

GNL QUÉBEC INC.

**Demande d'obtention d'un permis d'exportation de GNL
auprès de l'Office National de l'Énergie (ONÉ)**

GNL Québec Inc. (GNLQ)



Évaluation des impacts d'exportation (ÉIE)

Évaluation de la situation actuelle du marché du gaz naturel et des impacts d'exportation, demandée par GNL Québec Inc., sur la capacité des Canadiens à satisfaire leurs besoins futurs en énergie au cours de la durée du permis demandée.



Gordon Pickering

27 octobre 2014

Table des matières

Sommaire	3
Documentation historique	5
Méthodologie	8
Évaluation	10
1. La demande soumise par GNLQ pour l'exportation d'un volume de 568,5 milliards de pieds cubes (Gpi ³) de gaz naturel par an (1,577 Gpi ³ /j), au cours d'une période pouvant s'étirer jusqu'à la fin de l'année 2050, est-elle susceptible d'entraver la capacité des Canadiens à satisfaire leurs besoins en énergie à une juste valeur marchande?	10
2. Les conclusions de la section 1 ci-dessus tiennent-elles compte du volume et de l'importance des exportations de GNLQ?	17
3. Le secteur canadien de la production gazière sera-t-il capable de satisfaire aux besoins des Canadiens compte tenu des exportations proposées?	19
4. Les exportations proposées risquent-elles d'obliger les Canadiens à ajuster leur consommation énergétique par le biais d'économies d'énergie ou de remplacement des combustibles?	22
5. En quoi les exportations proposées par GNLQ risquent-elles d'affecter le prix du gaz?	24
6. Existe-t-il des mesures de protection contre les demandes extraordinaires soudainement imposées à la production canadienne par les exportations de GNLQ?	25
Conclusion	27

Sommaire

Le présent rapport d'évaluation reflète les exigences de l'article 118 de la Loi sur l'Office national de l'énergie (Loi sur l'ONÉ), du Règlement de la Partie VI de ladite Loi (concernant le pétrole et le gaz) et du Guide de dépôt - Guide Q, ainsi que la décision de l'ONÉ, publiée en février 2013, relative à la demande de LNG Canada Development Inc., d'exporter du GNL.

Le présent rapport est essentiellement qualitatif et constitue un compendium de l'Évaluation de l'offre et de la demande du marché (ÉODM) réalisée par GNL Québec Inc (GNLQ) - un rapport quantitatif élaboré par la firme Navigant Consulting, Inc. et joint en Annexe B à la demande d'obtention d'un permis d'exportation à long terme, soumis par GNLQ. Dans leur ensemble, ces rapports évaluent les implications liées à l'exportation de GNL par GNLQ dans le cadre du projet d'exportation Énergie Saguenay (ÉS), qui sera situé au Port de Saguenay au Québec, au cours de la période de 2021 à 2046, sur la capacité des Canadiens à satisfaire leurs besoins en gaz naturel.¹ Les rapports indiquent également si le gaz naturel, objet de la demande de GNLQ, représente ou non un excédent par rapport aux besoins des Canadiens au cours de la durée proposée du permis.

Fort de l'envergure et de la position bien établie du marché canadien de l'énergie et du gaz naturel, qui enregistre de bonnes performances depuis plusieurs décennies, l'analyse de ce rapport sur l'Évaluation des impacts de l'exportation (ÉIE) indique que le marché est sain et pourra facilement soutenir l'exportation des volumes de gaz sollicités par le projet au cours de la durée proposée de 25 ans. Le constat est que le marché gazier intégré d'Amérique du Nord est suffisamment apte à répondre aux exigences de cette demande et, compte tenu des récents succès enregistrés dans l'ensemble de l'Amérique du Nord en matière d'offre de gaz notamment avec le succès à grande échelle de l'exploitation du gaz de schiste au Canada et aux États-Unis, le marché canadien est plus que jamais prêt à répondre à ces exigences.

Le présent rapport ÉIE aborde la question des volumes de gaz destinés à l'exportation dans la demande de GNLQ, dont les quantités sont faibles par rapport à la production nationale canadienne qui servira de source d'approvisionnement au projet d'exportation ÉS. En se fondant sur une comparaison avec plusieurs autres demandes d'exportation de GNL approuvées par l'ONÉ, le volume de 1,577 Gpi³/j sollicité par GNLQ est également faible. À titre d'exemple, GNLQ ne représente que 48 % des volumes approuvés pour le compte de LNG Canada Development Inc., estimés à 3,23 Gpi³/j.

Le présent rapport ÉIE fait référence à l'ÉODM réalisée par la Navigant Consulting, Inc. pour le compte de GNLQ, afin de justifier le constat selon lequel le marché canadien doit, en réalité, tirer profit de la diversification des marchés résultant de la demande soumise, au cas où elle est approuvée. La présente ÉIE conclut que le gaz naturel destiné à l'exportation par GNLQ, en cas d'approbation, ne dépassera pas l'excédent restant après la prise en compte des besoins

¹ La période d'exportation demandée est de 25 ans. En fonction de la date réelle de démarrage, le projet sera lancé au plus tard en 2025. La période d'étude de l'EMOD réalisée par la Navigant s'étendra donc jusqu'en 2050.

de consommation raisonnablement prévisibles au Canada, eu égard aux perspectives de découverte de pétrole et de gaz dans le pays.

Cette ÉIE fait également constater que les Canadiens n'auront pas besoin d'ajuster leurs habitudes de consommation en recourant aux méthodes de conservation d'énergie ou en passant à des combustibles alternatifs du fait de la demande, au cas où elle est approuvée.

La conclusion de l'ÉIE démontre également qu'en raison particulièrement des prévisions de croissance et des tendances passées liées à la découverte de gaz sur le marché gazier au fil du temps, y compris les tendances de la demande et de l'offre au Canada et en Amérique du Nord, aussi bien qu'en raison de la nature intégrée de l'industrie en Amérique du Nord et de la performance de longue date de l'industrie gazière du Canada, le marché est doté d'un certain nombre de garanties afin d'appuyer la capacité de satisfaire à la demande en gaz sans cesse croissante attendue au Canada. Par ailleurs, le projet ÉS se distingue d'autres demandes d'exportation récemment soumises à l'ONÉ dans la mesure où il ouvre un nouveau marché dans l'Est du Canada pour l'offre de gaz provenant de l'Ouest du Canada, potentiellement par le biais des infrastructures canadiennes existantes, qui sont de moins en moins utilisées.

Documentation historique

L'élaboration de la présente ÉIE se fonde premièrement sur la documentation suivante, qui comprend des dossiers ayant précédemment fait l'objet de demandes d'exportation :

1. La Loi sur l'Office national de l'énergie (« Loi sur l'ONÉ »), Partie VI, article 118, qui sert de fondement législatif aux facteurs que l'Office national de l'énergie (« l'Office » ou « l'ONÉ ») doit prendre en compte en matière d'octroi des permis d'exportation de gaz naturel;
2. L'article 12 (g) du Règlement (concernant le pétrole et le gaz) de la Partie VI de la Loi ONÉ (« le Règlement »), qui impose l'ÉIE comme faisant partie des informations à fournir par les demandeurs de permis d'exportation;
3. Les motifs de la décision GHR-1-87 de l'ONÉ relative à l'examen des méthodes de calcul des surplus de gaz naturel, qui établit une procédure permettant aux demandeurs de permis d'exportation de soumettre à l'appréciation de l'Office une évaluation des impacts de l'exportation sur les marchés canadiens de l'énergie et du gaz naturel. Cette décision a également introduit la Méthode axée sur les conditions du marché (MBP), qui inclut l'ÉIE comme partie intégrante d'une demande de permis d'exportation;
4. Les motifs de la décision GHW-4-89 de l'ONÉ relative à l'examen de certains aspects de la méthode axée sur les conditions du marché, dans lesquels l'ONÉ rappelle le fondement législatif régissant l'octroi de permis d'exportation de gaz naturel, en spécifiant que l'Office doit :
 - s'assurer que la quantité de pétrole, de gaz et d'énergie destinée à l'exportation n'excède pas le surplus restant après la prise en compte des besoins de consommation raisonnablement prévisibles au Canada, eu égard, dans le cas d'une demande d'exportation de pétrole ou de gaz, aux perspectives de découverte de pétrole ou de gaz dans le pays (le critère de surplus);
 - trois facteurs de ces motifs de décision ont été identifiés comme étant indispensables pour la MBP :
 1. les modalités de présentation des plaintes;
 2. une évaluation des impacts de l'exportation;
 3. une détermination de l'intérêt public;
 - ces motifs de décision soulignent que les deux premiers éléments servent à résoudre la question des « surplus » par rapport aux besoins du Canada, tandis que le troisième élément doit tenir compte de tous les autres facteurs pour déterminer si les exportations servent l'intérêt public; en concluant, cependant, que cela n'inclut pas une analyse économique comme celle qui avait été utilisée

même avant la MBP employée en 1970 pour évaluer les avantages des exportations vs les coûts sociaux.

