

Mémoire au Bureau d'audiences publiques en environnement (BAPE) portant sur le projet GNLQ.

Le présent mémoire a pour objectif de partager avec les commissaires mon avis sur deux aspects du projet GNLQ. Premièrement sur les perspectives de marché et l'analyse de la demande réelle des volumes de GNL (gaz naturel liquéfié) que pourrait produire l'usine tout au long de la durée de vie de cette infrastructure, et deuxièmement sur la contribution de ce projet à la réduction d'émissions de GES à l'échelle planétaire par un processus de substitution « progressive » qui verrait une production d'énergie par un GNL moins intense en émissions remplacer des sources plus intenses tels que le charbon, utilisé principalement dans des centrales thermiques et procédés industriels en Asie. Il contient par ailleurs une analyse critique de l'étude des débouchés et marchés produit par la firme Poten et Partners, soit le document DA8.1. Ce sera le troisième avis émis dans ce mémoire. En annexe le mémoire contient un court rapport produit en 2019 sur les perspectives macro-économiques du GNL à partir des données publiées par l'*Union internationale du gaz* (IGU) en 2019. Les données plus récentes publiées par l'IGU en 2020 confirment d'ailleurs les tendances observées en 2019, en particulier concernant le surinvestissement en capacité de liquéfaction qui caractérise cette industrie et la grande incertitude que cela génère chez les investisseurs potentiels dans ces projets.

Je souhaite d'ailleurs commencer ce mémoire par une citation issue de ce rapport 2020 de l'IGU « The World LNG report », dans la section « 4.6. RISKS TO PROJECT DEVELOPMENT » (p.43) :

« Clearly LNG has been remarkably successful in penetrating new markets, but has had a harder time converting these markets into big consumers. Just as often, markets hit a plateau and remain at that import level, or might even turn to alternatives that reduce their LNG needs. The next wave of LNG demand growth expected from Asia's emerging economies is far from assured, raising questions about the speed with which supply from new projects can be absorbed by the market in the coming decade. »

La section d'où est tirée cette citation a pour sous-titre « Oversupplied LNG Market. Deterring Project Developers » et porte sur la saturation à court et moyen terme du marché du GNL par un surinvestissement en capacité productive et une demande chancelante. Ce constat d'une organisation qu'on ne peut soupçonner d'avoir un préjugé défavorable par principe au développement de cette industrie informe l'arrière plan de mon intervention. C'est sur ce document de l'IGU que je base l'essentiel de mon analyse de la conjoncture de marché qui concerne le projet de GNLQ. Cette conjoncture était déjà palpable quand on examinait avec soin les données sur l'investissement, la demande et la capacité synthétisées par l'IGU dans son rapport de 2019. Le rapport de 2020 confirme que les forces économiques qui génèrent cette conjoncture sont toujours à l'oeuvre et le seront pour encore longtemps. Je suis surpris que ni le promoteur GNLQ, ni son consultant, Poten et Partners, ne semble prendre aux sérieux ses avertissements de l'IGU.

Avis no 1 : les perspectives de marchés pour le projet GNLQ

Mon avis sur ce premier point est que les perspectives de marché et de débouchés pour le GNL issu du Saguenay seront très incertaines au moment de la mise en oeuvre de la production en 2026 et cette incertitude va s'accroître de manière importante tout le long de la durée de vie du projet. Cet avis se base sur les constats suivants.

1. La distance entre le point d'extraction du gaz fossile et le point de liquéfaction étant considérable les coûts de production du GNL de Saguenay sont relativement élevés par rapports à d'autres sources en Amérique du Nord qui seront déjà en production en 2026, au moment de la mise en service de l'usine.
2. L'usine GNLQ est particulièrement distante des marchés asiatiques, plus couteux, son gaz liquéfié pourra difficilement concurrencer le GNL produit en Australie, au Moyen-Orient, ainsi que celui exporté depuis la côte ouest nord-américaine et le golfe du Mexique.
3. La destination la plus probable pour le GNL de Saguenay est l'Europe du nord, malgré un coût de production plus élevé que le GNL du golfe du Mexique, celui du Saguenay aurait l'avantage d'une plus grande proximité des ces marchés. Par contre, si on se base sur les analyse de l'IGU, les perspectives de développement du marché européen à moyen ou à long terme ne sont pas particulièrement bonnes. Les volumes supplémentaires de GNLQ arriveront après une hausse significative de la capacité de production de GNL sur la côte est américaine et dans le golfe du Mexique ainsi qu'après la mise en service du gazoduc Norstream. Bref, à moyen terme la situation de surproduction risque de limiter les débouchés pour le GNL de Saguenay outre Atlantique. À long terme ce sont les politiques de lutte contre les changements climatiques et le déploiement d'énergies alternatives qui risquent de miner l'accès au marché européen pour le GNL de Saguenay.
4. L'avantage spécifique que fait valoir le promoteur, soit la faible intensité en CO2 de son produit relatif à la norme sur le marché mondial ne garanti pas qu'il trouvera preneur dans la mesure où rien n'indique dans ce que nous avons pu lire dans les informations déposées par le promoteur , que :
 - a. cette qualité compensera aux yeux d'un éventuel client le coût de production et de transport plus élevé de la ressource,
 - b. ou que GNLQ soit le seul fournisseur d'un GNL a faible intensité CO2 sur le marché mondial, il semble au contraire qu'un produit équivalent et à plus faible coût sera fabriqué sur la côte ouest canadienne et arrivera sur le marché bien avant 2026,
 - c. qu'un changement dans la méthode de calcul des fuites et émissions furtives de méthane au point d'extraction, du côté des puits abandonnées ou le long des gazoducs ne changent pas drastiquement le bilan en intensité de GES de la matière première de GNLQ, le gaz issue de fracturation de l'ouest canadien.

Compte tenu du caractère privé du projet on pourrait laisser les promoteurs s'occuper de gérer les risques de marché de leur projet, au pire, ils feront faillite. Mais dans la mesure où le projet est considéré comme structurant par le gouvernement actuel je crains une participation publique à son financement et, qui plus est, le projet mobilisera un volume considérable d'hydroélectricité, volume qui pourrait trouver des usages alternatifs ayant un plus grand impact sur le plan économique et environnemental. C'est en ce sens que les importants risques de marché ne concernent pas uniquement le promoteur mais l'ensemble de la société québécoise. On peut, en tout légitimité, se demander si nous ne sommes pas devant le prochain Gaspésia ou Cimenterie McCinnis ?

Avis no 2 : la contribution de la production de gnl à Saguenay à la lutte au changement climatique.

