20the%20country's%20electricity%20generation.

[cxvii] Données Coalswarm, Sierra Club et Greenpeace janvier 2018 (https://www.eco-business.com/media/uploads/ebmedia/fileuploads/coal_coming_online.png)

[cxviii] https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/030521-ceraweek-indias-modi-talks-up-role-of-natural-gas-in-global-energy-transition

[cxix] https://www.iea.org/reports/india-2020

[cxx] https://www.energyvoice.com/oilandgas/asia/311722/indias-appetite-for-gas-will-see-lng-imports-surge/

[cxxi] https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X20300389

[cxxii] https://unfccc.int/sites/default/files/resource/LTS1_RKorea.pdf

[cxxiii] https://www.reuters.com/article/us-japan-jera-climatechange/japans-jera-to-shut-inefficient-coal-fired-power-plants-by-2030-idUSKBN26Y1BG

[cxxiv] https://www.bcferries.com/news-releases/bc-ferries-fourth-lng-fuelled-salish-class-vessel-launches-at-remontowa-shipbuilding

[cxxv] https://www.offshore-energy.biz/germany-extends-support-for-lng-conversions/

[cxxvi] https://www.argusmedia.com/en/news/2129626-south-koreas-revised-gas-law-promotes-lng-bunkering

[cxxvii] https://www.naturalgasintel.com/eu-grants-promote-use-of-lng-as-transportation-fuel/

[cxxviii] https://www.reuters.com/article/instant-article/idAFL8N1NR4PQ

[cxxix] https://www.offshore-energy.biz/eu-backs-spanish-lng-bunkering-projects/

[cxxx] https://press.siemens-energy.com/global/en/pressrelease/siemens-energys-gas-turbine-technology-support-cleaner-more-efficient-energy

[cxxxi] https://www.africanreview.com/energy-a-power/oil-a-gas/waertsilae-to-support-senegal-s-push-for-cleaner-energy-production-with-gas-conversion-project

[cxxxii] https://www.reuters.com/article/singapore-bunker-conference-idUSL4N2GX192

[cxxxiii] https://www.banktrack.org/campaign/banks_and_coal

[cxxxiv] https://www.blackrock.com/au/individual/blackrock-client-letter

[cxxxv] https://poweringpastcoal.org/

[cxxxvi] https://money.cnn.com/quote/shareholders/shareholders.html?symb=TRP&subView=institutional

[cxxxvii] https://www.wsj.com/articles/gip-brookfield-invest-10-billion-in-abu-dhabi-gas-infrastructure-11592917529

[cxxxviii] https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/edc-will-finance-tc-energys-coastal-gaslink-pipeline-project-canada.html

[cxxxix] https://www.edc.ca/content/dam/edc/en/corporate/disclosure/reporting/project-review-summary-cgl.pdf

[cxl] https://www.banktrack.org/project/coastal_gaslink_pipeline/0/www.edc.ca

[cxli] https://www.power-eng.com/gas/brookfield-acquires-25-percent-stake-in-dominion-energy-lng-facility-at-chesapeake-bay/

[cxlii] https://www.inframationgroup.com/brookfield-acquires-stakes-los-ramones-pipelines-mexico

[cxliii] https://www.hydrocarbonengineering.com/gas-processing/19072019/venture-global-secures-over-us10-billion-for-calcasieu-pass-lng/

[cxliv] (https://www.cbc.ca/news/canada/british-columbia/275m-federal-government-lng-canada-kitimat-1.4649654

[cxlv] https://markets.businessinsider.com/news/stocks/engie-and-cdpq-make-the-winning-bid-in-the-process-to-acquire-tag-1028090447?op=1

[cxlvi] https://economictimes.indiatimes.com/industry/energy/oil-gas/brookfield-to-acquire-ambani-gas-pipeline/articleshow/65835426.cms?from=mdr

[cxlvii] http://nangluongvietnam.vn/news/en/electricity/the-proposal-to-converse-vung-ang-power-center-3-from-coal-to-lng-burning-in-pdp-viii.html

[cxlviii] http://www.forourclimate.org/

[cxlix] https://www.power-eng.com/coal/south-koreas-kepco-cancels-foreign-coal-power-investment/

[cl] https://www.eco-business.com/news/south-korea-faces-public-scrutiny-for-financing-coal-plants-in-indonesia/

[cli] https://www.greenbiz.com/article/french-government-puts-us-gas-imports-ice

[clii] http://tacomacleanlng.com/

[cliii] https://pscleanair.gov/DocumentCenter/View/3932/NOC-OOA-11386-Worksheet?bidId=

[cliv] Role of Gas, AIE, page 44

[clv] https://www.worldbank.org/en/programs/zero-routine-flaring-by-2030

[clvi] https://www.banquemondiale.org/fr/news/press-release/2020/07/21/global-gas-flaring-jumps-to-levels-last-seen-in-2009

[clvii] https://acp.copernicus.org/articles/20/9169/2020/acp-20-9169-2020.pdf.

[clviii] https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1029/2018GL081731

[clix] https://www.nature.com/articles/s41598-021-87610-3

[clx] https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/09/f66/2019%20NETL%20LCA-GHG%20Report.pdf

[clxi] Role of Gas, AIE, Page 66

[clxii] Analyse de cycle de vie GNL Québec 2019 (M-à-j 2020), CIRAIG

[clxiii] Analyse de cycle de vie GNL Québec 2019 (M-à-j 2020), CIRAIG

[clxiv] Appliqué au transport maritime (https://www.mdpi.com/2077-1312/7/10/359/htm)

[clxv] https://www.hydroquebec.com/data/developpement-durable/pdf/comparaison-filieres-et-bouquets.pdf

[clxvi] http://escholarship.org/uc/item/1h6141nj

[clxvii] https://doi.org/10.1016%2FS0301-4215%2800%2900021-5

[clxviii] http://www.policyarchive.org/handle/10207/bitstreams/3492.pdf

[clxix] https://ukerc.ac.uk/project/the-rebound-effect-report/

[clxx] https://archive.thinkprogress.org/debunking-the-jevons-paradox-nobody-goes-there-anymore-its-too-crowded-7fec531b1411/

[clxxi] https://rmi.org/reboundeffectperennialcontroversyrisesagainsjblog/

[clxxii] http://dx.doi.org.ezproxy.slcpl.org/10.3390/en13164044

[clxxiii] https://ideas.repec.org/a/eco/journ2/2015-01-06.html

[clxxiv] https://www.nature.com/articles/493475a

[clxxv] https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421516301586

[clxxvi] https://www.degrowth.info/en/2018/10/the-easy-way-out-of-rebound-effects/

[clxxvii] https://www.researchgate.net/publication/301318943_How_to_deal_with_the_rebound_effect_A_policy-oriented_approach

[clxxviii] https://www.aceee.org/files/proceedings/2010/data/papers/2142.pdf

[clxxix] https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC6559217/

[clxxx] https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/ese3.380

[clxxxi] https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC5321750/

[clxxxii] https://www.nber.org/digest/dec15/natural-gas-prices-and-coal-displacement-electricity-markets

[clxxxiii] Source: www.gov.uk

[clxxxiv] https://www.alberta.ca/climate-coal-electricity.aspx

[clxxxv] https://www.alberta.ca/support-for-coal-workers.aspx et https://www.alberta.ca/coal-community-transition-fund.aspx

[clxxxvi] Source: Alberta Energy Regulator

[clxxxvii] https://www.banktrack.org/campaign/banks_and_coal

[clxxxviii] https://www.climatechangenews.com/2020/09/25/poland-agrees-coal-mining-phase-unions-2049/#:~:text=The%20Polish%20government%20and%20trade,out%20coal%20mining%20by%202049.&text=This%20the%20first%20time%20Poland,of%20the%20country's%20electricity%20generation.