5. La mise en œuvre de la MBP a été confirmée dans la décision de l'Office relative à la demande de Repsol Canada Energy Ltd. pour l'obtention d'un permis d'importation de gaz naturel liquéfié et d'un permis d'exportation de gaz naturel (GH-1-2008).
6. Par la suite, l'Office a confirmé l'applicabilité de la MBP dans l'évaluation des demandes d'exportation du GNL selon la GH-1-2011 (décision relative à une demande d'obtention d'un permis d'exportation, soumise par KM LNG Operating General Partnership) et selon la GH-03-2011 (décision relative à une demande d'obtention d'un permis d'exportation par BG LNG Export Co-operative LLC).
7. Grâce à la promulgation de la Loi sur le travail, la croissance et la prospérité durable (Loi JGLTP), qui a reçu la Sanction royale le 29 juin 2012, les observations formulées par l'Office, pour statuer sur une demande de permis d'exportation, se limitaient au critère de surplus.
8. Dans sa décision relative à la première demande de permis d'exportation, après l'entrée en vigueur de la Loi JGLTP le 29 juin 2012, l'Office a confirmé qu'il ne peut considérer que le critère de surplus pour statuer ou non en faveur de l'octroi d'un permis d'exportation (Décision-lettre concernant une demande de permis d'exportation soumise par LNG Development Canada Inc. (LNG Canada), le 4 février 2013). En constatant que le critère de surplus a été respecté dans la décision de LNG Canada, l'Office a pris en considération une ÉIE fondée sur la MBP et les documents mentionnés ci-dessus.
9. Par la suite, en vertu de l'édition de mars 2013 du Guide de dépôt, l'Office a fourni le Guide Q – Autorisations d'exportation et d'importation (Partie VI de la Loi sur l'ONÉ et le Règlement de la Partie VI). Dans ce Guide Q, les exigences de dépôt pour les demandes de permis d'exportation de gaz naturel (y compris de GNL) ont été décrites de la manière suivante. Il faut fournir :
 - la source et le volume de gaz à exporter;
 - une description des disponibilités de gaz, y compris l'offre de gaz canadien, qui devrait être disponible pour le marché canadien (ainsi que les hypothèses sous-jacentes) au cours de la durée proposée du permis;
 - une description des besoins en gaz (la demande) prévus au Canada (y compris les hypothèses sous-jacentes) au cours de la durée proposée du permis;
 - les incidences des volumes d'exportation envisagés sur la capacité des Canadiens à satisfaire leurs besoins en gaz.
10. De nouvelles orientations apportées dans le Guide Q indiquent que la charge revient au demandeur de prouver que le critère de l'article 118 de la Loi ONÉ est respecté et que les exigences de dépôt peuvent être satisfaites de diverses manières : quantitativement et qualitativement. Plusieurs propositions ont été émises, notamment que le demandeur tienne compte :

- des évolutions de l'offre et de la demande en gaz, ainsi que de la disponibilité des sources de gaz pour les Canadiens;
 - de la disponibilité de l'offre de gaz en provenance des États-Unis et d'autres sources à travers le monde;
 - des tendances passées liées aux découvertes de gaz et si, de l'avis du demandeur, ces tendances peuvent être extrapolées dans le futur. Si oui, en expliquer la raison;
 - des progrès technologiques futurs dans l'évaluation des ressources et des innovations.
11. La demande soumise par GNLQ est également faite en reconnaissance d'autres demandes d'exportation de GNL ayant été déposées auprès de l'ONÉ au cours des trois dernières années. En date du 20 octobre 2014, nous avons noté que huit (8) demandes d'exportation de GNL canadien ont été approuvées par l'ONÉ, y compris la première approbation de la demande soumise par le projet Kitimat LNG Export en octobre 2011. Depuis l'approbation accordée à LNG Canada Development Inc. en février 2013, six (6) projets d'exportation de GNL ont été approuvés au Canada. Deux demandes pour lesquelles Navigant a fourni les études de marché justificatives, ÉODM et ÉIE, ont été approuvées. Dans tous les cas, l'ONÉ applique toujours les mêmes principes et est parvenu aux mêmes conclusions que Navigant, en ayant recours à sa méthode d'analyse contenue dans l'ÉODM et l'ÉIE réalisés pour le compte de GNLQ.

Méthodologie

Comme l'indique déjà la Documentation de référence présentée en substance ci-haut, cette ÉIE de GNLQ est l'un des deux rapports soumis pour démontrer que les volumes de gaz destinés à l'exportation sont conformes aux exigences stipulées dans le Guide Q – Autorisations d'exportation et d'importation (Partie VI de la Loi ONÉ et Règlement de la Partie VI). L'ÉIE est une appréciation qualitative des marchés gaziers du Canada et de l'Amérique du Nord, qui est élaborée avec une compréhension profonde et une expérience avérée de l'analyse des marchés. Elle a été élaborée pour permettre à GNLQ de se conformer aux exigences de dépôt à l'exportation, telles que stipulées dans le Guide Q pour l'exportation de gaz en provenance du Canada. À cet effet, la présente ÉIE aborde les questions :

- à savoir si les exportations envisagées par GNLQ sont susceptibles d'empêcher aux Canadiens de satisfaire leurs besoins en énergie;
- à savoir si l'ÉIE tient compte de l'ampleur et de la valeur des exportations envisagées;
- à savoir si le secteur de la production de gaz au Canada est en mesure de satisfaire aux besoins des Canadiens, compte tenu des exportations envisagées et des tendances liées à l'augmentation des réserves, qui dépendent des efforts de forage et des exigences de transport de la tête de puits au marché, ainsi que leur faisabilité;
- à savoir si les exportations envisagées par GNLQ peuvent pousser les Canadiens à ajuster leurs habitudes de consommation en recourant aux méthodes de conservation d'énergie ou en passant à des combustibles alternatifs;
- à savoir si les volumes d'exportation envisagés par GNLQ auront des impacts sur le prix futur du gaz;
- à savoir s'il existe des garanties suffisantes pour pallier les demandes exceptionnelles imposées à l'offre canadienne du fait des exportations envisagées par GNLQ.

Évaluation

L'énoncé suivant traduit les constats relatifs aux questions-clés auxquelles l'Évaluation des impacts de l'exportation doit répondre.

- 1. La demande soumise par GNLQ pour l'exportation d'un volume de 568,5 milliards de pieds cubes (Gpi³) de gaz naturel par an (1,577 Gpi³/j), au cours d'une période pouvant s'étirer jusqu'à la fin de l'année 2050, est-elle susceptible d'entraver la capacité des Canadiens à satisfaire leurs besoins en énergie à une juste valeur marchande?**

Situation du gaz naturel canadien sur le marché du gaz naturel de l'Amérique du Nord

Le gaz naturel possède des qualités remarquables : il présente la plus faible intensité de carbone en comparaison avec les autres combustibles fossiles; il émet moins de dioxyde de carbone (CO₂) par unité d'énergie que les autres hydrocarbures, tels que le charbon ou le pétrole; et il brûle proprement et efficacement, avec un très faible niveau d'émissions de gaz autre que le CO₂. Le gaz naturel présente également des caractéristiques avantageuses relatives à son exploitation et sa production. La haute compressibilité et la faible viscosité de ce gaz favorisent d'importantes récupérations dans les réservoirs conventionnels, à des coûts relativement faibles, et permettent une récupération économique du gaz naturel, même à partir des environnements souterrains les plus défavorables, comme l'ont démontré les récents progrès enregistrés dans des formations de schistes.

Cependant, à cause de ses propriétés physiques (sa forme gazeuse et sa faible intensité énergétique), le gaz naturel est particulièrement défavorisé par rapport aux autres combustibles fossiles, sur les questions de transport et de stockage. En effet, le gaz naturel est, par définition, dépendant des gazoducs; ce qui entraîne parfois l'émergence de marchés gaziers locaux et régionaux, au détriment d'un véritable marché international du gaz naturel. Cette réalité contraste avec le solide marché international du pétrole qui s'est développé au cours des 40 dernières années, voire plus.²

À l'échelle mondiale, trois principaux marchés du gaz se sont développés : l'Amérique du Nord, l'Europe et l'Asie, et d'autres marchés localisés ont émergé ailleurs. De ces trois marchés mondiaux, le marché de l'Amérique du Nord, constitué des États-Unis, du Canada et du Mexique, se distingue des autres par sa maturité et par sa complexité reconnue – son fonctionnement lui permet d'accéder à des caractéristiques importantes qui ont permis à ce

² Massachusetts Institute of Technology, 'The Future of Natural Gas, an Interdisciplinary MIT Study', page 3; 2010.

marché continental de se développer et d'obtenir des résultats fiables à des prix équitables, même pendant les périodes de grande turbulence et de profonde mutation du marché.

Il convient de préciser, à ce sujet, que les États-Unis et le Canada figurent tous deux parmi les plus grands producteurs mondiaux de gaz naturel, avec une production estimée à 25 % de la production mondiale de gaz naturel.³ Grâce au récent regain d'intérêt pour le gaz de schiste et les autres sources gazières non classiques, les États-Unis, ayant déclassé la Fédération de Russie en 2011, s'imposent aujourd'hui comme le plus grand producteur mondial de gaz naturel, avec 65 milliards de pieds cubes par jour. Avec une production de 15 milliards de pieds cubes par jour, le Canada occupe la troisième place du classement mondial des pays producteurs de gaz naturel.⁴

Comme preuve de la part de marché sans cesse croissante qu'il a absorbée en Amérique du Nord, le gaz naturel contribue pour une part plus importante au « mix » énergétique, avec une consommation d'énergie primaire de 26,2 % en 2012, soit une augmentation de 16 % par rapport au taux de 2007, qui était de 22,6 %.⁵ Cela a été rendu possible par l'installation d'un réseau interétatique et intra-étatique de transport du gaz naturel par gazoducs interconnectés aux États-Unis, un réseau interprovincial et provincial de gazoducs au Canada et des réseaux de distribution dans les deux pays. Le réseau installé aux États-Unis comprend plus de 3,8 millions de kilomètres de lignes principales et d'autres gazoducs qui relient les zones de productions aux marchés de gaz naturel.⁶ Ces installations ont permis de fournir plus de 24 billions de pieds cubes de gaz naturel en 2012 à 71 millions de consommateurs.⁷ Au Canada, le système de livraison compte plus de 300 000 kilomètres de conduites de gaz naturel, qui ont desservi 6,3 millions de foyers, d'entreprises, d'industries et autres en 2010, soit plus de la moitié de la population du Canada.⁸ En 2011, le réseau canadien de distribution par gazoducs a livré 2,825 billions de pieds cubes et a permis d'exporter 3,192 autres billions de pieds cubes vers les États-Unis.⁹

En plus de son système de transport, le réseau de production de gaz des États-Unis est composé de plus de 125 opérateurs de stockage de gaz naturel, qui gèrent 400 champs actifs de stockage souterrain.¹⁰ Le stockage du gaz naturel en Amérique du Nord joue un rôle important dans l'équilibre de l'offre et de la demande, surtout lors de périodes de pointe de la demande. Par ailleurs, il représente également un aspect fondamental de l'industrie gazière nord-américaine, qui est à un stade préliminaire, voire n'existe même pas du tout dans certains marchés du gaz naturel ailleurs dans le monde. Outre la valeur du stockage conventionnel dans la gestion des variations de charge selon la période de l'année ou de la journée, le stockage peut également induire des avantages financiers permettant de réduire les charges d'utilisation de gazoducs, pour se mettre à l'abri de la flambée du prix du gaz naturel ou pour tirer profit des possibilités d'arbitrage des prix qui pourraient sur présenter sur le marché. Le

³ Étude statistique de BP sur l'énergie mondiale – Juin 2013; page 22.

