

Projets canadiens d'importation de gaz naturel liquéfié (GNL) : Mise à jour de septembre 2005

INTRODUCTION

Le présent rapport est une mise à jour du rapport d'avril 2005 de Ressources naturelles Canada intitulé *Projets canadiens d'importation de gaz naturel liquéfié*. Pour répondre à la demande projetée de gaz naturel, l'Amérique du Nord aura besoin d'accroître ses importations de gaz naturel liquéfié (GNL). On envisage de construire plus de 50 terminaux d'importation de GNL aux États-Unis, au Canada, au Mexique et aux Bahamas. Le présent rapport fournit de l'information générale et une mise à jour sur les sept projets canadiens de construction de terminaux d'importation de GNL.

NÉCESSITÉ D'ACCROÎTRE LES IMPORTATIONS DE GNL EN AMÉRIQUE DU NORD

Le Canada fait partie d'un marché intégré nord-américain du gaz naturel; on peut y acheter du gaz naturel de différentes sources et le faire livrer sur n'importe quel marché au moyen d'un réseau étendu de gazoducs. Le Canada comble ses besoins auprès de sources internes, produisant plus de gaz naturel qu'il n'en consomme. Par contre, comme les États-Unis consomment plus de gaz qu'ils n'en produisent, ils doivent importer la différence. Pour combler les importations de gaz naturel des États-Unis, le gaz est transporté par gazoduc (à partir du Canada et du Mexique) et par de grands navires océaniques qui transportent du GNL (par exemple de Trinité-et-Tobago).

Dans le passé, il coûtait relativement cher de liquéfier du gaz naturel et les prix n'étaient pas assez élevés pour couvrir le coût de la construction d'une installation d'importation de GNL. Toutefois, les prix ont augmenté, la production des bassins conventionnels de l'Amérique du Nord ralentit et la demande de gaz naturel continue d'être robuste, ce qui ouvre la porte à une augmentation des importations de GNL. S'ajoutant aux prix plus élevés du gaz naturel au pays, des avancées technologiques ont permis de faire baisser le coût de la liquéfaction du gaz naturel et de son transport, permettant à celui-ci de devenir plus concurrentiel par rapport au gaz naturel provenant de sources nord-américaines conventionnelles.

Le marché le plus important pour la croissance de l'industrie du GNL est celui des États-Unis, qui représente 25 % de la consommation quotidienne mondiale de gaz naturel. On y compte cinq terminaux d'importation de GNL. En 2004, les États-Unis ont importé une quantité record de GNL, 652 milliards de pieds cubes (10^9 pi^3) de gaz naturel, soit près de 3 % de la consommation totale du pays. D'après les analystes, d'ici 2025, les importations de GNL compteront pour de 15 à 20 % du gaz naturel consommé aux États-Unis. Pour cela, il faudra agrandir les installations américaines de GNL et en construire d'autres. En plus des travaux d'expansion en cours dans les installations de GNL existantes, il y a maintenant plus de cinquante projets d'aménagement d'installations d'importation de GNL aux États-Unis, au Canada, au Mexique et aux Bahamas, presque toutes destinées à approvisionner le marché américain.