[clxxxix] https://www.alouette.com/medias/nouvelles?id=2428

[cxc] http://minesqc.com/blogue/serie-innovation-stornoway-premiere-mine-au-quebec-a-etre-alimentee-au-gaz-naturel-liquefie/

[cxci] https://www.adirondackdailyenterprise.com/news/local-news/2021/04/lng-powered-ship-on-st-lawrence-seaway-signals-new-wave/

[cxcii] https://allianceverte.org/2019/04/03/a-5th-dual-fuel-lng-oil-tanker-for-desgagnes/

[cxciii] https://www.energylivenews.com/2019/10/07/uk-government-approves-drax-gas-conversion-plans-in-yorkshire/;

[cxciv] https://www.gem.wiki/Coal_plant_conversion_projects

[cxcv] https://www.nsenergybusiness.com/features/coal-gas-conversion-us-canada/

[cxcvi] https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/122920-s-korea-to-increase-lng-based-power-capacity-by-43-to-591-gw-in-2034

[cxcvii] https://www.reuters.com/article/us-japan-jera-climatechange/japans-jera-to-shut-inefficient-coal-fired-power-plants-by-2030-idUSKBN26Y1BG

[cxcviii] https://www.argusmedia.com/en/news/2171624-japans-coal-phaseout-may-create-22mn-tyr-lng-demand

[cxcix] https://www.dieselgasturbine.com/news/Mitsubishi-turbines-for-coal-to-gas-conversion/8009695.article

[cc] https://www.offshore-energy.biz/millennium-proposes-15-b-lng-to-power-project-in-vietnam/?utm_source=lngworldnews&utm_medium=email&utm_campaign=newsletter_2021-04-29

[cci] https://www.financialexpress.com/market/commodities/india-to-see-rs-10000-cr-investment-in-lng-stations-dharmendra-pradhan/2132089/

[ccii] https://www.offshore-energy.biz/hydro-to-switch-alunorte-alumina-refinery-to-lng/?utm_source=lngworldnews&utm_medium=email&utm_campaign=newsletter_2021-04-29

[cciii] https://www.wartsila.com/media/news/25-08-2020-wartsila-to-convert-brazilian-power-plant-to-run-on-gas-while-renewing-o-m-agreement-for-10-years-2769646

[cciv] https://www.uniper.energy/scholven-power-plant#:~:text=Construction%20work%20on%20the%20combined,substances%20such%20as%20CO2%20massively.

[ccv] https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/latest-news-headlines/uniper-w-228-rtsil-228-land-coal-to-gas-power-conversion-project-in-germany-58614494

[ccvi] https://www.cleanenergywire.org/news/enbw-expects-construction-new-gas-power-plants-germany

[ccvii] https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/coal/090920-enel-lines-up-three-italian-coal-closures-for-early-2021

[ccviii] https://www.powermag.com/power-digest-october-2020/

[ccix] https://ieefa.org/edp-to-close-two-coal-plants-convert-a-third-to-gas-in-portugal-spain-in-2021/

[ccx] https://www.reuters.com/article/energa-ma-pkn/polands-pkn-prefers-gas-as-fuel-for-new-ostroleka-power-plant-idUSL8N2D152M

[ccxi] https://www.lesechos.fr/industrie-services/energie-environnement/engie-fait-sa-transition-energetique-au-chili-1310740

[ccxii] https://www.argusmedia.com/en/news/2145730-china-sets-targets-for-winter-coaltogas-conversions

[ccxiii] https://www.powerengineeringint.com/gas-oil-fired/ge-completes-coal-to-gas-conversion-at-661wm-plant-in-china/

[ccxiv] https://www.energylivenews.com/2019/11/15/israel-to-phase-out-coal-fired-power-generation-by-the-end-of-2025/

[ccxv] https://www.gem.wiki/Orot_Rabin_power_station

[ccxvi] https://www.hellenicshippingnews.com/why-more-lng-powered-cruise-ships-are-being-built/

[ccxvii] https://www.cruiseindustrynews.com/cruise-news/cruise-ship-orderbook.html

[ccxviii] https://www.royalcaribbeanpresscenter.com/press-release/1279/powered-by-lng-and-fuel-cells-royal-caribbean-internationalrsquos-new-ships-will-ride-the-wave-of-the-future/

[ccxix] https://www.rivieramm.com/news-content-hub/news-content-hub/doeksen-debuts-new-lng-powered-catamaran-ferry-63329

[ccxx] https://www.offshore-energy.biz/disney-cruise-line-orders-three-new-lng-fueled-cruisers/

[ccxxi] https://www.princess.com/news/news_releases/2019/03/princess-cruises-and-fincantieri-sign-contracts-for-two-next-generation-cruise-ships.html

[ccxxii] https://www.cruisehive.com/cruise-line-orders-2-mega-lng-ships-from-fincantieri/25359

[ccxxiii] https://www.cunard.com/en-us/advice-and-policies/environment

[ccxxiv] https://carnivalsustainability.com/pioneering-lng

[ccxxv] https://www.freightwaves.com/news/largest-lng-powered-container-ship-making-maiden-voyage

[ccxxvi] https://sea-lng.org/why-lng/global-fleet/#:~:text=At%20the%20start%20of%202020,order%20book%20is%20LNG%2Dfuelled.

[ccxxvii] https://fortune.com/2021/03/04/total-iberdrola-hydrogen-growth-capacity/

[ccxxviii] https://www.energypolicy.columbia.edu/research/report/investing-us-natural-gas-pipeline-system-support-net-zero-targets

[ccxxix] https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/blog/qa-data-that-delivers-automating-the-credit-risk-workflow

[ccxxx] https://www.iea.org/reports/about-ccus

[ccxxxi] https://www.ecologie.gouv.fr/letat-engage-effort-sans-precedent-en-faveur-des-energies-renouvelables

[ccxxxii] https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/03/f11/blending_h2_nat_gas_pipeline.pdf

[ccxxxiii] https://www.energypolicy.columbia.edu/research/report/investing-us-natural-gas-pipeline-system-support-net-zero-targets

[ccxxxiv] https://www.reuters.com/business/sustainable-business/europe-could-operate-40000-km-hydrogen-pipelines-by-2040-operators-2021-04-13/

[ccxxxv] https://www.offshore-energy.biz/mhi-invests-in-c-zero-to-push-hydrogen-production/

[ccxxxvi] https://www.naturalgasintel.com/lng-infrastructure-easily-modified-to-liquefy-hydrogen-says-chart-ceo/

[ccxxxvii] https://www.fluxys.com/en/products-services/activities/lng

[ccxxxviii] https://www.nsenergybusiness.com/news/kawasaki-hydrogen-liquefaction-australia/

[ccxxxix] https://www.siemens-energy.com/global/en/news/magazine/2019/hydrogen-capable-gas-turbine.html

[ccxl] https://www.siemens-energy.com/global/en/news/magazine/2020/repurposing-natural-gas-infrastructure-for-hydrogen.html

[ccxli] https://www.siemens-energy.com/global/en/news/magazine/2020/turbine-research-for-the-energy-transition.html

[ccxlii] https://www.ge.com/gas-power/future-of-energy/hydrogen-fueled-gas-turbines

[ccxliii] https://www.ge.com/content/dam/gepower/global/en_US/documents/fuel-flexibility/GEA33861%20Power%20to%20Gas%20-%20Hydrogen%20for%20Power%20Generation.pdf

[ccxliv] https://power.mhi.com/special/hydrogen/article_1

[ccxlv] https://www.iea.org/fuels-and-technologies/carbon-capture-utilisation-and-storage

[ccxlvi] https://www.naturalgasintel.com/first-ever-net-zero-natural-gas-power-plants-proposed-for-colorado-illinois/

[ccxlvii] https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive

[ccxlviii] https://www.bloomberg.com/professional/blog/carbon-neutral-lng-suppliers-focus-on-optionality-transparency-and-ccs/

ANNEXE

R53

RÉSOLUTIONS DE DIFFÉRENTS CONSEILS MUNICIPAUX

SÉANCE ORDINAIRE DU 5 AVRIL 2021

Lundi, le 5 avril 2021, se tient à huis clos (public non-autorisé), autorisé en vertu de l'arrêté ministériel du ministère de la Santé et des Services sociaux relatif à la pandémie de la Covid-19, la séance ordinaire du conseil de la Municipalité de Saint-David-de-Falardeau. Cette séance est sous la présidence de Mme le maire Catherine Morissette, présente virtuellement via l'application Zoom.

