



CIRAIG^{MC}

Centre international de référence sur le
cycle de vie des produits, procédés et services



RAPPORT PRÉLIMINAIRE

ANALYSE DU CYCLE DE VIE DU TERMINAL DE LIQUÉFACTION DE GAZ NATUREL DU SAGUENAY

JANVIER 2019

Préparé pour

GNL Québec

À l'attention de Mme Caroline Hardy

Directrice environnement

Énergie Saguenay

345, rue des Saguenéens, Suite 210

Chicoutimi, (Québec), G7H 6K9

Ce rapport a été préparé par la Chaire internationale sur le cycle de vie (Chaire ICV), unité de recherche principale du Centre international de référence sur le cycle de vie des produits procédés et services de Polytechnique Montréal (CIRAIG) et de l'École des sciences de la gestion de l'UQAM (ESG-UQAM).

La Chaire ICV a démarré ses activités de recherche le 1^{er} janvier 2017. Elle est dirigée par quatre cotitulaires issus de Polytechnique Montréal et de l'École des sciences de la gestion de l'UQAM, alliant l'ingénierie et les sciences sociales. Elle rassemble actuellement huit partenaires industriels leaders en matière de développement durable : ArcelorMittal, Hydro-Québec, LVMH, Michelin, Nestlé, Solvay, Total et Umicore. La Chaire ICV demeure à ce jour un des plus importants investissements privés dans la recherche en cycle de vie à l'échelle mondiale.

AVERTISSEMENT

À l'exception des documents entièrement réalisés par le CIRAIG et/ou l'ESG-UQAM, tel que le présent rapport, toute utilisation du nom de la Chaire ICV, du CIRAIG, de Polytechnique Montréal ou de l'ESG-UQAM lors de communication destinée à une divulgation publique associée à ce projet et à ses résultats doit faire l'objet d'un consentement préalable écrit d'un représentant dûment mandaté du CIRAIG, de Polytechnique Montréal ou de l'ESG-UQAM.

Chaire internationale sur le cycle de vie

Polytechnique Montréal
Département de génie chimique
3333 Chemin Queen-Mary, suite 310
Montréal (Québec) Canada
H3V 1A2

www.ciraig.org/fr/chaire_icv.php

Rapport soumis par :
BUREAU DE LA RECHERCHE ET CENTRE DE
DÉVELOPPEMENT TECHNOLOGIQUE (B.R.C.D.T.)
ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Université de Montréal Campus
C.P. 6079, Succ. Centre-ville
Montréal (Québec) H3C 3A7

Équipe de travail

Réalisation

Pierre-Olivier Roy, Ph.D. et Lead énergie

Réalisation de l'ACV

Jean-François Ménard, Analyste senior.

Support technique et révision

Collaboration

Sophie Fallaha, M.Sc.A.

Directrice exécutive, CIRAIG

Coordination du projet

Direction de projet

Pr Réjean Samson, ing., Ph.D.

Directeur général, CIRAIG

Revue critique par un comité de parties prenantes

François Charron-Doucet, M.Sc.A.

Expert ACV, Groupe AGÉCO

Présidence du comité de révision

Pierre-Olivier Pineau, Prof.

Expert énergie, HEC Montréal

Révision externe

Gontran Bage, Ph.D.

Expert ACV, Indépendant

Révision externe

Annexe D

Scénario commercial aval de vente de GNL préparé par GNL Québec

Ce document a pour but de fournir au lecteur les informations nécessaires à la justification du scénario commercial aval utilisé dans l'étude d'ACV du CIRAIG. À travers un travail permanent de veille commerciale jumelé à une étude approfondie des marchés de gaz naturel et de GNL autour du monde ainsi que le statut actuel de ses négociations commerciales, GNL Québec a évalué qu'un scénario référence aval pour l'étude ACV. Les points suivants synthétisent l'analyse des informations majeures ayant orienté la stratégie commerciale de GNL Québec et donc l'établissement du scénario commercial aval proposé au CIRAIG.