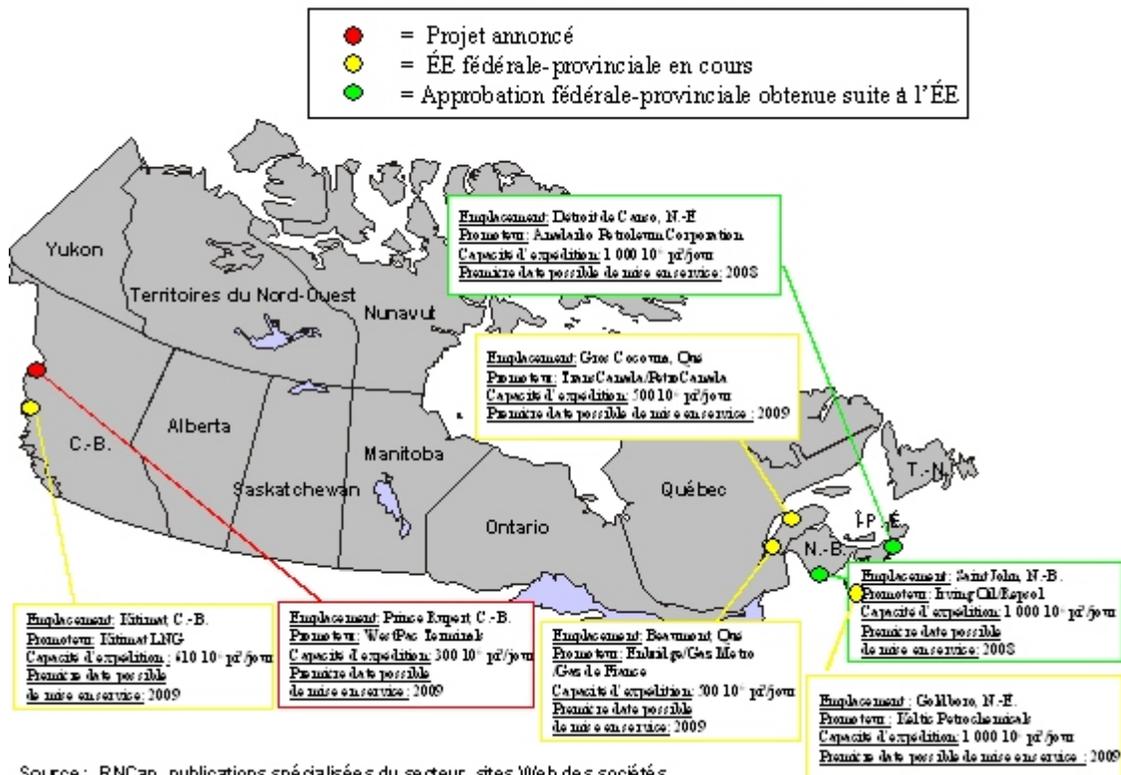
PROJETS CANADIENS D'IMPORTATION DE GNL : MISE À JOUR DE SEPTEMBRE 2005

Actuellement, le Canada n'importe pas de gaz naturel liquéfié. Il existe toutefois sept projets de construction de terminaux d'importation au Canada, afin d'approvisionner notre pays et d'exporter tout supplément vers les États-Unis; six de ces projets en sont à diverses étapes du processus d'évaluation environnementale (EE) ou de l'examen réglementaire¹. Voici quelles sont les installations d'importation de GNL dont la construction est à l'étude, d'ouest en est :

- WestPac Terminals (Prince Rupert, Colombie-Britannique);
- Kitimat LNG (Kitimat, Colombie-Britannique);
- Enbridge, Gaz Métro et Gaz de France (Beaumont, Québec – projet Rabaska);
- TransCanada et Petro-Canada (Gros Cacouna, Québec – projet Énergie Cacouna);
- Irving Oil Limited et Respol YPF (Saint John, Nouveau-Brunswick – projet Canaport);
- Keltic Petrochemicals (Goldboro, Nouvelle-Écosse); et,
- Anadarko Petroleum Corporation (détroit de Canso, Nouvelle-Écosse – projet Bear Head).

L'emplacement de ces projets et de l'information connexe sont présentés sur la carte ci-après.

Projets de terminaux canadiens d'importation de GNL



¹Pour plus d'information sur le processus fédéral d'EE, voir l'Annexe 1.

En août 2004, deux de ces projets, ceux d'Irving Oil et d'Anadarko Petroleum Corporation (auparavant Access Northeast Energy), – ont obtenu les approbations fédérale et provinciale suite à l'EE. Quatre autres projets de GNL, ceux de Gaz Métro et associés, de TransCanada, de Keltic Petrochemicals et de Kitimat LNG, en sont aux premières étapes du processus d'évaluation environnementale. Pour le dernier projet (WestPac Terminals en C.-B.), le processus d'EE/d'examen réglementaire n'a pas encore commencé.

Les projets de GNL à l'étude pour le Canada atlantique, sont, dans la majorité des cas, des « projets d'importation pour réexportation », puisque la demande de gaz naturel dans cette région est entièrement comblée par la production de gaz naturel au large de la Nouvelle-Écosse. Les projets de GNL au Québec fourniraient une autre source d'approvisionnement en gaz naturel aux marchés de l'Est du Canada, puisque le Québec dépend presque entièrement d'un approvisionnement en gaz naturel venant de l'Ouest du Canada. Les projets proposés pour la Colombie-Britannique visent, dans une large mesure, à fournir du gaz naturel aux consommateurs de l'île de Vancouver et du Lower Mainland.

Voici une description des projets canadiens d'importation de GNL, d'ouest en est, et leur état d'avancement :

Colombie-Britannique

- a. WestPac Terminals Inc. (Prince Rupert, Colombie-Britannique)
(www.westpacterminals.ca)

La société WestPac Terminals Inc. (WestPac), de Calgary, envisage de construire une installation d'importation de GNL à 60 kilomètres (km) au nord de Kitimat, soit à Prince Rupert en Colombie-Britannique. L'installation de GNL, dont le coût s'élèverait à 200 millions de dollars canadiens, utiliserait les docks existants à Ridley Island, qui ont déjà servi pour l'expédition de charbon.

WestPac prévoit le déchargement du GNL à Ridley Island, où il sera transféré dans des cuves de stockage isolées avant d'être transféré dans des barges plus petites pour livraison aux marchés de l'île de Vancouver et du Lower Mainland.

En décembre 2004, WestPac a signé un bail immobilier de 30 ans avec la Prince Rupert Port Authority (PRPA - Administration du port de Prince Rupert) pour construire son terminal d'importation de GNL sur des terres appartenant à la PRPA. L'entente accorde à WestPac les droits exclusifs de développement du GNL sur 250 acres de terres à usage industriel sur Ridley Island.