Sont présents :

M. le conseiller	Paul Pineault
Mme la conseillère	Sylvie Larouche
M. le conseiller	Germain Grenon
M. le conseiller	André Dufour
M. le conseiller	Philippe Dufour
M. le conseiller	Richard Sirois

M. Daniel Hudon, secrétaire-trésorier et directeur général, assiste aussi à la séance.

082-2021 **Acceptation de l'ordre du jour de la séance ordinaire du 5 avril 2021.**

1.0 PENSÉE.

2.0 LECTURE ET ACCEPTATION DE L'ORDRE DU JOUR DE LA SÉANCE ORDINAIRE DU LUNDI, 5 AVRIL 2021.

3.0 ACCEPTATION DES PROCÈS-VERBAUX :

3.1 Séance ordinaire du 1er mars 2021.
3.2 Séance spéciale du 8 mars 2021.
3.3 Séance spéciale du 22 mars 2021.
3.4 Séance spéciale du 29 mars 2021.

4.0 ADMINISTRATION GÉNÉRALE :

4.1 Mme Kathleen Tremblay – Fin de la période de probation.
4.2 Comité MADA – Confirmation.

5.0 SÉCURITÉ PUBLIQUE :

5.1 Achat de radios portatifs et accessoires – Service incendie.
5.2 Remplacement du répéteur et de l'antenne du système de communication.

PROJET

6.0 TRANPORT ROUTIER :

6.1 Balayage des rues, stationnements.
6.2 Balayage – Ministère des Transports du Québec.
6.3 Mise en demeure – Léon-Maurice Villeneuve excavations – Mandat.
6.4 Asphaltage – Appel d'offres public.

7.0 URBANISME ET MISE EN VALEUR DU TERRITOIRE :

7.1 Demandes de dérogation mineure – Positions préliminaires:
7.1.1 M. Steven Tremblay – 488, 5e chemin du lac Clair – 6187-53-1908;
7.1.2 M. Martin Cossette – 208, 1er chemin du lac Clair – 6287-76-5491.

8.0 LOISIRS ET CULTURE :

8.1 Festival Gymkhana – Aide financière.
8.2 Rallye "Le tour de machine".
8.3 Demande en pourvoi en contrôle judiciaire et en jugement déclaratoire – Comité de la pêche blanche du lac Lamothe – 150-17-004342-215 – Mandat.

9.0 CORRESPONDANCE.

10.0 AFFAIRES NOUVELLES :

10.1 GNL – Québec – Acceptabilité sociale – Résolution d'appui.
10.2 _____
10.3 _____

11.0 COMITÉS:

11.1 _____
11.2 _____
11.3 _____

12.0 ACCEPTATION DES COMPTES.

PÉRIODE DE QUESTIONS

LEVÉE DE L'ASSEMBLÉE

Il est proposé par M. le conseiller André Dufour, appuyé par Mme la conseillère Sylvie Larouche et résolu que l'ordre du jour de la séance ordinaire du 5 avril 2021, soit et est accepté. Adoptée à l'unanimité des conseillers.

PROJET

083-2021 **Acceptation du procès-verbal de la séance ordinaire du 1er mars 2021.**

Il est proposé par M. le conseiller Germain Grenon, appuyé par M. le conseiller André Dufour et résolu que le procès-verbal de la séance ordinaire du 1er mars 2021, soit et est accepté. Adoptée à l'unanimité des conseillers(ères).

084-2021 **Acceptation du procès-verbal de la séance spéciale du 8 mars 2021, 19 h.**

Il est proposé par Mme la conseillère Sylvie Larouche, appuyé par M. le conseiller Germain Grenon et résolu que le procès-verbal de la séance spéciale du 8 mars 2021, 19 h, soit et est accepté. Adoptée à l'unanimité des conseillers(ères).

085-2021 **Acceptation du procès-verbal de la séance spéciale du 22 mars 2021, 19 h.**

Il est proposé par Mme la conseillère Sylvie Larouche, appuyé par M. le conseiller Richard Sirois et résolu que le procès-verbal de la séance spéciale du 22 mars 2021, 19 h, soit et est accepté. Adoptée à l'unanimité des conseillers(ères).

086-2021 **Acceptation du procès-verbal de la séance spéciale du 29 mars 2021, 19 h.**

Il est proposé par M. le conseiller André Dufour, appuyé par Mme la conseillère Sylvie Larouche et résolu que le procès-verbal de la séance spéciale du 29 mars 2021, 19 h, soit et est accepté. Adoptée à l'unanimité des conseillers(ères).

087-2021 **Mme Kathleen Tremblay – Fin de la période de probation.**

CONSIDÉRANT la résolution 101-2020 par laquelle la Municipalité de Saint-David-de-Falardeau engageait Mme Kathleen Tremblay sous réserve d'une période de probation de 12 mois;

CONSIDÉRANT que la Municipalité se déclare satisfaite de la prestation de travail de Mme Kathleen Tremblay.

PROJET

POUR CES MOTIFS :

Il est proposé par Mme la conseillère Sylvie Larouche, appuyé par M. le conseiller Germain Grenon et résolu que la Municipalité de Saint-David-de-Falardeau confirme l'engagement de Mme Kathleen Tremblay au poste d'employé de soutien. Adoptée à l'unanimité des conseillers(ères).

088-2021 **Comité MADA – Confirmation.**

Il est proposé par M. le conseiller Paul Pineault, appuyé par M. le conseiller André Dufour et résolu que la Municipalité de Saint-David-de-Falardeau confirme à la MRC du Fjord-du-Saguenay que les membres de son Comité MADA nommés par sa résolution 182-2019 participeront au comité d'échanges, de réseautage et de suivi des politiques et plans d'action MADA. Adoptée à l'unanimité des conseillers(ères).

089-2021 **Achat de radios portatifs et accessoires – Service incendie.**

Il est proposé par Mme la conseillère Sylvie Larouche, appuyé par M. le conseiller André Dufour et résolu que la Municipalité de Saint-David-de-Falardeau autorise l'achat de radios portatifs et accessoires pour le service incendie et que la soumission de *Horizon mobile* au montant de 8 308,67 $ (taxes incluses) soit et est acceptée. Adoptée à l'unanimité des conseillers(ères).

090-2021 **Remplacement du répéteur et de l'antenne du système de communication - Incendie.**

Il est proposé par M. le conseiller Philippe Dufour, appuyé par M. le conseiller Richard Sirois et résolu que la Municipalité de Saint-David-de-Falardeau autorise l'achat du répéteur et de l'antenne du système de communication et que la soumission de *Horizon mobile* au montant de 14 117,20 $ (taxes incluses) soit et est acceptée. Adoptée à l'unanimité des conseillers(ères).

091-2021 **Balayage des rues, stationnements.**

Il est proposé par M. le conseiller Richard Sirois, appuyé par M. le conseiller Paul Pineault et résolu que la Municipalité de Saint-David-de-Falardeau retienne les services de Nutrite Belle pelouse pour le balayage printanier des rues et stationnements au coût total de 10 519,40 $, le tout telle que la proposition reçue du 8 mars 2021. Adoptée à l'unanimité des conseillers(ères).

PROJET

092-2021 **Balayage – Boulevard Martel – Ministère des transports du Québec.**

Il est proposé par M. le conseiller Germain Grenon, appuyé par Mme la conseillère Sylvie Larouche et résolu que la Municipalité de Saint-David-de-Falardeau accepte l'offre du ministère des Transports pour le balayage printanier des boulevards Martel et Saint-David (du chemin Lévesque à l'Hôtel-de-ville), que M. le secrétaire trésorier et directeur général Daniel Hudon soit et est autorisé à signer, pour et au nom de la Municipalité, tout document nécessaire à donner plein effet à la présente pour l'année 2021 et les suivantes et ce, jusqu'à avis contraire. Adoptée à l'unanimité des conseillers(ères).

093-2021 **Mise en demeure – Léon-Maurice Villeneuve excavations – Mandat.**

Il est proposé par Mme la conseillère Sylvie Larouche, appuyé par M. le conseiller André Dufour et résolu que la Municipalité de Saint-David-de-Falardeau mandate la firme *Gaudreault, Saucier, Simard, avocats*, pour la représenter dans la cadre de la mise en demeure reçue de Léon-Maurice Villeneuve excavations. Adoptée à l'unanimité des conseillers(ères).