I. Marché et évolution de la demande en gaz naturel et GNL

Poussés par un ensemble de facteurs à la fois sociétaux, économiques et environnementaux, la demande en gaz naturel est attendue de croître de manière importante dans les prochaines décennies, notamment pour les raisons suivantes :

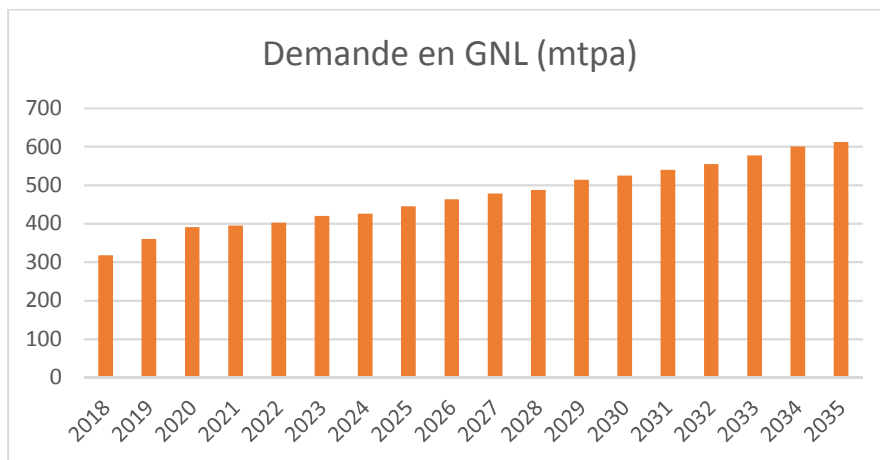
- Remplacement des énergies fossiles les plus polluantes comme le charbon et le pétrole, entraînant la réduction des émissions des gaz à effet de serre et des polluants atmosphériques dans l'optique de la lutte contre les changements climatiques et la qualité de l'air;
- Croissance économique des pays émergents, nécessitant de plus en plus d'énergie pour le développement industriel, mais aussi pour les besoins domestiques commerciaux et résidentiels (électricité, chaleur);
- Réduction de l'utilisation de l'énergie nucléaire dans certains pays;
- Diversification et recherche de stabilité d'approvisionnement en énergie pour certains pays, notamment en rapport avec les instabilités politiques dans certaines zones géographiques comme le Moyen-Orient ou la Russie, et la réduction de production domestique due à la fin de vie des réserves domestiques;
- Recherche sur le long terme d'une source d'énergie plus propre et complémentaire avec les énergies renouvelables notamment pour pallier à l'intermittence de certaines d'entre elles, en rapport aux besoins de production de chaleur et d'électricité de base à long terme.

D'un point de vue mondial, la demande en gaz naturel est attendue de croître aux alentours de 1,5% par an d'ici à 2040. Ces chiffres sont corroborés par un grand nombre d'étude et d'experts différents même si le chiffre final peut légèrement varier d'un rapport à l'autre. Le tableau suivant indique les chiffres fournis par différentes sources, l'EIA étant le plus conservateur dans son analyse :

Source	Référence	Projection	CAGR (%)
BP Outlook 2018	(2015) 340 pi ³ / jour	(2040) 500 pi ³ / jour	1,5%
Wood Mackenzie Q3-2017	(2018) 3573 bcm	(2035) 4717 bcm	1,6%
IEA 2017	(2016) 3635 bcm	(2040) 5304 bcm	1,5%

EIA 2018	(2017) 25.27 quads	(2040) 30.07 quads	0,7%
----------	--------------------	--------------------	------