Le promoteur affirme que son projet de transformation d'hydrocarbures contribuera à la lutte contre les changements climatiques à l'échelle planétaire. Et donc bien que ce projet industriel résulte ici au Canada en émission de GES, parce que le GNL doit, au marché de destination, remplacer des énergies plus émettrices en GES (le charbon en particulier) le bilan global du projet serait positif sur le plan

climatique. Lancer sur le marché mondial des nouveaux volumes d'hydrocarbures à brûler aurait pour effet de diminuer les émissions globales de GES issues de la combustion d'hydrocarbures ! Paradoxe séduisant. Notre avis sur cette question est que le promoteur évalue mal à la fois les dynamiques qui lient ensemble extraction et distribution de gaz naturel et les dynamiques de substitution sur les marchés destinataires. Notre compréhension de ces dynamiques nous portent à croire que le projet contribuera plutôt à une augmentation globale des émissions de GES dans la mesure où les volumes d'hydrocarbures exportés s'ajouteront à la quantité globale de sources d'énergies fossiles utilisées, bref qu'il n'y aura pas de substitution progressive, et il pourrait même y avoir des effets de substitution régressive sur le plan environnemental dans la mesure où le GNL concurrence des sources d'énergie renouvelables et ralentit leur déploiements. L'étude la firme Poten et Partners sensée appuyer la position du promoteur sur cette question comporte de graves erreurs méthodologiques et devrait tout simplement être écarté par les commissaires.

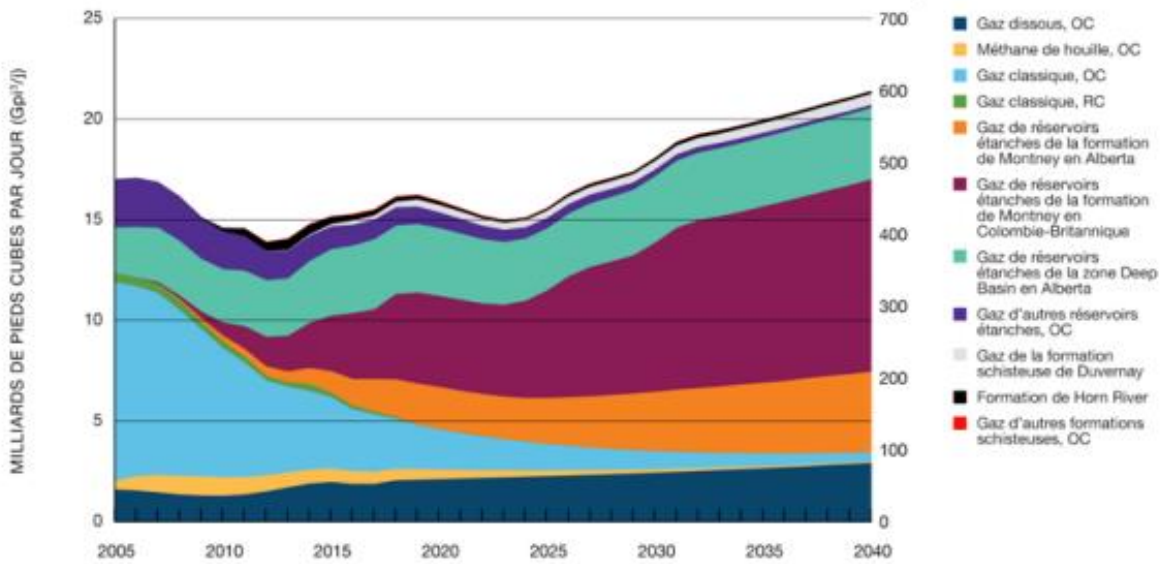
1. La pression à extraire le Montney et l'accès aux marchés internationaux.

Une fraction significative (+/- 78%) de l'intrant principal de l'usine de liquéfaction – et ce pour l'entière durée de vie du projet – consiste en volumes de gaz qui seront extraits par fracturation hydraulique de gisements non conventionnels dans l'ouest Canadien. 6^e exportateur mondial de gaz naturel au monde, deux changements importants balisent la trajectoire d'avenir du Canada dans ce secteur.

- a) Les gisements conventionnels de gaz naturel au Canada sont presque épuisés. L'avenir de la capacité d'exportation (et de la capacité de satisfaire la demande interne) repose sur l'exploitation de gisements dits non conventionnels ou « gisements de roche étanche ». L'extraction par fracturation hydraulique est une technologie relativement jeune et elle reconfigure entièrement la frontière entre gisements exploitables et non exploitables. Depuis sa généralisation en Amérique du Nord, les réserves « extractibles » en gaz fossile, liquides gazeux et pétroles croissent systématiquement d'année en année, malgré le fait que nous en arrachons toujours plus à la terre.
- b) Le marché interne des États-Unis, la destination usuelle de nos exportations de gaz via un réseau de gazoduc continental tissé serré, est incapable d'absorber la production domestique américaine actuelle et donc il ne peut absorber un volume supplémentaire de gaz canadien. La révolution de la fracturation a pour premier effet que l'offre sur le continent Nord-Américain est surabondante, la demande est insuffisante, les prix sur le marché interne sont ainsi extrêmement bas. Il y a un puissant incitatif aux États-Unis pour développer la filière d'exportation de gaz issu de fracturation hors du continent et vers le marché international sous forme de GNL. C'est un impératif pour cette industrie et la même contrainte s'impose maintenant aux producteurs canadiens.

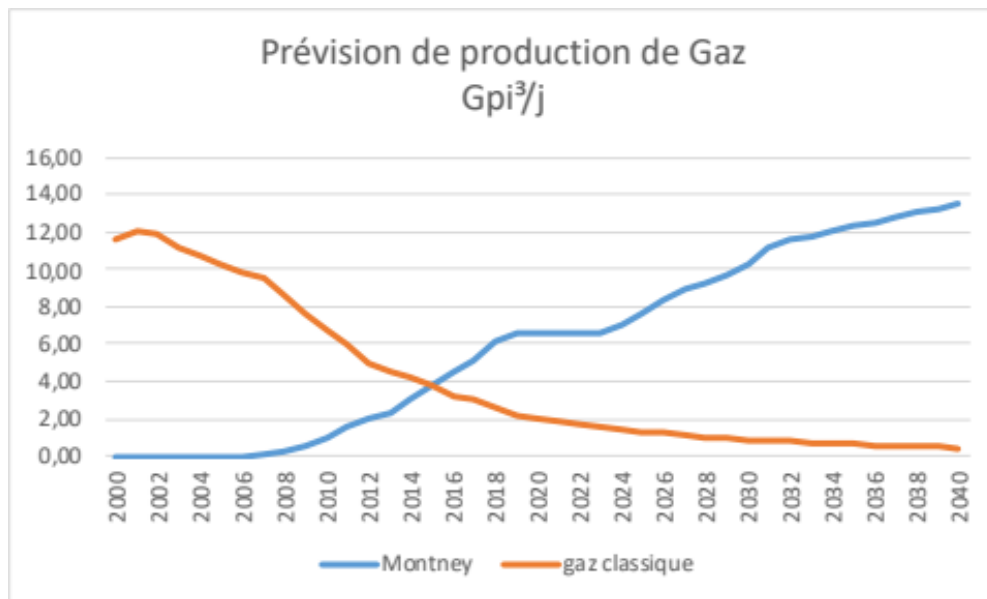
Le graphique 1 ci-dessus tiré du rapport « l'Avenir énergétique 2019 » de la Régie de l'énergie du Canada illustre comment ces tendances sont censées influencer les volumes de gaz fossile extrait et leur provenance.