094-2021 **Asphaltage – Appel d'offres public.**

Il est proposé par Mme la conseillère Sylvie Larouche, appuyé par M. le conseiller Germain Grenon et résolu que la Municipalité de Saint-David-de-Falardeau autorise M. le secrétaire-trésorier et directeur général Daniel Hudon à procéder à un appel d'offres public pour certains travaux d'asphaltage des routes et de rues suivantes, soit :

- Couche d'usure :
  - 4e Rang (partiel)
  - Rues du village
  - Chemin de la Bleuetière
  - Chemin Dupéré

- Asphaltage :
  - 1er Rang
  - Rue de Vail

Adoptée à l'unanimité des conseillers(ères).

PROJET

095-2021 **Demande de dérogation mineure – M. Steven Tremblay – 488, 5e chemin A du lac Clair – Position préliminaire – 6187-53-1908.**

CONSIDÉRANT la demande de dérogation mineure reçue le 18 mars 2021 de M. Steven Tremblay, du 488, 5e chemin A du lac Clair, visant à permettre l'agrandissement du bâtiment principal qui empièterait de 5 mètres dans la marge latérale sud de 10 mètres;

CONSIDÉRANT que la présente demande a été transmise au Comité consultatif d'urbanisme pour étude et recommandations et qu'il recommande par sa résolution 6-2021 le refus de la présente demande;

CONSIDÉRANT qu'une assemblée publique aux fins de consultation sera tenue à cet effet le 3 mai 2021 à 20 h.

POUR CES MOTIFS :

Il est proposé par M. le conseiller Philippe Dufour, appuyé par M. le conseiller Richard Sirois et résolu que la Municipalité de Saint-David-de-Falardeau statue préliminairement en défaveur de la demande de dérogation mineure reçue de M. Steven Tremblay, du 488, 5e chemin du lac Clair, visant à permettre l'agrandissement du bâtiment principal qui empièterait de 5 mètres dans la marge latérale sud de 10 mètres. Adoptée à l'unanimité des conseillers(ères).

096-2021 **Demande de dérogation mineure – M. Martin Cossette – 208, 1er chemin du lac Clair – Position préliminaire – 6287-76-5491.**

CONSIDÉRANT la demande de dérogation mineure reçue le 18 mars 2021 de M. Martin Cossette, du 208, 1er chemin du lac Clair, visant à régulariser l'implantation du bâtiment principal qui empiète de 2.65 mètres dans la marge latérale est de 10 mètres;

CONSIDÉRANT que la présente demande a été transmise au Comité consultatif d'urbanisme pour étude et recommandations et qu'il recommande par sa résolution 7-2021 l'acceptation de la présente demande;

PROJET

CONSIDÉRANT qu'une assemblée publique aux fins de consultation sera tenue à cet effet le 26 avril 2021 à 19 h.

POUR CES MOTIFS :

Il est proposé par M. le conseiller Philippe Dufour, appuyé par M. le conseiller Germain Grenon et résolu que la Municipalité de Saint-David-de-Falardeau statue préliminairement en faveur de la demande de dérogation mineure reçue de M. Martin Cossette, du 208, 1er chemin du lac Clair, visant à régulariser l'implantation du bâtiment principal qui empiète de 2.65 mètres dans la marge latérale est de 10 mètres. Adoptée à l'unanimité des conseillers(ères).

097-2021 **Festival Gymkhana – Aide financière.**

Il est proposé par Mme la conseillère Sylvie Larouche, appuyé par M. le conseiller André Dufour et résolu que la Municipalité de Saint-David-de-Falardeau verse une subvention de 25 000 $ à l'organisation du Gymkhana, pour l'édition 2021 sous la réserve de la tenue de cet événement. Adoptée à l'unanimité des conseillers(ères).

098-2021 **Rallye "Le tour de machine".**

Il est proposé par Mme la conseillère Sylvie Larouche, appuyé par M. le conseiller Paul Pineault et résolu que la Municipalité de Saint-David-de-Falardeau accepte l'offre de service de *Rallye "Le tour de machine"* pour la tenue d'un rallye automobile qui se déroulerait du 21 au 24 mai prochain dans notre secteur au coût de 1 000 $ (taxes applicables). Adoptée à l'unanimité des conseillers(ères).

099-2021 **Demande en pourvoi en contrôle judiciaire en jugement déclaratoire – Comité de la pêche blanche du lac Lamothe – 150-17-004342-215 – Mandat.**

Il est proposé par Mme la conseillère Sylvie Larouche, appuyé par M. le conseiller Philippe Dufour et résolu que la Municipalité de Saint-David-de-Falardeau mandate la firme *Gaudreault, Saucier, Simard, avocats* pour la représenter dans le cadre de la demande en pourvoi en contrôle judiciaire et en jugement déclaratoire relative au Comité de la pêche blanche du lac Lamothe.

PROJET

Le vote est demandé sur cette proposition:

POUR: Mme la conseillère Sylvie Larouche
M. le conseiller André Dufour
M. le conseiller Philippe Dufour
M. le conseiller Richard Sirois

CONTRE: M. le conseiller Paul Pineault
Germain Grenon

Adoptée à la majorité des conseillers(ères).

Correspondance:

1) Le 2 mars 2021, M. François Collin, directeur des vérifications et des enquêtes pour l'Autorité des marchés publics, transmettant à la Municipalité la recommandation formulée au conseil municipal de la Municipalité de Saint-David-de-Falardeau concernant le contrat conclu à la suite de l'appel d'offres public 1181132 (Entretien des chemins d'hiver – JRM excavations).

2) Le 2 mars 2021, Mme Christine Dufour, directrice générale et secrétaire-trésorière de la MRC du Fjord-du-Saguenay, transmettant à la Municipalité les prévisions budgétaires 2021 adoptées le 25 novembre 2020.

3) Le 10 mars 2021, Mmes Marie-Paule Larouche et Ginette Larouche, respectivement présidente et coordonnatrice pour le Comptoir multiservice de Falardeau, transmettant à la Municipalité une demande d'aide financière relative aux coûts de la collecte des ordures pour 2021-2022.

4) Le 10 mars 2021, Mme Geneviève Guilbault, du ministère de la Sécurité publique, transmettant à la Municipalité de l'information relative à une possible crue printanière.

5) Le 11 mars 2021, Mme Christine Dufour, directrice générale et secrétaire-trésorière de la MRC du Fjord-du-Saguenay, transmettant à la Municipalité copie certifiée conforme du Règlement numéro 21-432 ayant pour objet la création d'un programme d'aide financière pour soutenir le développement durable sur le territoire de la MRC du Fjord-du-Saguenay.

6) Le 12 mars 2021, Mme Annik Bouchard, directrice au ministère de la Sécurité publique du Québec, informant la Municipalité qu'à compter du 1er mars 2021, M. Sébastien Morel est le conseiller en sécurité incendie du ministère de la Sécurité publique affecté à la MRC du Fjord-du-Saguenay et transmettant ses coordonnées.

7) Le 12 mars 2021, Leucan, association pour les enfants atteints de cancer, remerciant la Municipalité pour son don de 3 000 $ permettant ainsi de soutenir les enfants atteints de cancer et leur famille.

PROJET

8) Le 15 mars 2021, M. Marc-André Leblanc, du ministère des Affaires municipales et de l'Habitation du Québec, informant la Municipalité que dans le cadre de la COVID-19, le 2e versement de l'aide financière de 118 904 $ (54 047 $) sera bientôt transmis.

9) Le 15 mars 2021, M. Daniel Gosselin, directeur général pour Diversité 02, invitant la Municipalité à la *Journée internationale contre l'homophobie et la transphobie* qui se tiendra le 17 mai prochain en adoptant une résolution d'appui et en levant le drapeau arc-en-ciel au mât protocolaire.

10) Le 30 mars 2021, des propriétaires du secteur du 4e Rang, faisant parvenir à la Municipalité une pétition relative à un problème de poussière causé par le passage de nombreux 4 roues et motos qui circulent dans les accotements du Rang et demandant l'épandage de calcium ou l'asphaltage des accotements longeant ce secteur.

11) Le 30 mars 2021, Mme Christine Dufour, directrice générale et secrétaire-trésorière de la MRC du Fjord-du-Saguenay, transmettant à la Municipalité copie certifiée conforme du Règlement numéro 21-435 ayant pour objet la création d'un programme d'aide financière pour soutenir la restauration patrimoniale sur le territoire de la MRC du Fjord-du-Saguenay.

