

**Projet d'implantation
Du terminal méthanier Rabaska
À Lévis**

**Mémoire présenté devant le BAPE
Janvier 2007**

Par Gilles Castonguay
Citoyen de Beaumont

Table des matières

Méthodologie	2
Raison d'être ou de ne pas être du projet Rabaska	3
L'option GNL dans le marché du gaz naturel au Québec	13
Le choix du site	15
La consultation de la population	19
Information et désinformation du public	20
La magie de la substitution du mazout et gaz à effet de serre	23
Les gaz à effet de serre	27
La sécurité	35
Les alternatives au projet Rabaska	40
Contradictions et ambiguïtés dans l'étude d'impact ou dans les propos du promoteur	43
Conclusion	51
Annexes	56

Méthodologie

La méthodologie employée se résume, pour une bonne part, à rechercher les arguments qui motivent le promoteur à mettre de l'avant ce projet et à confronter ce choix avec divers éléments puisés dans sa propre étude d'impact.

Les « citations, sont en italique »

Les sources **sont indiquées** en dessous des citations

EIR désigne un document tiré de **L'Étude d'Impact de Rabaska**

DET NORSKE VERITAS

« Toute référence partielle au présent rapport susceptible de créer une fausse interprétation est interdite ».

Note; Afin d'éviter toute ambiguïté d'interprétation concernant l'énoncé qui précède, une citation d'une partie du document (DET NORSKE VERITAS) ne doit servir qu'à référer le lecteur au document original entier.

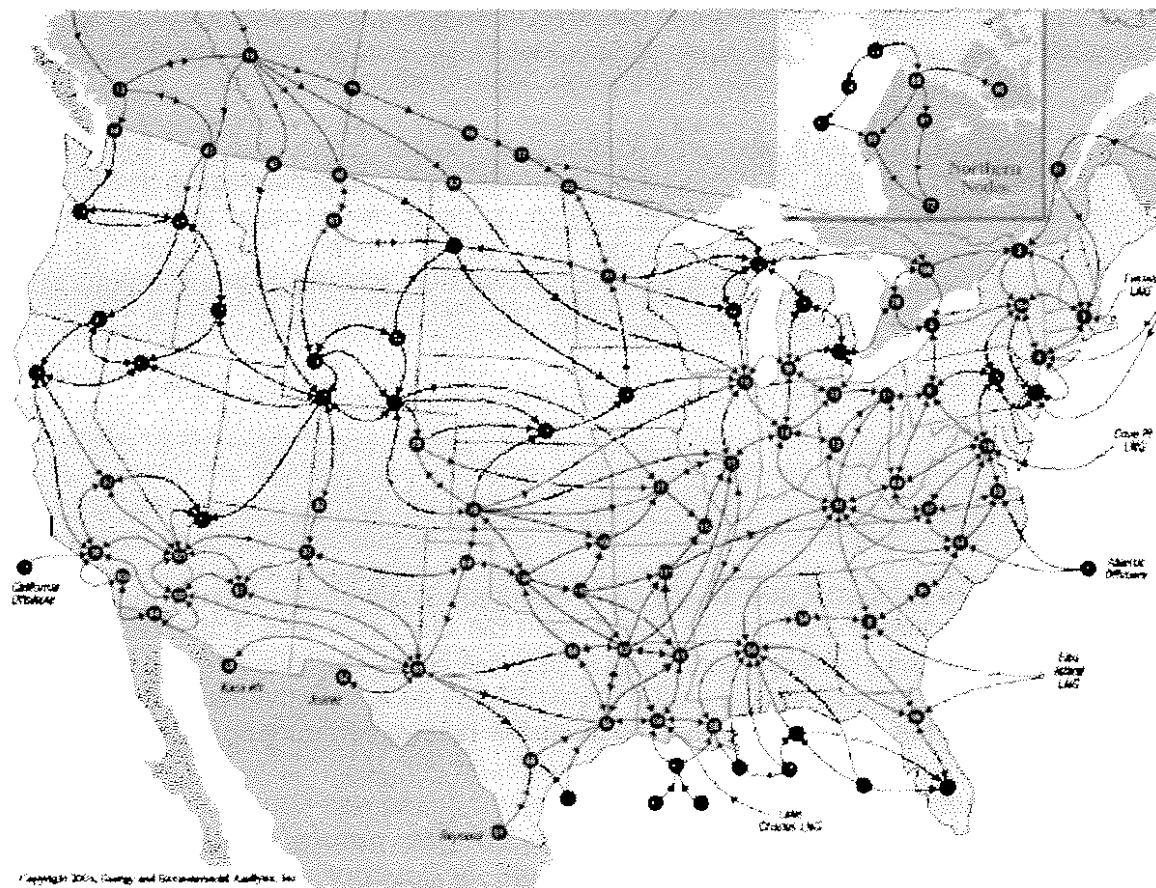
Raison d'être ou de ne pas être du projet Rabaska

« Compte tenu de la demande croissante en gaz naturel et pour faire face à l'éloignement, la stagnation et même à la décroissance des sources traditionnelles d'approvisionnement, de nouvelles sources doivent être mises à contribution ».

EIR Tome 3, Volume 1, Chapitre 1, Page 2

L'initiateur du projet fait régulièrement allusion au fait que le Québec est au bout du réseau du gazoduc, ce qui, selon ses dires, peut rendre les approvisionnements aléatoires et avoir un impact à la hausse sur les prix du gaz, pour le Québec. Dans la figure A-4 présentant l'ensemble du réseau de gazoduc en Amérique du Nord, de très nombreuses villes ou régions sont desservies par un réseau à sens unique; le Québec (no3) **n'est cependant pas à sens unique**. Il peut **recevoir** du (no1) **Nouvelle Angleterre** et du (no106), **Toronto**. Ces deux derniers lieux sont eux-mêmes branchés sur des réseaux multiples. Les villes ou régions portant les numéros suivant, sont desservies par des voies uniques : 44, 52, 53,32, 42, 75, 76, 77, 82, 87, 88, 91, 81

Figure A-4



EIR Annexe G, page A5

Le réseau de gazoduc 'distribution' doit lui aussi regorger de sections à sens unique. De plus, 100% des clients utilisateurs de gaz naturel sont nécessairement eux-mêmes, seul,

Mémoire présenté au BAPE concernant l'implantation du terminal méthanier Rabaska

au bout d'une ramification du réseau. Si l'on voulait sécuriser tout le monde, il faudrait doubler tout le réseau pour tous les clients.

Le gazoduc constitue en lui-même, de par sa nature, est une immense réserve de gaz naturel pouvant être piégée entre des systèmes de valves. Une défaillance peut donc être isolée sans compromettre la distribution dans le reste du réseau. De plus, le réseau utilise des réservoirs souterrains comme ceux de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien au Québec devant servir d'appoint lors de fortes demandes hivernales ou comme réserve de sécurité

*« La plupart des sites d'entreposage desservant les marchés de l'Ontario et du Québec se trouvent dans le sud-ouest de l'Ontario, près de Dawn. La région a une capacité de stockage souterrain de **241 Gpi³ de gaz utile en Ontario et de 4,6 Gpi³ au Québec**. Ces sites, de concert avec l'entreposage du Michigan et du nord-est des États-Unis, servent à équilibrer les écarts quotidiens de la demande de gaz naturel dans une vaste zone géographique. »*

EIR Annexe G Page 20

$$241\text{Gpi}^3 + 4,6\text{Gpi}^3 = 247,6\text{Gpi}^3 \text{ de réserve pour le Québec et l'Ontario}$$
$$247,600,000,000\text{pi}^3 \text{ lorsque Rabaska produit } 500,000,000\text{pi}^3/\text{jour}$$

Ce qui correspondrait à **495 jours** de production de Rabaska

Dans ce contexte, Rabaska servirait-il vraiment à assurer la sécurité du réseau? La réponse est non. Quand il existe des réserves aussi importantes, actuellement accessibles, correspondant à un an et 130 jours de toute la capacité annuelle de production du projet Rabaska; quand notre pays est le troisième exportateur de gaz naturel au niveau mondial; faut-il s'en inquiéter quand les régions alternatives que l'on propose sont toutes situées dans des pays politiquement instable? La réponse est non.

Selon la publicité de Gaz Métro le gazoduc Canadien est parmi les plus fiables.

- autonomie et fiabilité

Un vaste réseau souterrain et une énergie abondante qui ne sont pas perturbés par les conditions atmosphériques. Pas de baisse de régime, ni de pannes, ni de coupures. »

Feuillelet promotionnel, internet, Faites entrer la vie en bleu, de Gaz Métro.

De plus, Rabaska ne fournit que **13,4%** de la demande totale de gaz naturel du Québec et de l'Ontario (Québec 229 Gpi³/an + Ontario 1130 Gpi³/an = total 1,359 Gpi³/an; les 182,5Gpi³/an de Rabaska correspondent à 13,4% de la demande). Dans le contexte où le gaz naturel de l'ouest canadien continuerait à fournir 86.6% de la consommation du Québec et de l'Ontario, l'effort de Rabaska pour 'sécuriser' le réseau demeure donc faible.

*« Certains clients du Québec et de l'Ontario ayant passé des contrats de GNL avec Rabaska **peuvent recevoir, dans les faits, du gaz naturel d'autres sources (principalement du BSOC) par déplacement**. Ils jouiront des avantages de la diversification des sources d'approvisionnement, **de la fiabilité de l'approvisionnement** et des prix basés sur les dispositions des contrats avec Rabaska, mais sans nécessairement prendre physiquement livraison de GNL de Rabaska »*. **EIR Annexe G page 90**

Si ces clients demeurent toujours approvisionnés par le BSOC, ils ne jouissent donc pas d'une nouvelle source d'approvisionnement. Cette source est pourtant décrite par le promoteur comme **étant fiable**. Ne fait-il pas lui-même la preuve que Rabaska est inutile pour de tels clients et, il est très possible, que de tels clients soient nombreux!

Considérant l'augmentation de la demande en gaz naturel, l'initiateur du projet reconnaît lui-même que le Québec se distingue du reste de l'Amérique du Nord. Le développement de l'hydro-électricité contribue de façon importante à réduire la pénétration du gaz naturel au Québec. De plus, si l'on devait exclure la centrale thermique de Bécancour, l'augmentation de la demande de gaz naturel, ne serait que de 0,1% pour le Québec d'ici 2015. (Ici le promoteur **EIR tableau 2.6 tome2 chapitre2 page44** a fait une estimation de la demande à 1.7% malgré qu'aucune donnée ne figure pour l'année 2004, ce qui a comme effet une surestimation de la demande). La mise en service de cette même centrale, en 2006, n'a occasionné aucune pénurie de gaz dans le réseau, malgré qu'elle fût la cause d'une demande appréciable et soudaine; elle fait à elle seule la preuve d'une bonne capacité résiduelle et une grande fiabilité du réseau.

A la lecture de l'annexe G de l'étude d'impact, j'ai été étonné d'apprendre que le Québec était une région exportatrice de gaz naturel. Il n'a pas été question de cet aspect dans aucune séance d'information, ni lors du déroulement des audiences au BAPE. Depuis plus de 20 ans, le Québec exporte du gaz naturel vers les États-Unis. Alors, parler de sécurité des approvisionnements au moment où ces exportations de gaz naturel ne cessent d'augmenter me semble pour le moins paradoxal.

« LES IMPORTATIONS du réseau de Gazoduc TQM et est relié au gazoduc de Portland Natural Gas Transmission System (PNGTS), situé en territoire américain. En 2002, les livraisons totales de gaz naturel vers le nord-est des États-Unis ont diminué de 11,3 % par rapport à 2001. Si l'on exclut le gaz réexporté vers les États-Unis, le Québec disposait, en 2002, de 6,0 milliards de mètres cubes pour sa propre consommation, en hausse de 10,4 % par rapport à 2001. En 2002, la demande québécoise de gaz représentait 8,5% de la demande gazière énergétique canadienne, comparativement à 8,2% en 2001. La totalité du gaz naturel consommé au Québec provient de l'Ouest canadien. En 2002, les importations totales québécoises de gaz naturel ont atteint 7,7 milliards de mètres cubes, soit 9,1% de moins qu'en 2001. Près de 27 % de ces importations (2,1 millions de mètres cubes) ont été réexportées par TransCanada PipeLines Ltd vers le marché du nord-est des États-Unis. Le Québec possède deux points d'exportation vers les États-Unis. Le premier point d'interconnexion se trouve à Philipsburg, dans l'Estrie, et permet d'assurer les livraisons vers la Vermont Gas System. Le second point d'exportation se situe à East Hereford, également en Estrie »
Sources : Ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs du Québec, SOQUIP et Statistique Canada, catalogue 57-003. page 91

« À l'heure actuelle, environ 2Tpi³ de gaz naturel sont livrés au Québec et en Ontario annuellement. Un peu moins d'un tiers de cet approvisionnement est exporté aux États-Unis »

EIR Annexe G Page 23

Tableau 3
Historique de l'approvisionnement gazier de l'Ontario et du Québec (Gpi³ par an)

Source: Energy and Environmental Analysis, Inc. Historic Market Backcast

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Offre										
Production	16	11	10	10	10	10	10	10	10	10
Importations de GNL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TransCanada	1,397	1,449	1,479	1,535	1,530	1,533	1,283	1,251	1,231	1,168
Dawn	<u>441</u>	<u>533</u>	<u>478</u>	<u>378</u>	<u>458</u>	<u>511</u>	<u>691</u>	<u>666</u>	<u>835</u>	<u>775</u>
Offre totale	1,854	1,992	1,967	1,924	1,998	2,055	1,984	1,927	2,075	1,953
Demande										
Consommation	1,101	1,158	1,169	1,086	1,161	1,262	1,167	1,249	1,319	1,359
Exportations vers les États-Unis	<u>793</u>	<u>786</u>	<u>777</u>	<u>769</u>	<u>811</u>	<u>845</u>	<u>691</u>	<u>748</u>	<u>688</u>	<u>594</u>
Total de la consommation et des exportations	1,894	1,944	1,946	1,855	1,972	2,107	1,858	1,996	2,007	1,953
Équilibrage et entreposage	(41)	48	22	69	27	(52)	126	(69)	68	0

EIR Annexe G Page 24

Si l'on pouvait **exporter 594 Gpi³** de gaz naturel aux États-Unis en 2004, **soit 2.3 fois la consommation totale du Québec en 2004** (Ce qui serait l'équivalent de près de 3.2 fois la production annuelle de Rabaska) notre sécurité d'approvisionnement est donc assurée par des ressources de notre propre pays. Il me semble que ce soit amplement raisonnable comme volume disponible afin de sécuriser le réseau, de savoir que cette ressource soit accessible au Québec autant qu'aux États-Unis, de par les règles de l'ALENA.

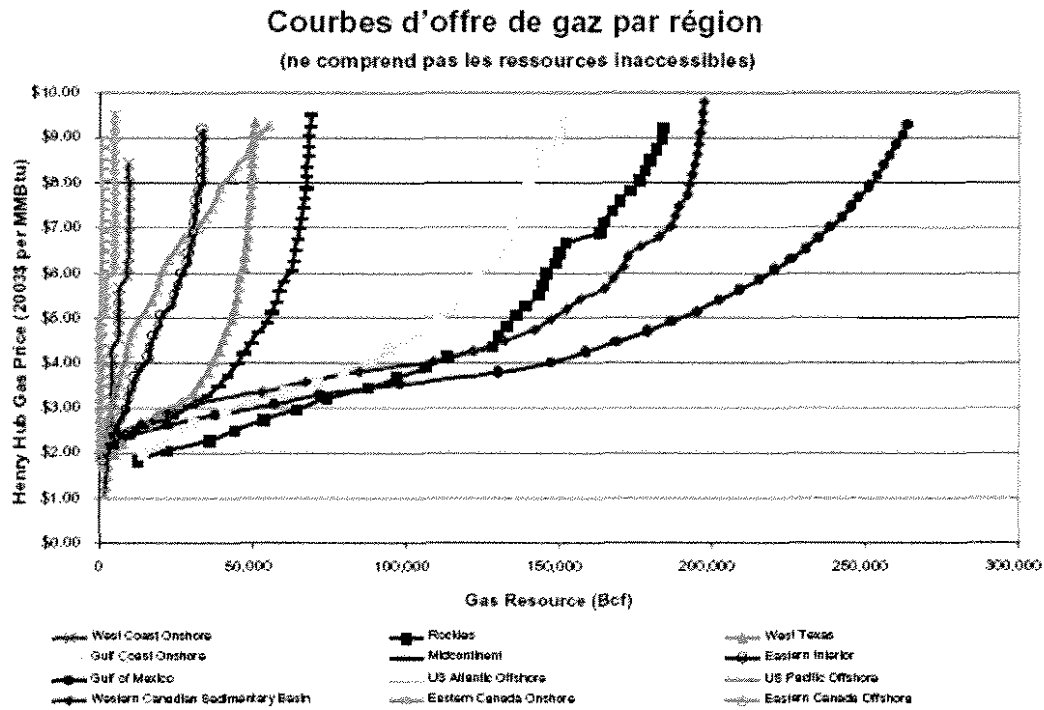
« L'Ontario et le Québec ont des ressources locales de gaz naturel très limitées; elles ont toujours été tributaires des approvisionnements gaziers d'une-seule grande zone productrice, le BSOC. En 2004, environ 60 % de l'approvisionnement total entrant dans la zone de marché Québec-Ontario étaient transportés de l'ouest du Canada par le gazoduc principal de Trans-Canada. Les 40 % restants étaient surtout constitués de production du BSOC transportée via les États-Unis par Alliance/Vector et au moyen de la capacité détenue par Trans-Canada sur Great Lakes Gas Transmission. Les volumes étaient livrés en Ontario, près de Dawn. Les approvisionnements restants pouvaient provenir de diverses régions productrices, incluant le golfe du Mexique et les régions du centre du continent et des Rocheuses »

EIR Annexe G page 23

Le réseau gazier Nord Américain est donc fortement intégré, même si le BSOC demeure la source principale d'approvisionnement. Les ressources du Golfe du Mexique, du centre du continent, des Rocheuses et ainsi que de l'ensemble des ports méthaniers existants et futurs sont mis à contribution pour fournir l'ensemble du réseau. Il est donc **faux** d'affirmer que le Québec n'a qu'une seule source d'approvisionnement, soit le BSOC. La figure 10 qui suit démontre clairement que la sécurité des approvisionnements découle d'un ensemble de ressources locales auxquelles s'ajouteraient les importations de GNL. Une douzaine de sites géographiquement distincts contribuent, actuellement, à fournir le réseau. Comme il y a en plus, une cinquantaine de projets de terminaux méthaniers pour l'Amérique du Nord, l'approvisionnement est certainement sécurisé sans Rabaska.