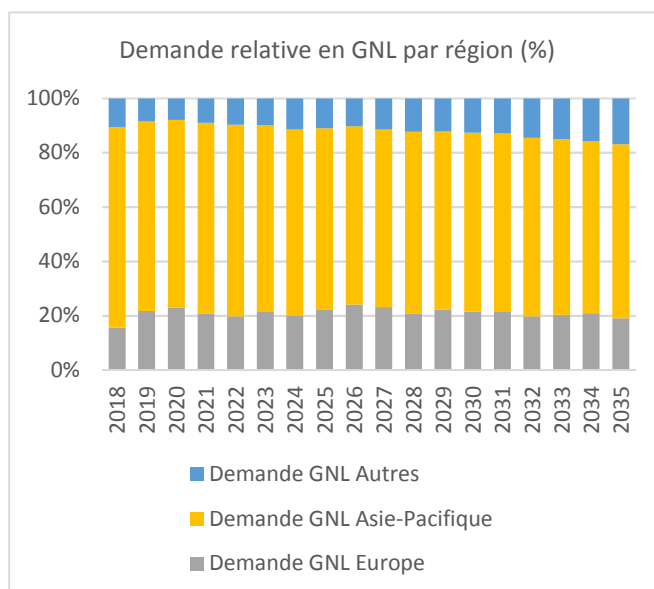
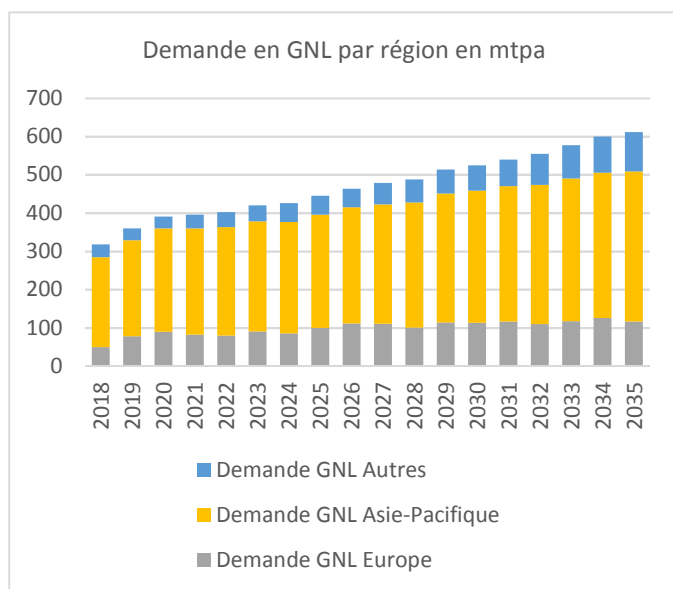
Cette croissance de la demande en gaz naturel entraîne donc inévitablement une croissance significative de la demande en GNL dans toutes les parties du monde, comme en témoigne le graphique suivant créé à partir des données fournies par Wood Mackenzie (Q3-2018).



Wood Mackenzie montre une augmentation de la demande globale de GNL de 320 millions de tonnes par an (mtpa) en 2018 à 612 mtpa en 2035, soit une augmentation de 3,7% en moyenne par an. Malgré l'augmentation significative de la demande, cela n'est qu'un premier pas vers l'établissement du scénario commercial aval, qui nécessite une étude plus approfondie des grandes régions géographiques.

II. Tendence du marché du gaz naturel en Europe et en Asie

L'Europe et l'Asie (incluant l'Inde) sont les deux marchés majeurs pour la consommation de GNL, principalement dû en raison des réserves et d'une production limitées de gaz naturel à des coûts compétitifs dans ces régions à l'inverse de régions comme l'Amérique du Nord, la Russie ou le Moyen-Orient.



Les deux graphiques ci-dessus créés à partir des données de Wood Mackenzie montrent les grandes tendances de besoin en GNL en Europe et en Asie, en comparaison aux autres régions :

- La demande en Europe va croître de 50 mtpa en 2018 à 120 mtpa en 2035, représentant environ 20% de la demande mondiale.
- La demande en Asie-Pacifique (incluant l'Inde) va croître de 235 mtpa en 2018 à 390 mtpa en 2035, représentant entre 65 et 75% de la demande mondiale totale en 2035. De la demande de 390 mtpa en 2035, environ un tiers viendra uniquement de la Chine et de l'Inde avec une demande qui va quasiment doubler (+80%) pour ces deux pays dans cette période de temps. Dans le même temps, les marchés émergents d'Asie du Sud Est vont voir leur demande gonfler de moins de 10 mtpa en 2017 à près de 70 mtpa en 2035, offrant donc à des entreprises comme GNL Québec de véritables nouveaux marchés à la demande inélastique résultant d'une volonté de migrer vers des énergies moins polluantes.
- L'Amérique Centrale et du Sud n'est pas en reste et représente le gros de la croissance dans les régions autres, avec une demande qui passera de 7 mtpa en 2018 à 30 mtpa en 2035, pousser par des besoins croissants en énergie et à une volonté de s'éloigner du pétrole et du charbon.