12) Le 30 mars 2021, Mme Christine Dufour, directrice générale et secrétaire-trésorière de la MRC du Fjord-du-Saguenay, transmettant à la Municipalité copie certifiée conforme du Règlement numéro 21-436 ayant pour objet la création d'un programme d'aide financière pour l'acquisition et l'installation de génératrices et de prises extérieures universelles pour génératrices destinées aux centres de coordination des mesures d'urgence et aux centres d'hébergement temporaires des municipalités locales de la MRC du Fjord-du-Saguenay.

13) Le 1er avril 2021, M. Sylvain Lepage, directeur général pour la Mutuelle des municipalités du Québec, transmettant à la Municipalité, une ristourne au montant de 5 311 $ représentant la part attribuée suite au renouvellement du contrat d'assurance.

100-2021 **Comptoir multiservice de Falardeau – Aide financière.**

Il est proposé par M. le conseiller Germain Grenon, appuyé par M. le conseiller André Dufour et résolu que la Municipalité de Saint-David-de-Falardeau accorde au Comptoir multiservices une aide financière de 2 300 $ pour aider aux coûts relatifs à la collecte des ordures et de la récupération. Adoptée à l'unanimité des conseillers(ères).

101-2021 **GNL – Québec – Acceptabilité sociale – Résolution d'appui.**

CONSIDÉRANT que le projet de GNL-Énergie Saguenay constitue le plus gros projet d'investissement privé de l'histoire du Québec;

PROJET

CONSIDÉRANT les immenses retombées économiques de plus de 2.1 milliards de dollars pour la région qu'engendre ce projet de 14 milliards;

CONSIDÉRANT l'objectif de carboneutralité de l'usine de liquéfaction du gaz naturel, une première mondiale pour ce type d'industrie;

CONSIDÉRANT que le ministre de l'Environnement Benoit Charette fait de l'acceptabilité sociale l'une des trois conditions pour délivrer le certificat d'autorisation environnementale à l'entreprise Énergie Saguenay.

POUR CES MOTIFS:

Il est proposé par M. le conseiller André Dufour, appuyé par M. le conseiller Germain Grenon et résolu que la Municipalité de Saint-David-de-Falardeau considère le projet GNL-Énergie Saguenay comme étant socialement acceptable et que la Municipalité de Saint-David-de-Falardeau fasse parvenir la présente résolution au ministre de l'Environnement, M. Benoit Charette. Adoptée à l'unanimité des conseillers(ères).

102-2021 **Acceptation des comptes – Au 5 avril 2021.**

Il est proposé par M. le conseiller André Dufour, appuyé par Mme la conseillère Sylvie Larouche et résolu que les dépenses suivantes soient et sont acceptées ; et que M. le secrétaire-trésorier et directeur général Daniel Hudon soit et est autorisé à en faire le paiement.

39553 -	Bell Canada	64,39 $
39554 -	Dépanneur St-David enr.	521,49
39555 -	Dumont-Poirier, Catherine	112,68
39556 -	Fondation de ma vie	100,00
39557 -	Hydro Québec	8 036,37
39558 -	Joncas, Yoan	51,75
39559 -	Retaillaud, Anne	33,00
39560 -	SSQ, Société d'assurance-vie inc.	7 753,32
39561 -	Bell Canada	1 236,89
39562 -	Bibliothèque municipale – Petite caisse	219,27
39563 -	Dépanneur St-David enr.	377,87
39564 -	Hydro Québec	4 461,32
39565 -	Ministre des finances	236,00
39566 -	Plourde, Monique Mme	46,00
39567 -	Bell mobilité inc.	445,47
39568 -	Dépanneur St-David enr.	553,23
39569 -	Latulippe, Jean-François	5 000,00

PROJET

39570 -	Pineault, Paul	86,22
39571 -	Pouliot, Sébastien	38,40
39572 -	Vidéotron S.E.N.C.	139,58
39573 -	Dépanneur St-David enr.	692,18
39574 -	Gagnon, Louisette	56,00
39575 -	Hydro Québec	4 986,62
39576 -	Saulnier Yves	275,93
39577 -	Vidéotron S.E.N.C.	215,52
39578 -	9190-0738 Québec inc.	2 567,25
39579 -	Association des propriétaires du village alpin	1 566,50
39580 -	Bell Canada	64,39
39581 -	Coop. de travail du Mont Victor Tremblay	110 000,00
39582 -	Déneigement H.P. Grenon inc.	975,35
39583 -	Dépanneur St-David enr.	656,16
39584 -	Développement Falardeau	535,00
39585 -	Dumouchel, Max	1 287,77
39586 -	Hydro Québec	8 814,53
39587 -	JRM excavations	70 546,98
39588 -	JRM excavations	7 150,01
39589 -	Ministre des finances	118,00
39590 -	Tremblay, Benoît	110,00
39591 -	Valineige SA	28 522,13
39592 -	9190-0738 Québec inc.	155,22
39593 -	Allard, Francine	392,51
39594 -	A. Potvin électronique	143,72
39595 -	Archambault	475,80
39596 -	Astus inc.	331,12
39597 -	Atlantis pompe Ste-Foy inc.	447,25
39598 -	Autolook inc.	804,72
39599 -	Blackburn et Blackburn inc.	222,08
39600 -	Boivin et Gauvin inc.	112,11
39601 -	Caouette informatique inc.	1 599,25
39602 -	Capitale gestion financière	25,44
39603 -	Cégep de St-Laurent	3 190,56
39604 -	C.R.S.B.P. Saguenay-Lac-St-Jean	43,84
39605 -	Centre Alternateur Démarreur L.T.	74,63
39606 -	Annulé	0,00
39607 -	Annulé	0,00
39608 -	Annulé	0,00
39609 -	Centre du Bricoleur (Le)	3 172,53
39610 -	Chiasson, Thomas, inc.	1 954,58
39611 -	Club quad aventure Valin	405,00
39612 -	Contrôles véhiculaires Protek inc.	814,44
39613 -	Courriel paroissial du Royaume inc.	321,93
39614 -	Couture média	566,24
39615 -	Déneigement H.P. Grenon inc.	4 281,77
39616 -	Émond, Lynda	20,00
39617 -	Encreco inc.	668,41
39618 -	Équipements Claude Pedneault	430,53

PROJET

39619 -	Éric Painchaud, architecte et associés	4 024,13
39620 -	Eurofins Environex	2 706,27
39621 -	Annulé	0,00
39622 -	Excavation Claude Larouche inc.	16 692,24
39623 -	Extermination Tremblay et Lemieux inc.	38,52
39624 -	Fonds d'information sur le territoire	85,00
39625 -	Forestier N.S.R.	1 057,77
39626 -	Fournitures de bureau M.S.	582,74
39627 -	FQM assurances inc.	2 334,78
39628 -	Gagnon frères	1 000,26
39629 -	Gaudreault, Saucier, Simard, avocats	3 587,23
39630 -	Ger-Ro construction inc.	11 966,11
39631 -	Global TI/Bell	120,70
39632 -	GLS Logistics systems Canada ltd	11,43
39633 -	Hudon, Daniel	4 672,78
39634 -	Info page inc.	112,57
39635 -	Javel Bois-Franc inc.	960,31
39636 -	JRM excavation	2 368,48
39637 -	K+S sel Windsor ltée	3 047,99
39638 -	Logiciels sport-plus inc.	2 272,30
39639 -	Maîtres d'oeuvre (1993) inc.	4 231,08
39640 -	Mauvalin inc.	115,89
39641 -	Ministère du Revenu du Québec	24 739,79
39642 -	Morissette, Catherine	30,23
39643 -	MRC du Fjord-du-Saguenay	84 542,60
39644 -	Municipalité de St-Honoré	1 551,70
39645 -	NDA notaire Jonquière inc.	510,00
39646 -	Norda Stelo	15 044,48
39647 -	O.S.L. 96	333,79
39648 -	Parc national des Monts-Valin	4 266,68
39649 -	Pausematic	411,81
39650 -	P.E.S. Canada inc.	220,38
39651 -	Pierre le Lettreur	129,36
39652 -	Pompe Saguenay	13 962,37
39653 -	Produits sanitaires Lépine inc.	1 977,27
39654 -	Le Progrès, Le Quotidien	1 300,37
39655 -	Quincaillerie Brideco ltée	505,76
39656 -	Raymond Munger (1983) inc.	2 587,52
39657 -	Receveur général du Canada	9 314,99
39658 -	Régie des matières résiduelles	933,48
39659 -	Réno-tapis plus inc.	6 048,42
39660 -	RMFL import export	643,86
39661 -	Sanidro inc.	2 168,35
39662 -	Secuor inc.	483,70
39663 -	Serrurier Y.C. Fillion inc.	84,39
39664 -	Services Matrec	6 302,21
39665 -	Services internet Sag-Lac Wimax inc.	195,35
39666 -	Services électroniques Magary	1 961,19
39667 -	Société canadienne des postes	1 675,94
39668 -	S.P.I. sécurité inc.	62,83