Graphique 1



Source : <https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/ntgrtd/ft/2019/rs/ls/index-fra.html>

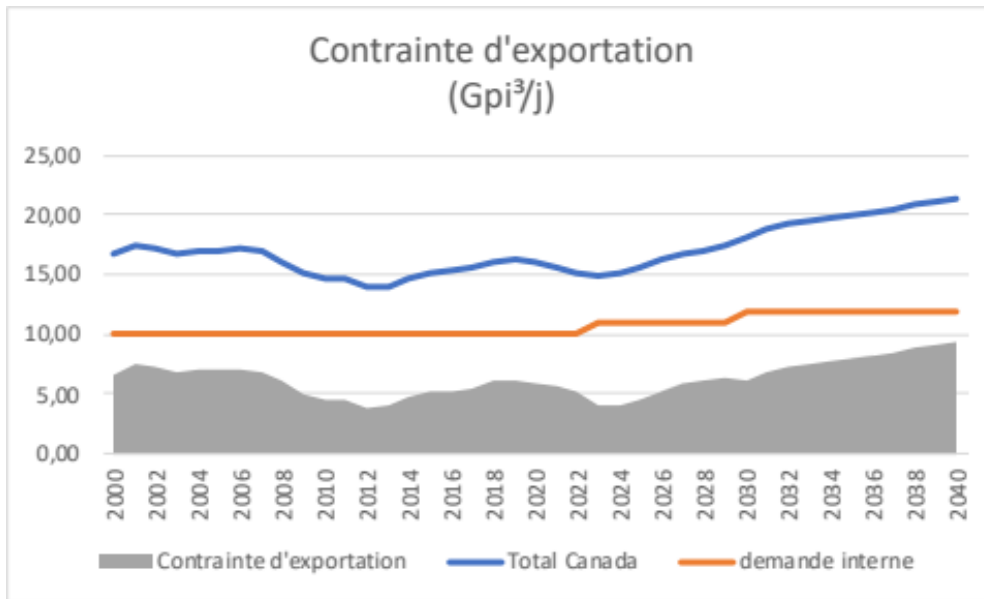
On voit en orange et mauve, la place centrale du Montney dans l'évolution de l'extraction de gaz fossile au Canada d'ici 2040, c'est essentiellement l'exploitation de ce gisement qui serait responsable pour une expansion de l'extraction de gaz fossile au Canada. À cela s'ajoutent les volumes des réservoirs étanches du Deep Basin. Le volume de gaz emprisonné dans la roche mère de la formation Montney est considérable. Il représente à peu près l'équivalent de 145 années de consommation sur le marché interne canadien (consommation de 2012). C'est également notre dernière source significative de gaz fossile, sachant que les puits conventionnels de gaz vont cesser d'être économiquement exploitables d'ici 2030, comme le montre le graphique 2 ci-dessous.



Source : Régie de l'énergie du Canada, calcul de l'auteur.

Un régulateur ou gouvernement prudent pourrait vouloir préserver cette ressource pour l'avenir. Mais le modèle actuel de développement de l'extraction de gaz du Montney est – de l'aveu de la régie

fédérale de l'énergie- essentiellement tiré par la volonté d'exporter les plus gros volumes possibles de gaz, tout en évitant de les envoyer dans un marché américain saturé. Selon la régie de l'énergie du Canada, le potentiel de développement du Montney dépend essentiellement de la capacité à transformer le gaz fossile extrait en GNL destiné aux marchés internationaux par voie de méthaniers. L'absence d'infrastructures de production de GNL avec accès aux eaux internationales risque de compromettre l'essor de ce secteur. Mais inversement, sans le Montney, les projets d'usines de GNL sur la côte ouest ou est n'ont pas de sens économique. Le graphique 3 ci-dessus illustre cette dynamique sous la forme d'une contrainte à l'exportation :



Source : Régie de l'énergie du Canada, calcul de l'auteur.

Bref, les infrastructures de liquéfaction et d'exportation de GNL par méthaniers ne répondent pas une offre de gaz pré-existante et leur existence n'est pas sans effets sur l'exploitation futur des gisements gaziers. Au contraire, *l'expansion de la capacité de liquéfaction est un facteur qui limite le développement de l'activité extractive*. Plus grand est le volume de gaz fossile pouvant être liquéfié et exporté, plus l'industrie extractive a l'opportunité de vider rapidement les gisements de gaz non conventionnels tels que le Montney, plus – dans l'absolu - le volume total d'hydrocarbures porté sur le marché et destiné à la combustion grandit. Une fois retirée de la roche mère, la molécule de gaz trouve inévitablement son chemin vers l'atmosphère. Mon argument est qu'une usine de liquéfaction, dans le contexte actuel, constitue un facteur qui accélère l'extraction du gaz non-conventionnel de l'ouest canadien. Tout ralentissement de la croissance de la capacité de liquéfaction aura pour effet, au contraire, de ralentir considérablement l'expansion de cette activité extractive et contribuera à garder sous terre des réserves d'hydrocarbures qui devraient, selon certaines recherches en sciences de l'environnement, y rester.