⁴ Ibid; page 22.

⁵ Energy Information Administration, International Energy Outlook 2013, Consommation totale de l'énergie primaire par région du monde (Tableaux A1 et A6).

⁶ Site internet de l'American Gas Association - <http://www.aga.org/Pages/default.aspx>.

⁷ Ibid.

⁸ Association canadienne du gaz, Aperçu de l'industrie – Fiche de renseignement.

⁹ Ibid.

¹⁰ Site internet de NaturalGas.org, <http://naturalgas.org/business/industry/>

stockage peut également être utilisé en association avec des instruments financiers tels que les contrats à terme, les options et les swaps, dans le cadre d'un produit de gestion du risque. Une application plus récente du stockage du gaz s'est développée dans l'exploitation des installations de stockage à grand débit, telles que le stockage en cavité saline et d'autres réservoirs qui permettent une ventilation plus rapide de leurs inventaires que les exploitations de stockage conventionnelles. Le stockage à grand débit s'est considérablement développé au Canada et aux États-Unis au cours des 20 dernières années, avec la croissance du secteur des centrales à gaz dans l'industrie gazière. Le stockage du gaz peut également être effectué par liquéfaction du gaz naturel, qui est placé dans des réservoirs de stockage de surface sous forme de GNL, à travers un procédé dénommé le « stockage en conduite » ou en utilisant la capacité disponible dans les gazoducs eux-mêmes.

L'installation de stockage située au sud de Sarnia en Ontario et détenue par Union Gas, l'installation de stockage Dawn, est la plus grande installation de stockage souterrain du Canada, avec une capacité de stockage à grand débit de 155 milliards de pieds cubes de gaz.¹¹ Grâce à ses gazoducs interconnectés, l'installation de stockage Dawn est un important maillon dans la chaîne de transport du gaz des bassins d'exploitation situés dans l'Ouest du Canada et aux États-Unis jusqu'aux marchés du centre du Canada et dans les Grands Lacs, qui pourrait même jouer un rôle important dans la livraison sécurisée du gaz naturel de l'ouest du Canada vers le projet GNLQ.

Un autre aspect du marché nord-américain du gaz naturel est reflété par la présence d'importantes installations d'importation/regazéification du GNL, qui ont été construites bien après les années 2000, sur un marché qui n'était à ce moment pas destiné au gaz de schiste, et dans l'espoir que des importations de GNL seraient nécessaires en Amérique du Nord pour satisfaire à la demande. Aujourd'hui, nous savons que ces installations, y compris le seul projet canadien d'importation de GNL, le projet Canaport LNG de Saint John, au Nouveau-Brunswick, sont pour la plupart non opérationnelles ou connaissent un faible taux d'utilisation, en raison de l'abondante disponibilité domestique en gaz naturel en Amérique du Nord, qui résulte des progrès technologiques favorisant une augmentation considérable des volumes de production de gaz. Dans certains cas, les sites sur lesquels ces installations d'importation sont construites ont été reconvertis ou sont en voie d'être reconvertis en installations d'exportation de GNL, suite à la profonde mutation qu'a connue le marché avec l'avènement du gaz de schiste domestique dont les conditions de production sont plus économiques.

Intégration et sophistication : les caractéristiques phares du marché du gaz en Amérique du Nord

La sophistication et la transparence du marché du gaz en Amérique du Nord se traduisent par l'existence de vingt-quatre grands carrefours d'échange ou marchés régionaux, qui offrent un réseau supplémentaire de gazoducs et la capacité de proposer des services d'équilibrage, de parking, de prêt, de livraison à contrecourant et de stockage sur une variété de gazoducs. Le modèle de marché du gaz de Navigant en Amérique du Nord est constitué de plus de quatre-vingt-dix bureaux de détermination du prix ou points de livraison, qui coordonnent les activités de prévision et les transactions. Cependant, dans certains cas, les volumes et le

¹¹Site internet de Spectra Energy - <http://www.spectraenergy.com/Operations/Storage/Dawn-Hub/>

nombre de participants aux transactions restent faibles, ce qui mine la fiabilité du prix comparativement aux principaux carrefours. La détermination physique du prix intervient sur les principaux marchés et sur d'autres carrefours d'échange, tandis que la détermination financière du prix s'effectue à travers un marché plus robuste et plus important : le marché des opérations à terme du New York Mercantile Exchange (NYMEX), qui est rattaché au bureau d'établissement des prix situé au point de livraison Henry Hub en Louisiane. La bourse NYMEX joue un rôle important dans la détermination du prix et la transparence, ce qui permet au gaz naturel de faire l'objet de transactions financières sur les marchés des États-Unis et du Canada.

Concrètement, les marchés intérieurs canadiens et américains sont directement interconnectés par un grand nombre de points d'importation et d'exportation entre les réseaux de gazoducs canadiens et américains. Le gaz peut donc circuler librement d'un pays à l'autre, grâce à un réseau de gazoducs interconnectés à ces différents points. Il existe au moins trente-et-un de ces points de connexion à travers le continent (de la Colombie-Britannique au Nouveau-Brunswick) et de nombreux points intermédiaires, qui contribuent à la libre circulation du gaz dans le réseau de gazoducs interconnectés entre les deux pays.¹² Au sud, le marché américain est également raccordé par gazoduc au Mexique à travers dix-huit autres points d'importation/exportation, qui favorisent l'existence d'un marché du gaz sur toute l'Amérique du Nord.

Grâce à leur connexion physique et leur rattachement financier au NYMEX, les marchés américain et canadien du gaz ont été directement unifiés de diverses manières depuis plusieurs décennies.

Historiquement, le marché gazier de l'Amérique du Nord affiche de bons résultats

Les marchés gaziers du Canada et des États-Unis ont toujours connu de bons résultats, même lors de périodes difficiles et de changements importants du marché ainsi que durant les périodes de bouleversements fondamentaux (croissance rapide du secteur de la production d'électricité au gaz dans les années 1990; flambée du prix du gaz en 2000-2001 suite à la crise du marché énergétique dans les pays occidentaux; conditions climatiques anormales, notamment les ouragans qui ont frappé le Golfe du Mexique en 2005; restructuration réglementaire massive de l'industrie des gazoducs de gaz naturel dans les deux pays à divers moments). À travers cette évolution, le marché a prouvé qu'il peut fonctionner de manière fiable, en fournissant du gaz aux acheteurs à des prix acceptables. Même durant l'ouragan Katrina en août 2005, alors qu'il faisait face à une catastrophe naturelle hors du commun, le marché gazier a été en mesure d'assurer une offre de gaz suffisante pour couvrir la demande (bien qu'à des prix élevés avoisinant les 13 \$/MMBtu sur le marché au comptant). Ceci est d'autant plus remarquable quand on sait que cette performance a été réalisée avant que les effets de l'exploitation de gaz de schiste deviennent apparents et malgré des problèmes majeurs de l'offre dus à la défaillance d'importantes parties du réseau de production dans le Golfe du Mexique suite aux ouragans. Les interruptions de la demande également survenues du fait des ouragans ont aidé à équilibrer le marché.

¹² U.S. Energy Information Administration, Natural Gas, Natural Gas Import / Export Location List, 2009, Site Internet - http://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngpipeline/impex_list.html

Au cours des quarante dernières années, le marché de l'Amérique du Nord a dû assimiler de nombreuses modifications réglementaires dans les deux pays. Au Canada, l'industrie a évolué et s'est adaptée à travers d'importants développements tels que l'Accord de l'Ouest en 1985 et, plus récemment, l'affaire de la restructuration de TransCanada PipeLine décidée en mars 2013. Aux États-Unis, d'importants développements réglementaires ont également été apportés, notamment avec l'instauration de règlements concernant le « libre-accès » au milieu des années 1980, qui a mené à l'établissement de l'ordonnance américaine n°636, laquelle a rendu obligatoire en 1992 la séparation des services de transport et des services commerciaux des pipelines. À l'instar de toutes ces mesures réglementaires prises au cours des vingt dernières années, l'ordonnance 636 a permis à l'industrie pipelinière des États-Unis, et par conséquent à l'ensemble de l'industrie du gaz naturel du pays, de devenir encore plus compétitive, tandis que le marché gazier de l'Amérique du Nord s'est développé en offrant des services à des prix intéressants, comparativement à ceux des autres combustibles concurrents. Le succès de l'industrie se mesure aussi par la croissance continue de l'industrie pipelinière, avec le renforcement des capacités des gazoducs grâce à l'addition de nouveaux systèmes d'exploitation permettant de desservir de nouveaux marchés tout en approvisionnant les marchés existants. Bien que le processus de construction de gazoducs présente un timing parfois « irrégulier », l'histoire de l'industrie montre que des gazoducs ont été construits aux endroits où il était nécessaire de créer un nouveau système d'exploitation pour répondre à la demande croissante du marché au fil des ans.

Au cours des 20 dernières années de son histoire, le marché gazier interconnecté a obtenu de bons résultats dans diverses circonstances, comme en témoigne la croissance continue de son réseau de gazoducs.