Figure 10 Courbes de l'offre en gaz naturel

Source: Energy and Environmental Analysis, Inc.



EIR Annexe G page 40

Dans cette multiplicité des sources d'approvisionnement, il est à noter que parmi les sources plus productives, (la seconde courbe la plus performante de la figure qui précède) **se trouve au Canada.**

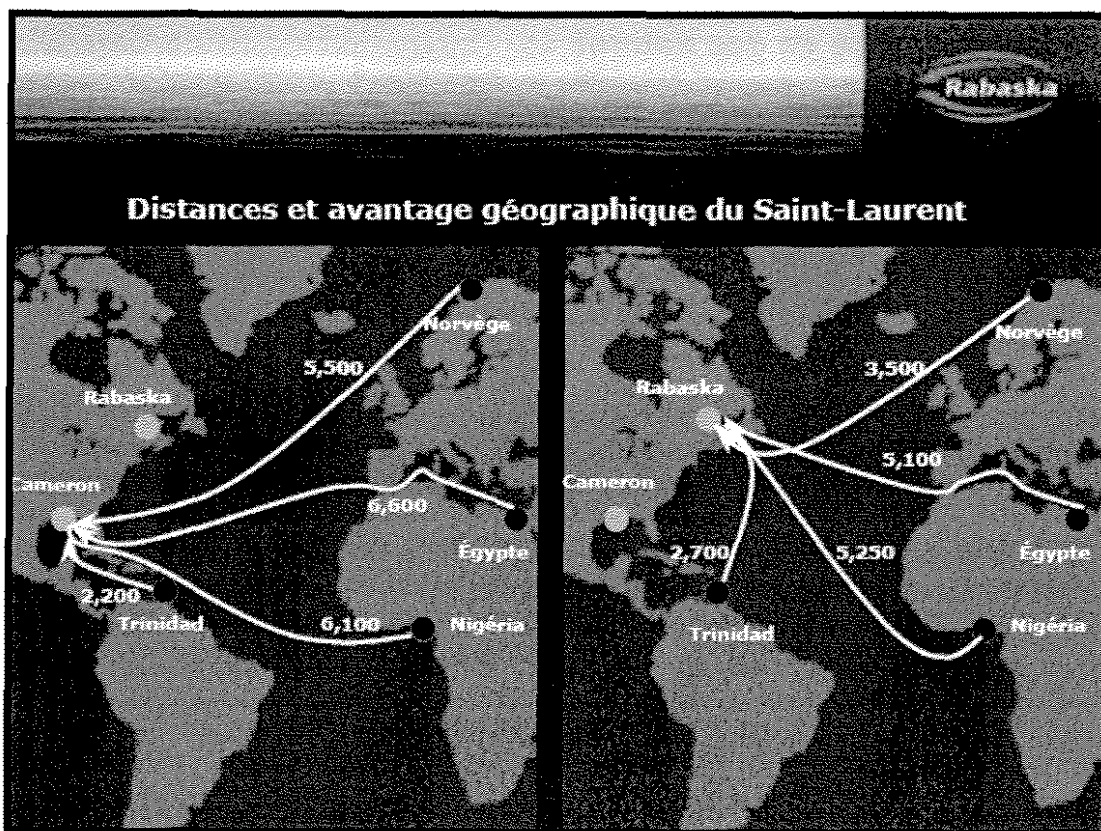
Lorsque le promoteur aborde la question de l'éloignement de la source de gaz naturel; l'on ne peut dire que sa démonstration fut très élégante et persuasive. Il est bon de savoir que l'Alberta se situe à environ **3,060 km** de Lévis. Le promoteur nous présente trois pays exportateurs de GNL; même si on peut lui pardonner de s'être empêtré dans de mauvaises unités de mesure, il n'en demeure pas moins que ces trois pays sont tous les trois plus éloignés de Lévis que ne l'est l'Alberta. La Norvège étant à 5,000km, l'Égypte à 8,500km et Le Nigéria à 8,441km de Lévis respectivement. (*Google Earth*)

« Le site proposé pour l'établissement du terminal méthanier Rabaska se situe approximativement à 3 500 km de la Norvège, à 5 100 km de l'Égypte et 5 250 km du Nigeria. Ces trois pays constituent des sources d'approvisionnement potentielles parmi les plus importantes

EIR Tome 2 chapitre2 page 50

(note : quatre mesures de la distance et quatre erreurs, ces mêmes erreurs se perpétuent coté Golfe du Mexique)

Il s'en suit donc que l'équipe Rabaska, depuis ses tout débuts fait la promotion de son projet avec de fausses données.



EIR Annexe F1

De plus, comme le gaz naturel doit parcourir un gazoduc sur les lieux même du pays exportateur avant de prendre la forme de GNL, plus ce parcours est long, plus il devient important d'ajouter cette distance au calcul de l'éloignement.

(En Russie, un gazoduc traversant la Sibérie ferait 6,000km).

Pour sa part, la **stratégie énergétique du Québec 2006-2015** nous fait part de zones situées tout près des Iles de la Madeleine ayant un potentiel de fournir tous les besoins du Québec pendant 25 ans; ceci le promoteur n'en parle pas.

«La structure Old Harry, située à 80 km au nord des Iles-de-la-Madeleine, pourrait contenir à elle seule entre 4 et 5 billions(10^{12}) de pieds cubes de gaz naturel- ce qui correspond à la consommation annuelle du Québec pendant 25 ans...En fait, Old Harry constitue actuellement la plus grande structure géologique marine non encore forée au Canada, avec un potentiel deux fois plus important que le champ de Hibernia au large de Terre-Neuve, et trois fois plus grand que le champ gazier de l'Ile-de-sable, au large de la Nouvelle-Écosse »

La stratégie énergétique du Québec 2006-2015 page 85

« Une base importante et étendue de ressources gazières demeure à développer. Si les aspects économiques du développement des ressources étaient ignorés et les délais nécessaires à sa mise en valeur n'étaient pas pris en compte, les ressources restantes totales

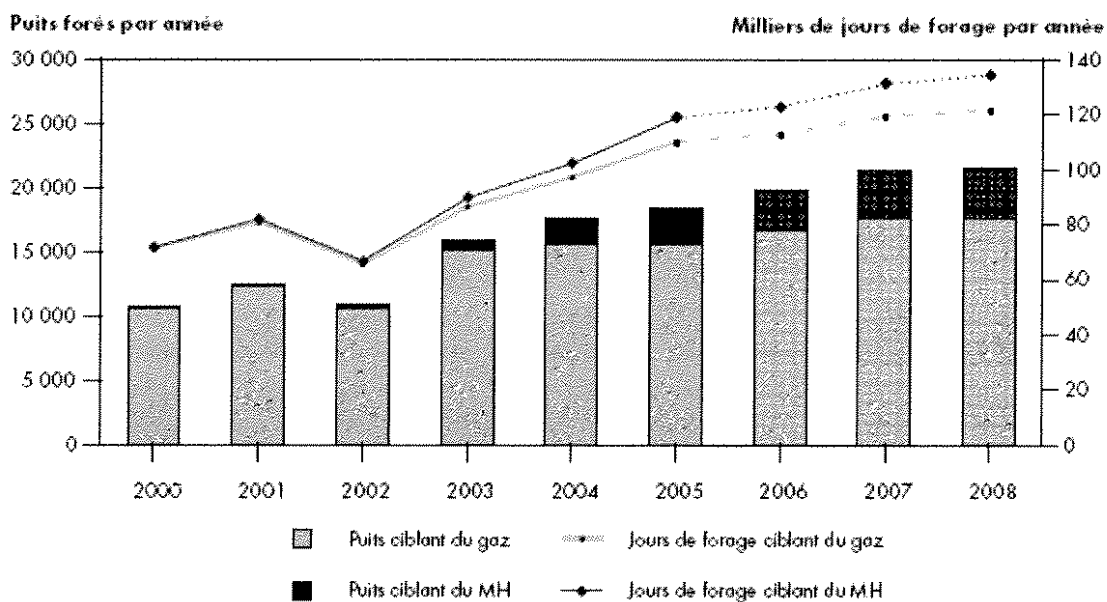
pourraient soutenir les niveaux actuels de production gazière d'Amérique du Nord pendant presque 70 ans, en supposant qu'elles soient entièrement développées »

EIR Annexe G page 35

Ceci démontre clairement que le Québec, autant que l'Amérique du Nord, possède des ressources gazières inexploitées. L'importation de GNL par Rabaska est donc une occasion d'affaire parce que les prix du gaz sont élevés et le véritable enjeu n'est que très, très, secondairement lié à sécuriser les approvisionnements de gaz naturel.

Chaque fois que l'on débute l'extraction du gaz naturel dans un puits nouvellement foré, la ressource diminue, ce n'est justement pas une ressource renouvelable. Cependant, les prix élevés du gaz naturel incitent à la réalisation de nouveaux forages et à l'augmentation de l'efficacité des méthodes d'exploitation.

Nombre de jours de forage et de puits forés par année au moyen du parc d'appareils du BSOC ciblant du gaz et du MH



Source : Analyse par l'Office des données de GeoScout sur les puits

Source ONE Évaluation des marchés 2006,2008 page 26

« C'est ainsi que des efforts sont en cours sur plusieurs plans pour tenter d'accroître l'offre de gaz naturel sur le continent et ainsi être en mesure de satisfaire la demande de manière plus adéquate. Dans la partie ouest du Canada, des activités sont engagées depuis plusieurs années dans le but d'exploiter les gisements du delta du Mackenzie qui pourraient d'ici 2015 produire 1,9 Gpi3 (53,8 Mms) de gaz naturel par jour (ONÉ, 2003). Selon l'opinion d'un grand nombre d'intervenants de l'industrie gazière :

« du gaz des régions nordiques provenant du delta du Mackenzie pourrait se greffer à la production générale canadienne d'ici 2010. Cependant, [...] il ne faut pas supposer que ce gaz sera disponible beaucoup avant la fin de la décennie, compte tenu de l'importance des ressources ainsi que du temps requis dans le contexte des processus réglementaires et pour la construction, après approbation éventuelle » (ONÉ, 2004 b).

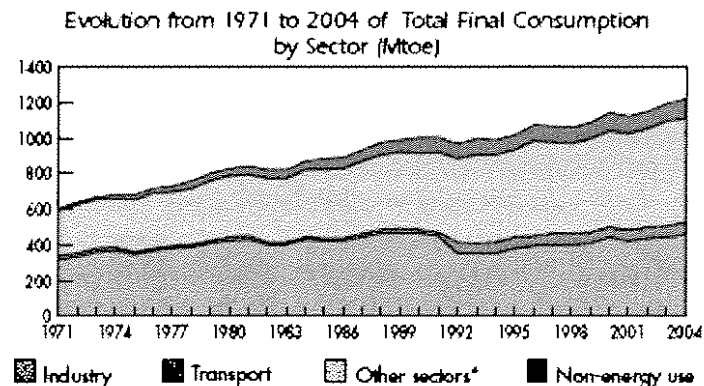
De la même façon, on estime que les réserves de gaz naturel de l'Alaska pourront être acheminées vers le Sud d'ici une dizaine d'années, ce qui représente un volume d'environ 4 Gpi3/jour (113,6 Mm3/) (EEA, 2005) »

EIR Tome 2, chapitre 2 pages 41,42

Ce qui fait 1,788 Gpi³ par année seront accessibles bientôt sur les marchés,
Un équivalent de 10 fois Rabaska.

TOTAL FINAL CONSUMPTION

Gas



1973 and 2004 Shares of World Gas Consumption

Source IEA Key World Energy Statistics 2006, page 34

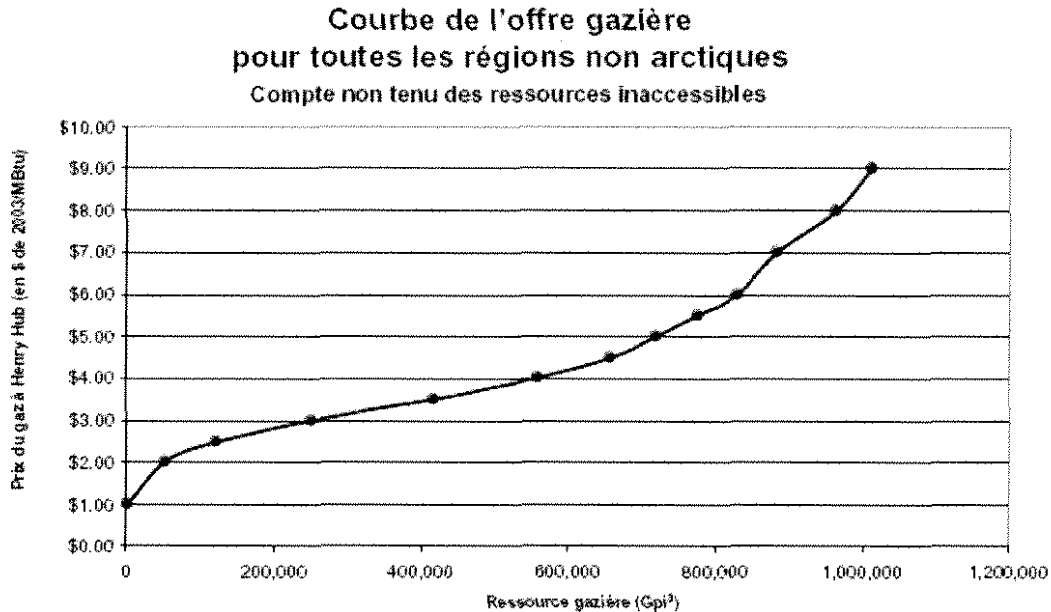
Ces courbes illustrent l'augmentation de la consommation de gaz naturel dans le monde. Il est clair que toute cette consommation, d'une ressource non renouvelable, correspond à une augmentation globale de la demande en énergie. Or les changements climatiques et l'approbation du Protocole de Kyoto par le Canada devraient sonner l'alerte afin que cette demande en énergie soit orientée vers le développement de formes d'énergies renouvelables. Le Québec est une Nation privilégiée ayant un potentiel majeur de développer de telles énergies renouvelables, n'ayant pas comme résultat, de faire augmenter les gaz à effet de serre.

L'importation du GNL au Québec va à l'encontre du développement durable et s'inscrit donc en sens contraire du respect du Protocole de Kyoto.

C'est la hausse du prix du gaz naturel qui est en partie responsable de cet engouement pour la technologie du GNL. Cependant, cette même hausse des prix va favoriser en même temps de nouvelles recherches de sites gaziers et encourager l'amélioration des technologies d'extraction. La stagnation et la décroissance de la ressource décrite par Rabaska n'est pas imminente au Canada.

Figure 11
Courbe de l'offre gazière nord-américaine totale

Source: Energy and Environmental Analysis, Inc.



EIR Annexe G page 41

L'offre en gaz naturel en provenance de l'ouest tend à s'accroître en volume (figure 11) mais la demande de gaz est telle que l'offre a peine à répondre à cette même demande; ceci malgré que les prix du marché aient connus une hausse, particulièrement ces dernières années.

« Les trois scénarios de Rabaska sont des scénarios de « pression de la demande » : la demande de gaz augmente avec le temps, largement par suite de son utilisation croissante pour la production d'électricité ».