Au-delà des politiques énergétiques des différents pays qui seront traitées dans la section suivante, un certain nombre de raisons importantes présentées ci-dessous expliquent une croissance significative de la demande de GNL dans les différentes régions du monde à savoir :

Europe	<ul style="list-style-type: none"> • Volonté des pays européens de diversifier leur source d'approvisionnement en gaz naturel afin de moins s'exposer aux risques géopolitiques venant de Russie, du Moyen Orient, d'Afrique et même dans un certain niveau des États-Unis. Cette volonté se témoigne par les projets de construction de terminaux d'import de GNL (Croatie, Grèce, Allemagne¹) ou les politiques générales d'approvisionnement comme celle portée par la Pologne qui dépend à plus de 60% du gaz russe². • Nécessité pour les pays européens de trouver des sources de gaz naturel alternatifs en remplacement de la production domestique qui est amenée à réduire de façon drastique dans les prochaines décennies, à commencer par les limitations de production de la zone de Groningen aux Pays Bas pour une fin de production en 2030³. Il est aussi prévu que l'épuisement des réserves de gaz en
--------	--

¹ <https://www.forbes.com/sites/arielcohen/2018/11/13/germanys-first-Ing-terminal-is-the-right-move-for-europes-energy-security/#688baffd6e14>

² <https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-02-08/poland-bets-on-Ing-norwegian-gas-as-divorce-with-russia-looms>

³ <https://www.reuters.com/article/netherlands-gas-regulator/update-1-groningen-gas-output-falling-faster-than-planned-idUSL8N1TT1IZ>

	Norvège va résulter en une diminution des quantités fournies à l'Europe ⁴ , tout comme cela a été le cas dans la dernière décennie au Royaume-Uni ⁵ .
Asie	<ul style="list-style-type: none"> • La majeure partie de la croissance de la demande en GNL en Asie est due au besoin croissant en énergie pour le développement économique de certains pays comme la Chine, l'Inde ou l'Asie du Sud-Est (Vietnam, Thaïlande, Pakistan...), pour lesquels le meilleur indicateur reste la croissance démographique attendu⁶ de l'ordre de 15% dans les quatre prochaines décennies. Au contraire de l'Europe, ces pays attendent des croissances démographiques significatives jumelées à une amélioration du niveau de vie requérant une intensité énergétique par habitant plus importante (par exemple la Chine, l'Inde et la Thaïlande sont à 93,5 GJ/a, 25,45 GJ/a et 83,5 GJ/a respectivement quand le Canada est à 303 GJ/a d'après les données de la banque mondiale de 2014), le meilleur exemple étant la Chine qui vient de devenir le plus grand importateur de gaz naturel au monde, en doublant quasiment sa demande en l'espace de 4 ans⁷. • Comme en Europe, un certain nombre de pays producteurs de gaz naturel en Asie deviennent également des importateurs afin de pallier à leur réduction de production domestique, comme par exemple l'Indonésie qui voit son potentiel d'import de GNL doubler entre 2015 et 2020⁸. Poten & Partners s'attend à ce que la demande de l'Indonésie en GNL passe de 2 mtpa en 2017 à environ 10,5 mtpa en 2040. • Enfin certains pays importateurs historiques de GNL, comme la Corée du Sud, vont voir leur importation de gaz naturel et de GNL augmenter, pour s'adapter à leurs politiques énergétiques qui seront traitées un peu plus bas. La Corée du Sud par exemple voit une demande durable en GNL au-delà de 40 mtpa en comparaison aux 33-37 mtpa des dernières années, d'après Wood Mackenzie⁹

III. Politiques énergétiques des pays, et abandon du charbon

Au-delà des considérations de croissance et de diverses stratégies d'approvisionnement par rapport au gaz naturel, la quasi-totalité des pays ont signé l'Accord de Paris avec la volonté de réduire leurs émissions de gaz à effet de serre, limiter l'émission de polluants atmosphériques et promouvoir les énergies renouvelables afin de combattre le changement climatique. Un résultat direct de cet engagement va être une croissance de la demande en gaz naturel dans les prochaines décennies en remplacement d'énergies fossiles plus polluantes (charbon, pétrole, mazout) que ce

⁴ <http://www.npd.no/en/news/News/2018/The-Shelf-2017/1-Increasing-oil-and-gas-production-for-the-next-five-year-period/>