PROJET

39669 -	SSQ, Société d'assurance-vie inc.	7 753,32
39670 -	Station service Mercier et frères inc.	2 017,32
39671 -	Transporteurs en vrac de Chicoutimi	3 005,56
39672 -	Transports adaptés Saguenay-nord	6 036,46
39673 -	Usinage Z.M.M. inc.	3 137,39
39674 -	Variétés L.C.R. inc.	20,67
39675 -	Veolia water technologies Canada inc.	461,20
39676 -	Vertical périphériques inc.	943,50
39677 -	Ville de Saguenay	174,40
39678 -	WSP Canada inc.	5 962,89

Je, soussigné, secrétaire-trésorier et directeur général, certifie par la présente, qu'il y a des crédits budgétaires ou extrabudgétaires pour les fins auxquelles les dépenses ci-haut décrites sont autorisées par le conseil de la susdite municipalité.

Daniel Hudon
Secrétaire-trésorier et directeur général

M. le conseiller Germain Grenon n'enregistre pas son vote sur cette résolution en invoquant l'article 164 du Code municipal, 300 et suivants de la Loi sur les élections et les référendums dans les municipalités.

Adoptée à l'unanimité des conseillers(ères).

LEVÉE DE L'ASSEMBLÉE (20 h 24).

Je, Catherine Morissette, atteste que la signature du présent procès-verbal équivaut à la signature par moi de toutes les résolutions qu'il contient au sens de l'article 142 (2) du Code municipal.

MME CATHERINE MORISSETTE
MAIRE

M. DANIEL HUDON
SECRÉTAIRE-TRÉSORIER ET DIRECTEUR GÉNÉRAL

PROJET

CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC
MUNICIPALITÉ DE STE-HEDWIDGE

EXTRAIT DU PROCES-VERBAL

COPIE DE RÉSOLUTION

À la session régulière du Conseil de la Municipalité de Ste-Hedwidge

le 06 avril 2021 à 19:00 heures

et à laquelle étaient présents le maire, monsieur Gilles Toulouse.

Mme Marie Gagnon,
MM Guy Privé,
Claude Tremblay,
Jean-Denis Guay,
Roland Bonneau

ainsi que le secrétaire-trésorier et directeur général, monsieur Jimmy Morin.

Résolution #2021-04-048

Appui au projet de GNL-Énergie Saguenay

Considérant que le projet de GNL-Énergie Saguenay constitue le plus gros projet d'investissement privé de l'histoire du Québec ;

Considérant les immenses retombées économiques de plus de 2.1 milliards de dollars pour la région qu'engendre ce projet de 14 milliards ;

Considérant l'objectif de carboneutralité de l'usine de liquéfaction du gaz naturel, une première mondiale pour ce type d'industrie ;

Considérant que le Ministre de l'Environnement Benoit Charrette fait de l'acceptabilité sociale l'une des trois conditions pour délivrer le certificat d'autorisation environnementale à l'entreprise Énergie Saguenay ;

Il est proposé par Claude Tremblay et résolu à l'unanimité des conseillers

Que la municipalité de Sainte-Hedwidge considère le projet GNL-Énergie Saguenay comme étant socialement acceptable ;

Que la municipalité de Sainte-Hedwige fasse parvenir la présente résolution au ministre de l'environnement, monsieur Benoit Charrette, ainsi qu'à la MRC Domaine-du-Roy.

Vraie copie conforme
à Ste-Hedwidge
Ce 27ème jour de mai 2021

Jimmy Morin
Secrétaire-trésorier et
directeur général

Ville de Saguenay

AFFAIRES JURIDIQUES
ET GREFFE

EXTRAIT du procès-verbal de la séance ordinaire du conseil municipal de la Ville de Saguenay tenue par téléconférence, le 6 avril 2021 - Un quorum présent.

7.15 APPUI AU PROJET GNL QUÉBEC

VS-CM-2021-237

La proposition principale se lit comme suit :

CONSIDÉRANT que le conseil municipal a adopté le 2 juillet 2019 la résolution VS-CM-2019-341 appuyant les grands projets de développement économique dans la mesure où ils respectent toutes les exigences réglementaires environnementales ;

CONSIDÉRANT que le conseil municipal a adopté le 3 février 2020 la résolution VS-CM-2020-72 appuyant le mouvement « Je crois en ma région », dont l'objectif était de soutenir l'implantation des grands projets de développement économique dans le respect des lois et règlements en vigueur au Québec et au Canada ;

CONSIDÉRANT que le rapport du BAPE sur le projet GNL Québec a été rendu public le 24 mars 2021 ;

CONSIDÉRANT que le Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques doit compléter son analyse environnementale et déposer une recommandation au gouvernement, qui aura ensuite à autoriser ou non le projet ;

CONSIDÉRANT que le Ministre de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, monsieur Benoît Charrette, a posé trois conditions aux promoteurs : démontrer l'acceptabilité sociale du projet, favoriser la transition énergétique et contribuer à la diminution mondiale des gaz à effet de serre (GES) ;

CONSIDÉRANT que les promoteurs de GNL Québec ont affirmé qu'ils travailleront à répondre aux questionnements contenus dans le rapport du BAPE ;

CONSIDÉRANT que le projet GNL Québec représente des retombées économiques importantes pour la Ville de Saguenay ;

À CES CAUSES, il est résolu :

QUE le conseil municipal de la Ville de Saguenay appuie le projet GNL Québec.

Avant de procéder au vote sur la proposition principale, le conseiller M. Simon-Olivier Côté, appuyé par le conseiller M. Kevin Armstrong, propose un amendement au projet de résolution de manière à ce que la conclusion se lise comme suit :

CONSIDÉRANT que le conseil municipal a adopté le 2 juillet 2019 la résolution VS-CM-2019-341 appuyant les grands projets de développement économique dans la mesure où ils respectent toutes les exigences réglementaires environnementales ;

CONSIDÉRANT que le conseil municipal a adopté le 3 février 2020 la résolution VS-CM-2020-72 appuyant le mouvement « Je crois en ma région », dont l'objectif était de soutenir l'implantation des grands projets de développement économique dans le respect des lois et règlements en vigueur au Québec et au Canada ;

CONSIDÉRANT que le rapport du BAPE sur le projet GNL Québec a été rendu public le 24 mars 2021 ;

CONSIDÉRANT que le Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques doit compléter son analyse environnementale et déposer une recommandation au gouvernement, qui aura ensuite à autoriser ou non le projet ;

CONSIDÉRANT que le Ministre de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, monsieur Benoît Charrette, a posé trois conditions aux promoteurs : démontrer l'acceptabilité sociale du projet, favoriser la transition énergétique et contribuer à la diminution mondiale des gaz à effet de serre (GES) ;

CONSIDÉRANT que les promoteurs de GNL Québec ont affirmé qu'ils travailleront à répondre aux questionnements contenus dans le rapport du BAPE ;

CONSIDÉRANT que le projet GNL Québec représente des retombées économiques importantes pour la Ville de Saguenay ;

À CES CAUSES, il est résolu :

QUE le conseil municipal de la Ville de Saguenay appuie le projet GNL Québec dans la mesure où il respecte les exigences environnementales du Ministre de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, et dans la mesure où il est autorisé par le gouvernement du Québec.

La mairesse appel au vote sur la proposition amendée par le conseiller Simon-Olivier Côté. Après délibération, la proposition amendée est adoptée à la majorité par les membres du conseil. Seuls les conseillers M. Marc Pettersen, Jimmy Bouchard, Jean-Marc Crevier, Raynald Simard et Martin Harvey ayant votés contre.

Je certifie sous mon serment d'office que l'extrait ci-haut est une vraie copie d'une résolution adoptée par le conseil municipal à la séance ordinaire du 6 avril 2021.