EIR Annexe G page 66

Le projet Rabaska s'inscrit donc dans un contexte de répondre à un accroissement de la demande bien davantage à un projet visant à réduire les gaz à effet de serre. Comme la production d'électricité sert de moteur à cette demande, selon l'étude d'impact, cette demande additionnelle de gaz ne provient pas du Québec pour les années à venir. Divers chantiers visant des projets hydroélectriques et le développement de l'éolien devraient plus que combler les besoins du Québec. (Annexe 1 du présent document)

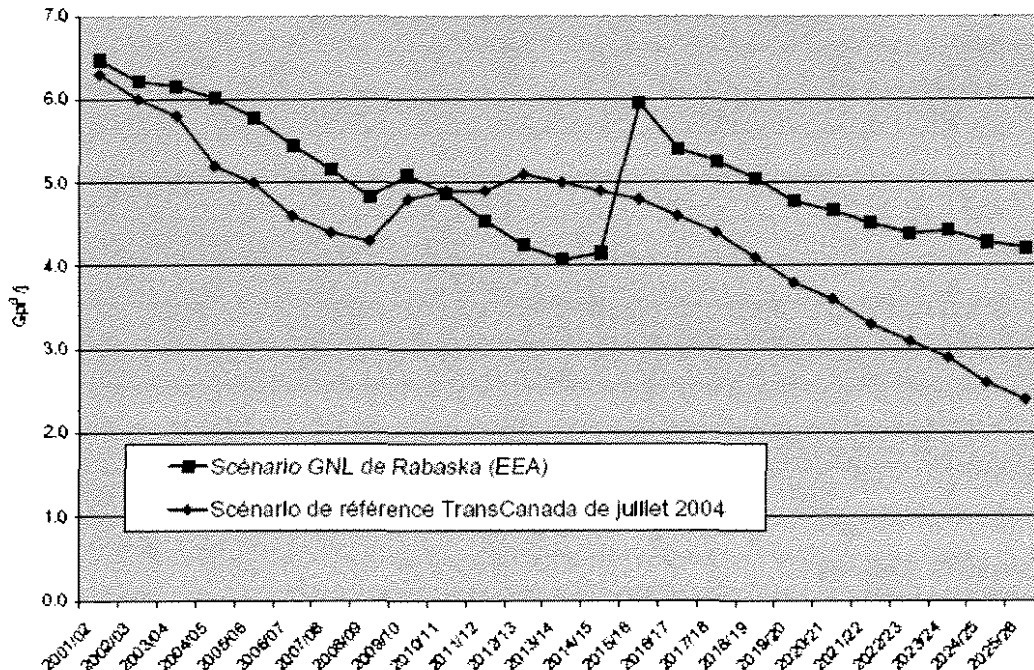
« Cependant, une hausse substantielle des prix au-delà des niveaux projetés accroîtrait l'incitatif économique à importer du GNL en Amérique du Nord provoquant un approvisionnement supplémentaire de gaz naturel dans le marché. »

EIR Annexe G page 47

Si l'incitatif économique d'importer du gaz est relié en plus à une hausse des prix de ce dernier, on devine aisément où est l'intérêt du promoteur.

Figure 14
Futurs flux de gaz naturel vers l'est, sur TransCanada, depuis l'Alberta (Gpc/j)²⁶

Source: EEA, TransCanada 2004 Mainline Tolls et Tariff Application



²⁶ Le scénario GNL de Rabaska monté par EEA repose sur le scénario de référence d'EEA daté d'avril 2005, tandis que la prévision TransCanada a été soumise à l'ONE dans le cadre de la demande de droits et tarifs formulée par TransCanada en 2003 et soumise à nouveau à l'ONE par TransCanada en 2004, pendant l'audience RH-3-2004. La prévision d'EEA, en conséquence, comprend des données historiques plus récentes que la prévision TransCanada et cette dernière s'éloigne des débits réels à compter de 2002-2003.

EIR Annexe G page 49

La figure 14 illustre deux hypothèses de prédictions, par deux organismes distincts, spécialistes en ce domaine, concernant des volumes de gaz en provenance de l'Alberta se dirigeant vers l'est du pays, pour les prochaines années. Il existe une différence significative entre ces deux hypothèses se situant entre 1 Gpc/j et 2 Gpc/j. (milliard de pieds cubes/jour),

Le scénario de Rabaska laisse supposer qu'un volume généralement plus grand de gaz nous arriverait en provenance de l'Ouest Canadien. Cette différence dans l'appréciation de tels volumes serait de deux à quatre fois supérieures à la contribution de Rabaska (0,5Gpc/j) dans le réseau.

Les écarts dans les prévisions étant entre deux et quatre fois plus élevés que la contribution du projet Rabaska lui-même; ceci nous laisse croire à une marge de manœuvre importante confirmant, de façon éloquente, que ce projet n'est pas une nécessité. Les prédictions de **Rabaska** étant fondées sur des données plus récentes.

L'option GNL dans le marché du gaz naturel au Québec

Le GNL ne constitue pas une réelle réserve de gaz comparable au gaz naturel retrouvé dans une nappe souterraine. Le GNL est conservé grâce à une technologie complexe et coûteuse, présentant des niveaux de risques non négligeables. Ainsi, le GNL doit, de par sa nature instable, être vaporisé en continu dans le réseau au même rythme que l'arrivée des méthaniers. La chaîne du froid impose un rythme constant. Ce qui peut paraître augmenter la sécurité d'approvisionnement aura comme conséquence de mettre sur le marché un volume relativement constant d'une ressource énergétique dont la demande varie beaucoup selon les saisons. Dans un pays exportateur de gaz naturel comme le Canada, une réduction de la demande peut être ajustée en retirant moins de gaz naturel des nappes de gaz. Il est aussi possible de produire davantage lorsque la demande est plus forte; évitant une surproduction lorsque les prix sont bas et profitant des prix plus élevés lorsque la demande est plus forte. Pour cette raison, le GNL, dans un pays exportateur de gaz comme le Canada, ne réussira jamais à compétitionner le véritable gaz naturel. Des prix élevés du gaz sont indispensables pour la survie de la technologie du GNL (Un peu de la même façon, l'exploitation des sables bitumineux de l'Alberta n'est rentable que dans des conditions de prix élevés du pétrole). Il sera donc toujours difficile, pour le GNL, de compétitionner les autres formes d'énergies dans un pays exportateur. Au niveau environnemental, c'est un non sens pour le Canada de rechercher à importer du GNL pour par la suite en faire l'exportation. Pour le Québec, ce serait scandaleux et socialement inacceptable.

« La possibilité d'importer du GNL a alors été regardée. En effet, les récents développements dans les technologies de liquéfaction, de transport et de regazéification ont abaissé les coûts des infrastructures propres à cette technologie. Ce facteur, combiné à l'augmentation du prix du gaz naturel sur les marchés nord-américains a rendu cette solution prometteuse. »

EIR Tome 2 chapitre2 page 54

Note : Le terme prometteuse doit davantage correspondre au bien-être des actionnaires que des utilisateurs de cette ressource non renouvelable.

En lisant à l'étude d'impact de Rabaska, **Annexe G page 33**, l'on peut comprendre le véritable intérêt sous-jacent à l'entreprise d'importation de GNL. Il n'y a pas si longtemps, quand les prix de l'électricité ont atteint des sommets inégalés, en Californie, *« les clients producteurs d'électricité se sont montrés disposés à verser des sommes astronomiques pour leur gaz, puisque les prix de l'électricité le leur permettaient »*

Le dilemme du promoteur demeure constant, dans toute son étude d'impact, entre la nécessité d'avoir un prix élevé pour le gaz, question de soutenir une technologie coûteuse et une marge de profit; tout en donnant l'illusion que les prix devraient baisser afin que son projet trouve un certain appui dans la population. Le président de Gaz Métro, monsieur Robert Tessier, en Commission Parlementaire sur les prix de l'électricité, réclamait haut et fort des prix plus élevés pour l'électricité au Québec. Soucieux du respect du Protocole de Kyoto, démontrant un intérêt certain pour que nos entreprises soient compétitives, l'initiateur du projet, dont Gaz Métro est partenaire, devrait se réjouir que l'une des formes d'énergie parmi les moins polluantes soit aussi

accessible à la population et aux industries québécoises. Pour le Québec d'aujourd'hui, la technologie du GNL n'a pas sa place. De plus, les pays exportateurs de GNL sont, pour la plupart, dans des régions du monde où l'équilibre politique est instable et incertain. L'insécurité politique de ces régions ne peut constituer actuellement une sécurité d'approvisionnement. L'approvisionnement gazier est même devenu un objet de chantage géopolitique; la Russie en fait une démonstration particulièrement éloquente ces temps-ci. De plus, il semble se dessiner un certain engouement pour les terminaux de regazéification qui se développent à un rythme plus rapide que les installations de liquéfaction. Quel intérêt aurait un pays exportateur à signer des contrats d'approvisionnements à long terme pour fournir le GNL, sachant que les prix de l'énergie seront nécessairement à la hausse dans les prochaines décennies. L'industrie du GNL demeurera toujours fragile, le GNL devant nécessairement retourner à l'état gazeux assez rapidement, oblige le vendeur à lui trouver, sans répit, un marché, même si les prix pourraient ne pas être ceux attendus.

« Cependant, une hausse substantielle des prix au-delà des niveaux projetés accroîtrait l'incitatif économique à importer du GNL en Amérique du Nord provoquant un approvisionnement supplémentaire de gaz naturel dans le marché. »

EIR Annexe G page 47

L'incitatif économique semble pour le moins évident, l'espoir à court, moyen et long terme serait donc dans une hausse marquée des prix du gaz....et de l'électricité! Pour justifier un projet d'importation de GNL au Québec, une forte augmentation de la demande en gaz naturel serait un atout important. Les lobbies du gaz au sein de Hydro Québec ont fait leur travail.

Tableau 2.6 Consommation annuelle projetée pour le gaz naturel par secteur, Québec, Ontario, États-Unis et Canada

Gpi ³ (1)									
Secteur	Québec					2004-2015		2004-2025	
	2004	2010	2015	2020	2025	Delta	Croissance annuelle %	Delta	Croissance annuelle %
Résidentiel	27	27	28	30	31	1	0,3 %	4	0,7 %
Commercial	68	71	78	85	90	10	1,3 %	22	1,3 %
Industriel	126	116	122	97	105	-3	-0,3 %	-20	-0,8 %
Production d'électricité	0	36	42	49	57	42	N/A	57	N/A
Autres	8	6	7	6	5	-1	-1,2 %	-3	-2,2 %
Consommation totale	229	256	277	267	287	48	1,7 %	58	1,1 %

Tome2, Chapitre2, Page44

Le promoteur indique une augmentation de 1,7% de croissance annuelle entre 2004 et 2015. En prenant comme année de référence l'année 2004, comme le gaz naturel n'était pas utilisé au Québec à cette époque pour produire de l'électricité, l'initiateur du projet Rabaska se trouve à exagérer le pourcentage de croissance annuelle de la demande au Québec par rapport à l'Ontario et à l'Amérique du Nord. Si l'on excluait la centrale thermique de Bécancour, la demande en gaz naturel, pour le Québec ne serait que de 0,1% de 2004 à 2015.

La présence de la centrale de Bécancour n'est pas reliée à un besoin de gaz pour faire de l'électricité au Québec. Elle fait suite à l'arrêt des négociations, particulièrement laborieuses avec les autochtones, concernant le projet hydro-électrique de Grande-Baleine. La centrale de Bécancour est surtout un atout politique qui devait faciliter la négociation avec les amérindiens. Produire de l'électricité avec plus de pollution est le choix alternatif que le Québec s'est donné afin de forcer l'acceptation de construire des barrages sur des territoires 'ancestraux' ou attendre (\$) une génération ou deux...

Le choix du site

« Les études réalisées par le gouvernement du Québec dans les années 1970 faisaient ressortir 15 sites qui avaient un certain potentiel pour l'implantation d'un terminal méthanier au Québec, tous étant situés à l'est de Québec, sur le Saint-Laurent.

Sept de ces sites étaient situés sur la rive nord du fleuve, soit Sept-Îles, Baie-Comeau, Les Escoumins, Cap de la Tête au Chien, Saint-Siméon, Port-au-Saumon et Saint-Irénée.

Les huit autres sites étaient situés sur la rive sud, soit Matane, Rimouski, Île Verte, Gros Cacouna, Grande Île, Pointe-aux-Orignaux, Montmagny et Pointe de la Martinière. »

EIR Tome2 Chapitre4 Page 5

J'aimerais faire remarquer que dans les études menées par le gouvernement du Québec, il n'est aucunement fait mention du secteur Beaumont-ouest. Le site le plus près, Pointe de la Martinière a déjà fait l'objet d'audiences du BAPE; à cette époque, le projet d'implantation d'un port méthanier était fortement contesté et le promoteur avait dû retirer son projet. Il n'est pas fait mention de la Pointe de Saint-Vallier dans la liste produite par le Gouvernement.

Pourquoi le promoteur retient-il ce site comme un site potentiel pour ensuite le rejeter aussitôt?

Est-ce que ce site représentait une alternative réelle ou un semblant d'alternative?

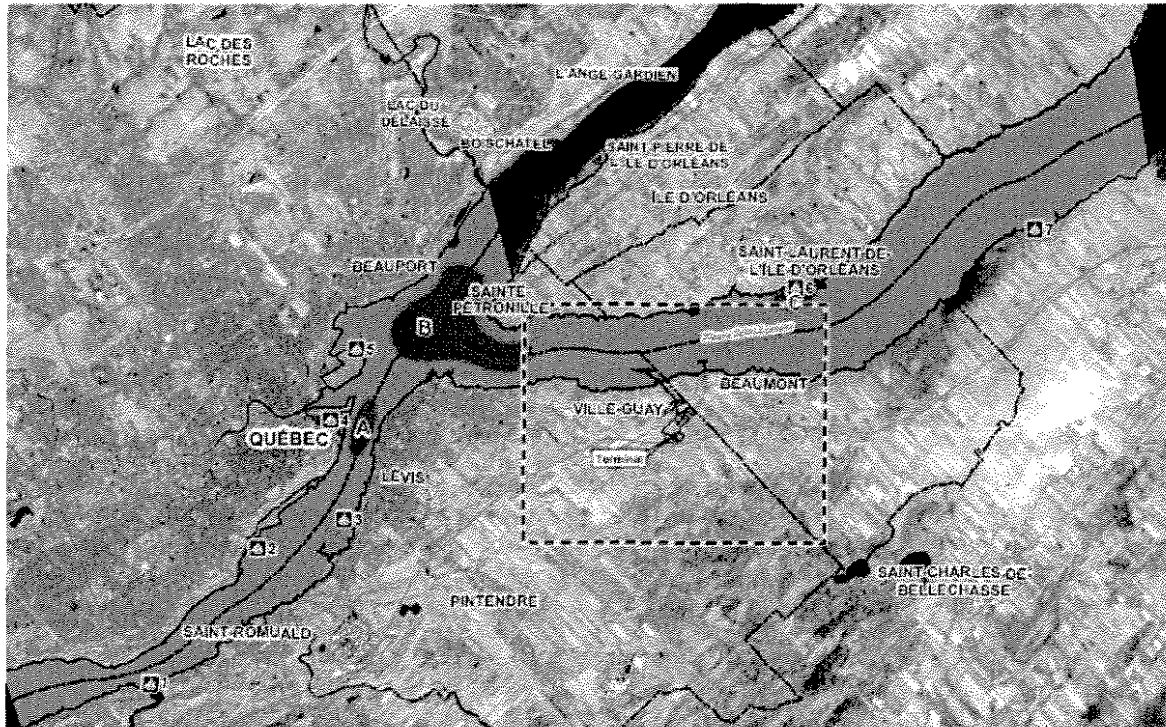
Le rejet spontané, par le promoteur, de L'île Verte et de la Grande Ile de Montmagny pour cause d'une vocation actuellement incompatible avec un port méthanier ne pourrait-elle pas tout aussi bien s'appliquer au secteur de Beaumont ouest, situé face à l'île d'Orléans, dans une région récréotouristique reconnue?

Pour ce qui est de la Pointe Saint-Denis, l'initiateur du projet ne semble pas avoir fait d'études sérieuses de ce site, le promoteur signalant de multiples facteurs demeurant inconnus, est-ce vraiment un site crédible comme choix d'alternative?

Gros Cacouna pour sa part devait être un site à analyser sérieusement; un autre promoteur ayant choisi comme site potentiel pour développer lui aussi un port méthanier en tout point comparable à Rabaska. Cette fois ce sont les conditions de vent et de glace qui serviront d'arguments à Rabaska pour rejeter ce site. Après 30 mois (en plus des mois d'étude avant que le projet ne soit rendu public), Rabaska n'a pas réalisé aucune mesure du vent sur les lieux du site de Beaumont ouest et que la station météo qui a servi à Rabaska est, sur le rivage, à 7km à l'ouest des installations projetées. Le promoteur reconnaît que l'accumulation des glaces se fait sentir partout sur la rive sud, mais, curieusement, sans présenter de données précises, il se permet de conclure que la jetée proposée sur cette même rive sud, ne sera pas affectée par les glaces.

Mémoire présenté au BAPE concernant l'implantation du terminal méthanier Rabaska

Les comparaisons faites avec le quai d'Ultramar me semblent non fondées, le fleuve subissant une courbe de 90° devant les installations de la Davie Ship, cette avancée dans le fleuve sert de brise-vent aux installations d'Ultramar, lors des grands vents du nord-est. Pour les vents d'ouest, la jetée de Rabaska serait moins protégée.



Plus curieux encore, le promoteur d'Énergie Cacouna rejetait le site retenu par Rabaska particulièrement dû au fait que des populations seraient situées trop près et qu'il y a une route nationale et trois lignes à haute tension à traverser avec des lignes cryogéniques en plus d'imposer des contraintes à la navigation, particulièrement dans le chenal du nord.

Le promoteur retiendra quatre emplacements, côte à côte, tous quatre dans des zones agricoles et dans des secteurs comptant plus de 130 habitations. Rabaska n'a donc pas fait une étude sérieuse pour le choix de son implantation, les sites alternatifs étant soit peu crédibles ou rejetés sans véritables études de terrain.

Selon le promoteur :

« 4.1.2 Présence d'un emplacement favorable à l'implantation des réservoirs de GNL et des équipements de gazéification »

Les réservoirs de GNL et les équipements de gazéification doivent être situés à proximité de la jetée à laquelle ils sont reliés par des conduites cryogéniques. Le site doit permettre de localiser les réservoirs à une distance suffisante des zones habitées pour assurer la sécurité du public. Il ne doit pas, dans la mesure du possible, comporter d'écosystèmes ou autres composantes environnementales particulièrement valorisées. Il est souhaitable qu'il soit voué au développement industriel et que le zonage reflète cette vocation.