⁵ <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=3170>

⁶ https://population.un.org/wpp/Publications/Files/WPP2017_Wallchart.pdf

⁷ https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/archivenew_ngwu/2018/12_06/

⁸ <https://jakartaglobe.id/business/pertamina-sees-indonesia-lng-demand-doubling-2020-seeks-imports/>

⁹ <https://af.reuters.com/article/commoditiesNews/idAFL3N1YN31D>

soit dans la production de chaleur, d'électricité ou les transports (maritime et routier) en complément des énergies renouvelables. À ce titre, de nombreux pays ont déjà pris des engagements en ce sens, notamment pour ceux ayant la plus grande dépendance au charbon (qui peut représenter plus de 20 % du mix énergétique comme en Allemagne, Japon et Corée du Sud, ou plus de 40% comme en Pologne ou en Chine), tel qu'indiqué dans le tableau ci-dessous préparé par Poten & Partners.

Pays	% charbon (2017) ¹⁰	% pétrole (2017) ¹¹
Royaume uni	5%	40%
France	4%	34%
Espagne	10%	47%
Allemagne	21%	36%
Italie	6%	39%
Turquie	28%	31%
Pays-Bas	11%	47%
Pologne	48%	31%
Belgique	5%	52%
Chine	60%	19%
Inde	56%	29%
Japon	26%	41%
Corée du Sud	29%	44%
Taiwan	34%	43%
Pakistan	5%	36%
Vietnam	37%	31%
Thaïlande	14%	49%
Indonésie	33%	44%
Malaisie	20%	37%
Bangladesh	7%	23%
Philippines	30%	50%

Le tableau suivant¹² illustre des exemples de politiques énergétiques et engagements visant à réduire l'utilisation du charbon dans certains des pays en Europe et en Asie.

Pays	Engagement 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

¹⁰ Chiffres arrondis à l'unité

¹¹ Chiffres arrondis à l'unité

¹² Préparé par Poten & Partners après analyse des données publiques diffusées par les différents pays listés

	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.
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 2030.
Pays-Bas	Annoncés 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.
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 pré-construction, 95GW en construction et 211GW en cours de développement ¹³ 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 CO2 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.
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 et convertirait quatre centrales au charbon existantes en gaz naturel. Le gouvernement prévoit également d'augmenter la taxe à la consommation sur les importations de charbon en 2018
Taiwan	Taiwan 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

¹³ Données Coalswarm, Sierra Club et Greenpeace janvier 2018 (https://www.eco-business.com/media/uploads/ebmedia/fileuploads/coal_coming_online.png)

	au charbon de Shenao si un terminal de GNL prévu dans la ville de Taoyuan passait une évaluation environnementale.
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.

Il est à noter qu’un certain nombre d’autres politiques plus larges au niveau mondial incite à un abandon d’énergies plus polluantes au bénéfice du gaz naturel et des énergies renouvelables. Un des exemples les plus criants est l’engagement de l’International Maritime Organization (IMO) de réduire de moitié les émissions de CO₂ du secteur maritime d’ici 2050¹⁴, notamment en remplaçant le mazout lourd, diesel et autres combustibles maritimes à forte teneur en soufre par du GNL.

IV. Tendances commerciales du marché mondial du GNL

Historiquement, les relations commerciales autour du GNL étaient basées sur des contrats long-terme entre une usine de liquéfaction et une usine de regazéification. Dans la dernière décennie, les règles de fonctionnement ont particulièrement évolué entraînant une marchandisation du GNL, à travers les points suivants :

- Croissance du marché spot
- Émergence de larges compagnies gérant des portefeuilles de contrats d’approvisionnement en GNL
- Activité grandissante des compagnies de négoce (« trading ») dans le domaine du GNL
- Mise en place de mécanismes d’échanges (« swaps ») et de partenariats entre joueurs
- Modification des termes contractuels habituels pour plus de flexibilité dans les destinations, ainsi que l’intégration de nouveaux indices plus locaux et en relation avec le marché gazier

Ces grandes évolutions ont été portées par les acteurs eux-mêmes qui étaient à la recherche de plus de flexibilité et de diversification dans leurs contrats, afin de pouvoir servir des marchés dans lesquels ils n’étaient pas toujours présents ou bien dans des marchés émergents tels que l’Asie du Sud-Est ou l’Amérique du Sud. Le résultat de tels changements est que le marché global du GNL devient de plus en plus actif et liquide, à l’image du marché pétrolier, et ainsi les grands acteurs essaient de tirer avantage au maximum des dynamiques de prix de marchés pour augmenter leurs profits.