La capacité d'expédition minimale initiale de l'installation d'importation de GNL est estimée à 150 millions de pieds cubes par jour (10^6 pi³/j), avec une capacité maximale de 500 MMpi³/j. L'installation devrait entrer en exploitation en 2009, après la fin de toute la conception détaillée, la construction et l'obtention des approbations réglementaires. L'installation devrait entraîner la création

d'environ 300 emplois directs pendant la construction et de 30 emplois à plein temps une fois qu'elle sera en exploitation.

- b. Kitimat LNG Inc. (Kitimat, Colombie-Britannique)
(www.kitimatlng.com)

Kitimat LNG Inc. (Kitimat), une société de Calgary, propose de construire et d'exploiter à Emsly Cove, à 18 kilomètres au sud de Kitimat, un terminal dont elle sera propriétaire, pour l'importation de GNL. Le terminal de GNL de Kitimat comprendra des installations de déchargement en mer, de stockage du GNL, de récupération des liquides extraits du gaz naturel, de regazéification et d'expédition du gaz naturel par le gazoduc de Pacific Northern Gas (PNG) et, en bout de chaîne, jusqu'au réseau de gazoducs de Duke Energy (Westcoast). La capacité initiale d'expédition du gaz naturel sera de $610 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ – $110 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ pour la consommation industrielle locale et de $500 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ dans le gazoduc de Westcoast en passant par celui de PNG.

Le projet de Kitimat LNG est soumis à une évaluation environnementale (EE) en vertu, à la fois, de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE) et de la *British Columbia Environmental Assessment Act* (BCEAA – Loi de la Colombie-Britannique sur l'évaluation environnementale). Le projet doit aussi obtenir un « Project Approval Certificate » (Certificat d'approbation de projet) en vertu de la *BCEAA*.

Le processus d'EE a été lancé en septembre 2004 quand le promoteur a présenté une description du projet au BC Environmental Assessment Office (BCEAO – Office d'évaluation environnementale de la C.-B.). En juin 2005, le promoteur a présenté sa demande d'EE officielle au BCEAO, ce qui a marqué le début d'une période d'examen de 180 jours après laquelle la province décidera si elle va émettre, ou non, le certificat d'EE requis.

Le projet fait aussi l'objet d'un rapport d'étude approfondie (REA) en vertu de la LCEE. Conformément à la LCEE, Transports Canada et Environnement Canada, à titre d'autorités fédérales responsables de l'évaluation du projet, doivent tenir une consultation publique. La période prévue à cette fin est venue à échéance le 25 mai 2005. Conformément à la LCEE, il incombe maintenant aux autorités responsables de présenter un rapport au ministre fédéral de l'Environnement, avec la recommandation soit de poursuivre l'EE au moyen d'une étude approfondie, soit de renvoyer l'évaluation à un médiateur ou à une commission. Après ce temps, le promoteur peut préparer et présenter la documentation nécessaire sur l'EE.

En juillet 2005, Kitimat a annoncé qu'elle avait signé un contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction (contrat IAC) avec Tractabel Gas Engineering (TGE). TGE était l'une des six entreprises qui ont soumissionné pour devenir l'entrepreneur principal de Kitimat pour les activités d'IAC. TGE commencera immédiatement l'étude de conception et ingénierie de premier plan (FEED) pour l'installation de GNL dont la construction est proposée. Une étude FEED constitue une évaluation standard et complète, avant la

construction, qui comprend les spécifications détaillées du site, les plans de travail, les calendriers d'exécution et les coûts spécifiques.

La construction du terminal de GNL devrait entraîner la création de 700 emplois et de 50 postes permanents à plein temps quand l'installation entrera en exploitation commerciale. En attendant la réception des approbations appropriées, la construction devrait commencer, au plus tard, au printemps 2006, et l'exploitation complète devrait débuter au début de 2009. Kitimat a obtenu 50 millions de dollars au cours d'un cycle de financement initial en janvier 2005. Le coût du projet est estimé à 500 millions de dollars canadiens.

Québec

- a. **Projet (de GNL) Rabaska de Enbridge Inc./Gaz Métro/Gaz de France (Beaumont, Québec)**
(www.rabaska.net)

Développé par Gaz Métro, Enbridge et Gaz de France, le projet (de GNL) Rabaska consiste à construire un terminal d'importation de 500 10⁶ pi³/j de GNL de 700 millions de dollars canadiens dans la région de Ville Guay-Beaumont, au Québec. Le projet Rabaska comprend un terminal composé de deux cuves de stockage, d'une jetée pour recevoir les méthaniers, des installations de pompage, de compression et de vaporisation et d'un gazoduc d'environ 50 km pour relier le terminal de GNL aux installations existantes de Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc. (TQM) à Saint-Nicolas, au Québec.

Le projet (de GNL) Rabaska est soumis à une évaluation environnementale, à la fois en vertu de la LCEE et de la *Loi sur la qualité de l'environnement* du Québec. En juin 2004, Gaz Métro et associés ont officiellement inscrit une description du projet auprès de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACEE) et du ministère de l'Environnement du Québec (MENV).