2. Complexité et incertitude des effets de substitution.

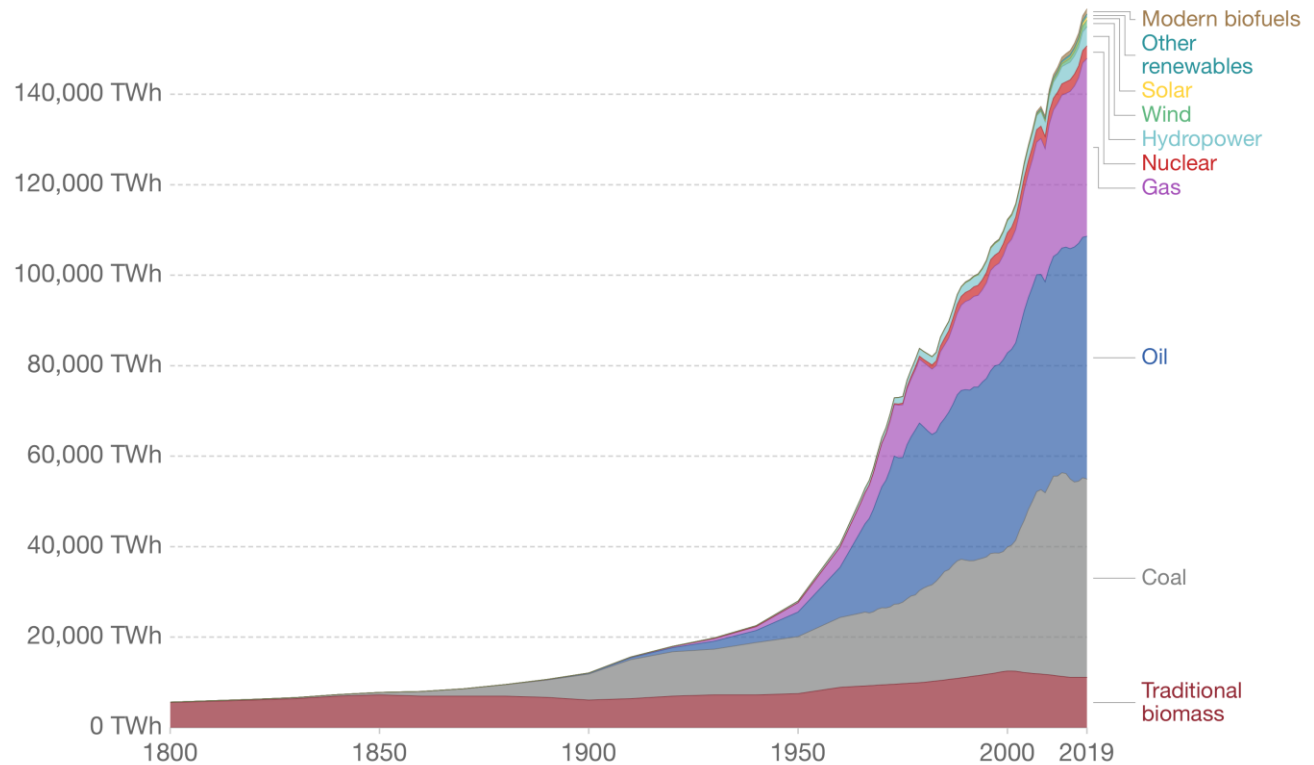
La substitution est l'idée phare de la transition énergétique comprise comme transformation technologique, l'idée étant que joule pour joule, nous devons substituer les sources d'énergie intense en CO₂ par des sources moins intenses, voire carbo-neutre. À noter que le « paradigme » de la transition est basé sur l'analyse des proportions relatives de sources d'énergie dans un portefeuille générale, c'est donc une forme de substitution « relative ». Il n'y a eu à date qu'une transition absolue dans l'histoire des

sociétés modernes et c'est celle qui voit les énergies fossiles remplacer la biomasse (muscles, bois, tourbe) au 19^e siècle. Sinon, depuis, nous avons assisté à une logique « additive », plutôt que de substitution, comme le montre le graphique ci-dessus.

Global direct primary energy consumption

Direct primary energy consumption does not take account of inefficiencies in fossil fuel production.

Our World
in Data



Source: Vaclav Smil (2017) and BP Statistical Review of World Energy

OurWorldInData.org/energy • CC BY

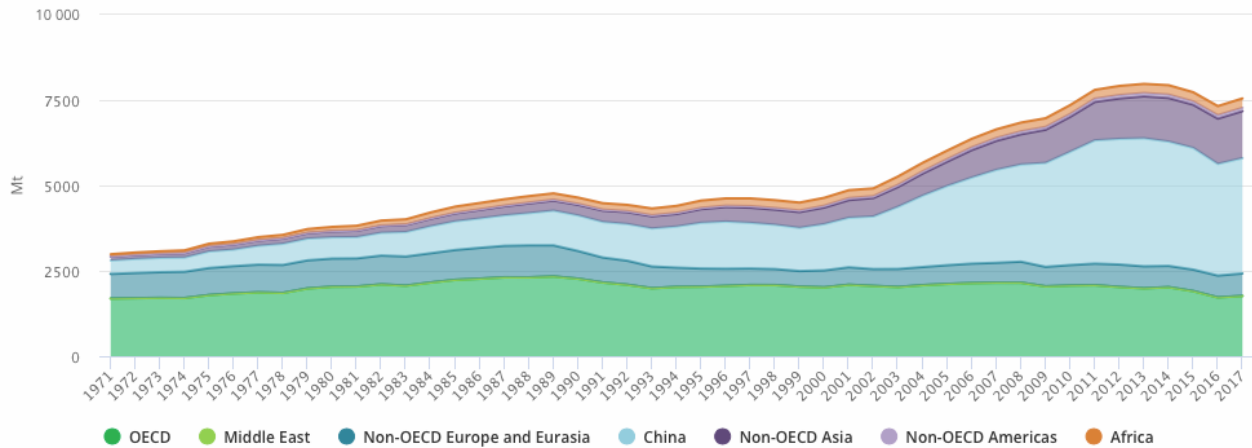
2.1. L'idée générale

Le « pitch de vente » du GNL, repris par le promoteur, est sa présentation comme énergie ou carburant de « transition », qui remplace des sources d'hydrocarbures plus intenses en CO₂ en attendant que se développe le potentiel des énergies renouvelables ou comme complément fonctionnel aux énergies renouvelables. L'industrie du gaz pousse l'idée qu'il sera le carburant dominant jusqu'au milieu du 21^e siècle en attendant la « maturité » des énergies renouvelables et que même à ce stade le gaz sera nécessaire pour régler les problèmes d'intermittence qui marquent ces énergies. Tout ceci évidemment court-circuite la question à savoir si le gaz est véritablement moins intense en GES que le pétrole ou le charbon et du réel degré d'intensité moindre si on tient en compte des facteurs comme les émissions furtives, passons sur cela.

GNLQ avance donc l'idée que son GNL, principalement issu par fracturation des formations Montney dans l'ouest Canadien, remplacera à son lieu de destination/combustion finale (principalement en Europe) du charbon à intensité GES plus élevée. Et donc au final l'ajout de plus d'hydrocarbures dans le métabolisme global des sociétés humaines pourrait avoir l'effet – par substitution – de réduction d'émissions. Mais rien dans le projet ne garantit que le GNL ne s'inscrit dans une logique simplement additive et même tout porte à croire que pour le moment c'est ce dans quoi s'inscrit en

général les projets GNL vu la constance dans la production de gaz et de charbon depuis plusieurs décennies. Voir données ci-bas de AIE (2019)