¹⁴ <https://www.iea.org/newsroom/news/2018/april/commentary-imo-agrees-to-first-long-term-plan-to-curb-shipping-emissions.html>

Concernant la croissance du marché spot, les experts s'accordent à dire que ce dernier va continuer à croître sur les prochaines années passant de 10-15% en 2010 à 20-25% en 2040 (Poten & Partners 2018), offrant ainsi des opportunités diverses aux acteurs du marché.

La taille des acteurs globaux dans le marché du GNL a considérablement augmenté avec des consolidations qui ont eu lieu ces dernières années, notamment avec le rachat de BG par Shell et l'acquisition de l'activité GNL d'Engie par Total, offrant à Shell un portefeuille de 60 mtpa¹⁵ en 2023 et 90 navires (20% de la flotte actuelle) et Total un portefeuille de 40 mtpa¹⁶ (10% de part de marché) et 18 navires. Ces acquisitions, qui ont inclus une flotte de navires, permettent à ces acteurs de tirer un maximum d'avantage des dynamiques de marché et de décider en fonction des prix de gaz régionaux de la destination de leur cargaison.

Au-delà de la consolidation de certains acteurs, de nouveaux joueurs plus agressifs dans leur manière d'opérer, notamment par la nature même de leur compagnie, arrivent sur le marché. Ces joueurs, telles les compagnies d'échanges de commodités (« trading »), modifient de façon importante le mode de fonctionnement du marché du GNL envoyant leurs cargaisons tantôt en Europe, tantôt en Asie, tantôt sur les marchés émergents, indépendamment de leur source d'approvisionnement et ce, en prenant le contrôle du transport maritime. À cet effet, des compagnies comme Trafigura et Vitol ont respectivement échangé 9,9 mtpa¹⁷ et 7,4 mtpa¹⁸, en croissance de plus de 20% par rapport à l'année précédente.

Enfin, pour tirer parti des nouvelles mécaniques de marché, les entreprises historiques de production et vente d'énergie n'ayant pas encore une empreinte globale ont essayé de remédier aux stratégies de consolidation des plus grands acteurs en mettant en place des partenariats commerciaux, notamment entre des acteurs européens et des acteurs asiatiques. Des joueurs majeurs comme le japonais JERA et le français EDF¹⁹, ou l'anglais Centrica et le japonais Tokyo Gas²⁰, ou encore l'allemand RWE et Tokyo Gas²¹ ont été les précurseurs de cette approche. Le résultat de ces ententes est que nous voyons une croissance significative des processus de swaps ou échanges de cargaisons entre différents acteurs, qui s'observe par des livraisons de GNL par des acteurs locaux européens ou asiatiques sur des marchés qui ne sont pas leurs marchés historiques ou domestiques, même si ces procédés restent limités. Les points ci-dessous mettent en lumière ces processus en se tablant sur les données de transports maritimes de GNL, et notamment les propriétaires de navires-citernes²² :

¹⁵ Poten & Partners 2018

¹⁶ <https://www.total.com/en/media/news/press-releases/total-closes-acquisition-engies-upstream-lng-business-and-becomes-world-2-lng-player>

¹⁷ <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/121018-trafigura-boosts-its-lng-traded-volumes-by-22-to-99-mil-mt-in-2017-18>

¹⁸ <https://www.vitol.com/what-we-do/trading/lng/>

¹⁹ http://www.jera.co.jp/english/information/20180703_228.html

²⁰ <https://www.centrica.com/news/centrica-signs-mou-lng-collaboration-tokyo-gas>

²¹ <https://news.rwe.com/rwe-supply--trading-and-tokyo-gas-reach-cooperation-agreement-in-the-lng-business/>