En janvier 2005, le ministre fédéral de l'Environnement a déterminé qu'une commission constituait le niveau le plus approprié d'EE pour le projet (de GNL) Rabaska. La décision du Ministre était fondée sur le rapport et la recommandation présentés par les autorités responsables – l'Office national de l'énergie (ONE), le ministère des Pêches et des Océans (MPO), Transports Canada et l'Office des transports du Canada – à propos de la détermination du processus d'EE pour le projet. Ce rapport a été présenté après une période de consultation publique.

En avril 2005, le ministre fédéral de l'Environnement a publié les lignes directrices pour la préparation du document d'EE, qui ont été présentées aux promoteurs du projet. L'ACEE a préparé les lignes directrices en collaboration avec les autorités fédérales et conformément aux dispositions de l'Entente de collaboration Canada-Québec en matière d'évaluation environnementale.

Les lignes directrices ont fait l'objet d'une période de consultation publique de 30 jours qui a pris fin en mars 2005. On les a modifiées encore pour tenir compte des commentaires reçus du public. Les lignes directrices décrivent les questions dont les promoteurs du projet tiendront compte lors de la

préparation de leur document d'EE. Le ministre de l'Environnement annoncera, au cours des prochains mois, les prochaines étapes du processus, qui comprendront la nomination des membres de la commission d'évaluation environnementale et leur cadre de référence.

En plus de l'évaluation environnementale fédérale-provinciale, Gaz Métro et associés chercheront à obtenir un certificat de l'ONE pour construire et exploiter le terminal de GNL et le gazoduc d'interconnexion de 50 km. Une demande devrait être présentée à l'ONE à la fin de 2005 ou au début de 2006.

Gaz Métro et Enbridge prévoient financer le projet conjointement, et Gaz de France s'occupera de l'approvisionnement en gaz naturel et fournira un appui pour le transport. La plus grande partie du gaz naturel provenant du projet (de GNL) Rabaska sera achetée par Gaz Métro pour répondre aux besoins croissants de ses clients au Québec et par Enbridge pour servir ses clients ontariens. Le gaz naturel qui reste sera acheté directement par des clients industriels et commerciaux au Québec et en Ontario. Tout approvisionnement excédentaire pourrait être acheminé vers le Nord-Est des États-Unis.

Au cours de la période de construction qui s'étendra sur trois ans, environ 3 460 emplois directs et indirects seront créés. L'installation, qui devrait entrer en exploitation en 2009, créera environ 70 postes à plein temps.

b. **Projet Énergie Cacouna de TransCanada/Petro-Canada (Gros Cacouna, Québec)**
(www.energiecacouna.ca)

TransCanada, en partenariat avec Petro-Canada, entend construire, au coût de 660 millions de dollars canadiens, une installation d'importation de GNL de 500 10⁶ pi³/j, sur l'île de Gros-Cacouna, au Québec, à environ 15 km au nord-est de Rivière-du-Loup. Le terminal de GNL serait adjacent au port existant, sur un terrain loué de Transports Canada.

Le projet Énergie Cacouna est soumis à une évaluation environnementale en vertu, à la fois, de la LCEE et de la *Loi sur la qualité de l'environnement* du Québec. De plus, le MENV doit émettre un « Certificat d'autorisation » pour que le projet puisse aller de l'avant.

En septembre 2004, les promoteurs ont présenté une description de projet à l'ACEE et au MENV. Le projet est assujéti à une étude approfondie en vertu de la LCEE. Conformément à la LCEE, Transports Canada et le MPO, à titre d'autorités responsables fédérales pour l'examen du projet, doivent s'assurer qu'une consultation publique est effectuée. La période prévue pour la tenue de la consultation publique a pris fin le 18 mars 2005.

En août 2005, le ministre fédéral de l'Environnement a déterminé qu'une commission constituait le niveau le plus approprié d'EE pour le projet (de GNL) de Cacouna. La décision du Ministre était fondée sur le rapport et la recommandation présentés par les autorités responsables – le MPO et

Transports Canada – à propos de la détermination du processus d'EE pour le projet. Ce rapport a été présenté après une période de consultation publique.

Des lignes directrices fédérales provisoires, qui guideront la préparation de l'EE, seront bientôt rendues publiques afin d'obtenir des commentaires. La version finale des lignes directrices sera alors produite et ces dernières seront acheminées aux promoteurs afin que ces derniers puissent terminer leur EE.

L'EE a été présentée au ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs le 16 mai 2005 et elle a été soumise à l'ACEE le 10 juin 2005. Le Ministre précisera au promoteur quand ce dernier doit commencer la période d'information et de consultation publiques conformément à la *Loi sur la qualité de l'environnement* du Québec.

TransCanada compte exploiter l'installation de GNL alors que Petro-Canada fournirait les approvisionnements nécessaires en gaz naturel. Le 12 octobre 2004, Gazprom (une société russe de gaz naturel) et Petro-Canada ont signé un protocole d'entente pour étudier la possibilité d'établir conjointement une usine de liquéfaction près de Saint-Pétersbourg, en Russie, d'où, d'ici 2009, du GNL serait livré à l'installation de GNL de Gros-Cacouna.