Le gaz de schiste a transformé le marché gazier de l'Amérique du Nord

Que ce soit au Canada ou aux États-Unis, le marché gazier de l'Amérique du Nord a été marqué par le bouleversement fondamental engendré par l'avancée technologique de la fracturation hydraulique et du forage horizontal tels qu'appliqués à l'industrie du gaz de schiste. Stimulée par l'augmentation de la production de gaz de schiste, au cours des six dernières années l'évolution du marché, devenue évidente en 2008, a bouleversé le marché de fond en comble; alors qu'il semblait ne plus pouvoir assurer l'offre de gaz, le marché se trouve aujourd'hui dans une situation d'offre excédentaire. L'exploitation du gaz de schiste, qui a commencé au Texas et en Louisiane, pour ensuite s'étendre vers les régions situées au milieu du continent et dans le Nord-Est, dans le Marcellus, et enfin vers la Colombie-Britannique, continue de refaçonner le marché - il s'agit probablement de l'évolution la plus importante et la plus influente de l'histoire de l'industrie gazière.

Identifiée par beaucoup comme l'un des cinq principaux éléments capables de « changer la donne » pour l'économie américaine, l'exploitation du gaz de schiste pourrait accélérer la croissance du fait de son potentiel « à stimuler les gains de productivité, dynamiser le PIB et créer un nombre significatif d'emplois d'ici 2020 ». ¹³ On s'attend à ce que les technologies liées au gaz de schiste aient des conséquences significatives sur l'économie et que les effets combinés de leur expansion sur l'industrie pétrolière transforment l'environnement énergétique. La preuve attestant des avantages économiques de l'exploitation du gaz de

¹³ McKinsey Global Institute, 'Game Changers: Five Opportunities for U.S. Growth and renewal', juillet 2013, page 1.

schiste aux États-Unis est clairement soulignée dans plusieurs demandes d'exportation de GNL hors accord de libre-échange transmises au département de l'Énergie des États-Unis (U.S. Department of Energy ou DOE). Dans ces demandes, plusieurs projets comprenaient des analyses économiques détaillées soutenant les avantages économiques des projets de GNL via la création d'emplois, les dépenses de construction ainsi que le stimulus économique en amont pour l'industrie de production de gaz naturel.¹⁴

La transformation de l'industrie intégrée du gaz provoquée par l'exploitation du gaz de schiste risque de bouleverser complètement les flux d'approvisionnement en gaz dans toute l'Amérique du Nord. Ces changements seront favorables aux Canadiens et il est peu probable que la demande d'obtention d'un permis d'exportation de GNLQ cause aux Canadiens des difficultés à combler leurs besoins en gaz. L'analyse de la durée de vie des ressources gazières de l'ÉODM, qui figure aux tableaux 3 et 4, fait clairement référence à cette évaluation.¹⁵ Le développement constant de l'exploitation du gaz de schiste dans le bassin de Marcellus a grandement bénéficié et devrait continuer de bénéficier au marché de l'Est canadien, grâce aux nouvelles ressources de gaz disponibles suite au déplacement de volumes qui auraient auparavant été exportés vers les États-Unis et qui sont désormais disponibles pour les marchés canadiens, y compris le projet ÉS. La production des bassins de schiste de Marcellus et d'Utica, dans le Nord-Est des États-Unis, continue d'augmenter, avec des effets déjà perceptibles sur les flux de gaz naturel à la frontière du Niagara : pour la première fois depuis 1980, des exportations ont été réalisées des États-Unis vers le Canada en janvier 2012. Enfin, depuis novembre 2012, les volumes d'importation mensuels du Canada par le Niagara depuis les États-Unis sont supérieurs aux exportations en base nette et un changement de direction du flux d'alimentation en gaz a été constaté au point d'exportation du Niagara.¹⁶ Bien que ces observations concernent seulement un point d'exportation, cela a constitué un événement historique dans les relations entre les marchés gaziers du Canada et des États-Unis. Au fil du temps, d'autres points de livraison à l'exportation le long du gazoduc principal de TransCanada PipeLines pourraient être affectés par cette nouvelle tendance du marché. Il s'agit notamment de Waddington (État de New York) dans le gazoduc Iroquois, et de Pittsburg (État du New Hampshire) dans le gazoduc Portland. L'inversion des modèles historiques de flux (telle qu'elle a été observée au Niagara) devrait se poursuivre, l'offre croissante du site de Marcellus repoussant les importations canadiennes dans leurs frontières, ce qui rendra davantage de gaz canadien disponible pour alimenter les marchés canadiens. Selon les prévisions de Navigant, l'inversion totale du flux d'alimentation pour le Nord-Est des États-Unis devrait se produire aux alentours de 2027, avec des importations du Nord-Est des États-Unis vers le Canada supérieures aux exportations canadiennes de gaz naturel vers la région, en base nette.¹⁷ Cette dynamique des flux sur le marché régional ne change cependant pas la

¹⁴ Voir par exemple Navigant Economics 'Economic Impact Analysis Study', Annexe B de Southern LNG Company, LLC Docket 12-100-LNG, Application for Long Term Authorization, Multi-Contract Authorization to Export Liquefied Natural Gas to Non-Free Trade Agreement Countries, à : http://www.fossil.energy.gov/programs/gasregulation/authorizations/2012_applications/12_100_lng.pdf et Navigant Economics 'Economic Impact Analysis Study', Annexe B de Gulf LNG Liquefaction Company (Docket No. 12-101-LNG), à : http://www.fossil.energy.gov/programs/gasregulation/authorizations/2012_applications/12_101_lng.pdf, et ECONorthwest analysis in Appendices C,D,E,F filed in 'Application of Jordan Cove Energy Project, L.P. for Long Term Authorization to Export Natural Gas to Non-Free Trade Agreement Nations,(Docket No. 12-32-LNG), à : http://www.fossil.energy.gov/programs/gasregulation/authorizations/2012_applications/12_32_lng_Application.pdf

¹⁵ Navigant "Évaluation de l'offre et de la demande du marché du gaz naturel", GNL Québec Inc., Section 3.2.1.1, Tableaux 3 et 4.

¹⁶ Statistics Canada. Tableau 129-0004. Exports and Imports of Natural Gas to and From the U.S., monthly.

¹⁷ Navigant Summer 2014 Gas Outlook forecast.

conclusion selon laquelle les exportations nettes totales de gaz canadien vers les États-Unis se poursuivront pendant toute la période contractuelle, soit jusqu'en 2050.¹⁸

La proposition faite en 2012 de construire un nouveau gazoduc dans le Nord-Est des États-Unis, du gisement de schiste d'Utica jusqu'au carrefour Dawn en Ontario, est un exemple de la tendance à une inversion des flux dans le Nord-Est des États-Unis. Un tel projet pourrait déplacer encore davantage de fournitures canadiennes traditionnelles vers le carrefour Dawn.¹⁹ Les flux des autres gazoducs de TransCanada PipeLines (Great Lakes Gas Transmission (GLGT), ANR Pipeline Company (ANR) et Northern Border Pipeline Company (Northern Border)) et d'Energy Transfer Partners, L.P. (ETP) – c'est-à-dire tous les gazoducs qui alimentent le carrefour Dawn, devraient également être affectés. Ces modèles de flux modifieront les modèles de livraison et d'offre depuis la région du Golfe jusqu'au Nord-Est des États-Unis, mais aussi depuis l'Ouest canadien vers l'Est canadien et vers le Nord-Est des États-Unis via le système GLGT. Les modèles de flux changeront au fur et à mesure que de nouveaux et importants volumes de gaz seront disponibles. Selon les estimations de Navigant, ce volume sera supérieur à 21 Gpi³/j²⁰ pour Marcellus d'ici 2022, par comparaison avec un volume de production moyen de 10 Gpi³/j en 2013 et de 6,5 Gpi³/j en 2012.²¹ Cette nouvelle production est proche des marchés de gaz importants et jusque-là déficients de l'Est du Canada et des États-Unis, ce qui modifiera les schémas de flux de gaz depuis et vers la région. L'ÉODM de Navigant analyse trois projets de gazoduc importants, qui sont en phase finale de développement et qui devraient déplacer des volumes de gaz des États-Unis vers le Canada ou tout du moins déplacer des volumes de gaz canadien historiquement acheminés vers le Nord-Est des États-Unis.²² Point important, grâce à cet effet de déplacement, ces projets rendront davantage de gaz extrait dans l'Ouest canadien disponible pour l'approvisionnement des marchés de l'Est canadien, y compris le projet GNLQ.

L'impact futur du développement de l'exploitation du gaz de schiste à Marcellus et à Utica est tel que, avec l'avantage d'une structure de marché et d'un système de gazoduc intégré, il sera ressenti dans presque toute l'Amérique du Nord. Dans les faits, les livraisons en provenance de Marcellus et d'Utica « déplaceront » le gaz canadien qui aurait autrement été exporté vers les États-Unis et qui sera désormais disponible pour répondre aux besoins d'approvisionnement de GNLQ et des autres marchés de gaz canadiens.

Il est donc peu probable que les changements causés sur le marché par les exploitations de Marcellus/Utica soient un phénomène de courte durée, certains changements étant structurels et non cycliques. TransCanada PipeLines prend d'ores et déjà des mesures pour s'adapter à cette évolution de la situation de la concurrence sur le marché. À en croire de récents rapports, la société a prévu de convertir une partie de son gazoduc principal en un service de transport de pétrole brut, dans le cadre de son projet Oléoduc Énergie Est. Cette stratégie semble s'appuyer sur des contrats à long terme de services de transport de pétrole.²³ TransCanada

¹⁸ Navigant "Évaluation de l'offre et de la demande du marché du gaz naturel", GNL Québec Inc., Section 3.8, Figure 21 : Net Canadian Pipe and LNG Export Forecast.