²² Données Poten & Partners de janvier 2017 à novembre 2018

- En 2017-2018, 434 cargaisons ont quitté les USA (de Cove Point et Sabine Pass) desquelles 200 à destination de l'Asie (46%), 36 pour l'Europe (8%) et 154 pour l'Amérique du Sud (35%). Pourtant seulement 25% de la capacité de production a été contractée par des joueurs asiatiques et aucun joueur purement sud-américain n'a signé de contrat avec ces projets, ce qui montrent l'appétit des joueurs européens et des larges compagnies gérant des portefeuilles pour le marché asiatique et les marchés émergents.
- En 2017-2018, sur 43 cargaisons gérées par des navires de Naturgy (anciennement Gas Natural Fenosa) qui possède un marché domestique et une obligation d'approvisionnement en Espagne, uniquement 3 cargaisons ont été livrées en Espagne.
- En 2017-2018, sur 117 cargaisons gérées par des navires d'Engie qui possède un marché domestique et une obligation d'approvisionnement en France, uniquement 8 cargaisons ont été livrées en France, 22 en Europe et 33 en Asie. Un point intéressant est que 35 ont été livrées à Boston pour pallier aux besoins pendant les grands froids.
- En 2017-2018, sur 3762 cargaisons livrées en Asie, 635 sont venues de complexes de liquéfaction du bassin Atlantique, pour lesquels l'Asie n'est pas le marché naturel en termes de distance maritime.
- Au contraire des acteurs européens, les acteurs asiatiques approvisionnent principalement leurs marchés domestiques comme en témoignent les chiffres de transports maritimes avec par exemple CNOOC (97% pour la Chine), Sinopec (93% pour la Chine), KOGAS (98% pour la Corée du Sud), JERA (94% pour le Japon) ou encore CPC (100% pour Taiwan). Ceci offre donc un marché très inélastique en Asie, avec des joueurs européens de plus en plus présents en raison des prix souvent plus attractifs.

À travers ses discussions commerciales en cours, GNL Québec a pu valider les évolutions de marché et a dû adapter son offre commerciale afin de répondre aux demandes de flexibilité dans les structures contractuelles permettant de tirer profit de ces nouvelles tendances de marché. Le statut actuelle des discussions commerciales de GNL Québec (pays et compagnies) permet à GNL Québec d'avoir une idée réaliste de la destination finale de sa production, ce qui permet d'évaluer le scénario commercial aval probable à être utilisé dans l'ACV.

V. Engagement des compagnies asiatiques en Alberta

Un autre point majeur dans l'analyse des scénarios aval pour GNL Québec est la particularité des acteurs du gaz naturel en Alberta, et leur nécessité de monétiser leurs actifs achetés localement. En effet, dans les derniers 5-8 ans, un grand nombre de joueurs internationaux ont massivement investi dans l'Ouest Canadien ou conclu de grands partenariats avec des firmes locales, dans l'espoir de tirer avantage des faibles coûts du gaz naturel canadien pour l'exporter sur leurs marchés domestiques en Asie. Des joueurs comme CNOOC ou Petronas ont acquis respectivement Nexen²³ pour 15,1 G\$ en 2013 et Progress Energy²⁴ pour 5,6 G\$ en 2012, afin de

²³ <https://www.reuters.com/article/us-nexen-cnooc/cnooc-closes-15-1-billion-acquisition-of-canadas-nexen-idUSBRE9101A420130225>

²⁴ <https://www.newswire.ca/news-releases/petronas-to-acquire-progress-energy-510429971.html>

fournir du gaz naturel pour la durée de vie des projets d'export de GNL qu'ils développaient en Colombie Britannique (Aurora LNG et Pacific Northwest). De nombreux autres acteurs comme Kogas, Woodside, Sinopec, JAPEX, IOCL, Huadian, Petroleum Brunei, Inpex, Mitsubishi et Petrochina, ont également investi dans le bassin albertain. Ces joueurs ont accès à des réserves cumulées d'au minimum 71 Tcf ce qui représente plus de 100 fois les ressources nécessaires pour GNL Québec sur une période de 20 ans.

Cependant, la majorité de ces joueurs, à l'exception des partenaires du projet LNG Canada qui a rencontré sa décision d'investissement finale en octobre 2018²⁵, ont vécu des fortunes diverses vis-à-vis des projets d'export de GNL qu'ils développaient en C-B. À cet effet, les projets Pacific Northwest²⁶ et Aurora LNG²⁷ ont été tout bonnement annulés, quand d'autres sont retardés sans plus de détails.