À partir de l'installation de GNL, le gaz naturel serait acheminé, en passant par un nouveau gazoduc de 240 km, jusqu'au gazoduc existant au Québec. Le Québec, l'Ontario et le Nord-Est des États-Unis sont les marchés prévus pour tout GNL livré à l'installation de Gros-Cacouna. Sous réserve des approbations nécessaires, l'installation de GNL devrait entrer en exploitation en 2009. Énergie Cacouna créera jusqu'à 35 nouveaux postes permanents pour exploiter le terminal d'importation de GNL.

Canada atlantique

- a. Projet (de GNL) Canaport de Irving Oil Limited/Repsol YPF (Saint John, Nouveau-Brunswick)
(www.canaportlng.com)

Irving Oil Limited (Irving) et Repsol YPF (Repsol) proposent de construire, au coût de 750 millions de dollars canadiens, une installation d'importation de GNL de 1 milliard de pieds cubes par jour ($10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$) située près du terminal en eaux profondes Canaport que la société Irving exploite déjà à Saint John, au Nouveau-Brunswick. Le terminal Canaport reçoit actuellement des pétroliers de plus de 400 000 tonnes transportant du pétrole brut en provenance de l'étranger. Le pétrole brut est livré à la raffinerie Irving de Saint John, la plus importante au Canada.

Le projet de GNL de Irving devait faire l'objet d'une EE en vertu, à la fois, de la LCEE et de la *Loi sur l'assainissement de l'environnement* du Nouveau-Brunswick. Le 6 août 2004, Irving a obtenu les approbations fédérales et provinciales suite à l'EE. Irving prévoit obtenir, du gouvernement

fédéral et du gouvernement provincial, tous les autres permis, autorisations et approbations nécessaires avant la fin de l'année.

En juin 2005, Irving Oil et Repsol ont conclu une entente définitive pour réaliser le terminal d'importation de GNL. L'entente forme une nouvelle société, Canaport LNG, qui construira et exploitera le terminal dont elle sera propriétaire. Repsol, dont le siège est à Madrid en Espagne, est l'un des plus importants fournisseurs de GNL des États-Unis.

Repsol sera chargée de fournir tout le GNL et elle possédera le gaz contenu dans les installations du terminal. Irving vendra le GNL dans le Canada atlantique et Repsol vendra le GNL ailleurs au Canada et aux États-Unis.

L'installation d'importation de GNL de Irving serait située à environ 105 km de la frontière américaine. Une partie du GNL sera vendue dans le Canada atlantique alors que Irving prévoit utiliser une partie du gaz naturel comme combustible dans sa propre raffinerie située tout près. Des volumes additionnels pourraient être vendus à des usines de papier et à des centrales électriques locales ainsi que dans le Nord-Est des États-Unis.

Les promoteurs ont terminé la conception et l'ingénierie de premier plan (FEED) pour le terminal de GNL et prévoient demander des propositions pour les contrats IAC en juillet 2005. La construction devrait commencer à la fin de 2005 ou au début de 2006. Il y aura création de jusqu'à 700 emplois quand les activités de construction de l'installation seront à leur sommet. Une fois qu'elle sera en activité en 2008, l'installation de GNL créera environ 40 emplois permanents.

b. Keltic Petrochemicals (Goldboro, Nouvelle-Écosse)
(www.kelticpetrochemicals.ca)

Keltic Petrochemicals (Keltic), une société de Halifax, envisage de construire une usine pétrochimique et une installation de GNL intégrées à Goldboro, en Nouvelle-Écosse. Le projet intégré de Keltic comprend une usine pétrochimique, un terminal d'importation de GNL, une installation de stockage de gaz naturel, des installations de déméthanisation, la production de jusqu'à 200 mégawatts d'électricité ainsi que les installations de services publics, l'infrastructure et les systèmes connexes hors site. Le projet sera situé sur terre, dans le Goldboro Industrial Park (Parc industriel de Goldboro), qui sera acheté de la Municipality of the District of Guysborough (municipalité du district de Guysborough).

Le projet de Keltic est soumis à une EE tant en vertu de la LCEE que de la *Environment Act* (Loi sur l'environnement) de la Nouvelle-Écosse. En août 2004, Keltic a présenté une description du projet à l'ACEE, qui a lancé le processus d'EE. En janvier 2005, Keltic a présenté une description de projet au Department of Environment and Labour (ministère de l'Environnement et du Travail) de la Nouvelle-Écosse, qui a commencé le processus d'EE provinciale.

Le 8 avril 2005, la province a fourni au promoteur le mandat de l'EE pour l'usine pétrochimique et l'installation de GNL proposées. Keltic a jusqu'à deux ans pour préparer le rapport d'EE conformément au mandat.

Le projet doit aussi faire l'objet d'un REA sous le régime de la LCEE. Le MPO et Transports Canada, à titre d'autorités responsables pour le projet, ont tous deux la responsabilité de veiller à la réalisation d'une EE conformément à la LCEE. Les autorités responsables doivent s'assurer qu'une consultation publique est tenue. La période prévue pour la consultation publique a pris fin le 3 juillet 2005.