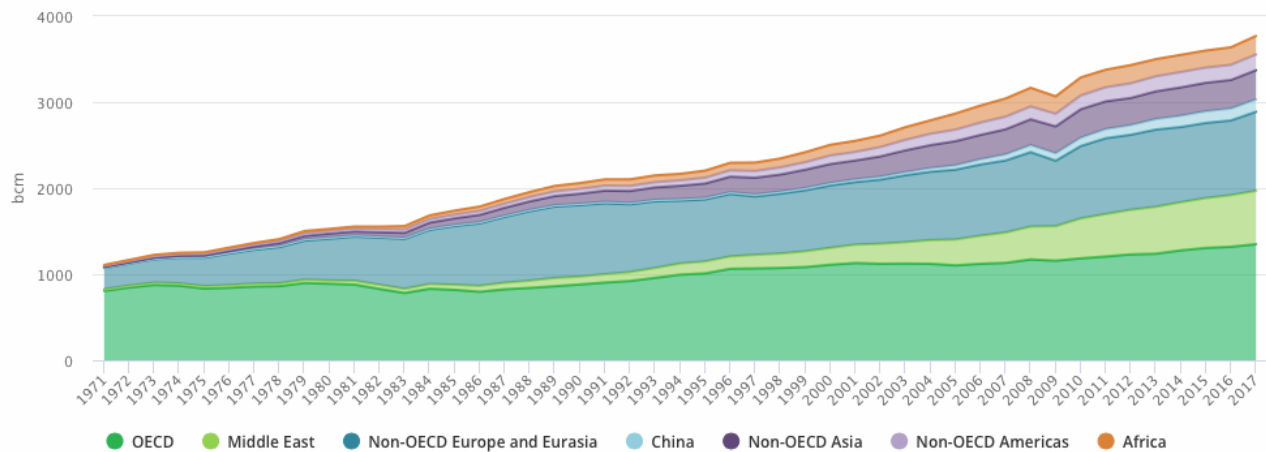
World coal production, Mt



Notes: includes steam coal, coking coal, lignite and recovered coal; non-OECD Asia excludes China.

IEA. All rights reserved.

World natural gas production by region, bcm



Notes: non-OECD Asia excludes China.

IEA. All rights reserved.

2.2. La variante régressive

Mais ce qui est encore plus problématique est l'effet de substitution régressive qui pourrait résulter de la mise en marché de GNL à bas prix. Une substitution peut être dite régressive quand une source d'énergie à faible intensité de GES est remplacée par une source d'énergie à intensité GES plus élevée, par exemple quand l'hydro-électricité est remplacée par de l'énergie d'origine fossile pour le chauffage d'un bâtiment. La substitution régressive peut être relative ou absolue. Relative elle voit des formes d'énergie plus intense en émissions bloquer la mise en place de formes moins intenses, absolue renvoi

au remplacement de celles-ci par les premières. Un enjeu central dans le développement actuel des systèmes d'approvisionnement énergétique est la possibilité que l'expansion du gaz naturel sous la forme GNL mais aussi classique (distribution par gazoduc) soit porteur d'un processus de substitution régressive *relative* dans la mesure où la surabondance du gaz et l'effet « lock in » d'investissements en infrastructures de liquéfaction et regazification ainsi que d'utilisation du gaz comme source d'énergie. L'existence des dynamiques de substitutions régressive laisse entrevoir une situation où le gaz naturel n'est pas en concurrence avec le charbon, mais serait en situation de concurrence vis-à-vis de sources d'énergies renouvelables.

Les promoteurs du projet GNLQ ne sont pas en mesure d'indiquer où et dans quel contexte énergétique sera brûlé le gaz qu'ils souhaitent liquéfier et exporter sur les marchés internationaux. La prétention d'effets de substitution progressifs considérables est donc complètement hypothétique. Pour pallier à cette lacune, le promoteur a commandé une étude à la firme de consultants Poten & Partners (DA8.1), sensée démontrer que ce potentiel existe et ce pour la durée de vie entière du projet. Le troisième avis de ce mémoire concerne cette étude que nous jugeons sur le plan scientifique irrecevable compte tenu d'erreurs méthodologiques importantes. Ce troisième et dernier avis sera plus succinct et plus technique que les deux premiers, mais la conclusion est néanmoins importante, je demande aux commissaires de ne pas tenir compte de cette pièce et de plus demande également au promoteur de cesser de prétendre que son projet s'inscrit de manière positive dans la lutte aux changements climatiques en contribuant à la réduction d'émission globale de GES. Le promoteur devrait s'en tenir à présenter leur projet tel qu'il est : un projet industriel de première transformation d'hydrocarbures extraits par fracturation pour faciliter leur exportation sur les marchés internationaux par voie maritime, projet qui ne contribue pas positivement à la lutte aux changements climatiques.

Avis no 3 : l'invalidité des prévisions relatives à la demande en GNL et son usage comme substitut au charbon de l'étude « Rapport de marché sur la destination et l'utilisation finale », document DA8.1. La conclusion du rapport de marché produit par la firme Poten et Partners soutient que : « environ 60 pour cent du GNL de GNLQ remplacera du charbon, principalement dans les marchés émergents où les économies à croissance rapide exigent de nouveaux projets énergétiques. » (p.23)

Les autres éléments contenus dans la conclusion de cette étude :

- demande forte de GNL jusqu'en 2045,
 - demande de GNL qui dépasse la demande en gaz livré par gazoduc à la fin des années 2020
 - complémentarité plutôt que concurrence entre énergies renouvelables et GNL jusqu'en 2045
- sont plutôt des généralités tirées de sources secondaires et concerne le GNL en général, et non pas celui qui sera produit au Saguenay. Ce sont par ailleurs des hypothèses contestables et contestées, par exemple le dernier rapport de l'IGU contient des scénarios de croissance de la demande plus pessimistes.

Cela étant dit, mon avis concerne le premier élément de la conclusion sur lequel repose l'argument environnemental ou climatique du promoteur, le « test climat » du projet GNLQ. Si effectivement 60 % des volumes liquéfiés par GNLQ trouvent preneur en Asie et empêchent, comme l'affirme l'étude de Poten et Partners, l'addition de nouvelles centrales au charbon pour répondre aux besoins croissant en énergie dans des pays émergents, alors les GES émis en amont et aval du projet seront – semble-t-il compensés par des GES en moins, et donc la planète en sortira gagnante. On comprend donc que l'exportation de GNL ne permettra pas de fermer des centrales au charbon existantes, mais qu'elle empêchera la construction de nouvelles centrales. Il s'agit d'un gain relatif plutôt qu'absolu, le GNL s'ajoutera par dessus le charbon dans le mix énergétique de certains pays émergents. Soit.

Or, c'est précisément la méthode par laquelle l'étude de Poten et Partners arrive à ce chiffre de 60 % qui est erronée. Notons d'abord que dans la conclusion on ne précise pas ce qui signifie ce « 60 % ». 60 % de la production de GNL du projet sur toute sa durée de vie ? 60 % de la production jusqu'en 2045 période où des « facteurs » politiques et économiques sont en place pour favoriser ce rôle du GNL ? 60 % de la production de GNL en 2026, quand démarre le projet ? Rien ne permet de trancher, ce flou et ce manque de rigueur est étonnant. Est encore plus étonnant la méthode qu'utilise l'étude pour arriver à ce chiffre.