DONNÉ À SAGUENAY, P.Q., ce 8e jour du mois d'avril 2021.

L'assistante-greffière,

ANNIE JEAN

AJ/sg

Saint-Charles-de-Bourget

Saint-Charles-de-Bourget, le 30 mai 2021

GNL-Énergie Saguenay
345, rue des Saguenéens, bureau 210
Chicoutimi, (Québec), G7H 6K9

Objet : Résolution d'appui – Projet GNL-Énergie Saguenay

A qui de droit,

Vous trouverez, joint à la présente, la résolution numéro 174.21 adopté le 6 avril 2021 et concernant l'appui de la municipalité au projet GNL-Énergie Saguenay.

Veuillez agréer, Madame, Monsieur, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

Michel Perreault, CPA, CMA
Directeur général et secrétaire-trésorier par
Intérim

p.j. résolution no. 174.21

cc. M. François Legault, Premier Ministre
M. Benoît Charette, Ministre de l'environnement
M. François Tremblay, Député de Dubuc
M. Gérald Savard, Préfet de la MRC du Fjord-du-Saguenay

Saint-Charles-de-Bourget

EXTRAIT DU PROCÈS-VERBAL
OU
COPIE DE RÉSOLUTION
DU
CONSEIL MUNICIPAL DE SAINT-CHARLES-DE-BOURGET

À la séance du conseil municipal de Saint-Charles-de-Bourget, tenue le 6 avril 2021, à laquelle étaient présent son honneur le maire : M. Bernard St-Gelais.

et les conseillers suivants:

Messieurs Marc Lavoie, Dany Gauthier, Jacques Gauthier et mesdames Eve Larouche et Christine Durand-Duperré formant quorum.

APPUI AU PROJET GNL ET ACCEPTABILITÉ SOCIALE
RÉSOLUTION NO 174.21

CONSIDÉRANT que le projet de GNL-Énergie Saguenay constitue le plus gros projet d'investissement privé de l'histoire du Québec;

CONSIDÉRANT les immenses retombées économiques de plus de 2.1 milliards de dollars pour la région qu'engendre ce projet de 14 milliards;

CONSIDÉRANT que l'objectif de carboneutralité de l'usine de liquéfaction du gaz naturel, une première mondiale pour ce type d'industrie;

CONSIDÉRANT que le Ministre de l'Environnement M. Benoît Charrette fait de l'acceptabilité sociale l'une des trois conditions pour délivrer le certificat d'autorisation environnementale (C.A.) à l'entreprises Énergie Saguenay;

EN CONSÉQUENCE

IL EST PROPOSÉ PAR : M. Dany Gauthier;
APPUYÉ PAR : M. Jacques Gauthier;

ET RÉSOLU À L'UNANIMITÉ DES CONSEILLERS PRÉSENTS

QUE la Municipalité de Saint-Charles-de-Bourget et les membres du conseil municipal considère le projet GNL-Énergie Saguenay comme étant SOCIALEMENT ACCEPTABLE.

QUE une copie de la présente résolution soit transmise aux personnes suivantes, à savoir;

M. François Legault, Premier Ministre du Québec;
M. Benoît Charette, Ministre de l'environnement;
M. François Tremblay, Député de Dubuc;
M. Gérald Savard, Préfet de la MRC du Fjord-du-Saguenay.

OU
COPIE DE RÉSOLUTION
DU
CONSEIL MUNICIPAL DE SAINT-CHARLES-DE-BOURGET

À la séance du conseil municipal de Saint-Charles-de-Bourget, tenue le 6 avril 2021, à laquelle étaient présent son honneur le maire : M. Bernard St-Gelais.

et les conseillers suivants:

Messieurs Marc Lavoie, Dany Gauthier, Jacques Gauthier et mesdames Eve Larouche et Christine Durand-Duperré formant quorum.

APPUI AU PROJET GNL ET ACCEPTABILITÉ SOCIALE
RÉSOLUTION NO 174.21

CONSIDÉRANT que le projet de GNL-Énergie Saguenay constitue le plus gros projet d'investissement privé de l'histoire du Québec;

CONSIDÉRANT les immenses retombées économiques de plus de 2.1 milliards de dollars pour la région qu'engendre ce projet de 14 milliards;

CONSIDÉRANT que l'objectif de carboneutralité de l'usine de liquéfaction du gaz naturel, une première mondiale pour ce type d'industrie;

CONSIDÉRANT que le Ministre de l'Environnement M. Benoît Charrette fait de l'acceptabilité sociale l'une des trois conditions pour délivrer le certificat d'autorisation environnementale (C.A.) à l'entreprises Énergie Saguenay;

EN CONSÉQUENCE

IL EST PROPOSÉ PAR : M. Dany Gauthier;
APPUYÉ PAR : M. Jacques Gauthier;

ET RÉSOLU À L'UNANIMITÉ DES CONSEILLERS PRÉSENTS

QUE la Municipalité de Saint-Charles-de-Bourget et les membres du conseil municipal considère le projet GNL-Énergie Saguenay comme étant SOCIALEMENT ACCEPTABLE.

QU' une copie de la présente résolution soit transmise aux personnes suivantes, à savoir;

M. François Legault, Premier Ministre du Québec;
M. Benoît Charette, Ministre de l'environnement;
M. François Tremblay, Député de Dubuc;
M. Gérald Savard, Préfet de la MRC du Fjord-du-Saguenay.

QU' une copie de la présente résolution soit transmise à GNL-Énergie Saguenay.

Copie conforme, ce 7 avril 2021

Michel Perreault, CPA, CMA
Directeur général et secrétaire-trésorier par intérim

Agglomération de La Tuque

Bureau du greffier

PROVINCE DE QUÉBEC
COMTÉ DE LAVIOLETTE
AGGLOMÉRATION DE LA TUQUE

EXTRAIT du procès-verbal de l'assemblée ordinaire du conseil d'agglomération tenue le **20 avril 2021** et présidée par le maire, monsieur Pierre-David Tremblay.

APPUI AU PROJET GNL QUÉBEC

ATTENDU que ce conseil d'agglomération a donné son appui et a demandé l'appui des instances ministérielles et municipales au projet de construction d'un complexe de gaz naturel à Saguenay de GNL Québec par résolution le 15 septembre 2020;

ATTENDU que Ville de La Tuque a déposé, pour et au nom de l'agglomération de La Tuque, un mémoire favorable au projet de GNL Québec dans le cadre des audiences publiques du Bureau d'audience publique en environnement (BAPE), le 22 octobre 2020;

ATTENDU que le 10 mars 2021, le BAPE a remis son rapport d'enquête relativement au projet GNL Québec au ministre de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, M. Benoît Charrette et que celui-ci l'a rendu public le 24 mars 2021;

ATTENDU que le ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques doit compléter son analyse environnementale et déposer une recommandation au gouvernement sur le projet GNL Québec;

ATTENDU que le ministre de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, M. Benoît Charrette, a fixé trois conditions aux promoteurs pour que le projet GNL Québec puisse être approuvé par son gouvernement : démontrer l'acceptabilité sociale du projet, favoriser la transition énergétique et contribuer à la diminution mondiale des gaz à effet de serre (GES);

ATTENDU que les promoteurs de GNL Québec ont affirmé qu'ils travaillent à répondre aux exigences et aux questionnements du ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques;

...2

ATTENDU que le conseil d'agglomération estime que dans son ensemble, ce rapport, plutôt que de fermer la porte au projet, oriente les promoteurs vers les éléments clés visant à rendre le projet encore meilleur sur le plan du développement durable;

ATTENDU que le projet GNL Québec représente un investissement et offre des retombées sans pareil pour l'ensemble du Québec et que sa réalisation doit être considérée comme un enjeu auquel les organisations municipales et gouvernementales doivent agir en accompagnant les promoteurs, afin de créer les conditions de succès nécessaires à sa réalisation;

ATTENDU que le projet GNL Québec nous apparaît novateur comparativement aux projets semblables en développement, ce qui lui procure un avantage dans la stratégie énergétique mondiale;

ATTENDU que le projet GNL Québec sera alimenté par le projet Gazoduq qui traversera l'agglomération de La Tuque sur une distance de 165,7 km et que ces deux projets sont étroitement liés l'un à l'autre;

ATTENDU que le projet Gazoduq représente une importante source de revenus de 10 millions de dollars par année pendant 25 ans pour la Ville de La Tuque en incluant les retombées économiques pour le secteur communautaire et le milieu de l'éducation de l'agglomération de La Tuque;

EN CONSÉQUENCE, IL EST :

AGG-2021-04-048 **PROPOSÉ PAR LE MEMBRE ROGER MANTHA**
APPUYÉ PAR LE MEMBRE RENÉ MERCURE

ET RÉSOLU :

QUE ce conseil d'agglomération démontre à nouveau son appui au projet GNL Québec et demande au gouvernement du Québec d'approuver le projet.