Les autorités responsables doivent maintenant recommander au ministre fédéral de l'Environnement si l'EE devrait être poursuivie au moyen d'une étude approfondie ou si l'évaluation devrait être renvoyée à un médiateur ou à une commission.

Si le ministre de l'Environnement détermine que l'EE se poursuivra sous forme de REA, une EE sera entreprise. Les autorités responsables confieront la préparation du REA au promoteur. Le REA sera préparé puis présenté au ministre de l'Environnement et à l'ACEE.

La construction du complexe devrait entraîner la création de plus de 3 000 emplois pendant la construction elle-même, puis de 500 emplois permanents à plein temps au moment où le complexe entrera en exploitation. La construction du complexe devrait prendre environ trois ans. Le coût du complexe est estimé à 4 milliards de dollars canadiens et ce dernier pourrait entrer en exploitation en 2009.

- c. Projet de GNL de Bear Head de Anadarko Petroleum Corporation (déroit de Canso, Nouvelle-Écosse)
(www.anadarko.com)

Le 12 août 2004, la Anadarko Petroleum Corporation (Anadarko) des États-Unis a fait l'acquisition de Access Northeast Energy Inc. (ANE), une société privée canadienne qui avait pour seul projet une installation d'importation de GNL de 1×10^9 pi³/j dont la construction est proposée à Bear Head, en Nouvelle-Écosse.

Le projet a été soumis à une EE tant en vertu de la LCEE que de la *Environment Act* (Loi sur l'environnement) de la Nouvelle-Écosse. Le 9 août 2004, ANE a obtenu l'approbation fédérale et provinciale suite à l'EE. Tous les autres permis et approbations du gouvernement fédéral et du gouvernement provincial sont attendus avant la fin de 2005.

Comme Anadarko est un important producteur américain de pétrole et de gaz naturel, exerçant des activités en Amérique du Nord, au Qatar, en Algérie et au Venezuela, la société a accès à des sources de gaz naturel qui pourraient être utilisées pour approvisionner l'installation de GNL. Anadarko compte conclure des ententes d'approvisionnement en gaz naturel à long terme avec un tiers, mais n'a pas encore signé de contrat.

En août 2005, Anadarko a annoncé qu'elle avait accordé un contrat clé en mains à prix forfaitaire à CB&I pour la conception et la construction de deux cuves de stockage de 180 000 mètres cubes (l'équivalent à environ $3,8 \cdot 10^9$ pi³ de gaz naturel par cuve de stockage de GNL) requises pour l'installation de GNL. L'étendue des travaux confiés à CB&I comprend les activités d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction clé en mains pour les cuves de stockage, y compris les fondations, l'isolation, la peinture et la tuyauterie jusqu'au niveau du sol. Les activités d'ingénierie et d'approvisionnement pour le projet sont en cours.

L'installation de GNL devrait livrer du gaz naturel aux marchés du Canada atlantique et du Nord-Est des États-Unis. On estime le coût de l'installation de GNL, qui devrait entrer en exploitation commerciale au plus tard en 2008, à 650 millions de dollars canadiens.

ACCÈS À L'INFRASTRUCTURE DES GAZODUCS

La construction de tout terminal canadien d'importation de GNL exige, en plus d'un investissement d'environ 500 millions de dollars canadiens par terminal, une capacité de transport par gazoduc pour livrer le gaz naturel depuis le terminal jusqu'aux marchés de consommation. Dans certaines circonstances, cela signifie qu'il faudra accroître (c.-à-d., augmenter la compression), prolonger ou inverser un système de canalisation existant, alors que dans d'autres cas, il faudra construire un nouveau système de canalisation.

Maritimes and Northeast Pipeline (MNP) (www.mnpp.com)

Le Maritimes and Northeast Pipeline (MNP) est un gazoduc de transport de 1 300 km construit pour transporter le gaz naturel depuis le Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable, situé à 160 km au large de la Nouvelle-Écosse, jusqu'aux marchés du Canada atlantique et du Nord-Est des É.-U. Construit en 1999, le MNP est composé de sections de tuyaux de 30 " et de 24 " qui vont de l'installation de traitement du gaz naturel située à Goldboro, en Nouvelle-Écosse du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable, passe par les provinces Maritimes de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick, puis vers le sud jusqu'au Maine, au New Hampshire et au Massachusetts.

La partie canadienne du gazoduc a été construite avec une capacité nominale de $610 \cdot 10^6$ pi³/j et fournit du gaz naturel dans tout le Nouveau-Brunswick et toute la Nouvelle-Écosse au moyen de quatre gazoducs d'embranchement – Saint John et Moncton, au Nouveau-Brunswick et Point Tupper et Halifax, en Nouvelle-Écosse. La capacité nominale de la section construite aux États-Unis est de $498 \cdot 10^6$ pi³/j et elle est interconnectée avec trois systèmes de canalisation des États-Unis – les Portland Natural Gas Transmission System, Tennessee Gas Transmission et Algonquin Gas Transmission.