¹⁹ Nexus Gas Pipeline est une joint venture constituée par Enbridge, DTE et Spectra (Union Gas). Le gazoduc serait long de 400 kilomètres et offrirait une capacité de 1 mpc par jour. La mise en service est prévue pour 2016.

²⁰ Navigant Summer 2014 Gas Outlook forecast.

²¹ LCI Energy Insight, Total Monthly Shale Production Report, onglet 'Shale Production'.

²² Navigant "Évaluation de l'offre et de la demande du marché du gaz naturel", GNL Québec Inc., Section 3.9.

²³ Reuters, août 2013, 'TCPL receives long term contracts for Energy East Pipeline', à : <http://www.reuters.com/article/2013/08/01/transcanada-pipeline-id>

PipeLines paraît avoir intégré les changements intervenus quant aux conditions fondamentales du marché et être en mesure de prendre des décisions de façon à adapter l'exploitation de ses gazoducs à l'évolution significative du marché qui a eu un impact sur son gazoduc principal. Pour cela, il met hors service une partie de la capacité de son gazoduc principal, qui s'est avérée superflue par rapport aux besoins du marché, de façon à mieux adapter son gazoduc à l'évolution des conditions du marché. Néanmoins, une capacité importante de retour vers le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien via la capacité restante du gazoduc principal de TransCanada ainsi que d'autres gazoducs de l'Ouest canadien (tels que l'Alliance Pipeline) est conservée afin de livrer les volumes nécessaires aux points de réception potentiels de GNLQ. Cette décision aura un impact fondamental sur l'offre de gaz naturel de l'Ouest canadien, de l'Alberta et de la Colombie-Britannique en rendant le gaz davantage disponible pour le Canada – des marchés alternatifs seront recherchés pour le gaz naturel suite au déplacement causé par l'offre de gaz des États-Unis sur les marchés américains. Cela créera de nouveaux enjeux, en particulier pour l'exploitation du gaz de schiste qui est en pleine expansion dans l'Ouest canadien et qui recherchera de plus en plus activement de nouveaux marchés au Canada et à l'étranger.

L'accès croissant des marchés de l'Est canadien aux nouvelles ressources de gaz de Marcellus via les interconnexions et les installations existantes, ainsi que la capacité du nouveau gazoduc qui sera construit, auront un impact considérable sur les modèles de flux de gaz naturel au Canada et aux États-Unis. Bien que le changement des modèles de flux s'annonce radical, ces évolutions et l'accès à une offre de gaz plus importante sont considérés comme une évolution positive par les consommateurs canadiens et potentiellement par les marchés nouveaux et existants qui se développeront au Canada et à l'étranger, tels que présentés par GNLQ. Le principal argument avancé est que le marché canadien devrait avoir des garanties encore meilleures quant à la disponibilité et à la fiabilité de l'offre de gaz, à un juste prix de marché, étant donné que les exportations par gazoduc du Canada vers les États-Unis sont de plus en plus concurrencées par l'offre de gaz à l'intérieur même des États-Unis, abondants et à faible prix. Cette situation risque d'être particulièrement problématique dans l'Est canadien.

2. Les conclusions de la section 1 ci-dessus tiennent-elles compte du volume et de l'importance des exportations de GNLQ?

Les conclusions du présent rapport ÉIE tiennent compte du volume et de l'importance des exportations de GNLQ.

Elles s'appuient sur l'ÉODM réalisé par Navigant Consulting et font partie intégrante de la demande de GNLQ. L'ÉODM de Navigant repose sur une profonde connaissance du marché intégré nord-américain du gaz naturel et reprend certaines analyses développées dans les dernières prévisions de Navigant pour le modèle de marché nord-américain du gaz naturel. Les conclusions s'appuient également sur l'analyse développée dans le présent rapport ÉIE et sur d'anciens travaux menés par l'Office national de l'énergie.

Il en ressort que l'exportation proposée par GNLQ concerne un faible volume au regard de la production nord-américaine totale et un volume plus faible encore dans le contexte de l'augmentation de l'offre de gaz au Canada et aux États-Unis.

En comparaison avec la taille totale du marché nord-américain de l'énergie, le volume annuel de 568,5 Gpi³ par an (1,577 Gpi³/j) représente environ 1,577 % du marché nord-américain total moyen de l'énergie pendant la durée du projet (moyenne 2021 à 2046), qui s'élève à 133,9 Gpi³/j.²⁴

Rapportées à la production gazière nord-américaine de 87 Gpi³/j en 2013, qui augmentera à 155 Gpi³/j en 2050 selon les estimations de Navigant, les exportations proposées par GNLQ représentaient environ 1,8 % en 2013 et baisseront à environ 1,0 % vers la fin de la durée du permis demandé. Les volumes à ces deux dates sont insignifiants par rapport à la taille du marché nord-américain et bien en-deçà des capacités des marchés canado-américains, en tenant compte de la croissance de la production au cours des dernières années et de la tendance à la poursuite de la croissance de la production de gaz qui est attendue à l'avenir.

Le fait que l'industrie du gaz naturel ressemble désormais à bien des égards à une industrie de type manufacturière, sous l'effet de l'exploitation de gaz de schiste, constitue un aspect important d'un marché du gaz naturel en Amérique du Nord en totale évolution. En réalité, les efforts de l'industrie gazière sont, par rapport à ce qui prévalait dans le passé, moins axés sur l'exploration et la recherche de ressources, car l'emplacement des ressources est souvent bien connu aujourd'hui. Dans certains cas, jusqu'à ce que l'avancée technologique de la fracturation hydraulique et du forage horizontal rende possible la production, de nombreuses tentatives pour exploiter les ressources ont été entreprises en vain dans le bassin des Appalaches, région abritant les schistes de Marcellus et d'Utica qui sont connus depuis plus d'un siècle.

À l'heure actuelle, l'application de ces avancées technologiques au gaz de schiste permet un développement économique supplémentaire de l'industrie gazière et une augmentation de la production si et lorsque des marchés seront disponibles. L'importance de cette transformation de l'industrie gazière en une industrie de type manufacturière réside dans le fait que l'industrie peut « produire » le gaz à partir de gaz de schiste presque à la demande. Face à l'abondance actuelle de gaz de schiste et au potentiel croissant du gaz de schiste dans le futur, la demande du marché s'avère être le bien rare dans l'équation offre/demande. Le défi pour l'industrie gazière en amont s'est déplacé et la priorité est accordée à la production plutôt qu'à l'exploration. Dans la mesure où des avancées continuent d'être accomplies dans la production de gaz, l'industrie du gaz naturel en amont a dans son ensemble accru sa capacité à gérer les ressources.

À l'heure où le gaz de schiste représente une plus grande part dans la combinaison des sources de gaz naturel au Canada et aux États-Unis, l'analyse de Navigant montre que la production de gaz sec à partir de schiste représentera 58 % de la production totale de gaz sec en 2020, contre seulement 6 % en 2006.²⁵ Par conséquent, nous prévoyons une possibilité accrue d'un meilleur équilibre entre l'offre et la demande au fil du temps. Nous pensons également que cela aura des implications notables sur la volatilité des prix du gaz, laquelle pourra être réduite

²⁴ Perspectives de l'été 2014 de Navigant. La demande nord-américaine s'élèvera à 114,4 Gpi³/j en 2021 et à 148,5 Gpi³/j en 2046.

²⁵ Prévisions des perspectives de l'été 2014 de Navigant.

grâce à la poursuite du développement du gaz de schiste dans le cadre d'une industrie de type plus manufacturier.

Bien qu'une augmentation du volume des exportations de gaz naturel canadien soit attendue au cours des 7 à 10 prochaines années, nous n'avons pas connaissance de préoccupations de gouvernements provinciaux, d'organismes de réglementation ou autres. De fait, le gouvernement provincial en Colombie-Britannique apporte un soutien très proactif à travers ses initiatives en faveur du développement du gaz naturel et comprend bien le rôle des exportations de GNL dans le futur développement économique de la province de Colombie-Britannique.

Pour ces raisons, nous pensons avoir attentivement pris en compte la taille et l'importance de la demande soumise par GNLQ en vue d'exporter du gaz naturel du Canada. Ce faisant, nous concluons qu'il est peu probable que les exportations entraînent des difficultés pour le Canada à satisfaire ses besoins en énergie à long terme.

3. Le secteur canadien de la production gazière sera-t-il capable de satisfaire aux besoins des Canadiens compte tenu des exportations proposées?

La disponibilité de gaz naturel au Canada sera plus que suffisante pour satisfaire aux besoins des Canadiens pendant la durée du permis demandé par GNLQ. Il semble également assuré que le secteur canadien de la production gazière pourra satisfaire les besoins du Canada grâce à la longue expérience des secteurs de la production de gaz et des gazoducs qui existent au Canada.

Comme cela est montré dans l'ÉODM de Navigant, l'offre de gaz naturel saura satisfaire à la demande en gaz naturel dans tous les secteurs canadiens et nord-américains pendant la période couverte par l'étude. La figure 22 : Équilibre offre/demande en Amérique du Nord, montre que la demande nord-américaine, exportations de GNL comprises, sera satisfaite pendant toute la période de l'étude. En fait, l'opinion de Navigant exprimée à la section 3.7.2 de l'ÉODM de Navigant, signale que le développement gazier de l'Ouest canadien pourrait être menacé en l'absence d'une augmentation suffisante de la demande de gaz naturel. GNLQ offre une opportunité de compenser la perte des marchés gaziers américains par un projet d'exportation de GNL canadien, cette fois dans l'Est du Canada, avec la possibilité de soutenir l'infrastructure de gazoducs existante au Canada et d'amorcer un rééquilibrage du marché gazier canadien dont l'offre est excédentaire.