ADOPTÉE À L'UNANIMITÉ

Signé : Pierre-David Tremblay, maire
Président

Jean-Sébastien Poirier
Directeur général adjoint et greffier

VRAIE COPIE CONFORME

Jean-Sébastien Poirier
Directeur général adjoint et greffier

Municipalité de
Lac-Bouchette

EXTRAIT DU PROCES-VERBAL

SÉANCE RÉGULIÈRE 3 MAI 2021

À une séance régulière du conseil municipal légalement tenue le 3 mai 2021 au lieu ordinaire et à l'heure ordinaires des sessions, sous la présidence de son honneur Mme la mairesse Ghislaine M.-Hudon.

Sont également présents, les conseillères et conseillers: Annie Lapointe – visio-conférence, Josée Crane, Caroline Roberge, Tony Potvin, Claude Martel et Réal Bérubé.

Formant quorum.

Appui au projet énergie Saguenay (GNL)

Résol. 21-087

ATTENDU QUE les élus de la Municipalité de Lac-Bouchette ont déjà appuyé publiquement le grand projet actuellement en développement dans la région et qu'elle souhaite que ce projet se concrétise;

ATTENDU QUE le 10 mars 2021, le Bureau d'audiences publiques du Québec (BAPE) a remis son rapport d'enquête relativement au projet de construction d'un complexe de gaz naturel à Saguenay au Ministre de l'Environnement et de la Lutte aux changements climatiques, M. Benoit Charrette, et celui-ci l'a maintenant rendu publique;

ATTENDU QUE le rapport du BAPE semble appuyer certaines de ses recommandations sur les éléments de décision qui appartiennent à la stratégie d'affaire de l'entreprise ce qui nous apparait dépasser le rôle de la Commission qui doit porter sur l'examen de répercussions environnementales du projet;

ATTENDU QUE des élus de la Municipalité estiment néanmoins que, dans son ensemble, ce rapport, plutôt que de fermer la porte au projet, oriente le promoteur vers les éléments clés visant à rendre le projet encore meilleur sur le plan du développement durable;

ATTENDU QUE ce projet représente un investissement et offre des retombées sans pareil tant dans la région que pour l'ensemble du Québec et sa réalisation doit être considérée comme un enjeu auquel nos organisations municipales et gouvernementales doivent agir en accompagnant le promoteur afin de créer les conditions de succès nécessaires à sa réalisation;

ATTENDU QUE ce projet nous apparait novateur comparativement aux projets semblables en développement et lui procure un avantage dans la stratégie mondiale;

EN CONSÉQUENCE, IL EST PROPOSÉ PAR M. Le conseiller Claude Martel appuyé par M. le conseiller Tony Potvin et résolu à l'unanimité des conseillers que la Municipalité de Lac-Bouchette est toujours en faveur de la réalisation des grands projets de la région dont celui de GNL Énergie Saguenay.

ACCEPTÉE

VRAIE COPIE CERTIFIÉE
À LAC-BOUCHETTE
CE 5 MAI 2021

JEAN-PIERRE TREMBLAY,
DIRECTEUR GÉNÉRAL ET SECRÉTAIRE-TRÉSORIER

CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC
MUNICIPALITÉ RÉGIONALE DE
COMTÉ DU FJORD-DU-SAGUENAY

EXTRAIT DU PROCÈS-VERBAL de la séance ordinaire du conseil de la MRC du Fjord-du-Saguenay, tenue par visioconférence, à 17 h 20, le mardi 13e jour d'avril 2021, tous membres du conseil et formant quorum sous la présidence de M. Gérald Savard, préfet et maire de Bégin, à laquelle séance sont présents les membres suivants :

M.	Réjean Bédard	maire de Larouche
M.	Pierre Deslauriers	maire de Saint-Félix-d'Otis
M.	Rémi Gagné	préfet suppléant et maire de Rivière-Éternité
M.	Philôme La France	maire de Petit-Saguenay
M.	Lucien Martel	maire de L'Anse-Saint-Jean
Mme	Catherine Morissette	maire de Saint-David-de-Falardeau
M.	Bernard Saint-Gelais	maire de Saint-Charles-de-Bourget
M.	Gilbert Simard	maire de Saint-Fulgence
M.	Hervé Simard	maire de Ferland-et-Boilleau
M.	Laurent Thibeault	maire de Sainte-Rose-du-Nord
M.	Bruno Tremblay	maire de Saint-Honoré
M.	Deny Tremblay	maire de Saint-Ambroise

Participe également à cette séance :

Mme	Christine Dufour	directrice générale et secrétaire-trésorière

C-21-135
GNL / POSITION DU CONSEIL DE LA MRC

CONSIDÉRANT QUE la MRC du Fjord-du-Saguenay a été parmi les premières organisations municipales à appuyer publiquement les grands projets actuellement en développement dans la région, soit ceux d'Énergie Saguenay (GNL Québec), de Gazoduc, de Métaux BlackRock et d'Arianne Phosphate et qu'elle souhaite que ces projets se concrétisent;

CONSIDÉRANT QUE les élus de la MRC croient toujours aux bénéfices de ces projets pour la région et qu'ils maintiennent leur appui;

CONSIDÉRANT QUE le 10 mars 2021, le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) a remis son rapport d'enquête relativement au projet de construction d'un complexe de gaz naturel à Saguenay au ministre de l'Environnement et de la Lutte aux changements climatiques, monsieur Benoit Charette et que celui-ci l'a maintenant rendu public;

CONSIDÉRANT QUE les élus de la MRC du Fjord-du-Saguenay ont suivi de près et avec intérêt toute la démarche de consultation publique du BAPE pour le projet Énergie Saguenay, ont désigné une personne-ressource et ont déposé un mémoire;

...2

CONSIDÉRANT QUE les élus de la MRC estiment néanmoins que dans son ensemble, ce rapport, plutôt que de fermer la porte au projet, oriente le promoteur vers les éléments clés visant à rendre le projet encore meilleur sur le plan du développement durable;

CONSIDÉRANT QUE ce projet représente un investissement et offre des retombées sans pareil tant dans la région que pour l'ensemble du Québec et que sa réalisation doit être considérée comme un enjeu pour lequel nos organisations municipales et gouvernementales doivent agir en accompagnant le promoteur afin de créer les conditions de succès nécessaires à sa réalisation;

CONSIDÉRANT QUE ce projet nous apparait novateur comparativement aux projets semblables en développement et lui procure un avantage dans la stratégie mondiale;

CONSIDÉRANT QUE les élus de la MRC ont des appréhensions importantes quant à l'avenir économique de la MRC et de la région et qu'ils souhaitent une rencontre avec le premier ministre du Québec, monsieur François Legault, pour discuter de ces enjeux;

POUR CES MOTIFS,

IL EST PROPOSÉ PAR M. Bruno Tremblay;

APPUYÉ PAR Mme Catherine Morissette;

ET RÉSOLU À LA MAJORITÉ :

QUE le préfet de la MRC du Fjord-du-Saguenay invite le premier ministre du Québec, monsieur François Legault, pour une rencontre avec le conseil de la MRC afin de traiter de l'avenir des grands projets, dont celui d'Énergie Saguenay (GNL Québec);

ET DE TRANSMETTRE une copie de cette résolution au ministre de l'Environnement et de la Lutte aux changements climatiques, monsieur Benoit Charrette, à la ministre des Affaires municipales et de l'Habitation et ministre responsable de la région du Saguenay–Lac-Saint-Jean, madame Andrée Laforest, ainsi qu'à monsieur François Tremblay, député de Dubuc.

COPIE CERTIFIÉE CONFORME

Christine Dufour
Directrice générale et
secrétaire-trésorière
Saint-Honoré, le 19 avril 2021