Selon l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, la production de gaz naturel brut tiré du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable s'est élevée à $151 \cdot 10^6$ pi³ en 2004, ce qui

représente une baisse de 8 % par rapport à $165 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$ en 2003 et de 15 % par rapport au sommet de $193 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$ atteint en 2002. C'est pourquoi les débits du gaz naturel passant par le gazoduc MNP diminuent depuis 2002. Le débit actuel du gazoduc MNP est d'environ $420 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$, ou environ 69 % de la capacité nominale totale.

Au début de 2005, MNP a réalisé un sondage général pour évaluer l'intérêt du marché pour le service de transport de volumes supplémentaires de gaz naturel qui pourraient devenir disponibles, soit sous forme de GNL, soit à partir d'autres projets d'approvisionnement en gaz naturel dans la région. En réponse au sondage général, les clients ont demandé des services de transport de gaz naturel pour environ $1,5 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$ pour des livraisons au Canada et dans le Nord-Est des É.-U.

En juillet 2005, MNP a signé une entente avec Anadarko pour transporter $793 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ de gaz naturel depuis le terminal de GNL de Bear Head dont la construction est proposée près de Point Tupper en Nouvelle-Écosse et avec Repsol pour transporter $732 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ à partir du terminal (de GNL) Canaport dont la construction est proposée près de Saint John au Nouveau-Brunswick.

MNP commencera le travail de conception technique détaillée et la consultation auprès des parties intéressées pour un agrandissement du système. MNP prévoit présenter une demande à l'ONE et à la Federal Energy Regulatory Commission (Commission fédérale de réglementation de l'énergie) d'ici la fin de 2005 ou au début de 2006.

En plus de construire de nouveaux gazoducs pour relier les terminaux de réception de GNL dont la construction est prévue en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick à son gazoduc existant, MNP aura besoin d'une capacité de compression additionnelle et peut-être de dédoublement pour son système existant aux É.-U.

TABLEAU RÉCAPITULATIF

Le tableau ci-après fournit un résumé des sept projets de terminaux d'importation de GNL dont la construction est proposée au Canada.

Projets de terminaux d'importation de GNL canadiens					
Promoteur(s) (Nom)	Emplacement	Coût (\$CAN)	Capacité d'exportation (10 ⁹ pi ³ /jour)	Première date prévue de mise en service	État d'avancement
PROJETS APPROUVÉS					
Anadarko Petroleum Corporation (Bear Head LNG)	Détroit de Canso, N.-É.	650 millions	1,00	2008	Approbation de l'évaluation environnementale fédérale-provinciale reçue en août 2004.
Irving Oil Limited/Repsol YPF (Canaport LNG)	Saint John, N.-B.	750 millions	1,00	2008	Approbation de l'évaluation environnementale fédérale-provinciale reçue en août 2004.
PROJETS EN COURS D'EXAMEN					
Enbridge/Gaz Métro/Gaz de France (Pabaska)	Beaumont, Qué.	700 millions	0,50	2009	Évaluation environnementale fédérale-provinciale en cours. Processus amorcé en juin 2004.
Keltic Petrochemicals	Goldboro, N.-É.	4 milliards ¹	1,00	2009	Évaluation environnementale fédérale-provinciale en cours. Processus amorcé en août 2004.
Kitimat LNG Inc.	Kitimat, C.-B.	500 millions	0,61	2009	Évaluation environnementale fédérale-provinciale en cours. Processus amorcé en août 2004.
TransCanada/Petro-Canada (Cacouna Energy Project)	Gros Cacouna, Qué.	660 millions	0,50	2009	Évaluation environnementale fédérale-provinciale en cours. Processus amorcé en septembre 2004.
PROJETS ANNONCÉS					
Westpac Terminals Inc.	Prince Rupert, C.-B.	200 millions	0,30	2009	À l'étape de la conception. L'examen du projet n'est pas encore amorcé.
TOTAL POUR LE CANADA			4,91		
Sources : Publications sectorielles et Sites Web d'entreprises. Note : (1) Usine pétrochimique et terminal d'importation de GNL intégrés.					

CONCLUSION

Selon les projections des analystes, tant du secteur que du gouvernement, la croissance de la demande nord-américaine de gaz naturel devrait se poursuivre et il y aura une diminution de la capacité des producteurs nationaux de gaz naturel de répondre à cette demande. L'accroissement des importations de GNL constitue l'une des façons de répondre à cette croissance prévue de la demande. Avant la fin de cette décennie, il est probable qu'au moins une ou deux installations d'importation de GNL canadiennes seront bien implantées sur le marché de l'approvisionnement en gaz naturel de l'Amérique du Nord.

LIENS UTILES

Pour de l'information exacte et à jour à propos du statut de l'EE fédérale-provinciale des projets canadiens d'importation de GNL, veuillez consulter les sites Web mentionnés ci-dessous. Ces sites Web fourniront aussi de l'information utile à propos des processus d'EE/de réglementation fédéraux

(ONE, ACEE) et provinciaux (Colombie-Britannique, Québec, Nouveau-Brunswick et Nouvelle-Écosse).