Une topographique plane, des sols de capacité portante suffisante et une sismicité relativement faible sont aussi des atouts puisque ces facteurs contribuent à réduire les coûts d'implantation.

4.1.3 Proximité des marchés et du réseau de gazoducs de transport

La proximité du réseau de transport de gaz existant permet de réduire le coût et la longueur du gazoduc de raccordement ainsi que ses impacts environnementaux. »

EIR Tome 2 Chapitre 4 Page 4

Dans ses présentations Power-point, le promoteur nous a souvent illustré des ports méthaniers. J'ai toujours vu que les réservoirs étaient adjacents à la jetée, tout près du quai utilisé par le méthanier. Ici, les réservoirs sont à **1,3km** du méthanier, et doivent passer dans une zone où sont construites de nombreuses résidences, traverser une route nationale, traverser l'emprise de trois lignes de haute tension de 750kV, pour enfin aboutir à quelques centaines de mètres de l'autoroute transcanadienne 20. De plus, le promoteur qui indique qu'une topographie plane est souhaitable pour l'implantation d'un terminal, verra ses lignes cryogéniques remonter à partir de la falaise jusqu'au dessus des réservoirs, une pente équivalente à 13%.

*« Si l'on fait exception du **talus** riverain mentionné précédemment, la topographie de la zone à l'étude montre une élévation ascendante graduelle du nord vers le sud. Les élévations passent progressivement de 50 à 100 m sur **4,5 km de distance**. La pente générale du secteur considéré est donc de l'ordre de **1 %**. »*

EIR Tome3, volume1, chapitre2, page 10

Note: (Le promoteur parle d'une dénivellation de 1% pour le secteur. Pour arriver à ce chiffre, il exclut le « talus » qui est en fait une falaise et il doit se rendre à plus de 4,5km au sud pour prendre la dénivellation; il est donc à plus de 3 km au sud de la 20, à l'extérieur de son terrain).

Ne serait-il pas plus pertinent de **rester à l'intérieur des limites de son terrain** pour mesurer les niveaux, ses lignes cryogéniques devant remonter cette pente?

Le promoteur, en choisissant ce site, compromet des lieux naturels à préserver et menace des espèces végétales particulièrement rares. Le réservoir situé le plus à l'est est en bordure d'une tourbière (décrite par madame Lamoureux comme ayant une valeur inestimable), qui devrait être enfouie pour installer une butte d'atténuation visuelle devant cacher ce réservoir. De plus, la jetée serait située dans une aire où l'on retrouverait une plante rarissime, seul lieu connu où elle serait présente sur la planète, selon madame Lamoureux, ainsi qu'une autre plante rare. Plusieurs espèces de poissons utilisent cette zone fluviale comme lieux de développement pour les alevins. L'aloise savoureuse, le chevalier de rivière, l'éperlan arc-en-ciel, l'esturgeon jaune et l'esturgeon noir sont considérés comme des espèces préoccupantes ou à statut précaire que l'on retrouve dans la zone où la jetée devrait être construite. Ils sont donc menacés.

Un corridor technique aurait été prévu pour relier la zone portuaire à la zone industrielle dans ce qui devait être le plan d'aménagement du secteur. Il semble que ce soit Rabaska qui devienne le maître d'œuvre de ce lien particulier qui devait, selon les intentions initiales, desservir toute la zone portuaire. Le caractère privé de la desserte de Rabaska ne semble pas faire problème pour la Ville de Lévis qui planifie son développement avec un décalage horaire pour le moins évident. Est-ce que le développement potentiel de cette hypothétique zone industrialo-portuaire verra chacun

des armateurs intéressés à s'y installer réduit à construire à son tour un corridor de service et un quai privé? Il n'y a aucune logique concernant l'historique d'une planification concernant le potentiel portuaire de ce territoire. L'arrivée de Rabaska ne fait que confirmer l'improvisation de la Ville de Lévis, plus avide de collecter des taxes municipales que de servir ses citoyens.

Que deviendra cette voie de desserte en hiver? Une pente d'environ 15% est à prévoir pour le corridor de service.(76m de dénivellation sur 500m avant la route 132 = 15,2%). Des rues de Lévis sont interdites à la circulation de véhicules lourds, en été comme en hiver; la pente étant trop abrupte : la Côte du Passage, la rue Mgr. Bourget en sont des exemples. La Côte Rochette, près d'Ultramar, et à Québec la Côte Guilmour sont des exemples de rues fermées en hiver; elles présentent une dénivellation comparable à la falaise face à la jetée. A-t-on tenu compte de cette pente particulièrement abrupte, qui n'a jamais été illustrée par le promoteur, dans les considérations de sécurité?

Pour ce qui est du zonage, ce n'est pas mieux. La zone sise à Beaumont, et les deux zones convoitées à Lévis sont pourtant, depuis toujours, en zone agricole. Seulement 35% de la zone que l'on voudrait soustraire au zonage agricole serait, dans les faits, utilisés par le promoteur. S'il y a déjà eu des intentions de la part de la municipalité responsable avant la fusion des villes, d'en faire une zone industrielle, il n'y a dans les faits jamais eu de gestes concrets de posés; ni par la municipalité ancienne ni par la nouvelle Ville de Lévis, devant confirmer ce statut. Peu avant les fusions municipales, le fameux astérisque * indiquant un sur zonage fut retiré, démontrant un changement des intentions de la ville avant les fusions.

Note :Un rapport d'expertise, déposé devant cette Commission, analyse en profondeur la problématique du zonage. **Document 241 DC3**

Des citoyens ont entrepris des recours devant les tribunaux afin de clarifier cette situation. Le dépôt de ce document, défavorable au projet Rabaska, fut fortement contesté comme document pouvant être retenu en preuve devant le tribunal. Un jugement est attendu sous peu concernant l'admission en preuve de ce document. Ces procédures ont déjà coûtées à des citoyens de Lévis, plus cher en frais d'avocats qu'en frais de préparation dudit document.

De plus, dans la zone littorale, il demeure une autre ambiguïté juridique. Seul le Gouvernement Fédéral peut installer un port; ni la Ville de Lévis ni le promoteur n'ont l'autorisation d'y installer une jetée.

Même si cette simple liste serait à elle seule suffisante pour rejeter le choix de ce site, diverses omissions de la part du promoteur sont pour le moins surprenantes.

*Une école, **l'École Ste-Famille**, serait située à mi-chemin entre la jetée et les réservoirs. Le promoteur n'en tient pas compte dans ses critères de choix.

*Plus de **133 familles** sont invitées à quitter les lieux, avec compensation, s'ils ne se sentent pas confortables d'être voisin du terminal. Le promoteur semble très peu préoccupé de ces gens, aucune rencontre particulière n'a directement impliqué l'ensemble de ces personnes. Ils ne furent dénombrés que de façon approximative.

*Le promoteur affirme que la jetée se retrouve dans une **zone abritée**.

Mémoire présenté au BAPE concernant l'implantation du terminal méthanier Rabaska

(Je réside à Beaumont, en bordure du fleuve depuis 34 ans, Rabaska s'installe directement dans un corridor de vent. Sans instrumentations particulières, l'on peut mesurer l'impact des vents en hiver; l'accumulation de neige servant de mesure. L'endroit le plus critique pour les accumulations de neige sur la 132 se retrouve vis-à-vis le garage d'autobus Martel, le lieu du site choisi par Rabaska. De plus, l'autoroute 20 ferme assez souvent à Lévis lors de tempêtes hivernales. Pour la zone abritée, le moins que l'on puisse dire, c'est que ça ne correspond pas à ce que j'ai observé depuis 34 ans. Par deux fois, j'ai personnellement averti la garde côtière du déplacement, sur plusieurs centaines de mètres, de la bouée située en face de la marina de Saint-Laurent).

Le faible coût du raccordement au réseau de gazoduc jumelé au fait que le port de Québec a déjà annoncé qu'il était prêt à investir 60M\$ pour la construction de la jetée, sont les deux seuls éléments ayant pu contribuer réellement à choisir ce site.

Pour toutes ces raisons, le choix du site de Rabaska ne répond qu'à des critères économiques mais contrevient en tout au respect de la **Politique québécoise du développement durable**, adoptée par l'assemblée nationale.

La consultation

Pendant plus de 30 mois, le promoteur a multiplié les rencontres. Quelques-unes avec les citoyens, (juillet 2004 à Lévis et Beaumont, février 2005 Lévis, St-Romuald et Charny) la majorité du temps avec des élus et les chambres de commerce de la région. Lors des rencontres publiques, le promoteur a pris soin d'exercer un certain contrôle de la période de questions en choisissant de diriger le micro vers certaines mains levées. Des hôtesses devant présenter le micro selon les directives du promoteur, « animateur ».

La seule consultation véritable concernant le projet Rabaska fut le référendum tenu à Beaumont le 5 décembre 2004. L'initiateur du projet a beau dire que les gens de Beaumont n'ont pas voté sur le véritable projet de port méthanier mais sur un concept qui n'était pas à maturité; pourtant, Gaz Métro, un partenaire dans Rabaska a fourni \$52,500 pour qu'un comité aviseur, indépendant du conseil municipal de Beaumont, fasse une recommandation concernant l'acceptation ou non d'un tel projet, à l'ouest de Beaumont. Le promoteur était présent, le 16 novembre 2004, lors de la présentation publique des résultats de cette analyse qui recommandait unaniment, à la population de Beaumont, le rejet de ce projet. Le référendum tenu dans les semaines qui suivirent confirmèrent le rejet de ce projet. (70% de la population de Beaumont a utilisé son droit de vote, et le projet fut rejeté à 72%, ce qui constitue une majorité absolue)

Un référendum devait se tenir à Lévis. Une demande au directeur des élections fut faite pour l'organisation et le financement du processus. Une fin de non recevoir de la part du directeur des élections enterra définitivement cette consultation.

Jamais les familles résidant dans le secteur le plus immédiatement touché par le projet ne furent directement consultées. Ni le promoteur, ni la Ville de Lévis n'ont accordé une attention particulière à ces gens. Il n'y a pas de qualificatifs assez puissants pour décrire une négligence aussi grossière. Il n'y a que la Santé Publique de Québec et Chaudière Appalaches qui ont démontré une certaine empathie envers ces gens, en expliquant devant la Commission les résultats d'un sondage ciblé sur les effets psychosociaux du projet. Les sondages de Rabaska ne sont pas des consultations; ils

servent d'instruments promotionnels et évitent surtout de cibler les citoyens les plus touchés.

La présentation des mémoires devant le BAPE demeure une forme de consultation; cependant, les citoyens les plus directement touchés se sentent délaissés, sans soutien de leur municipalité, souvent démunis, bousculés entre les prétentions d'un promoteur et négligés par tous les niveaux de gouvernements. C'est pour eux que je rédige ce mémoire. N'ayant aucun intérêt dans la réalisation éventuelle de Rabaska, ce mémoire n'en est pas un de complaisance. Demeurant à environ 8km du site éventuel, je ne suis pas directement touché par ce projet; mais j'estime de mon devoir de citoyen de signaler à la Commission les multiples failles de l'étude d'impact et les ambiguïtés du discours tenu par le promoteur.

Information et désinformation du public

Comme les informations véhiculées par le promoteur se retrouvent dans les diverses publications distribuées, j'aimerais ici souligner certains oublis et attirer votre attention sur d'autres informations qui s'écartent de la réalité.

Le promoteur mentionne souvent dans ses publications que le GNL n'est pas sous pression. C'est un peu vrai mais c'est peut être aussi relativement faux. Les conduites cryogéniques qui font deux fois 1,3 km contiennent un volume appréciable de GNL continuellement sous pression. Des pompes de surpression sont installées au bas de la falaise et doivent pousser le GNL à des pressions considérables lors de la vidange du méthanier. Ces pressions sont telles que la friction crée un réchauffement du GNL qui dépassera son point d'ébullition dans la ligne cryogénique.

« Cinq pompes de surpression situées sur les installations riveraines. Ces pompes de surpression sont nécessaires en raison de l'élévation significative des réservoirs au-dessus de la jetée.

• l'absorption de chaleur au passage dans les pompes de surpression;

***Provoque une ébullition** à la surface du liquide dans les réservoirs, produisant ainsi du gaz d'évaporation en quantité plus ou moins importante et donc des variations de la pression interne des réservoirs ».*

EIR Tome 3, volume1, chapitre4, Page 37, 48 et 49

Lors de la vaporisation du GNL, d'autres pompes de surpression seront continuellement en fonction pour compresser le GNL avant de le réchauffer pour lui redonner sa forme gazeuse. En fait, il y a beaucoup de pompes et beaucoup de surpression un peu partout sur le terminal et dans les réservoirs. Comme ce liquide a un point d'ébullition de -162,5°C, le GNL étant conservé tout juste à sa phase d'équilibre, il est possible que dans diverses conditions, qu'il se mette spontanément à bouillir, ce qui peut créer des surpressions pouvant faire éclater le réservoir interne et même soulever le toit du réservoir extérieur. En fait, on ne parle jamais, dans les rencontres publiques, du point d'ébullition du GNL qui est voisin de la température d'entreposage, dans certains circuits, elle peut même dépasser celle-ci de 7 à 10°C (Tome3, volume1, chapitre4, page51).

Lorsque le promoteur, dans son montage vidéo promotionnel, renverse du GNL dans un plat de terre; il dit que le GNL se vaporise simplement et qu'il ne reste aucune pollution. Est-ce que l'on a omis quelque chose? Oui, le méthane se vaporisant dans l'air ambiant est 21 fois plus puissant comme gaz à effet de serre que le CO₂. Dans ce même document, une cigarette est éteinte dans un récipient devant contenir du GNL; est-ce que ce genre de comportement serait représentatif du type de personnel que Rabaska cherchera à engager pour surveiller ses opérations? Était-ce bien du GNL ou de l'azote liquide?

Le promoteur considère le GNL comme non toxique. Le Petit Robert définit le terme toxique comme suit : « Se dit d'une **substance nocive pour les organismes vivants** » Comme aucun être vivant ne peut supporter des températures cryogéniques, tout être vivant venant en contact avec le GNL sera irrémédiablement brûlé par le froid ou tué sur le coup. Le GNL est donc pour le moins nocif et même mortel, le terme toxique lui convient donc parfaitement. S'il était aussi peu toxique qu'on le dit, le promoteur accepterait-il d'en boire un verre?

Un peu partout, des réservoirs du méthanier, sur les conduites cryogéniques, sur les réservoirs terrestres il y a des vannes de sécurité pouvant évacuer du méthane directement dans l'air, en cas de surpressions. Tous ces lieux de fuite de méthane causent une pollution non négligeable. De plus, en cas de difficulté du méthanier, il existe un scénario de déversement en mer du GNL afin d'alléger le navire de sa cargaison. Comme le GNL est du méthane liquide, il s'en suivrait une pollution majeure. Le gaz naturel ne peut généralement servir qu'à être brûlé, le projet Rabaska, dans l'ensemble de la chaîne de GNL, sera irrémédiablement source de 10,166,000 tonnes éq.CO₂ annuellement. Pourtant l'initiateur du projet affirme dans son étude d'impact, sans aucune preuve, contribuer minimalement à atteindre les objectifs du Protocole de Kyoto. Pour sa part, le gouvernement fédéral classe une entreprise comme Rabaska dans les grands émetteurs de GES. Ceci ne se retrouvait pas dans sa publicité.

« Le plan fédéral comporte une vaste panoplie de mesures touchant pratiquement tous les secteurs de l'économie, dont les grandes industries. Certaines mesures prévues ont déjà été mises en œuvre, d'autres sont en cours d'élaboration. Selon la définition proposée, le projet Rabaska serait considéré comme un « grand émetteur final ».

EIR Tome 3, volume1, chapitre6, Page 64

De plus, nous discuterons plus loin dans ce document que **la réduction de 220,000 téq.CO₂ par an**; correspondant au « bilan » des effets du projet Rabaska sur les gaz à effet de serre **est mensongère**. (donnée apparaissant à la colonne Monde)

Nulle part dans les documents promotionnels de Rabaska il est mentionné que le Gaz naturel de l'Ouest Canadien est de 8.5% moins source de pollution que le gaz de Rabaska qui a dû subir les étapes de la liquéfaction, du transport par méthanier et de la regazéification.

« On constate que sur l'ensemble de la chaîne, les émissions spécifiques du GNL sont supérieures d'environ 8,5 % à celles du gaz de l'Alberta »

EIR Tome 3, volume1, chapitre6, Page 16

Le promoteur a souvent répété que 100% du gaz de Rabaska serait vendu au Québec et en Ontario. Je comprends que le bureau des ventes doit être au Québec; mais que les clients peuvent être n'importe où en Amérique. Le traité de l'ALENA, s'appliquant à

l'énergie, oblige l'ouverture des marchés. Comme l'étude d'impact nous présente une utilisation finale du gaz de Rabaska, produisant des GES surtout du côté des États-Unis, il est difficile de soutenir que le gaz n'y arrive pas. On entretient donc la confusion au lieu de clarifier la situation.