Un tel résultat combiné à la situation de marché actuelle dans le bassin sédimentaire de l'ouest canadien où le gaz naturel se vend à un prix jusqu'à 70% inférieur au prix référence nord-américain (Henry Hub) pousse donc ces joueurs asiatiques ayant besoin de ces ressources pour leur marché domestique à considérer d'autres alternatives afin de livrer ce gaz canadien vers leurs marchés respectifs. Étant donné la situation actuelle de l'infrastructure de transport gazier pancanadienne, ces différents joueurs trouvent un intérêt certain à utiliser les infrastructures de liquéfaction en cours de développement par GNL Québec pour atteindre des marchés tels que la Malaisie, l'Inde, la Chine, la Corée du Sud ou le Japon.

VI. Compétitivité économique d'Énergie Saguenay

Un dernier point important dans l'établissement du scénario aval probable pour GNL Québec est la compétitivité économique du projet par rapport aux autres projets de liquéfaction de gaz naturel autour du monde, et principalement en Amérique du Nord. Étant donné la confidentialité de ce type d'information, notamment dans l'optique des négociations commerciales, GNL Québec n'est pas en mesure de fournir de chiffres mais il se doit de rappeler les points importants qui font que la compagnie peut proposer un tarif compétitif que ce soit en Europe ou en Asie comme en témoigne l'intérêt et l'avancement des négociations commerciales avec des clients potentiels dans ces deux régions :

- Température ambiante plus faible que les projets développés ailleurs dans le monde, entraînant un gain d'efficacité du procédé de l'ordre de 15%;
- Accès à l'hydroélectricité à faible coût qui résulte en des coûts d'opération plus faibles que la concurrence tout en s'assurant d'une stabilité de ces coûts et une exposition

²⁵ <https://www.shell.com/media/news-and-media-releases/2018/shell-gives-green-light-to-invest-in-lng-canada.html>

²⁶ <https://www.thestar.com/news/canada/2017/07/25/petronas-backed-pacific-northwest-lng-megaproject-in-bc-not-going-ahead.html>

²⁷ <https://www.theglobeandmail.com/report-on-business/industry-news/energy-and-resources/chinas-cnooc-cancels-aurora-lng-project-in-bc/article36259169/>

limitée aux taxes carbonées dans la mesure où le complexe n'utilisera pas le gaz naturel comme combustible pour le procédé de liquéfaction;

- Infrastructures existantes que ce soit le port en eau profonde, les routes, aéroports et autres infrastructures de service entraînant une baisse du CAPEX général pour le projet;
- Accès à une main d'œuvre accessible et de qualité;
- Existence d'infrastructures de transport de gaz naturel de l'ouest canadien vers le complexe de GNL Québec qui sont présentement sous-utilisées, et qui offrent un coût de transport à un tarif compétitif;
- L'accès à des réserves de gaz en surplus dans l'Ouest canadien à des tarifs compétitifs sur le long terme par rapport au reste du marché nord-américain.

L'ensemble des sujets traités et expliqués tout au long de ce document, combiné avec l'activité commerciale en cours de GNL Québec dans les régions en question, sont à la base du scénario commercial poursuivi par GNL Québec, à savoir 40% en Europe, 50% en Asie (incluant l'Inde) et 10% en Amérique du Sud. De plus, à la lumière principalement des pays mais aussi des acteurs concernés dans nos négociations commerciales, il nous est aussi possible de prévoir que la grande majorité (voire la totalité) de la production envoyée en Asie et en Europe ira à la substitution d'autres sources d'énergie (le charbon en Asie, et un mix charbon/nucléaire en Europe) plutôt qu'à l'addition d'une nouvelle source d'énergie. Nous voyons en temps réel lors de nos négociations commerciales dans ces régions ce que recherchent les acteurs mondiaux du GNL, et le scénario ci-dessus est en parfaite adéquation avec ce que nous lisons du marché. Cependant, à cause des dernières tendances du marché du GNL qui le rendent plus flexible et potentiellement changeant d'une année sur l'autre, ce scénario aval pourrait légèrement évoluer d'une année à l'autre malgré une base de clients similaires. Cependant, nous estimons que ce scénario moyen sur le long terme est réaliste.