Le fait que le marché nord-américain se trouve dans une situation d'offre excédentaire mérite qu'on en discute plus profondément. Un excédent peut être considéré du point de vue de la production, c'est-à-dire un excédent de production ou une capacité de production excédentaire pouvant fournir des volumes supplémentaires de gaz naturel, moyennant une demande suffisante. Ainsi, des volumes qui pourraient être produits restent inexploités, dans le sol. De nombreux exemples de cette situation ont été signalés dans les grandes formations schisteuses : d'importants volumes ont été développés, des forages effectués et des dépenses engagées dans des puits qui ne produisent pas. L'exemple le plus flagrant se trouve dans le

Golfe du Mexique, en mer, phénomène amorcé en 2008 lorsque le gaz de schiste est devenu abondant, les volumes produits sont passés de plus de 6 Gpi³/j à moins de 4,0 Gpi³/j.²⁶ Cette diminution de la production de 2 Gpi³/j dans le Golfe du Mexique est indéniablement imputable à l'augmentation des abondants volumes de gaz de schiste nouveau et moins coûteux, exploités sur terre dans des bassins régionaux tels que les formations schisteuses de Barnett, de Fayetteville et de Haynesville. Compte tenu des différentes situations du marché, ces volumes de gaz en mer pourraient être produits à nouveau – sans investissement supplémentaire dans l'infrastructure – exactement comme lorsque ces ressources étaient produites avant le développement du gaz de schiste sur terre. Le déclin de la production en Alberta constitue un autre exemple de production ayant dû faire face à la concurrence croissante de la production nationale américaine qui, dans certains cas, est bien plus près des marchés gaziers américains existants. Un autre exemple de cette situation est visible dans des zones qui connaissent un excédent de production, mais où les systèmes de collecte locale ou les capacités des gazoducs régionaux ne sont pas encore disponibles pour se raccorder au réseau d'approvisionnement. La formation schisteuse de Marcellus constitue une région pour laquelle les estimations de production « à l'arrêt » sont importantes et où les estimations varient de 200 à 300 puits à plus de 1000 puits « à l'arrêt » au premier trimestre de 2013. Selon la fourchette haute des estimations de puits fermés, ces puits représenteraient en moyenne près de 3 Gpi³/j s'ils étaient remis en service pendant une période d'un an.²⁷ Dans d'autres zones, tels que les schistes bitumineux de Bakken et d'Eagle Ford, de grands volumes de gaz naturel associé sont actuellement torchés en raison du manque de capacité de gazoducs pour acheminer jusqu'au marché.²⁸ Des estimations pour la zone de Bakken indiquent que 266 000 millions de pi³ par jour étaient torchés en mai 2013, soit 36 % de la production totale. La non-commercialisation de ces gaz ne s'explique pas par la faiblesse du prix, mais bien par l'absence de gazoduc ou d'une autre forme de transport et, facteur limitant, par l'absence de capacité de traitement permettant de vendre le gaz. À un moment ou un autre, nombre de ces puits seront reliés aux systèmes de collecte et au réseau de gazoducs. Mais le développement des marchés pourrait prendre du temps et, en attendant, ces volumes représentent des surplus pour les marchés existants.

Néanmoins, la véritable mesure des surplus est peut-être définie par la taille des ressources elles-mêmes. Le tableau 3 de l'ÉODM de Navigant montre les estimations des ressources techniquement récupérables qui indiquent que les ressources présentes au Canada auraient une durée de vie de plus de 263 ans, selon la demande totale de gaz canadien estimée en 2013. Le même tableau illustre également que même avec les exportations de GNLQ, la vie utile des ressources serait de 234 ans. En incluant dans la demande canadienne totale les volumes de GNLQ et les volumes des projets de GNL canadien actuellement approuvés, la durée des réserves atteint 104 ans. Si une production totale de 41,9 Gpi³/j provenant de tous les projets de GNL canadien approuvés et soumis au 30 septembre 2014, plus les volumes de GNLQ, sont inclus dans les prévisions de la demande canadienne, la vie utile des réserves serait de 69 ans.²⁹ Ce dernier scénario est largement écarté par les observateurs du secteur et par Navigant.

²⁶ U.S. EIA, Rapports sur le soutirage et la production bruts de gaz naturel.

²⁷ Platts, « Marcellus well backlog will lead production growth: Barclays », 17 mars 2013, accessible à : https://www.gasbb.com/?PageID=157&article_id=8110

²⁸ Reuters, 29 juillet 2013, « Bakken Shale Burns Nearly One-Third of Natural Gas Drilled, New Study Finds », accessible à : http://www.huffingtonpost.com/2013/07/29/bakken-shale-flaring_n_3669649.html

²⁹ Navigant "Évaluation de l'offre et de la demande du marché du gaz naturel", GNL Québec Inc., Section 3.2.1.1, Table 3

L'ÉODM réalisée par Navigant tient également compte des estimations des ressources pour les États-Unis. Ces estimations ont été établies à partir d'estimations des ressources effectuées par Navigant à partir de 2008, lorsque la première grande étude sur les ressources nord-américaines a été menée en y incluant les ressources canadiennes. Cette étude a dévoilé une transformation profonde de la situation de l'offre de gaz. Cette transformation découlait elle-même d'une avancée technologique appliquée au développement du gaz de schiste non conventionnel.³⁰ À cette époque, il existait un consensus selon lequel les États-Unis étaient sur le point d'épuiser leurs réserves de gaz naturel. Dans l'étude de Navigant, les résultats indiquaient que les ressources totales en gaz s'élevaient à 1680 billions de pi³ (estimation moyenne), dont 274 billions de pi³ de gaz de schiste, soit 143 billions de pi³ de gaz de schiste de plus que dans les études antérieures. Avec ces niveaux, les ressources représentaient 88 ans d'approvisionnement en gaz sur la base des niveaux de production à l'époque.

Plus récemment, en avril 2013, la Potential Gas Agency (PGC) des États-Unis et la Colorado School of Mines ont publié leur rapport biennal sur leur dernière évaluation des ressources en gaz naturel des États-Unis et estiment les ressources techniquement récupérables totales à 2384 billions de pi³ (estimation moyenne) à la fin décembre 2012. Cette estimation représente le niveau le plus élevé fourni par la PGC au cours de ses quarante-huit années d'existence et dépasse leur précédente évaluation de 486 billions de pi³, soit 25,6 %. Avec ces niveaux, les ressources récupérables totales satisferaient les besoins des États-Unis pendant plus de 100 ans, sur la base de niveaux de consommation de 70 Gpi³/j.³¹

Dans l'ÉODM de Navigant, la figure 21 montre que les exportations nettes par gazoducs du Canada vers les États-Unis devraient baisser de façon marquée à moyen terme jusqu'en 2020, puis remonter légèrement avant de se stabiliser au cours de la dernière partie de la période à l'étude. La baisse des exportations nettes du Canada vers les États-Unis est en grande partie due aux changements rapides qui se produisent dans le bassin de gaz de schiste de Marcellus dans le Nord-Est des États-Unis qui, à leur tour, ont une incidence sur les exportations vers la région du Nord-Est des États-Unis à travers les systèmes de gazoducs TransCanada PipeLine, Great Lakes Gas Transmission et Vector Pipeline. Comme nous l'avons suggéré précédemment, ces trois gazoducs transportent directement ou indirectement du gaz de l'Ouest canadien vers l'Est canadien et vers la région du Nord-Est des États-Unis. L'évolution des structures des flux de gaz nord-américains, portée par la croissance des bassins de production de Marcellus et d'Utica, devrait réduire les besoins en gaz provenant du Canada (et d'autres régions productrices de gaz des États-Unis) et entraîner une diminution des exportations totales nettes de gaz naturel du Canada vers les États-Unis. Ces exportations de gaz canadien déplacées nécessiteront un accès à d'autres marchés, tel que celui fourni par GNLQ.

Cependant, la diminution des exportations totales nettes de gaz naturel du Canada vers les États-Unis à court terme ne doit pas faire oublier que les États-Unis demeurent un important

³⁰ North American Natural Gas Supply Assessment; réalisée par Navigant Consulting, Inc. en juillet 2008, pour l'American Clean Skies Foundation. Disponible en téléchargement à partir du site de Navigant à l'adresse : <http://www.navigant.com/insights/library/energy/2011/north-american-natural-gas-supply-assessment/>

³¹ Potential Supply of Natural Gas in the United States – Report of the Potential Gas Committee, 31 décembre 2012. Publié le 9 avril 2013. Voir lien <http://potentialgas.org/download/pgc-press-release-april-2013-slides.pdf>

marché d'exportation pour le Canada, selon une comparaison des flux entrants et sortants nets pour la période à l'étude, soit jusqu'en 2050. La figure 21 de l'ÉODM l'illustre très clairement.³²

Le recul à court terme des exportations nettes du Canada dépend également du niveau de développement de l'industrie du gaz de schiste en Colombie-Britannique, qui compte entre deux et cinq ans de retard sur le développement du gaz de schiste aux États-Unis. En considérant que les États-Unis se trouvent encore à un stade relativement précoce de développement du gaz de schiste, Navigant s'attend à ce que la production de gaz de schiste et de gaz avare au Canada, à l'instar du développement des formations schisteuses aux États-Unis, monte en puissance à mesure que les bassins de ressources seront mieux compris, grâce à des efforts supplémentaires de développement, et dans la mesure où des nouveaux marchés deviendront disponibles. Il convient également de noter que si le potentiel d'une augmentation importante de la production non conventionnelle de gaz en Alberta existe bien, il reste à voir dans quelles proportions ces ressources en gaz non classique peuvent être produites. Les prévisions de Navigant ne reflètent pas de volumes significatifs de gaz de schiste produits à cette époque en Alberta. Cela reflète un autre aspect de l'approche généralement prudente adoptée par Navigant pour ses estimations des ressources en gaz dans son modèle de marché.