L'initiateur du projet voit son gaz être utilisé pour remplacer du mazout, ainsi, contribuer à une réduction des gaz à effet de serre. L'arrivée du GNL devant contribuer à une baisse des prix du gaz favoriserait cette substitution. L'étude d'impact nous présente une autre image :

« Il en ressort surtout que l'équilibre entre l'offre et la demande de gaz naturel demeure serré et que les prix du gaz naturel demeurent relativement élevés dans le temps, comparativement aux prix des années 1990. La demande nord-américaine de gaz naturel continue de croître, soutenue par une hausse robuste de la consommation de gaz aux fins de la production de l'électricité nécessaire à la satisfaction des besoins croissants »

EIR Annexe G page 65

« Or l'étude de EEA et celles de tous les principaux organismes qui font des prévisions sur l'évolution des marchés du gaz naturel notent que l'écart entre la production conventionnelle de gaz de source nord-américaine et les besoins continuera de croître, de sorte qu'un scénario de surabondance prolongée du gaz naturel et de baisse importante et soutenue des prix est pratiquement exclu, que le projet Rabaska soit réalisé ou pas. »

EIR Tome3, volume1, chapitre6, page 21

« Quand les prix du gaz montent, la production électrique au gaz peut diminuer s'il y a en disponibilité une capacité supplémentaire de production non alimentée au gaz. Malheureusement, dans la plupart des conditions du marché, la capacité de production au gaz génère une production sur une base marginale. Elle n'est mise en fonction qu'une fois que pratiquement toutes les autres sources sont utilisées ».

EIR Annexe G page 33

La magie de la substitution du mazout et gaz à effet de serre

*« Le calcul des émissions de GES du terminal et des émissions amont et aval ne permet pas, à lui seul, de déterminer quelle sera la contribution du projet aux émissions anthropiques totales de GES. En effet, cette contribution est mesurée par la différence entre les émissions qui seraient observées à l'avenir avec le projet et les émissions qui seraient observées à l'avenir sans le projet, **en supposant** que toutes les autres conditions (croissance démographique, politiques énergétiques, etc.) restent identiques. Il s'agit donc de tenir compte des émissions directes du projet, des émissions évitées grâce à l'utilisation de gaz naturel à la place de combustibles plus émetteurs et des émissions indirectes, c'est-à-dire des émissions **qui proviendront d'une utilisation accrue du gaz** en raison de sa meilleure disponibilité et d'un prix plus compétitif. »*

Tome 3, volume 1, chapitre 6, page 18

Supposons la même chose, mais sans Rabaska. Nous supposons donc que la substitution du mazout se ferait de la même façon, dans les mêmes lieux, mais avec du gaz naturel en provenance de l'ouest Canadien. Comme ce gaz naturel n'a pas été liquéfié, transporté par méthanier et regazéifié; il s'en suivrait, qu'au niveau environnemental, un gain de 8,5% de réduction des gaz à effet de serre en utilisant le gaz Albertain. Ce qui veut dire clairement que l'environnement serait mieux protégé en utilisant simplement le gaz Albertain au lieu du gaz de Rabaska.

Note : (Gaz Métro **pouvait** et **pourrait** toujours faire cette substitution sans GNL, pourquoi serait-ce davantage possible avec le GNL que maintenant?)

« On constate que sur l'ensemble de la chaîne, les émissions spécifiques du GNL sont supérieures d'environ 8,5 % à celles du gaz de l'Alberta »

EIR Tome 3, volume 1, chapitre 6, page 16

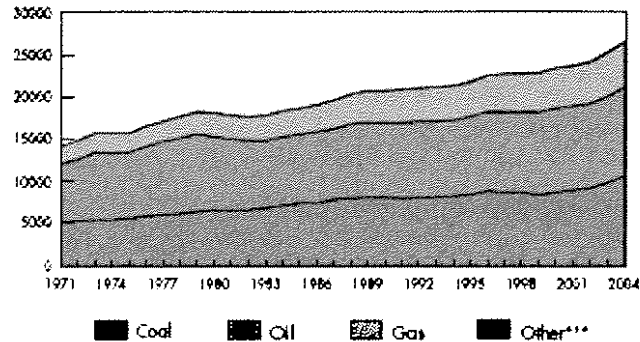
*« **Bien qu'ils n'aient pas simulé les phénomènes de substitution** du gaz naturel par d'autres combustibles, les spécialistes (???) de EEA estiment que **80 à 100 %** de la demande additionnelle engendrée par Rabaska devraient provenir du remplacement de combustibles plus émetteurs, surtout du mazout » (Les ??? sont de moi!)*

EIR Tome 3, volume 1, chapitre 6, page 20

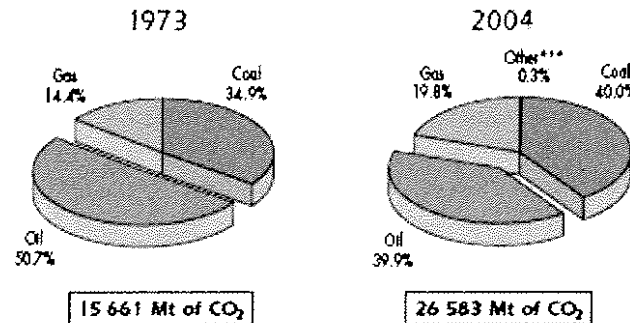
Donc, toute l'argumentation de Rabaska concernant la production de gaz à effet de serre, repose sur des suppositions. Les tendances du marché du gaz naturel et du mazout ne correspondent pas à la vision de Rabaska.

CO₂ Emissions by Fuel

Evolution from 1971 to 2004 of World* CO₂ Emissions** by Fuel (Mt of CO₂)



1973 and 2004 Fuel Shares of CO₂ Emissions**



* World includes international aviation and international marine bunkers.
 ** Calculated using IEA's Energy Balance Tables and the Revised 1996 IPCC Guidelines. CO₂ emissions are from fuel combustion only. *** Other includes industrial waste and non-renewable municipal waste.

IEA Key world energy statistics 2006 page 44

Les données concernant les émissions de CO₂ provenant de la combustion du mazout (fuel combustion only) passent de 50,7% de 15,661 MtCO₂ = 7,940 MtCO₂ à 39,9% de 26,583 MtCO₂ = 10,606 MtCO₂

Ceci confirme une augmentation significative de l'utilisation du mazout entre 1971 et 2004. Dans le même temps, l'utilisation du gaz augmente en pourcentage et en volume, ce qui indique que la substitution (diminution d'utilisation) du mazout par du gaz naturel que Rabaska souhaiterait, ne correspond pas à la tendance mondiale.

« Cette opinion est confortée par les observations antérieures de Gaz Métro qui montrent que les utilisateurs industriels de gaz naturel ont tendance à passer du gaz naturel au mazout lorsque le prix du gaz augmente »

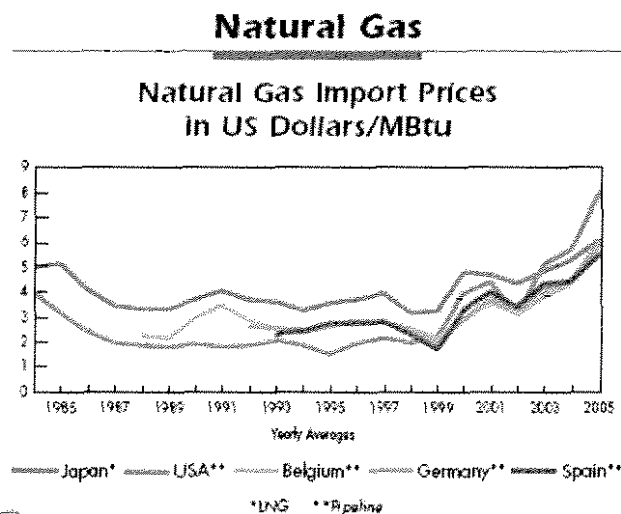
EIR Tome 3, volume 1, chapitre 6, page 20

Fait surprenant, même Rabaska, dans sa propre étude d'impact, semble d'accord avec l'opinion contraire. (On n'est pas à une contradiction près!)

S'il devait y avoir substitution du mazout par du gaz naturel, ce serait probablement que des règles environnementales imposent des contraintes ou que les prix du mazout surpassent les prix du gaz. Or dans un libre marché, tous les vendeurs de gaz naturel pourraient profiter de cette substitution en proportion de leur part de marché. Rabaska dessert environ 13,4% du marché du Québec et de l'Ontario, l'on pourrait donc supposer qu'une portion équivalente du gaz mis en marché par Rabaska pourrait servir à la substitution d'un certain volume de mazout. Comme le gaz du BSSO continuerait de fournir 86,6% de ce même marché, ce gaz pourrait lui aussi entrer dans le processus de substitution. (Aux États-Unis, la proportion du marché de Rabaska serait beaucoup plus réduite, mais le même raisonnement s'impose).

Qu'il y ait théoriquement une demande additionnelle de gaz engendrée par l'importation de GNL soit. S'il devait y avoir en plus substitution du mazout par du gaz naturel, il est nettement exagéré de considérer que **80 à 100 %** du gaz de Rabaska serait utilisé pour réaliser cette substitution. S'il devait y avoir moins de gaz à effet de serre de produit, chacun des vendeurs de gaz y aurait contribué; Rabaska ne peut donc s'arroger tous les bénéfices environnementaux, s'il devait y en avoir.

Analysons maintenant plus en détail la dynamique des prix du gaz naturel qui pourraient potentiellement baisser avec la venue de Rabaska.



IEA Key world energy statistics 2006 page 41

Le Japon étant exclusivement approvisionné en GNL, il est intéressant de constater que lorsque se présente une montée du prix du gaz naturel aux États-Unis, fin 2002, le GNL devient soudainement plus abordable; d'où cette frénésie pour les terminaux méthaniers en Amérique. Cependant, les prix du gaz naturel demeurant élevés, la substitution du mazout par du gaz naturel risque de ne pas avoir lieu.

De plus, le mazout domestique se vend (en 2006) au Canada, 0,81cent le litre et aux États-Unis il se vend 0,66 cent le litre. La substitution du mazout serait donc plus difficile à réaliser aux États-Unis qu'au Canada. Comme Rabaska entrevoit que la majorité de cette substitution se ferait aux États-Unis, cela me semble difficilement réalisable.

Et comme si ce n'était pas assez, le prix du gaz-naturel pour usage domestique est plus élevé aux États-Unis 487.47\$US pour 10⁷kcalGCV comparé à 395.18 \$US pour 10⁷kcalGCV pour le Canada. Comme Rabaska entrevoit que la majorité de cette substitution se ferait aux États-Unis, cela me semble totalement irréalisable.

IEA Key world energy statistics 2006 page 42-43 (annexe 2 et 3 du présent document)

Comme aucun contrat ou entente explicite entre le promoteur et des utilisateurs de mazout ne vient confirmer la possibilité de substitution du mazout par du gaz, les spéculations du promoteur sont non fondées.

De plus, il n'y a aucune politique environnementale, ni au Québec, ni en Ontario et ni aux États-Unis pouvant contraindre les utilisateurs de mazout à se tourner vers le gaz, les spéculations du promoteur ne valent guerre plus que des vœux pieux.

Pour les prix du gaz, laissons le promoteur commenter lui-même.

*« En effet, les récents développements dans les technologies de liquéfaction, de transport et de regazéification ont abaissé les coûts des infrastructures propres à cette technologie. Ce facteur, combiné à l'augmentation du prix du gaz naturel sur les marchés nord-américains a rendu cette solution **prometteuse** »*

EIR Tome2, chapitre2, page 54

*« La croissance de l'utilisation du gaz en Amérique du Nord se produit dans un contexte où l'offre de gaz peine à suivre la demande, de sorte que **les prix restent relativement élevés**. »*
Tome3, volume1, chapitre6, page 19

*« Cette **baisse de prix** se fera sentir surtout chez les utilisateurs de gaz du Québec et de l'est de l'Ontario, mais elle se répercutera sur tous les marchés du Canada et des États-Unis (voir tome 2, chapitre 2). Cependant, malgré cette baisse du prix du gaz de l'ordre de 0,46 \$/MMBTU (en \$ CA de 2004) au Québec et dans l'est de l'Ontario, **les prix devraient rester relativement élevés** (7,69 \$ CA par MMBTU au Henri Hub). »*

EIR Tome3, volume1, chapitre6, page 19

*« Il est donc peu probable que **de modestes variations du prix** du gaz naturel comme celles qui distinguent un scénario avec le projet Rabaska d'un scénario sans celui-ci aient un effet significatif »*

EIR Tome3, volume1, chapitre6, page 21

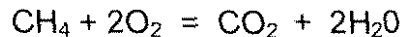
*« Or l'étude de EEA et celles de tous les principaux organismes qui font des prévisions sur l'évolution des marchés du gaz naturel notent que l'écart entre la production conventionnelle de gaz de source nord-américaine et les besoins continuera de croître, de sorte qu'un scénario de surabondance prolongée du gaz naturel et **de baisse importante et soutenue des prix est pratiquement exclu, que le projet Rabaska soit réalisé ou pas**. »*

EIR Tome3, volume1, chapitre6, page 21

En fait, la technologie du GNL se compare à celle de l'exploitation des sables bitumineux, elle n'est rentable que si les prix du gaz sont élevés. C'est donc dans un contexte de prix élevés du gaz naturel que la magie de la substitution devrait s'opérer, les performances sur papier seraient étonnantes....

Les gaz à effet de serre

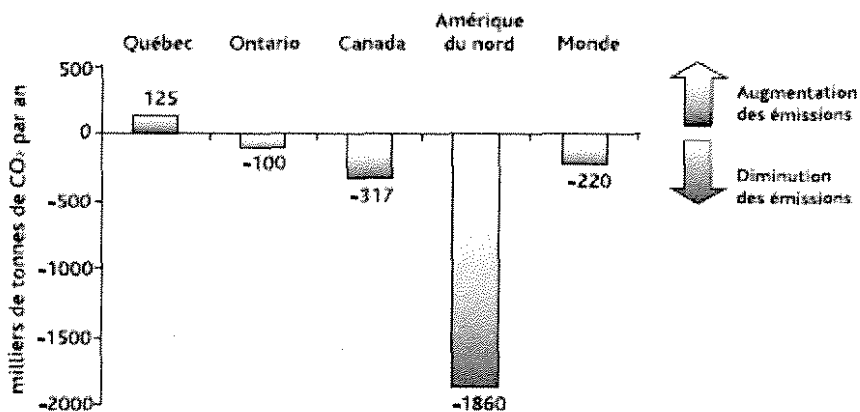
Un terminal méthanier comme celui de Rabaska, si l'on considère le cycle complet du GNL jusqu'à son usage final, produire une flamme, produira environ 10,166,000 de tonnes de CO₂, qui est un gaz à effet de serre.



Rien ne se perd, rien ne se crée dans une réaction chimique.

Inéluctablement, il y aura environ 10,166,000 de tonnes de CO₂ produit annuellement par la combustion du méthane, peu importe que ce gaz naturel soit substitué à un autre produit pétrolier. Il est faux de prétendre que la combustion de ce gaz produira un effet bénéfique sur l'environnement en général. Dans un tableau publié dans son résumé de l'étude d'impact, le promoteur fait un bilan des émissions de gaz à effet de serre qui laisse croire que les 10,166,000 de tonnes de CO₂ ont disparues, remplacées par une réduction globale des GES particulièrement évidente en Amérique du Nord mais et un peu moins évidente si l'on considère la planète Voici ce tableau :

Bilan des effets du projet sur les émissions de GES



À partir des données de Energy and Environmental Analysis

Source : Aperçu de l'Étude d'impact préliminaire sur l'environnement, page 24
Distribué à Lévis, Beaumont et l'Île d'Orléans

« Le terminal méthanier Rabaska **contribuera** aux efforts consentis par les gouvernements du Québec, de l'Ontario et du Canada **pour réduire les émissions de GES** dans l'atmosphère et ainsi respecter les objectifs qu'ils se sont fixés dans le cadre du Protocole de Kyoto, **tel que le démontre le graphique** ». qui précède
(Ce texte précédait le graphique dans la publication originale)

J'aimerais porter attention sur le contenu du tableau renfermant les données qui ont servi de base à la construction du graphique précédent, et faire ressortir des lacunes

majeures de ce dernier. **Comme ces données ont été publicisées** dans le résumé de l'étude d'impact préliminaire distribué dans la région, comme ces **données furent défendues par le promoteur** lors des audiences du BAPE, comme j'estime y avoir décelé des erreurs grossières; j'aimerais que la Commission prenne le temps de s'y arrêter. Le tableau 6,5 , Tome 3, volume1, chapitre6, page 22 qui a servi à construire ce graphique est présenté à la page suivante.

À ma première lecture, j'avoue n'avoir rien compris de la démarche du promoteur pour construire ce tableau. Une chose a attiré mon attention, c'est le fait que les données concernant le Canada et les États-Unis soient cumulées. Il est pour le moins étrange à devoir réaliser des soustractions pour connaître la part des États-Unis, le principal client! Une autre donnée qui ne sert à rien dans la discussion , mais qui fait partie du tableau : Le '**Reste**' du Canada me laissait songeur! Le bilan de – 1 860 000 tonnes équivalent CO₂ eut le même effet.

Lors de la lecture de l'Aperçu de l'étude d'impact préliminaire sur l'environnement; j'ai réalisé que le **tableau 6,5** avait servi à élaborer le graphique dont il est question ici. Dans les pages qui suivent, je me propose de faire une analyse plus détaillée de ce tableau. Si la lecture est ardue, soyez charitable, il est difficile d'expliquer ce qui est inconcevable. J'ai dû relire plusieurs fois des portions de l'étude d'impact pour en arriver à voir clair dans ce brouillard de données.

La première énigme repose dans le discours du promoteur qui dit vendre 100% de son gaz au Québec et en Ontario mais qui présente dans ce tableau des gaz à effet de serre qui seront distribués dans tout le Canada et abondamment du côté des États-Unis. Cherchez l'erreur?

Une seconde énigme est : qu'entre le tableau des données et le graphique produit dans « l'Aperçu de l'étude d'impact préliminaire sur l'environnement », le **reste** du Canada disparaît, on n'utilise plus le mot **États-Unis** et Canada mais **Amérique du Nord**, et une colonne nouvelle (**monde**) apparaît sur le graphique, sans qu'aucune donnée ne soit présente dans le tableau?