Le rapport contient une analyse « de marché » qui sert de support à cette conclusion. Or quand on regarde de plus près on constate qu'il s'agit plutôt d'une simple projection de demande d'une période sur une autre, sans égard aux transformations de l'offre. Une méthodologie pour le moins problématique. Sans aller trop dans les détails, voici les étapes de ce chemin erroné.

L'analyse de « marché » que contient le rapport n'est valable que pour l'année 2026, on projette les résultats de cette année jusqu'en 2045.

La projection de la structure de demande en produits énergétiques, dont le GNL, pour l'année 2026 est obtenu en étudiant l'évolution de la demande pendant la période 2018 – 2025 (p.17). Le potentiel de substitution est obtenu en calculant « la demande non comblée ». Celle-ci est obtenue de la manière suivante, d'un côté on établit la demande globale en GNL à partir d'un scénario de croissance et on compare ce montant avec « l'expiration de contrats de GNL à long terme qui approvisionnent actuellement chaque région ». Je me permet d'insister sur le terme « actuellement ». Ensuite on considère que l'écart entre le volume de GNL que représente les contrats actuellement existants et celui qui correspond à la demande croissante jusqu'en 2045 est une demande non-comblée. Cette demande non comblée est ensuite décomposée par région du monde et permet de déterminer « où » ira le GNL de GNLQ. Dernière étape du modèle d'analyse, on détermine dès lors comment par région du monde le produit de GNLQ pourra se substituer à des combustibles plus polluants compte tenu de son prix et des politiques climatiques qui le favorise par rapport au charbon. On obtient alors ce résultat, 60 % du GNL du promoteur ira en Asie et empêchera la construction de centrales au charbon. Résultat contre-intuitif et surprenant compte tenu de la faible compétitivité du produit de GNLQ par rapport à des sources de GNL plus proche de la Chine et des autres pays asiatiques émergents.

Mais en fait quand on examine de près la méthode on comprend bien comment on arrive à ce résultat pour le moins surprenant, il n'y a pas dans le modèle de volume de GNL qui concurrence ceux de GNLQ, car le modèle ne tient pas compte d'un changement du côté de l'offre pendant toute la période étudiée. Pendant toute la période se sont les contrats *actuellement en vigueur* qui déterminent l'offre !

La notion de demande non-comblée ne tient aucunement compte d'investissements entre 2018 et 2045 dans l'expansion de capacité de production de GNL ailleurs qu'à Saguenay. Déjà que l'analyse repose sur un modèle statique qui projette une année (2026) sur deux décennies, mais le plus surprenant c'est cette absence totale de prise en compte de l'évolution future de l'offre sous la forme d'une estimation de la croissance de la capacité de liquéfaction pendant la période étudiée. Pourtant, il existe des données fiables et robustes qui montrent l'importante expansion en capacité à court, à moyen et à long terme (voir annexe 1, paragraphe 1.6), les promoteurs de GNLQ ne sont pas les seuls à envisager de construire des usines de liquéfaction ! Pourtant c'est l'hypothèse implicite du modèle d'analyse du rapport Poten DA8.1. Pour cette raison, je recommande que cette étude soit écartée du BAPE.

De manière plus générale, les commissaires comprendront que je m'oppose à ce projet pour des raisons économiques et environnementales. En particulier nous pouvons faire un meilleur usage de notre électricité propre que de refroidir et comprimer du gaz fossile à fort prix pour aider les extracteurs de

l'ouest à sortir leur production du continent. Chaque KW propre générée au Québec est précieuse dans un contexte de transition énergétique et devrait faire l'objet d'une allocation optimale du point de vue environnemental et économique. Le projet de GNLQ ne répond à aucun des deux critères.

Eric Pineault
Professeur, Institut des sciences de l'environnement
UQAM

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Eric Pineault', is positioned below the typed name and affiliation.

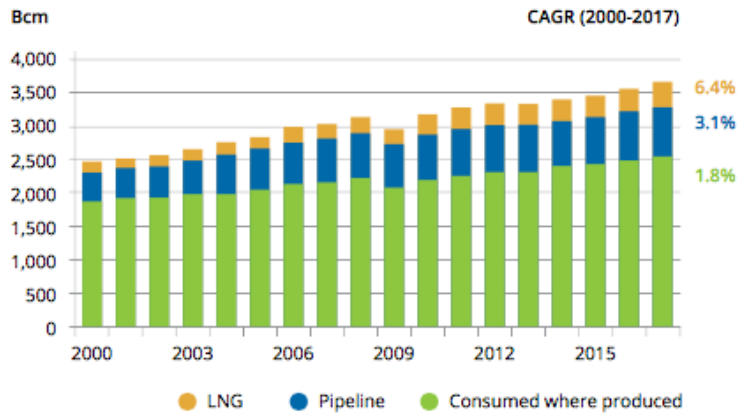
Annexe : macro-économie du Gaz Naturel Liquifié (GNL) quelques notes

Septembre 2019

1. Évolution du marché: perspective générale qui pourrait affecter GNL Québec:

1.1. De manière globale, la part en gaz naturel qui est transformée en GNL demeure petite mais connaît un taux de croissance plus élevée que les autres composantes, double par rapport au gaz qui transit par pipeline (source: IGU 2019)