Navigant prévoit que, sous l'effet du développement du gaz de schiste aux États-Unis, les exportations par gazoduc du Canada vers les États-Unis, principalement dans le Nord-Est des États-Unis et dans le Midwest, vont reculer à court terme jusqu'en 2020, puis augmenter légèrement avant de se stabiliser à 4,3 Gpi³/j jusqu'en 2035, pour atteindre ensuite 5,4 Gpi³/j sur les quinze dernières années de la prévision, soit jusqu'en 2050. Les exportations vers des zones plus proches des bassins de production de l'Ouest canadien compenseront le recul des livraisons du Canada vers le Nord-Est des États-Unis et le Midwest à moyen et à long terme. Avec le temps, les volumes d'exportations nettes par gazoduc du Canada seront, à la fin de la période de prévision, à peine plus élevés que les niveaux actuels d'exportation nette par gazoduc du Canada aux États-Unis de 5 Gpi³/j.

À l'ouest, le changement qui touche la livraison de gaz du BSOC s'inscrit également dans la réorientation des flux de gaz en Amérique du Nord, qui est en grande partie due à l'exploitation des formations de Marcellus et d'Utica. Cela soutient également la capacité croissante de la production de gaz canadien à satisfaire au marché canadien et aux exportations vers d'autres marchés d'exportation tels que ceux envisagés par GNLQ.

4. Les exportations proposées risquent-elles d'obliger les Canadiens à ajuster leur consommation énergétique par le biais d'économies d'énergie ou de remplacement des combustibles?

Étant donné notamment les caractéristiques du « nouveau » marché nord-américain du gaz « post-gaz de schiste », il est peu probable que les Canadiens aient besoin d'ajuster leur consommation énergétique via des économies d'énergie ou un remplacement des combustibles. L'offre de gaz étant facilement disponible en Amérique du Nord, le grand

³² Navigant "Évaluation de l'offre et de la demande du marché du gaz naturel", GNL Québec Inc., Section 3.8, Figure 21

marché nord-américain du gaz, organisé et intégré, est en mesure de fournir aisément aux Canadiens des quantités supplémentaires de gaz à des prix inférieurs à ceux prévus par la plupart des organismes de prévision de l'industrie avant l'émergence du « nouveau » marché nord-américain apparu en 2008.

Lors des six premières années du « nouveau » marché nord-américain du gaz, deux facettes sont apparues et perdurent : i) du gaz naturel à des prix compétitifs et ii) une offre abondante avec une production totale en constante augmentation. L'ÉODM de Navigant décrit la croissance de la production de gaz sec aux États-Unis sur une période de 40 ans, depuis 1973³³. L'accélération de la croissance de la production depuis 2008 est évidente : sur cette période, la production de gaz a augmenté d'un taux de croissance annuel composé de 4,4 % et la taille du marché est passée de 18,5 Bpi³ (billions de pieds cubes) à 24 Bpi³, soit presque 30 % en l'espace de six ans. Aux États-Unis, la production annuelle de gaz sec s'élevait à 24,3 Bpi³ en 2013, le plus haut niveau de toute l'histoire du pays.

Au Canada, l'élan produit par le gaz de schiste dans la production gazière est nettement inférieur à celui des États-Unis : la production canadienne a atteint un pic en 2001, suivi par une tendance à la baisse qui perdure depuis, tel qu'illustré à la figure 11 de l'ÉODM³⁴. Toutefois, d'après Navigant, la production canadienne devrait repartir à la hausse avec l'accélération de la production de gaz de schiste, tel que présenté à la figure 12 de l'ÉODM³⁵.

Comme la production totale de gaz des États-Unis a nettement augmenté grâce au gaz de schiste, le prix a baissé, ce qui démontre que le marché gazier nord-américain fonctionne bien. Le prix du gaz a baissé, passant d'un prix mensuel de presque 13,00 \$ par MMBtu au carrefour Henry Hub, lors du pic d'août 2008, au prix actuel (septembre 2014) de 4,13 \$ par MMBtu³⁶. Les prix actuels au carrefour AECO en Alberta sont même inférieurs à ceux des États-Unis (3,74 \$US par MMBtu en septembre 2014), montrant les effets régionaux des réserves abondantes de gaz au Canada et de la demande perdue qui n'a pas encore été remplacée par d'autres marchés.³⁷ À ces niveaux, le prix du gaz nord-américain est également nettement inférieur à celui du pétrole nord-américain, qui se négocie de façon constante en 2014 à plus de 90 \$ par baril pour le WTI (soit l'équivalent de 14,00 \$US par MMBtu), ce qui est plus de trois fois plus élevé que le prix actuel du gaz naturel au carrefour Henry Hub, sur la base de l'équivalent calorifique. Sur le long terme, Navigant prévoit que le gaz naturel va continuer de se négocier largement en dessous du pétrole à valeur énergétique équivalente. D'après la figure 24 de l'ÉODM, Navigant prévoit que le prix du gaz va demeurer à un niveau historiquement bas : juste au-dessus de 6,00 \$ par MMBtu jusqu'en 2025 et juste au-dessus de 8,00 \$ par MMBtu en 2050 au carrefour Henry Hub (valeur du dollar américain de 2013). Le prix canadien du gaz au carrefour AECO et à Westcoast Station 2 devrait rester sous celui du carrefour Henry Hub pour toute la période de la période à l'étude. Le prix du pétrole brut devrait atteindre 134 \$ par baril en 2050 (\$ de 2013)³⁸. Ces importantes disparités dans le prix des deux matières premières allant persister, et en raison de ses qualités d'émissions « plus propres », le gaz naturel devrait, au minimum, maintenir ses parts de marché et,

³³ Navigant "Évaluation de l'offre et de la demande du marché du gaz naturel", GNL Québec Inc., Section 3.5.2 Figure 15.

³⁴ Navigant "Évaluation de l'offre et de la demande du marché du gaz naturel", GNL Québec Inc., Section 3.5.1.

³⁵ Ibid. Section 3.5.2.

³⁶ Platts Gas Daily, octobre 2014, Henry Hub, South Louisiana.

³⁷ Platts Gas Daily, octobre 2014, AECO-C.

³⁸ Navigant "Évaluation de l'offre et de la demande du marché du gaz naturel", GNL Québec Inc., Section 3.4.1, Figure 10.

vraisemblablement, en gagner de nouvelles par rapport au pétrole. Étant donné son « abondance », le gaz naturel semble être bien placé pour représenter une source d'énergie intéressante pour les Canadiens dans un futur proche.

Le travail de Navigant dans six projets étasuniens d'exportation de GNL, impliquant l'autorisation de réaliser des exportations vers des pays hors zone de libre-échange de la part du département de l'énergie, permet également d'évaluer si les Canadiens pourraient avoir besoin d'ajuster leurs modes de consommation énergétique suite à l'approbation de la demande d'exportation de GNLQ auprès de l'Office national de l'énergie. Le travail de Navigant, y compris la modélisation détaillée spécifique au projet pour les projets d'exportation de GNL sur la Côte Est, dans le Golfe et sur la Côte Ouest, démontre que les impacts de l'exportation sur le prix sont minimes. Mesurés sur les marchés au plus près des infrastructures d'exportation de GNL et au carrefour Henry Hub, les résultats de Navigant indiquent que les impacts sur le prix moyen étaient dans tous les cas inférieurs à 10 % sur une base mensuelle, et souvent (sur les 300 mois de la durée de chaque étude) bien moindres³⁹. En raison de tous ces facteurs et du caractère intégré du marché nord-américain, et même si cette modélisation détaillée de l'impact sur le prix n'a pas été réalisée pour GNLQ au port de Saguenay (Québec), nous estimons que les Canadiens ne devraient pas avoir besoin d'ajuster leur mode de consommation énergétique via des économies d'énergie ou un remplacement de combustible suite à l'approbation des volumes d'exportation demandés par GNLQ.

5. En quoi les exportations proposées par GNLQ risquent-elles d'affecter le prix du gaz?

Le marché gazier nord-américain actuel présente notamment la particularité d'être un marché continental. À ce jour, il est peu lié au marché gazier mondial. Il est en ce sens un marché insulaire. Ce n'est qu'au lancement des exportations de GNL du Canada et des États-Unis que le marché nord-américain aura accès au marché mondial du gaz naturel.

Même à ce moment-là, il est peu probable que le volume de gaz naturel finalement exporté d'Amérique du Nord aura une ampleur suffisante pour avoir des répercussions importantes sur le prix en Amérique du Nord. Si le prix du gaz naturel sur le marché mondial du GNL est actuellement élevé par rapport au faible prix nord-américain (qui se situe parmi les plus faibles au monde), il est difficile de savoir combien de temps ce prix mondial du GNL, indexé sur le prix du pétrole brut, demeurera à ce niveau relativement élevé. En outre, il est impossible de savoir combien de temps l'indexation des ventes de GNL va rester liée au prix du pétrole brut. Ainsi, le futur prix mondial du gaz reste une incertitude majeure dans ce marché. La stabilité à long terme du prix est mise en péril par de nombreux facteurs, y compris l'abondance de gaz naturel dans le monde, dont le gaz de schiste que l'on sait exister mais qui n'est pas encore

³⁹ Navigant a préparé des rapports pour soutenir les demandes d'exportation hors zone de libre échange auprès du département de l'Énergie pour six projets d'exportation de GNL. Les projets d'exportation de GNL pour lesquels Navigant a préparé des évaluations du marché sont les suivants : Cheniere Energy – Sabine Pass (approuvé), Dominion - Cove Point LNG (approuvé), Jordan Cove Energy Project (approuvé), Oregon LNG (approuvé), Gulf LNG – Pascagoula, MS (en attente d'approbation), Southern LNG – Elba Island, Georgia (en attente d'approbation). Un résumé et un lien vers tous ces rapports sont disponibles au site Internet du département de l'Énergie des États-Unis : http://fossil.energy.gov/programs/gasregulation/reports/summary_lng_applications.pdf

exploité, sauf en Amérique du Nord. L'exploitation du gaz de schiste dans de nombreux pays risque de concurrencer l'Amérique du Nord sur le marché mondial du GNL. De nouvelles exportations majeures sont attendues, notamment en provenance de l'Australie, de l'Indonésie, de l'Alaska, de l'Afrique de l'Est et de la Méditerranée orientale. On sait également que d'autres pays, comme le Qatar et la Russie, possèdent et fournissent actuellement de gros volumes de gaz naturel.