En réalisant des calculs, avec des données de l'étude d'impact du promoteur, je n'obtiens pas les mêmes résultats que ceux publiés dans « l'Aperçu de l'étude d'impact préliminaire sur l'environnement ».

Note : J'utilise les chiffres du promoteur pour les fins d'une première analyse, sans admettre que ces chiffres soient justes.

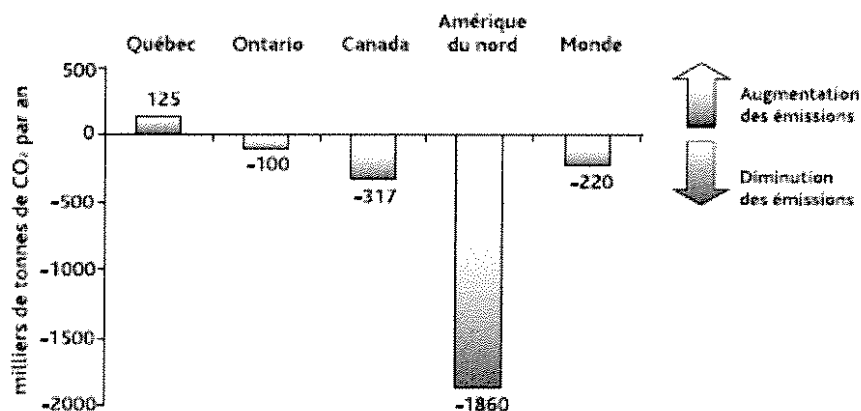
Voici le tableau des données en question.

Tableau 6.5 Effets de la réalisation du projet Rabaska sur les émissions de GES

(Moyennes pour la période 2010-2025, t éq. CO ₂ par an) ⁽¹⁾					
Source des émissions	Québec	Ontario	Reste du Canada	Canada	États-Unis et Canada
Terminal méthanier	146 000	0	0	146 000	146 000
Consommation gaz des utilisateurs	235 000	775 000	614 000	1 624 000	7 666 000
Réseaux de gazoducs ⁽²⁾	- 109 000	- 177 000	Négligeable	- 286 000	- 545 000
Production du gaz naturel	0	0	- 28 000	- 28 000	- 145 600 ⁽⁴⁾
Utilisation du mazout ⁽³⁾	- 147 000	- 698 000	- 717 000	- 1 562 000	- 8 314 000
Production, transport et distribution du mazout ⁽³⁾	0	0	- 211 000	- 211 000	- 667 000
Bilan	125 000	- 100 000	- 342 000	- 317 000	- 1 860 000

EIR Tome 3, volume1, chapitre6, page 22

Bilan des effets du projet sur les émissions de GES



À partir des données de Energy and Environmental Analysis

Le Reste du Canada a disparu

Une colonne monde apparaît

États-Unis et Canada devient **Amérique du Nord**.

La colonne monde devient nécessaire car, dans la chaîne de GNL, la production, la liquéfaction, le transport par méthanier, la regazéification sont source de gaz à effet de serre. Pour le projet Rabaska, le total de ces GES en amont font 2,500,000 t.éqCO₂/an

Mais comment peut-on obtenir de tels résultats?
Reprenons le tableau 6,5 pour en faire une dissection...

Mémoire présenté au BAPE concernant l'implantation du terminal méthanier Rabaska

(Moyennes pour la période 2010-2025, t éq. CO ₂ par an) ⁽¹⁾					
Source des émissions	Québec	Ontario	Reste du Canada	Canada	États-Unis et Canada
Terminal méthanier	146 000	0	0	146 000	146 000
Consommation gaz des utilisateurs	235 000	775 000	614 000	1 624 000	7 666 000
GES Total	381 000	775 000		1 770 000	7 812 000

Le résultat Reste du Canada n'est pas utile, étant inclus dans Canada. Ces totaux correspondent au total des GES de Rabaska, selon la distribution qu'en fait le promoteur. Le dernier total correspond à l'Amérique du Nord. (États-Unis et Canada)

À ce total, il faudrait ajouter les GES produits en amont pour avoir un portrait de l'ensemble des gaz à effet de serre totaux. La chaîne GNL, pour le projet Rabaska, demande la production, la liquéfaction, le transport par méthanier, la regazéification du GNL, occasionnant un total de 2,500,000t éq CO₂/an de gaz à effet de serre.

(Comme la regazéification du GNL est déjà mentionné dans le tableau, comme l'on ne doit pas la comptabiliser deux fois, il faut donc retrancher 146 000t au 2 500 000t = 2 354 000t)

Le bilan total de GES de Rabaska serait donc

$$7\ 812\ 000 \text{ (États-Unis et Canada)} + 2\ 354\ 000 \text{ (en amont)} = 10\ 166\ 000 \text{ t.éq CO}_2\text{/an}$$

Malgré toutes les formes de substitutions imaginables, cette pollution va rester, on ne peut la soustraire, elle est là, et elle restera là car le gaz naturel est brûlé. **Mais!**

Dans sa grande sagesse, Rabaska aimerait pouvoir respecter le Protocole de Kyoto. Si le gaz naturel remplaçait du mazout, il y aurait moins de pollution. Le promoteur ne se satisfait pas de ça, il lui faut un bilan positif... Alors commence un étrange processus de **soustractions**. (et non de substitution)

Réseaux de gazoducs ⁽²⁾	- 109 000	- 177 000	Négligeable	- 286 000	- 545 000
Production du gaz naturel	0	0	- 28 000	- 28 000	- 145 600 ⁽⁴⁾
Utilisation du mazout ⁽³⁾	- 147 000	- 698 000	- 717 000	- 1 562 000	- 8 314 000
Production, transport et distribution du mazout ⁽³⁾	0	0	- 211 000	- 211 000	- 667 000
Soustractions :	- 256 000	- 875 000		- 2 087 000	- 9 671 000

Bilan GES (promoteur)	+ 125 000	- 100 000		- 317 000	- 1 860 000
------------------------------	------------------	------------------	--	------------------	--------------------

Résultats publiés dans « l'Aperçu de l'étude d'impact préliminaire sur l'environnement ».

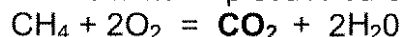
Pour faire apparaître la colonne monde le promoteur **aurait dû** soustraire 9 671 000 t éq CO₂/an à 10 166 000 t éq CO₂/an

Il aurait obtenu = **+ 495 000 t éq CO₂/an** pour la colonne monde

et non - 220,000 t éq CO₂/an comme présenté dans le graphique publié dans « l'Aperçu de l'étude d'impact préliminaire sur l'environnement ». D'où vient ce -220,000? ?

Avec les propres chiffres de l'étude d'impact, **le bilan du promoteur est donc faux.**

Comment peut-on s'empêtrer aussi inutilement dans de tels calculs, quand un vendeur de gaz, un tant soi peu allumé, sait qu'une règle des plus simples de la chimie confirme, hors de tout doute, que brûler du méthane va produire du CO₂



Inéluctablement, il y aura environ 10,166,000 t éq CO₂ produit annuellement dans la chaîne du GNL, peu importe que ce gaz naturel soit substitué ou non à un autre produit pétrolier, peu importe son prix. Même le gouvernement fédéral est d'accord avec ça et mention en est fait dans l'étude d'impact.

« Le plan fédéral comporte une vaste panoplie de mesures touchant pratiquement tous les secteurs de l'économie, dont les grandes industries. Certaines mesures prévues ont déjà été mises en œuvre, d'autres sont en cours d'élaboration. Selon la définition proposée, le projet Rabaska serait considéré comme un « grand émetteur final ».

Tome3,volume1,chapitre6,page64

Difficile de suivre le promoteur dans sa 'logique' rattachée à certaines données du tableau 6,5 décrit précédemment. Analysons quelques chiffres.

Si l'on tient compte de la distribution des gaz à effet de serre; le Québec brûlerait 4,8% du gaz de Rabaska (381ktGES/ 7812ktGES), l'Ontario 9,9% (775/7812) et les États-Unis 79% (6178/7812) Si seulement 14,7% du gaz de Rabaska est brûlé au Québec et en Ontario, et que 79% est brûlé aux États-Unis; sachant que si les molécules de méthane demeurent au Canada, elles brûleront inévitablement au Canada; cherchez l'erreur? Ou les données sont fausses, ou elles sont fictives. De même pour le discours du promoteur, ou le gaz sera vendu en bonne partie à des clients des États-Unis ou les données concernant la substitution du mazout sont fausses; peu importe, continuons l'analyse.

Le gaz de Rabaska devrait déplacer le gaz en provenance de l'Alberta. Vu la demande croissante du gaz naturel, dans un contexte où la production ne peut suffire à la demande, selon le promoteur, le gaz déplacé devrait trouver preneur assez facilement. S'il ne devait pas en être le cas, il serait bien inutile de construire des ports méthaniers pour importer du gaz. Or, tout ce gaz déplacé sera nécessairement pompé pour se rendre sur les marchés; et il en est de même du gaz de Rabaska. Le promoteur présente dans son tableau des économies substantielles réalisées dans les stations de pompage autant au Canada qu'aux États-Unis soit - 545,000 t éq. CO₂ par an. Il ajoute cependant ne pas trop savoir où se feront ces gains. Comme il est facile de calculer les volumes et des débits des pompes, je mets en doute de telles économies dans un marché serré et compétitif, où la demande a peine à suivre l'offre; toujours selon le promoteur.

*« La réduction des émissions aux États-Unis reflète le fait que le projet Rabaska entraînera une **augmentation des exportations de gaz du BSOC** (de l'ordre de 189 PJ/an) »* EIR Tome3, Volume1, Chapitre6, Page 23

Le -545,000 t éq. CO₂ par an serait-elle une donnée fictive qui ne s'appuie sur rien de bien concret et contraire à la tendance des marchés?

Sous l'item production du Gaz naturel, le promoteur semble recevoir lui aussi son gaz naturel par internet, (pour paraphraser la remarque faite par monsieur Kelly à madame Lise Thibault devant les audiences du BAPE). Le Gaz naturel n'est peut-être pas produit au Québec, mais il arrive avec une hypothèque environnementale qui, après les processus

de regazéification donnera un total de **2,500,000 t éq. CO₂ par an**. (Cette donnée n'est nulle part dans le tableau). Pourtant, lorsque l'on utilise les données du tableau pour construire le graphique, pour évaluer la section Monde cette donnée devrait y être incluse.

« les émissions reliées à la production, au traitement, à la liquéfaction et au transport maritime du GNL qui sera livré à Rabaska. Ces émissions sont de l'ordre de 2,5 Mt éq. CO₂ par an ».

EIR Tome3, Volume1, Chapitre6, Page 25

En plus, si Rabaska se réalise, le promoteur indique une baisse de la production de gaz naturel dans l'ouest Canadien et aux États-Unis. Vu la même logique de demande croissante du gaz naturel, dans un contexte où la production ne peut suffire à la demande, selon le promoteur, les compagnies productrices de gaz naturel ne devraient pas réduire significativement leur production à cause de l'arrivée de Rabaska dans le marché. Leurs infrastructures, déjà amorties au fil des ans, leur donnent un avantage certain sur ces nouveaux venus sur le marché, lourdement hypothéqués par l'aménagement de terminaux méthaniers et la construction de navires très coûteux. Le **-145,600 t éq. CO₂ par an, faisant suite à une réduction de production** de gaz naturel et même à une **diminution des importations de GNL** aux États-Unis est une donnée peu réaliste qui ne s'appuie sur rien de concret et contraire à la tendance des marchés qui incitent actuellement aux importations de GNL.

« (4) La diminution de production de gaz naturel qui se produirait aux États-Unis si le projet Rabaska est réalisé est estimée à 21 Gpi3 par an, qui correspondent à un scénario dans lequel la différence entre l'augmentation de consommation en Amérique du Nord due à la réalisation du projet Rabaska (130,5 Gpi3) et la quantité de gaz fournie par Rabaska (182,5 Gpi3), soit 52 Gpi3 est considérée comme provenant à 50% d'une diminution des importations de GNL et à 50% d'une diminution de la production. »

EIR Tome 3, volume1, chapitre6, page 22

Peut-être se contredit-il lui-même dans une autre partie de son étude d'impact?

« Rabaska, toutefois, ne devrait avoir qu'un impact minimal sur la production de gaz naturel dans le BSOC ». EIG Annexe G page 85

Enfin, pour la production, le transport et la distribution du mazout, les **deux 0** pour le Québec et l'Ontario, sur les lieux même où Rabaska devrait vendre son gaz manquent de sérieux. Ultramar, vient d'investir des centaines de millions de dollars pour augmenter sa production de diésel et de mazout. Le 0 de Rabaska pour le Québec est comme une insulte au bon sens. Le **- 667,000 t éq. CO₂ par an** de réduction de GES découlant de la diminution de la production et distribution du mazout semble tiré par les cheveux. (Voir page 24 du présent document)

Si l'on devait tenir compte de la production d'électricité par le gaz naturel en le substituant à de l'hydro-électricité, comme le Québec l'a fait pour la centrale de Bécancour (2Mt éq CO₂/an) ; si la publicité de Gaz Métro incite de nouvelles constructions à opter pour le chauffage au gaz au lieu de l'hydro-électricité; si du gaz sert à produire de l'électricité et que cette électricité soit par la suite utilisée pour le chauffage; il y a 35% de perte en efficacité thermique en plus des GES formés. La production de gaz à effet de serre de ces scénarios, tout aussi plausibles que ceux de

Rabaska, annuleraient les gains qui pourraient être réalisés par une réelle substitution du mazout.

Et comme si ce n'était pas assez, le promoteur en rajoute.

« La réalisation du projet Rabaska entraînera donc une diminution nette des émissions à l'échelle mondiale de l'ordre de 220 000 Mt éq. CO2 par an si on la compare à un scénario sans terminal équivalent en Amérique du Nord. Cette diminution reflète le fait qu'en améliorant la disponibilité et en réduisant le coût du gaz naturel en Amérique du Nord, on réduit l'utilisation de combustibles plus émetteurs de GES et qu'au niveau mondial les réductions d'émissions ainsi obtenues font un peu plus que compenser les émissions de la chaîne GNL »

Tome 3, volume1, chapitre6, page 26

Le promoteur a vraiment des problèmes dans ses unités de mesure en plus d'avoir de sérieux problèmes de relecture de ses textes. Comment peut-on expliquer que la brochette de spécialistes de Rabaska, les chambres de commerce, les élus municipaux, les spécialistes de divers ministères n'aient rien vu?

220,000,000,000 tonnes éq. CO2 par an; c'est 1,000 fois la production annuelle de GES de l'Ontario, tous combustibles inclus.

Comme l'ensemble de ces données ont servi à faire de la propagande en exagérant, de façon grotesque, la propreté du gaz naturel par rapport au mazout, le BAPE devrait porter une attention toute particulière sur l'utilisation que le promoteur a faite de ces données. N'y a-t-il pas de la désinformation dans les affirmations du promoteur?

Il aurait été si facile de dire qu'utiliser le gaz naturel de l'Alberta ferait mieux.

Concernant les émissions de gaz à effet de serre tout le long de la chaîne de GNL le promoteur, dans son étude d'impact, se contredit lui-même.

« 2.4.4.4 Efficacité énergétique

L'autoconsommation énergétique de l'ensemble de la chaîne GNL a aussi remarquablement baissé. Alors qu'elle pouvait représenter en moyenne 15 à 20 % du gaz transitant par la chaîne GNL dans les années 60-70, et 12 à 15 % dans les années 1980, elle ne dépasse pas 8 à 10 % pour les projets les plus récents, engendrant une diminution des émissions atmosphériques et une réduction des coûts d'exploitation ».

EIR Tome 2, chapitre 2, page 35

Tableau 6.3 Comparaison des émissions de GES reliées au gaz naturel et au GNL pour la filière complète, de l'extraction à l'utilisation

Facteurs d'émissions basés sur le pouvoir calorifique supérieur du gaz (g éq. CO ₂ /MJ)			
Étape	Gaz du BSOC	GNL (origine : Études européennes; GNL de l'Afrique du Nord et du Moyen-Orient)	
		EC-JRC (2003)	GM (2002)
Production et traitement	5,2 ⁽¹⁾	3,0	2,9
Liquéfaction	NA	5,1	5,4
Transport	3,6 ⁽²⁾	5,0 ⁽³⁾	4,2 ⁽³⁾
Vaporisation au terminal ⁽⁴⁾	NA	0,8	0,8
Distribution ⁽⁵⁾	0,3	0,3	0,3
Sous total	9,1	14,2	13,6
Usage final ⁽⁶⁾	50,7	50,7	50,7
Total	59,7	64,9	64,2

⁽¹⁾ Calculé à partir d'un facteur de 0,198 t éq. CO₂ /1 000 m³ de gaz (Oil and Natural Gas Industry Foundation Paper, 1998).

⁽²⁾ Calculé à partir d'intensités d'émission respectives de GES en 2002 de 40 et 35 t éq. CO₂ /km-milliard de m³ pour des distances de 500 km et 3 500 km pour les réseaux albertain et transcanadien (TransCanada, 2003).

⁽³⁾ Pour une longueur moyenne du parcours aller-retour de 5 500 milles nautiques (10 200 km).

⁽⁴⁾ Estimation détaillée au chapitre 4.

⁽⁵⁾ Sur la base d'une intensité d'émission de 9,5 t éq. CO₂/millions de m³ livré en 2001-2002 (Gaz Métro, 2003).