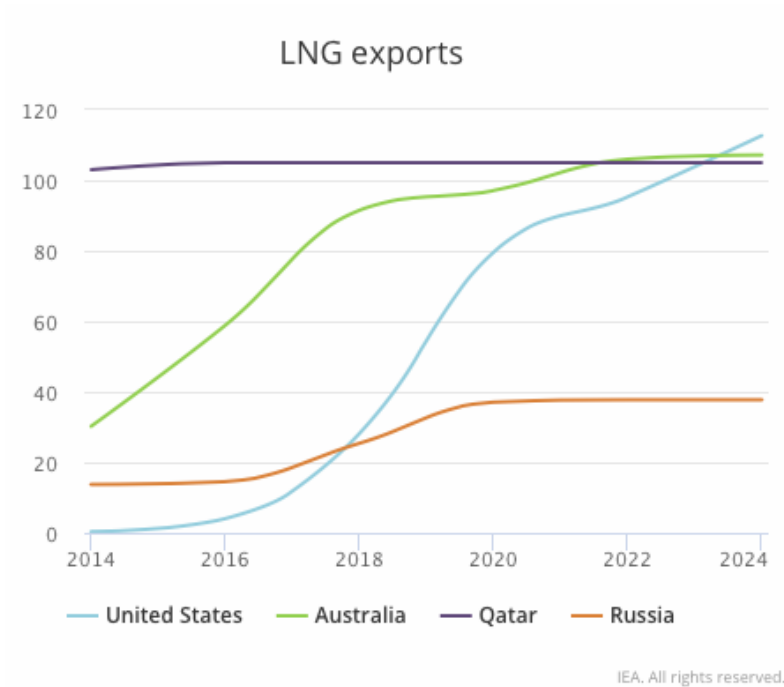
Figure 3.9: Global Gas Trade, 2000-2017



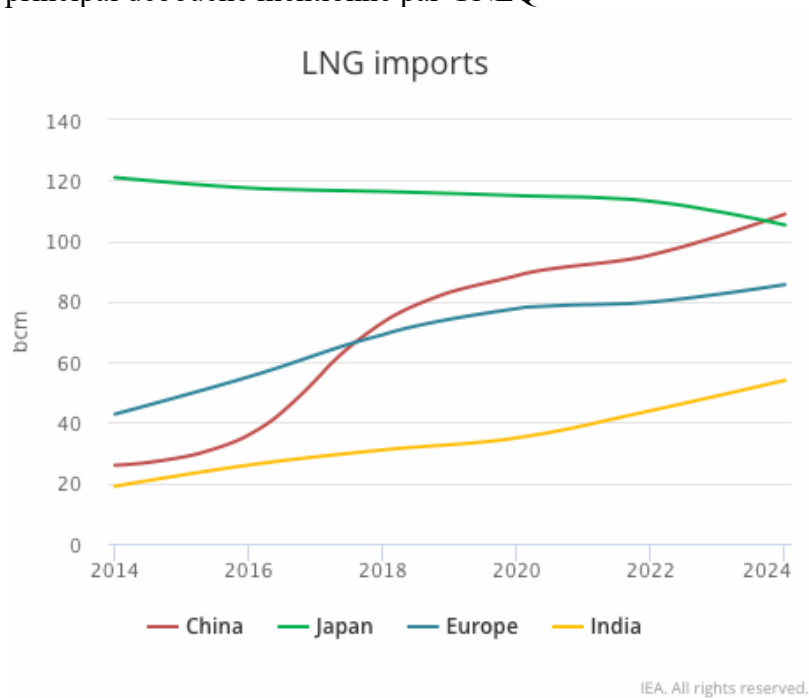
Note: CAGR = Compound Annual Growth Rate; Annual data through 2017 is the most recent available.

Sources: IHS Markit, BP Statistical Review of World Energy

1.2. En ce qui a trait à la production, le marché est en pleine transformation avec la prévision de l'arrivée massive du GNL exporté depuis les É-U et l'Australie sur les marchés globaux (source IEA 2019), aux États-Unis conséquence de l'exploitation du Permien au Texas ;

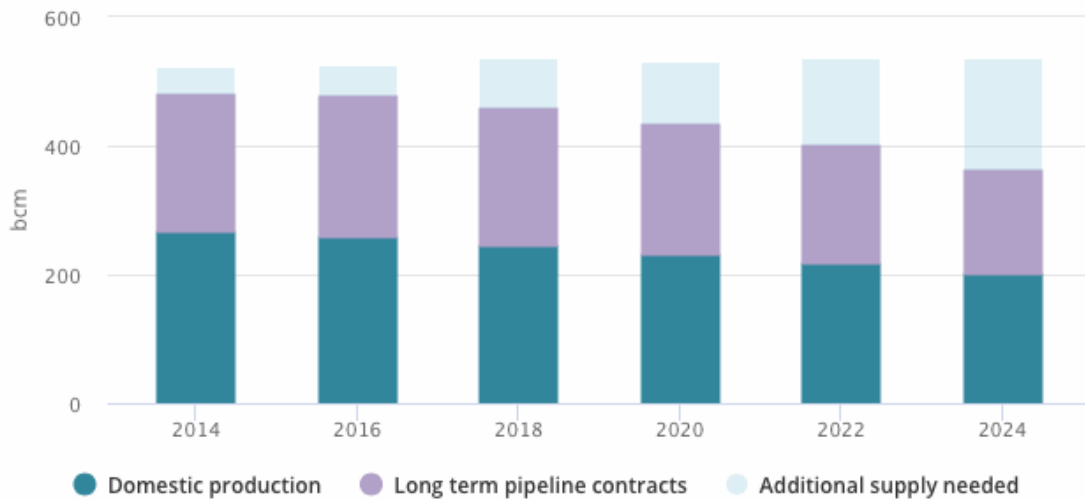


1.3. Les prévisions de demande pointe vers une croissance faible de la demande européenne selon AIE, principal débouché mentionné par GNLQ



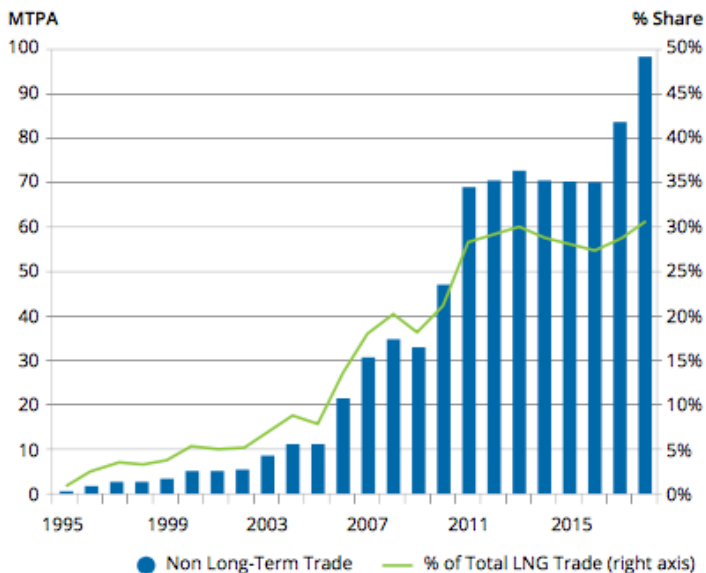
mais, comme le montre le graphique ci-dessus cela repose sur l'hypothèse d'un remplacement intégral des volumes de gaz consommés actuellement sur le continent Européen par un volume équivalent importé soit en GNL ou en gazoduc. Dans ce scénario de croissance faible de demande en gaz, on ne voit pas d'effet sur l'offre par un éventuel gazoduc Russe - Allemagne, et ne tient pas compte d'un effet de substitution par énergies renouvelables.

Domestic production and contracted pipeline vs import needs, Europe, 2014-24



IEA. All rights reserved.