Étant donné cette concurrence, Navigant estime que, dans un avenir prévisible, les exportations de GNL seront plus limitées que le nombre de demandes d'autorisation d'exportation de GNL peut laisser croire. À notre avis, tous les projets d'exportation de GNL ne verront pas le jour. D'après nos estimations, il convient de s'attendre à des volumes d'exportation nord-américains compris entre 8 Bpi³ (milliards de pieds cubes par jour) et 10 Bpi³. À ces niveaux, les exportations de GNL ne représentaient que 9 à 11 % du marché en 2013 et n'atteindront que 5 à 6,5 % du marché nord-américain en 2050⁴⁰. Nous pensons donc qu'il est peu probable que le prix mondial du gaz, même s'il reste élevé, puisse avoir d'importantes répercussions sur le prix du marché nord-américain.

6. Existe-t-il des mesures de protection contre les demandes extraordinaires soudainement imposées à la production canadienne par les exportations de GNLQ?

Oui, il existe des mesures de protection. Comme l'indique l'ÉODM, il est peu probable que de telles mesures doivent être prises contre une demande extraordinaire soudainement imposée à la production canadienne. Étant donnée la taille du marché nord-américain interconnecté soutenant l'offre canadienne, la demande du projet, comme nous l'avons vu précédemment, est restreinte : elle représente à peine 1,5 % de la demande moyenne annuelle du marché de 140,5 Bpi³ sur les 25 ans du projet (2021 à 2046), selon un rapport prévisionnel établi en 2014 par Navigant⁴¹.

Précisions en outre que le marché gazier nord-américain est le plus important et le mieux organisé au monde. Il a été démontré que le marché gazier nord-américain a su s'adapter aux diverses circonstances et changements du marché au fil du temps.

Comme l'indique l'analyse de Navigant dans ses estimations des ressources de l'ÉODM, le Canada a lui-même la capacité de répondre à la demande actuelle du pays et aussi d'assurer les exportations proposées par GNLQ pour les 234 années à venir⁴². L'étude démontre également que les ressources en gaz du seul Ouest canadien en Alberta et en Colombie-Britannique devraient suffire à répondre à la demande canadienne en gaz et aux exportations proposées par GNLQ pour ces mêmes 234 années⁴³. L'étude révèle en outre un profil de

⁴⁰ Navigant "Évaluation de l'offre et de la demande du marché du gaz naturel", GNL Québec Inc. Figure 15. En 2013, la production de gaz en Amérique du Nord s'élevait à 87 Bcfd. 8/87=9 %; 10/87=11 %. En 2045, la production de gaz en Amérique du Nord s'élèvera à 155 Bcfd. 8/155=5,2 %; 10/155=6,5 %

⁴¹ Voir note 24, supra. .

⁴² Navigant "Évaluation de l'offre et de la demande du marché du gaz naturel", GNL Québec Inc., Section 3.2.1.1 Tableau 3.

⁴³ Ibid.

croissance de la production canadienne de gaz sec en constante augmentation sur la période objet de la demande : de 15,4 Bpi³ en 2013, la production devrait atteindre 25,1 Bpi³ en 2050, soit une hausse de 62 % sur la période des exportations⁴⁴.

Malgré l'abondance des ressources canadiennes par rapport aux demandes du marché canadien, une protection et une prévention supplémentaires contre les demandes imprévues et extraordinaires en gaz canadien sont dues à l'envergure du travail et au temps que prendra la construction du terminal du projet de GNLQ. GNLQ estime que la construction de la première phase du projet de liquéfaction pour exportation prendra 42 mois, cette période commençant bien après la finalisation de tous les contrats d'approvisionnement et la prise de décision finale ou la mise en marche de FID. En comparaison avec le cycle normal de production de gaz à partir du commencement de forage jusqu'au moment de la mise en service du puits, estimé communément à entre neuf et douze mois, la période de construction du projet envisagé dépasse celle du développement des puits de gaz, ce qui donne aux producteurs plus que le temps nécessaire pour préparer leurs puits à la livraison et planifier l'exécution leurs obligations contractuelles. Cette réalité de la longue période de construction pour le projet GNLQ constitue par conséquent des garanties pratiques de développement du projet vis-à-vis de l'offre canadienne pour être en mesure de livrer le gaz conformément aux contrats du projet.

En cas de demandes extraordinaires en approvisionnement canadien, le marché nord-américain de gaz de plus en plus intégré donne à l'utilisateur final un éventail de possibilité d'atténuation des effets de telles demandes extraordinaires sur le prix, lui permettant d'utiliser toute une gamme d'outils et physiques et financiers. Étant donné l'accessibilité de tels outils, nous sommes d'avis qu'il existe en effet toute une gamme de garanties contre une demande extraordinaire subite en offre canadienne par la demande d'exportation de GNLQ, si elle est approuvée.

⁴⁴ Navigant "Évaluation de l'offre et de la demande du marché du gaz naturel", GNL Québec Inc., Section 3.5.2, Figure 12.

Conclusion

Eu égard au rapport sur l'ÉIE, nous soutenons que la demande soumise par GNLQ d'exporter un volume maximum de 568,5 de milliards de pieds cubes de gaz naturel par année (1,577 Gpi³/j) pour une période de 25 ans est peu susceptible de présenter des difficultés pour la capacité des Canadiens de satisfaire à leurs besoins en énergie à juste prix. GNLQ, en tant que projet d'exportation de GNL dans l'Est du Canada, cherche en outre à fournir des débouchés supplémentaires pour le gaz naturel du Canada, marchés d'exportation qui ont été supplantés aux États-Unis par de nouveaux gisements abondants de gaz de schiste domestique situés près des plus gros marchés de l'Est des États-Unis.

Comme formulé au début de cette ÉIE, l'approche adoptée afin de justifier la conclusion susmentionnée est la reconnaissance que l'ÉIE ne représente qu'un seul des deux rapports préparés pour GNLQ afin d'appuyer les exigences prévues au Guide Q - Autorisations d'exporter et d'importer de l'ONÉ. Dans le rapport qui précède, nous avons fourni des informations détaillées touchant des composantes clés à inclure dans la demande d'exportation. Nous avons répondu à six questions clés dans cette ÉIE. Tel que mentionné, le marché du gaz naturel nord-américain, un des plus importants au monde, jouit d'un long historique en matière de sophistication et de performance – il est composé d'éléments clés au sein d'un marché de marchandises bien huilé, ce qui en a assuré la fiabilité au fil des ans. En fait, c'est un marché qui a connu une croissance significative depuis plusieurs décennies.

L'ÉIE décrit ce vaste réseau de distribution de gaz naturel, qui inclut à la fois les réseaux de gazoducs et d'entrepôts. Il souligne aussi que les deux réseaux facilitent une structure de marché intégrée pour assurer des échanges financiers et physiques, sophistiqués et transparents, ainsi qu'un régime de marché de détermination du prix à l'échelle du continent de même qu'entre le Canada et les États-Unis. Il signale aussi que le marché du gaz nord-américain a maintenu d'excellents résultats tout en passant par d'importants changements réglementaires au Canada et aux États-Unis, et lors de périodes de turbulence résultant de catastrophes naturelles. Enfin, il décrit en profondeur l'état du marché actuel – un marché transformé et revigoré qui a offert du gaz à bon prix et en quantité abondante dans des volumes qu'on n'aurait jamais crus possibles il y a à peine quelques années. Nous avons décrit un marché qui, au cours des cinq à six dernières années, a subi des transformations fondamentales par suite d'une percée technologique qui a eu pour effet de transformer le marché nord-américain en offrant du gaz de schiste abondant à des prix concurrentiels.

L'ÉIE fournit des détails à savoir comment la taille de l'exportation proposée par GNLQ est prise en compte dans la formulation de sa conclusion. L'ÉIE aborde le problème de la petite taille des volumes d'exportation proposés par rapport au marché intégré du gaz canadien. Il fait de plus valoir que les volumes proposés sont relativement négligeables comparés aux volumes d'offre intégrés du gaz offert en Amérique du Nord contenu dans l'ÉODM réalisée par Navigant au sujet de la durée demandée dans l'application. L'ÉIE souligne aussi le rôle positif que peuvent jouer les marchés élargis, notamment celui de GNLQ dans les futurs marchés du gaz où l'on observe une augmentation de l'offre de la production de gaz.

L'ÉIE conclut que le secteur de la production et les ressources disponibles canadiennes pourront satisfaire aux besoins des Canadiens compte tenu des exportations envisagées. Il fait valoir les résultats d'ordre quantitatif de Navigant dans son ÉODM, qui démontrent clairement la capacité d'un marché intégré canadien à satisfaire à la fois les besoins canadiens et les volumes d'exportation envisagés par GNLQ. En outre, l'ÉIE conclut qu'il est très peu probable que les Canadiens devront ajuster leurs habitudes de consommation énergétique au moyen de conservation d'énergie ou de carburant alternatif dû au projet d'exportation proposé. Cette conclusion se fonde sur l'augmentation rapide de la production de gaz au Canada et en Amérique du Nord à la suite du développement du gaz de schiste au cours des six dernières années et des perspectives d'augmentation de production du gaz à l'avenir.

Enfin, l'ÉIE conclut qu'il est peu probable que les exportations envisagées par GNLQ puissent induire des exigences extrêmement élevées sur l'offre canadienne. On a aussi indiqué les façons de se prémunir contre une telle occurrence. C'est en raison de l'importance d'un marché du gaz intégré et bien huilé comme le démontre l'ÉODM de Navigant qu'on peut afficher un profil de croissance de la production du gaz sec au Canada et aux États-Unis pour la durée des exportations demandées par GNLQ.