⁽⁶⁾ Sur la base des facteurs d'émission utilisés par Environnement Canada (2004) pour dresser l'inventaire canadien de GES.

EIR Tome 3, volume 1, chapitre 6, page 17

Le tableau 6.3 nous présente l'ensemble des émissions de la chaîne de GNL, colonne du centre et celle de droite. (Pour mes calculs, je prends la colonne de droite)

Si, j'additionne, (colonne de droite) l'ensemble des émissions avant l'usage final, j'obtiens bien **13,6g.éqCO₂/MJ** mais 13,6 sur le total de **64,2g.éqCO₂/MJ** donne **21,2%**

Avant usage final du GNL, 21,2% du gaz naturel est donc dépensé afin de le rendre disponible sur le marché. L'étude d'impact n'est donc pas cohérente à ce sujet.

Comme la comparaison entre le mazout et le gaz issu du GNL est un élément clé de l'argumentaire de Rabaska, la première estimation se situant entre 8 et 10% est donc fausse. De plus, l'étude reconnaît que 2,5M t éq CO₂ est produit en amont sur un total de 10,6M t éq CO₂, ce qui fait environ 23,5%. J'ajouterais que l'utilisation de gazoducs désuets comme ceux que l'on peut retrouver en Sibérie qui peuvent perdre jusqu'à 20% du méthane qui y circule (21 fois plus polluant que le CO₂); ...il faut donc être prudent dans les comparaisons, les GNL ne sont pas tous équivalents.

La sécurité

Note

DET NORSKE VERITAS RAPPORT TECHNIQUE

Toute référence partielle au présent rapport susceptible de créer une fausse interprétation est interdite.

Afin d'éviter toute ambiguïté d'interprétation, une citation d'une partie du document (DET NORSKE VERITAS) ne doit servir qu'à référer le lecteur au document original entier.

*« Les risques ont été quantifiés selon deux indicateurs : le risque individuel et le risque collectif. Le risque individuel indique la probabilité de décès pour un individu situé en permanence à un certain emplacement et il est représenté par des iso courbes de risque à la section 8. Les risques inacceptables pour le public correspondent à une période de retour de 10 000 ans ou moins. **Les résultats indiquent qu'aucune résidence ou zone habitée en permanence n'est exposée à des risques inacceptables.***

*Le risque collectif est exprimé et calculé à l'aide de courbes F/N. Un point sur cette courbe indique la fréquence des accidents dont le total de décès excède un certain nombre. La courbe F/N, illustrée à la section 8, montre que le niveau de risque **se situe bien en dessous des critères de risque maximal acceptable pour la collectivité.***

L'impact des risques pour les infrastructures importantes et les éléments sensibles s'insère largement dans la plage acceptable, la période de retour étant au-delà de la limite de 10 000 ans. »

EIR DET NORSKE VERITAS RAPPORT TECHNIQUE Addenda F page 2

Je m'interroge sur le fait que des **conclusions** soit aussi étroitement reliées aux définitions du risque, en deuxième page de ce rapport, avant même l'introduction et avant que soit décrit la problématique du cas à étudier.

Étais-ce des **résultats attendus** ?

Est-ce normal de présenter des conclusions avant de situer la problématique?

Comme nulle part ailleurs dans le monde un méthanier devrait circuler sur un fleuve où la glace occupe environ 25% de l'année, l'analyse des conditions de glace sur le fleuve devrait donc occuper une place importante au niveau de la sécurité.

« Selon les données d'une station qui se trouve à proximité du site de la jetée, l'épaisseur moyenne et maximale de la glace à Lévis est estimée à respectivement 40 cm et 100 cm »

EIR DET NORSKE VERITAS RAPPORT TECHNIQUE Addenda F page 26

Je ne connais pas l'existence de cette station située à proximité du site. Comme il faut une étude au cas par cas, la comparaison avec le site d'Ultramar ne doit pas s'appliquer.

Si l'on considère les sources d'inflammation sur le site.

EIR DET NORSKE VERITAS RAPPORT TECHNIQUE Addenda F page 27

TABLEAU 6 - SOURCES D'INFLAMMATION AU TERMINAL RABASKA

Certains oublis me semblent non négligeables. Il fut démontré, lors des audiences du BAPE, suite à une question de monsieur Mathieu Boutin, que de minuscules arcs électriques se forment continuellement entre les isolateurs et les fils à haute tension qui sont des sources multiples d'ignitions permanentes. Pourtant l'étude technique ignore ce

fait. Si un nuage de méthane atteint les fils, quels sont les effets potentiels de ces flammes sur les fils eux-mêmes?

« 4.7. Effets dominos

Les accidents qui peuvent survenir au terminal Rabaska pourraient se propager à d'autres équipements ou d'autres installations industrielles. »

EIR DET NORSKE VERITAS RAPPORT TECHNIQUE Addenda F page 27

Un équipement qui me semble non négligeable et qui n'est pas mentionné est la présence de trois lignes à haute tension qui traversent le site de Rabaska. Ces mêmes lignes de transmission sont à leur tour, traversées par des lignes cryogéniques. Comme le principe de précaution devrait primer, lorsque nulle part dans le monde, l'on retrouve une situation comparable (glace, lignes à haute tension), faire une analyse de risque, en évacuant la réalisation de certaines expériences de terrain dans ces cas précis, est inacceptable.

La fermeture de route comme la 132, de l'autoroute Jean Lesage et même de la voie maritime auraient du faire partie de l'effet domino.

« Obstacles et dispersion sur le terrain

Le logiciel utilisé pour simuler la dispersion atmosphérique (PHAST) ne prend pas en compte l'effet des éléments du terrain, comme les collines, les bâtiments et les autres obstacles dans le calcul de la dispersion. Des outils de modélisation plus complexes (p. ex., outils de modélisation 3D) pourraient être utilisés afin de tenir compte de ces effets, mais cela n'a pas été possible dans cette étude.

Suppression provoquée par une explosion

On sait que le modèle d'estimation de la suppression provoquée par des explosions confinées qui est intégré au logiciel PHAST n'est pas très sophistiqué.

Classes de stabilité atmosphérique

Des classes typiques de stabilité atmosphérique en fonction de la vitesse du vent et du facteur jour/nuit ont été utilisées dans cette étude parce qu'aucune information précise n'était disponible. La modélisation des conséquences serait plus précise si ces classes de stabilité pouvaient s'appuyer sur des données locales. »

EIR DET NORSKE VERITAS RAPPORT TECHNIQUE Addenda F page 28-29

On a beau avoir des ordinateurs, d'en sortir des graphiques, si les données de base ne sont pas disponibles ou non fiables, car ne représentant pas la réalité, toute interprétation de tels calculs est vain et non crédible.

Le site est justement situé en bordure d'une falaise de plus de 50m, dans un lieu où il y a toujours du vent et, comme en bordure du fleuve les conditions atmosphériques sont souvent changeantes, il aurait été utile de considérer ces conditions particulières avant d'élaborer des mesures de risques.

La manipulation de substances comme le GNL, une substance qui produit inévitablement un gaz potentiellement explosif; le fait que le GNL peut, au contact de l'eau provoquer des explosions reliées au contraste thermique et au changement de phase; le fait que cette masse de liquide, conservé dans des réservoirs dans des conditions voisines de son point d'ébullition peut connaître des changements brusques et violents.....Tous ces faits devraient exiger des outils d'analyse performants et mentionner que les logiciels ayant servi à l'analyse ne sont pas très sophistiqués a de

quoi inquiéter, et même remettre en cause les conclusions de cette recherche sur la sécurité.

« Taille des vannes

Le diamètre interne des vannes de chaque segment a été estimé selon le diamètre de la conduite de chaque segment. »

EIR DET NORSKE VERITAS RAPPORT TECHNIQUE Addenda F page-29

Le gaz méthane pouvant s'échapper par de tels conduits étant particulièrement froid, il va s'en suivre une condensation provoquant nécessairement de la glace. Il se peut donc que le diamètre de l'ouverture soit plus petit, ce qui peut modifier considérablement les calculs. En a-t-on tenu compte?

« Transition rapide de phase

Il s'agit d'une transition de phase physique extrêmement rapide qui transforme le GNL liquide en vapeur, principalement parce qu'il est submergé dans l'eau. Cette transition peut provoquer de petites mais violentes explosions localisées, qui ne peuvent que provoquer de faibles surpressions à plus grande distance. La possibilité d'une transition rapide de phase (TRP) est limitée aux zones de mélange entre le GNL et l'eau. A notre avis, l'intensité de l'explosion serait de beaucoup inférieure à celle d'une détonation (qui implique des vitesses supersoniques) et l'explosion serait plutôt équivalente à une onde de pression limitée au maximum à la vitesse sonique. Une telle explosion n'a que peu de chances de causer des dommages aux grands éléments structurels d'un navire. Aucune modélisation spécifique de TRP n'a été menée étant donné la faible probabilité pour une TRP d'aggraver la situation à la suite d'un déversement important. »

EIR DET NORSKE VERITAS RAPPORT TECHNIQUE Addenda F page 31

Pourtant, l'acier de la coque d'un méthanier ne peut résister à des températures cryogéniques. De telles explosions se succèderaient en continu dans le cas d'un déversement incontrôlé, projetant du GNL sur la coque. Il serait très à propos de pouvoir analyser le comportement de l'acier, si de grandes surfaces sont exposées durant un temps assez long, à des températures de -160°C . La situation pourrait au contraire s'aggraver rapidement si des faiblesses se manifestaient dans l'acier de la coque. A quai, un rideau d'eau est prévu pour protéger la coque du méthanier. Si l'on prend la peine d'installer une telle protection au quai; c'est probablement que c'est vraiment utile. Or, ans le cas d'un accident, dans des conditions nécessairement plus difficiles, il est raisonnable de penser que la coque serait affectée. Une connaissance théorique des conséquences éventuelles des températures aussi basses sur la coque sont plus que souhaitables. La faible probabilité d'un risque ne peut être invoqué pour justifier de ne pas connaître ce que pourrait être ce risque.

Certaines observations concernant la double coque des méthaniers.

Les méthaniers sont à double coque, l'on pourrait croire que la sécurité s'en trouve renforcée; mais ce pourrait bien être le contraire en cas de déversement de GNL. Le GNL s'engouffrant dans l'espace entre les réservoirs et la coque externe, le GNL étant à -160°C ; l'acier de la coque devrait se contracter brusquement pouvant faire lâcher les soudures de celle-ci. Si de l'eau devait pénétrer dans la brèche, elle formerait aussitôt de la glace. Cette dernière prendrait de l'expansion et contribuerait à écarter les deux

parois de la double coque. Les régions avoisinantes ainsi fragilisées pourraient céder à leur tour.

Au même moment, une nappe de GNL se formerait à la surface de l'eau, à l'extérieur du méthanier. Elle devrait s'enflammer spontanément selon les dires du promoteur. Dans un tel cas, les structures externes de la coque, au dessus de la ligne de flottaison seront pour leur part soumises à des températures extrêmes. Aucun acier ne peut résister à de tels contrastes de température. Sans utiliser de logiciels, des dégâts majeurs au méthanier sont inévitables. Il n'y a pas grand-chose qui pourrait être faite pour récupérer une telle situation; tragique pour l'équipage et pour l'entourage immédiat du méthanier. Les mesures d'urgences s'appliqueront quand tout sera fini.

« Une question qui reste sans réponse concerne la réaction du navire à un très grand déversement touchant plusieurs de ses éléments structurels. DNV juge que le navire s'enfoncerait et que les cuves entreraient en contact avec l'eau à travers l'isolation. L'eau gèlerait rapidement et cela réduirait l'importance de tout transfert de chaleur ultérieur. On ne sait si cette situation conduirait au naufrage du navire, cette question mérite davantage de recherches. Une solution serait de vider les cuves adjacentes et les ballasts afin d'augmenter la flottabilité du navire. Bien qu'on ne puisse transférer le chargement de GNL en toute sécurité durant un déversement, on peut transférer le contenu des ballasts. On peut également améliorer les conditions du déversement en faisant gîter le navire à l'aide des ballasts. Les mesures précises à exécuter demandent beaucoup de réflexion et de préparation de la part de l'armateur, de la société de classification et de l'autorité portuaire ».

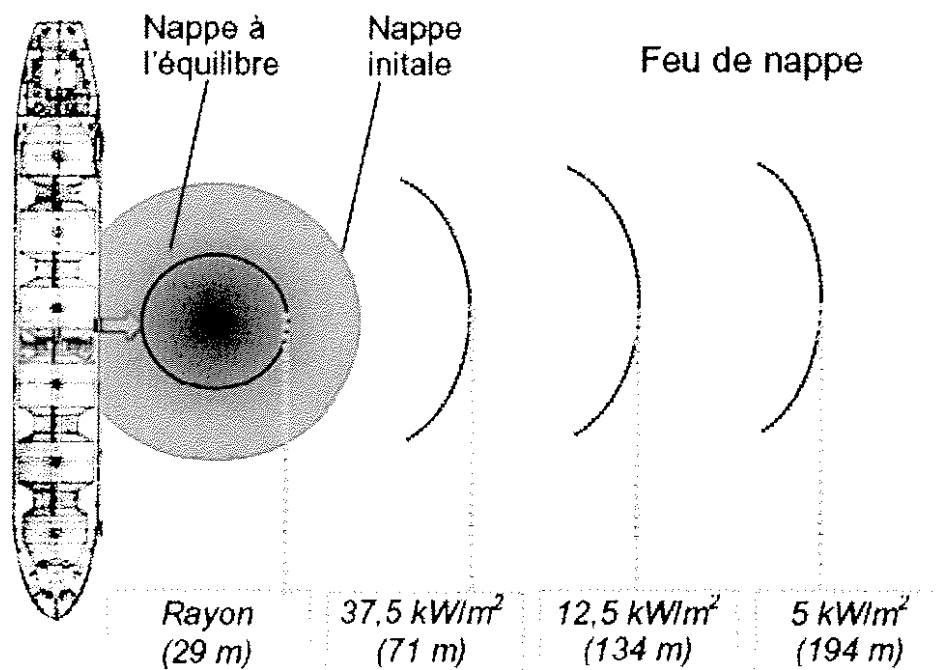
EIR DET NORSKE VERITAS Rapport maritime, RAPPORT TECHNIQUE page 116

De strictes relations d'affaires vont relayer ce problème aux assurances. Les méthaniers sont de beaux bateaux, ils sont certainement construits avec beaucoup de soins, mais ils transportent une cargaison bien spéciale et les risques qui en découlent demeurent en partie inconnus. Quand nous les connaissons, il aura été trop tard pour certains. Le principe de précaution devrait inciter à n'utiliser ce genre de navires que dans des lieux où il n'y a pas de populations riveraines.

Il est mentionné dans la référence qui précède, de la glace se forme au contact de l'eau. Une fois gelée, la glace prend de l'expansion puis se rétracte à très basse température formant une couche isolante temporaire. *« L'eau gèlerait rapidement et cela réduirait l'importance de tout transfert de chaleur ultérieur »* Lorsque le promoteur décrit des situations où la nappe de GNL se trouve à l'équilibre, il doit inévitablement se former une couche de glace sous le GNL. Si cette glace peut servir d'isolant thermique (comme décrit ci-haut), ne serait-il pas possible que graduellement la nappe, fut-elle à l'équilibre, prenne de l'expansion graduellement à mesure que se forme cette couche de glace servant d'isolant? Se pourrait-il que cette glace entraîne la nappe de GNL dans le courant? Se pourrait-il que les iso contours de radiation puissent être modifiés par ces variables? Peut-être que *ces questions méritent, elles aussi, davantage de recherches!*

Les gradients de radiations présentés dans l'étude de DET NORSKE VERITAS seraient de 37,5kW/m² à 71 m de la nappe à l'équilibre; scénario correspondant à un diamètre de la brèche de 250mm, scénario le plus modeste proposé. La distance de 71m se mesure à partir du centre de la nappe. Selon l'illustration suivante, le méthanier se retrouverait

donc à un peu plus de 32 mètres du centre de cette même nappe. (note, l'illustration n'est pas à l'échelle)



5. Feu de nappe

EIR DET NORSKE VERITAS Rapport maritime, RAPPORT TECHNIQUE page 124

Quel serait le rayonnement thermique du côté méthanier à un peu plus de 32m du centre de la nappe? Malgré qu'il serait intéressant d'avoir une réponse précise à cette question

Il serait inévitablement plus grand que 37,5kWm²

Or, sachant que « **16kW/m²** constitue le seuil d'exposition prolongée des structures et correspondant au seuil des dégâts très graves sur les structures hors structures béton.
Que **20kW/m²** constitue le seuil de tenue du béton pendant plusieurs heures et correspondant au seuil de dégâts très graves sur les structures de béton.
Que **8kW/m²** serait le seuil des effets létaux significatifs correspondant à des seuils de dangers très graves pour la vie humaine »

Source Ministère de l'écologie et du développement durable, République Française, Arrêté relatif aux valeurs de référence de seuils d'effets des phénomènes accidentels des installations classées, 25 septembre 2005; et document (BAPE DB 34) de la santé publique.

L'on peut présumer que les structures d'acier du méthanier seraient endommagées gravement entraînant un possible effet domino pouvant toucher le reste de la cargaison. Quels seraient les effets potentiels sur l'équipage?

Comme ce scénario réfère à une brèche de seulement 250mm, les autres scénarios ne pourraient qu'accentuer de tels dommages.

Je crois que la Commission devrait explorer les effets thermiques potentiels sur le méthanier tout autant que les effets thermiques sur les populations.