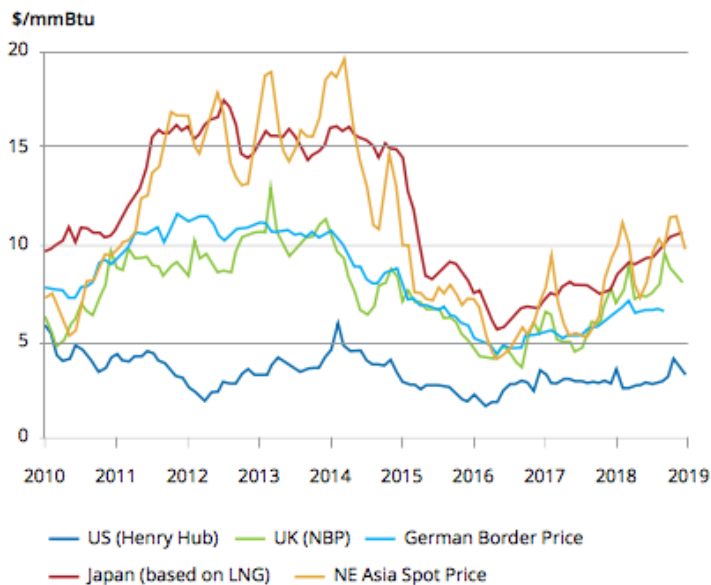
1.4. À tenir compte, la structure du marché GNL est aussi en pleine révolution, on passe progressivement d'un marché de contrat d'approvisionnement à moyen et long terme – typique du mode gazoduc – à un marché où il existe un compartiment significatif (30%) de contrats à court terme typique du marché pétrolier. (source IGU 2019)



1.5. Une dynamique de prix elle aussi en pleine de mutation. Le prix du gaz est depuis 2014 plutôt bas par rapport au cycle haussier précédent (2010 – 2014), mais connaît une légère hausse depuis 2017. Par contre, grâce notamment au GNL il y a convergence graduelle des prix, là où avant les prix pouvaient varier significativement d'un continent à l'autre, cette convergence témoigne de l'effet de l'arbitrage que

permet le GNL par rapport à un marché anciennement structuré par des flux dédiés négociés à long terme. Nonobstant cette convergence, d'un continent à l'autre différentes forces économiques contribuent à la formation des prix. Soulignons qu'en Amérique du Nord la surabondance de l'offre de gaz maintient une pression à la baisse sur les prix par rapport à d'autres marchés. Cela implique d'une part qu'il y aura une pression à exporter pour aller chercher un meilleur prix, mais aussi de forts effets de substitution qui verra le gaz concurrencer d'autres sources d'énergie, qu'elles soient renouvelables ou pas. Graphique ci-dessus tiré de IGU 2019

Figure 3.15: Monthly Average Regional Gas Prices, 2010 – January 2019

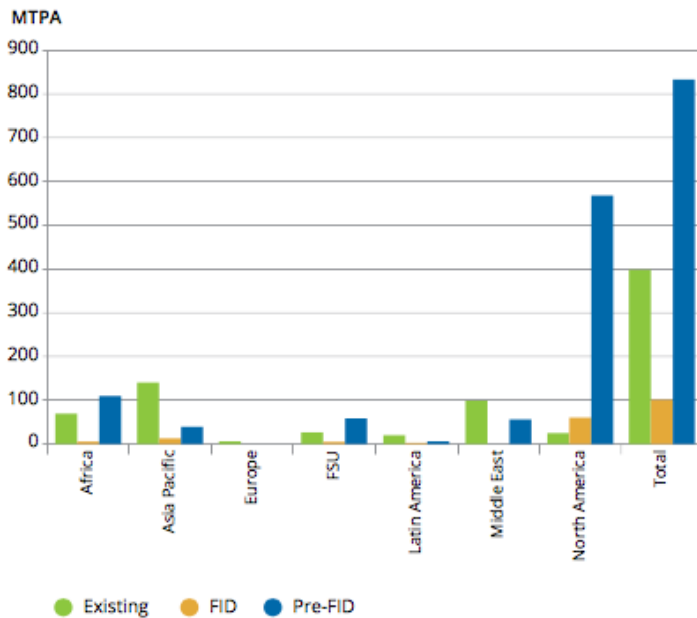


Sources: IHS Markit, Cedigaz, US Department of Energy (DOE)

1.6. Concurrence

L'Amérique du Nord est de loin le continent où il y a le plus de *projets* d'usines de liquéfaction de gaz au Monde. Selon les données de IGU plus de 2/3 des projets actuellement planifiés sont en Amérique du Nord, tous visent une mise en service vers le milieu des années 2020 et plus de la moitié des projets Nord Américain visent des installations dans le Golfe du Mexique, l'autre tranche significative étant sur la côte ouest. Si tous ces projets voient le jour la production mondiale de GNL doublera d'ici 2025 ! encore une fois, une partie substantielle de cette production se fera au Golfe du Mexique à partir du gaz issu du Permien ainsi que dans une moindre mesure du gaz de l'est des É-U (Marcellus et Utica), sources moins lointaines que les bassins dans laquelle s'approvisionnera le projet GNLQ. Graphique tiré de IGU 2019

Figure 4.1: Nominal Liquefaction Capacity by Status and Region, February 2019



Sources: IHS Markit, Company Announcements

1.7. Conclusion

Le projet de GNLQ se fait dans un contexte de risque économique élevé, notons premièrement que le cycle d'annonce de projets d'usines de liquéfaction est typique des situations de bulles sur les marchés de commodités avec sur-investissement dans la capacité de produire d'ici 2025 par rapport à débouchés existants. Ensuite, les pronostics de développement de l'offre en Europe sont incertains, à cela s'ajoute une poussée de développement de capacité dans le Golfe du Mexique qui jouit de quelques avantages par rapport au Saguenay : proximité de sources, effet de localisation dans un hub de raffinage pré-existant et y fait chaud à l'année. Finalement le marché du gaz connaît une volatilité accrue des prix (grâce au GNL) et des pressions à moyen terme à la baisse. Tout cela converge pour créer un contexte très instable pour un projet de l'envergure de GNL Québec, dans la mesure où ce projet dépend essentiellement de la demande globale. Le risque de se retrouver avec une infrastructure non-rentable est très élevé dans ce contexte. Soit on devra la subventionner, soit on devra tolérer la présence d'un complexe abandonné.

Sources :

<https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/sttstc/ntrlgs/rprt/2017lngmrkt/cndslnlndscp-eng.html>

<https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/global-gas-and-lng-outlook-to-2035>

<https://www.iea.org/gas2019/>

<https://ourworldindata.org/energy-production-and-changing-energy-sources#global-energy-trade>

https://www.igu.org/sites/default/files/node-news_item-field_file/IGU%20Annual%20Report%202019_23%20loresfinal.pdf

Capellán-Pérez, I., de Castro, C., Miguel González, L.J., 2019. Dynamic Energy Return on Energy Investment (EROI) and material requirements in scenarios of global transition to renewable energies. Energy Strategy Reviews 26, 100399. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100399> (open-access)