Au niveau fédéral

- Office national de l'énergie
<http://www.neb-one.gc.ca>
- Agence canadienne d'évaluation environnementale
<http://www.acee.gc.ca>

Au niveau provincial

- British Columbia Environmental Assessment Office (Office d'évaluation environnementale de la Colombie-Britannique)
<http://www.eao.gov.bc.ca>
- Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs
<http://www.mddep.gouv.qc.ca/index.asp>
- Nova Scotia Environment and Labor (ministère de l'Environnement et du Travail de la Nouvelle-Écosse)
<http://www.gov.ns.ca/enla/>
- Ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux du Nouveau-Brunswick
<http://www.gnb.ca/0009/0377/0002/0002-f.asp>

Annexe 1

Principales étapes du processus fédéral d'évaluation environnementale (EE)

La *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (LCEE)* exige que l'on procède à une évaluation environnementale (EE) fédérale quand une autorité fédérale¹ a une responsabilité décisionnelle bien précise par rapport à un projet, que l'on désigne aussi à l'aide de l'expression « élément déclencheur » dans le cas d'une EE. Par exemple, quand une autorité fédérale doit délivrer une licence, une autorisation ou un permis cité dans le *Règlement sur les dispositions législatives et réglementaires désignées*, il faut réaliser une EE.

1. Le promoteur prépare et présente une description de projet à l'ACEE;
2. Le gouvernement fédéral détermine les autorités responsables² (c.-à-d. les ministères ayant une responsabilité décisionnelle) et les ministères experts pour l'EE;
3. Les autorités responsables déterminent le type³ (p. ex., examen préalable, étude approfondie, commission) et la portée de l'EE (c.-à-d. qu'un « *Document d'orientation* » est préparé);
4. Le public est invité à présenter ses commentaires sur le *Document d'orientation*;
5. Après la consultation publique, les autorités responsables présentent leur rapport et leur recommandation⁴ (c.-à-d., un « *Rapport sur la décision de la trajectoire de l'EE* ») au ministre de l'Environnement;
- 6a. Le ministre de l'Environnement transmet le projet aux autorités responsables pour la poursuite de l'étude approfondie, ou il transmet le projet à un médiateur ou à une commission;
- 6b. Si le projet est transmis à une commission, des lignes directrices provisoires sont publiées, vient ensuite une consultation publique avant que les lignes directrices finales ne soient transmises au promoteur par le ministre de l'Environnement;

¹Dans le contexte de la LCEE, l'expression autorité fédérale désigne un organisme fédéral (p. ex, un ministère ou une agence) qui peut posséder de l'expertise à propos du projet proposé ou dont le mandat est pertinent à un projet proposé.

²Autorité fédérale dont les actions ou les pouvoirs déclenchent l'évaluation environnementale d'un projet particulier.

³Un projet de GNL est un projet d'un type désigné par le *Règlement sur la liste d'étude approfondie*, ce qui laisse entendre qu'une étude environnementale approfondie est obligatoire pour le projet.

⁴a. Rapport au ministre de l'Environnement à propos :
(i) de la portée du projet et des facteurs dont il faut tenir compte dans le cadre de l'évaluation
(ii) des préoccupations du public relativement au projet,
(iii) des effets néfastes que le projet peut avoir sur l'environnement et
(iv) de la capacité de l'étude approfondie d'aborder les questions relatives au projet et
b. Recommandation au ministre de poursuivre l'EE au moyen d'une étude approfondie ou de renvoyer l'évaluation à un médiateur ou à une commission.

- 7a. Le promoteur prépare la documentation sur l'EE (que l'on appelle habituellement une « étude d'impact environnemental » conformément à la portée de l'EE telle que stipulée par le gouvernement fédéral;
- 7b. Il y a consultation publique dans le cas d'une étude approfondie ou audiences publiques quand un projet est soumis à une commission;
8. Le ministre de l'Environnement publie une déclaration de décision d'évaluation environnementale et renvoie le projet aux autorités responsables pour qu'une décision appropriée soit prise; et,
9. Les autorités responsables délivrent les permis, les autorisations ou les licences.

Projets canadiens d'importation de GNL Processus d'évaluation environnementale fédérale		
Promoteur(s) du projet et emplacement	Type d'EE fédérale	Étape du processus d'examen environnemental
Irving Oil et Repsol YPF – Saint John, Nouveau-Brunswick	Étude approfondie	9
Anadarko Petroleum Corporation – détroit de Canso, Nouvelle-Écosse	Examen préalable	9
Gaz Métro/Gaz de France/Enbridge Inc. – Beaumont, Québec	Commission	7a
TransCanada et Petro-Canada – Gros-Cacouna, Québec	Commission	6b
Kitimat LNG Inc. – Kitimat, Colombie-Britannique	Étude approfondie	5
Keltic Petrochemicals – Goldboro, Nouvelle-Écosse	Étude approfondie	5
WestPac Terminals Inc. – Prince Rupert, Colombie-Britannique	Sans objet actuellement	Ne fait pas encore l'objet d'une évaluation environnementale