Les alternatives au projet Rabaska

Il est intéressant de constater que l'étude d'impact elle-même propose des alternatives. Voici la première, elle est mentionnée à diverses reprises, surtout quand il est question d'argent. \$

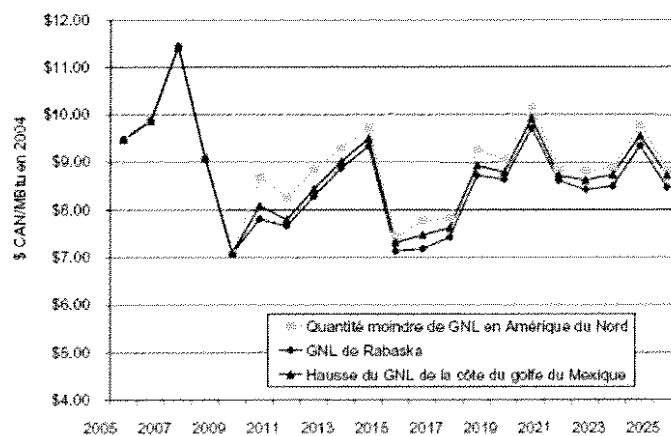
« La deuxième **approche alternative**, intitulée « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique », suppose que si le terminal de Rabaska n'est pas construit, une capacité de terminal supplémentaire de GNL de 500 Mpc/j serait construite et mise en service le 1^{er} janvier 2010 le long de la partie américaine de la côte du golfe du Mexique. Cette capacité supplémentaire s'ajouterait à la capacité considérable en voie de construction supposée dans le scénario de référence. En conséquence, les volumes totaux de GNL livrés dans le marché nord-américain selon les scénarios « GNL de Rabaska » et « Hausse du GNL sur la côte du golfe du Mexique » sont identiques et **les distinctions entre l'un et l'autre se limitent à l'emplacement des livraisons** »

Annexe G page 3

Le marché pour le GNL est essentiellement du côté américain. Le projet Rabaska s'inscrit dans une relation strictement commerciale pouvant, secondairement contribuer à l'approvisionnement du Québec et de l'Ontario. L'option Golfe du Mexique, pour ce qui du prix du gaz, l'effet est marginal pour le Québec, les prix découlant de marchés internationaux. Rabaska n'étant qu'un lieu de livraison comme un autre, l'alternative du côté du Golfe du Mexique, plus près des grandes villes américaines, serait un choix logique.

Figure 25
Prix projetés du gaz naturel au Québec
(\$ CAN de 2004 par MBtu)

Source: Energy and Environmental Analysis, Inc.



Annexe G page 73

Les variations de prix pour le Québec demeurent marginales (GNL Rabaska, GNL G.Mexique) même si le terminal est très éloigné. Les règles commerciales de l'ALENA s'appliquant, les prix sont très rapprochés de part et d'autre de la frontière.

À quelques petites différences près, les **consommateurs paient des prix comparables**, qu'ils habitent de l'autre côté de la rue ou à l'autre bout du monde

Source : Les exportations de pétrole canadien aux États-Unis et l'ALENA Michael Holden Division de l'économie Le 16 novembre 2006 <http://www.parl.gc.ca/information/library/>

*« EEA est d'avis qu'il y aura en Amérique du Nord une demande suffisante pour justifier l'apport du GNL de Rabaska dans un autre point du marché nord-américain si l'installation n'est pas construite. Il résulte de cette demande des signaux de prix qui rendront économique la livraison de GNL à des terminaux nord-américains. Sachant que le golfe du Mexique est l'endroit où il est le **plus facile** de situer les terminaux de GNL, l'option substitutive la plus vraisemblable consiste à installer cette capacité dans le golfe du Mexique, soit par la hausse de l'utilisation d'un terminal existant, soit par l'agrandissement de l'un des importants terminaux en cours de développement. ».*

Annexe G page 3

L'intérêt économique américain ne semble pas non plus trop préoccupé par les distances. C'est particulièrement l'augmentation de la demande et non la nécessité de substituer le gaz naturel à du mazout qui lui tient lieu d'argument. Comme la demande est croissante, les prix devraient être au rendez-vous. La logique du marché devrait privilégier le choix d'un endroit où il est **plus facile** d'installer un port méthanier.

« Du point de vue économique, les sites les plus logiques pour des terminaux de GNL dans le marché Est de l'Amérique du Nord se trouveraient à proximité des grandes villes du littoral Est américain, notamment New York et Boston. Le terminal Everett, au Massachusetts, se classe dans cette catégorie : il s'agit du terminal nord-américain exploité de façon continue depuis le plus longtemps...

*Un certain nombre de **propositions substitutives** demeurent actives dans le nord-est des États-Unis et dans les Maritimes. Le projet de GNL de Bear Head se trouverait sur une péninsule de l'île du Cap Breton (Nouvelle-Écosse). Sa capacité prévue de débit est de 1 Gpi3/j avec possibilité d'expansion à 2 Gpi3/j. Les travaux de Bear Head sont déjà entamés, bien que les auteurs de la présente étude ne soient au courant d'aucun engagement ferme d'achat du gaz de ce site.*

Le projet Canaport est en concurrence directe avec Bear Head et utiliserait aussi le gazoduc Maritimes & Northeast (M&NP) pour se donner accès aux marchés du nord-est américain. Il s'agit d'une coentreprise d'Irving Oil et de Repsol, la principale compagnie pétrolière d'Espagne. Le projet a obtenu ses permis environnementaux en août 2004 et la construction a débuté en octobre 2005.

Les projets plus proches du marché du nord-est comprennent Crown Landing, sur le Delaware, au New Jersey, et Broadwater dans le détroit de Long Island, au large de New York. »

EIR Annexe G page 45

Ces propositions **substitutives** sont nombreuses, probablement plus nombreuses que pourrait soutenir la demande en gaz naturel si tous ces projets se réalisaient. On a même oublié de citer Rabaska dans ces propositions substitutives, même après que Rabaska ait payé cette étude d'impact. Quoi qu'il en soit, Rabaska semble avoir pris un sérieux retard sur ses concurrents, même le projet Énergie Cacouna semble en voie

d'obtenir les autorisations réglementaires. Rabaska se serait-il encore une fois trompé dans ses calculs?

« 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 ».

Source Ressources Naturelles Canada

Projets Canadiens d'importation de gaz naturel liquéfié.

*« Une solution de rechange impliquant du gaz naturel en provenance des provinces maritimes verrait à satisfaire les besoins croissants des marchés du Québec et de l'Ontario à même les volumes de GNL importés au projet Canaport situé à **Saint-Jean au Nouveau-Brunswick** et parrainé par Irving Oil et Repsol YPF ».*

« Si dans des circonstances difficilement imaginables aujourd'hui, il était envisagé de desservir le Québec et l'est de l'Ontario à partir de telles sources, cette avenue ne serait sûrement pas optimale pour ces régions. En effet, comparativement à Rabaska, le Québec et l'est de l'Ontario seraient situés beaucoup plus loin de la source d'approvisionnement et, d'autre part, ils seraient en compétition directe avec des marchés où les prix sont historiquement plus élevés ».

EIR Tome 2, chapitre 2, Page 54 et 56

S'il y avait nécessité de trouver une nouvelle source d'approvisionnement, cette solution de rechange particulière aurait au moins l'avantage de desservir l'est du Canada et l'est du Québec. Pour ce qui est des prix plus élevés, les règles de l'ALENA demeurent valables; et si Irving vend du gaz, c'est qu'il a flairé la bonne affaire!

*« En effet, les récents développements dans les technologies de liquéfaction, de transport et de regazéification ont abaissé les coûts des infrastructures propres à cette technologie. Ce facteur, combiné à l'augmentation du prix du gaz naturel sur les marchés nord-américains a rendu cette solution **prometteuse** »*

EIR Tome2, chapitre2, page 54

Pour le Québec, le développement de diverses formes de sources d'énergies renouvelables est déjà bien engagé. L'hydro-électricité, l'éolien, l'utilisation de la biomasse sont la voie à suivre, elles répondent aux exigences du développement durable. (**Annexe I** de ce document)

Pour ce qui est du gaz naturel, le développement de la récupération du méthane des sites d'enfouissements ou des fumiers serait une avenue, qui en plus de réduire les gaz à effet de serre, pourrait servir à la production d'électricité. L'Allemagne a développée ce type de technologie, pourquoi pas au Québec.

Il y aurait certaines affirmations contradictoires dans l'étude d'impact de Rabaska

Le tableau 2.8 présente les résultats de l'analyse de l'EEA. En augmentant l'offre de gaz naturel, le projet Rabaska exercera des pressions à la baisse sur les prix du gaz des marchés de l'est de l'Ontario et du Québec; cette **réduction** atteindra, en moyenne durant la période de 2010 à 2025, 0,46 \$/MMBtu, soit l'équivalent de **5,4 %** (en \$ CA 2004) du prix du gaz naturel avec Rabaska par rapport à un marché où le projet Rabaska ne serait ni réalisé, ni remplacé.

EIR Tome 2, chapitre 2 page.52

En somme, le projet Rabaska contribuera à **réduire de façon permanente les prix** du gaz sur les marchés québécois et ontarien. Au cours des premières années d'exploitation, cet impact sera encore plus important alors que le gaz naturel émis par Rabaska devra prendre sa place sur le marché. La réduction pourra alors atteindre **près de 10 %** du prix du gaz.

EIR Tome 2, chapitre 2 page.5

Les conditions de passage (autorisation ou non lorsqu'un méthanier à quai, **autorisation ou non selon les avis émis par Transports Canada sur le niveau de sûreté en application**) seront définies ultérieurement avec Transports Canada.

Réponse à la question CA-103

*Un scénario de surabondance prolongée du gaz naturel et **de baisse importante et soutenue des prix est pratiquement exclu, que le projet Rabaska soit réalisé ou pas.** »*

EIR Tome3, volume1, chapitre6, page 21

La croissance de l'utilisation du gaz en Amérique du Nord se produit dans un contexte où l'offre de gaz peine à suivre la demande, de sorte que les **prix restent relativement élevés.**

EIR Tome 3, volume 1, chapitre 6 page19

Il est donc peu probable que **de modestes variations du prix** du gaz naturel comme celles qui distinguent un scénario **avec** le projet Rabaska d'un scénario **sans** celui-ci

EIR Tome 3, volume 1, chapitre 6 page 21

« Cependant, **une hausse substantielle des prix** au-delà des niveaux projetés accroîtrait **l'incitatif économique** à importer du GNL en Amérique du Nord provoquant un approvisionnement supplémentaire de gaz naturel dans le marché. »

EIR Annexe G page 47

L'implantation du projet n'**aura donc pas de conséquence** notable sur l'implantation du projet de «Route bleue»

Réponse à la question CA-103

Même si c'est non???

Il y aurait certaines affirmations contradictoires dans l'étude d'impact de Rabaska

Quand les prix du gaz montent, la production électrique au gaz peut diminuer s'il y a en disponibilité une capacité supplémentaire de production non alimentée au gaz. Malheureusement, dans la plupart des conditions du marché, la capacité de production au gaz génère une production sur une base marginale. Elle n'est mise en fonction qu'une fois que pratiquement toutes les autres sources sont utilisées.

EIR Annexe G page 33

Il est donc peu probable que **de modestes variations du prix** du gaz naturel comme celles qui distinguent un scénario **avec le projet Rabaska** d'un scénario **sans celui-ci aient un effet significatif**.

EIR Tome 3, volume 1, chapitre 6
page 21

Le niveau des prix, tout comme leurs fluctuations, affecte la compétitivité d'une économie ou d'une entreprise et leur capacité à faire des choix énergétiques efficaces. Des **prix élevés et fluctuants peuvent en effet décourager l'utilisation du gaz naturel**.

EIR Tome 2, chapitre 2, page 46

La demande nord-américaine de gaz naturel continue de croître, soutenue par une **hausse robuste** de la consommation de gaz aux fins de la production de l'électricité nécessaire à la satisfaction des besoins croissants»

EIR Annexe G page 65

Or l'étude de EEA et celles de tous les principaux organismes qui font des prévisions sur l'évolution des marchés du gaz naturel notent que l'écart entre la production conventionnelle de gaz de source nord-américaine et les besoins continuera de croître, de sorte qu'un scénario de surabondance prolongée du gaz naturel et **de baisse importante et soutenue des prix est pratiquement exclu, que le projet Rabaska soit réalisé ou pas**.

EIR Tome 3, volume 1, chapitre 6 page 21

EEA s'attend au **maintien d'une volatilité marquée** des prix du gaz dans le futur. Bien que l'on prédise des hausses des importations de GNL aux cinq terminaux actuellement actifs en Amérique du Nord,

EIR Annexe G page 67

Il y aurait certaines affirmations contradictoires dans l'étude d'impact de Rabaska

En pratique, pour les fins du choix de site, **on a considéré qu'il convenait de choisir un lieu où on n'observait pratiquement jamais d'accumulation de glace** consolidée de plus de un mètre d'épaisseur, particulièrement si elle était susceptible d'être poussée vers la rive par le vent ou les courants.

EIR Tome2 chap4 page3

Une **topographique plane**, des sols de capacité portante suffisante et une sismicité relativement faible sont aussi des atouts puisque ces facteurs contribuent à réduire les coûts d'implantation.

EIR Tome2 chap4 page4

Les résultats obtenus montrent donc que le projet Rabaska devrait **contribuer marginalement à l'atteinte des objectifs de Kyoto** au Canada.

Tome 3, volume 1, chapitre 6
page 23

Les risques inacceptables pour le public correspondent à une période de retour de 10 000 ans ou moins. Les résultats indiquent **qu'aucune résidence ou zone habitée en permanence n'est exposée à des risques inacceptables.**

DET NORSKE VERITAS RAPPORT
TECHNIQUE Addenda F page-29

Réponse de Rabaska à la
Question CA-207
Rabaska mentionnait que :

L'examen des conditions environnementales **difficiles** dans le fleuve en hiver **en particulier l'empilement de la glace sur la rive sud** est une des raisons ayant contribué au choix de Lévis comme lieu d'implantation du terminal.

Les informations fournies dans les différents documents indiquent que les installations riveraines projetées sont situées au pied d'un talus d'une hauteur **atteignant 50 m** (EIR to 3, vol 1, p 9), Les réservoirs étant à **76m** au dessus du niveau du fleuve à 1,100m de la rive

EIR Tome 3, volume1, chapitre4, page 1 et13

On constate que sur l'ensemble de la chaîne, **les émissions spécifiques du GNL sont supérieures d'environ 8,5 %** à celles du gaz de l'Alberta
Tome 3, vol.1, chap.6 page16

Réponse de Rabaska à la question
QC-155 s2

Ainsi, on dénombre **26 résidences** et pas d'autres éléments sensibles à l'intérieur de l'iso contour de 5 kW/m² de la nappe initiale du scénario maximum accidentel.

Il y aurait certaines affirmations contradictoires dans l'étude d'impact de Rabaska

En Ontario comme dans l'ensemble de l'Amérique du Nord, **le facteur le plus stimulant** de la demande est lié à la **production d'électricité** à partir du gaz naturel et ce à moyen et long terme. Ce phénomène est beaucoup moins important au Québec..... Par la suite, EEA anticipe une faible croissance jusqu'en 2025.
EIR Tome 2 chap2 page 43

L'étude d'EEA montre que la réalisation du projet, en augmentant l'offre de gaz naturel, entraînera une réduction du prix du gaz par rapport à ce qu'il serait en son absence et en l'absence de projet comparable. **Cette baisse de prix se fera sentir surtout chez les utilisateurs de gaz du Québec et de l'est de l'Ontario**, mais elle se répercutera sur tous les marchés du Canada et des États-Unis
Le public a le droit d'être informé des dangers auxquels il est exposé et de recevoir des informations **pendant et après** une situation d'urgence.
EIR Tome 3, volume1, chap7 page 48

(Quelle en est l'utilité?)

Afin d'encadrer les activités humaines et de **protéger les individus**, la société s'est dotée de lois et de règlements qui encadrent l'émergence de projets de développement.

Rabaska

Répond à la question QC-161.

Bien qu'ils n'aient pas simulé les phénomènes de substitution du gaz naturel par d'autres combustibles, les spécialistes d'EEA estiment que **80 à 100 %** de la demande additionnelle engendrée par Rabaska devraient provenir du **remplacement** de combustibles plus émetteurs, surtout du **mazout**

EIR tome 3, volume1, chapitre6, page 20

Cependant, malgré cette baisse du prix du gaz de l'ordre de 0,46 \$/MMBTU (en \$ CA de 2004) au **Québec et dans l'est de l'Ontario, les prix devraient rester relativement élevés (7,69 \$ CA par MMBTU au Henri Hub).**

Tome 3, volume 1, chapitre 6 page.19

« Dans deux phrases qui se suivent, les prix baissent mais restent élevés »

L'information au public doit être documentée et **diffusée avant** qu'une urgence ne se produise.
EIR Tome 3, volume1, chap7 page 48-49

(Mais après avoir eu son permis de construction!)

Rabaska estime en outre que le Règlement 523 publié en décembre 2005 par le conseil de la municipalité de Beaumont est sans effet à l'égard du projet. En tout état de cause, **peu importe l'effet juridique** actuel que l'on pourrait prétendre attribuer à ce texte,

Rabaska

Répond à la question QC-3.

Certaines affirmations de Rabaska semblent paradoxales

Rabaska	Opinion personnelle, ou information..
----------------	----------------------------------------------

Le Québec et l'Ontario possèdent des réserves de gaz naturel **très limitées.**

EIR Tome 2 chap2 page 38

La stratégie énergétique du Québec 2006-2015 mentionne, page 85

Le grand potentiel en hydrocarbures du golfe et de l'estuaire du Saint-Laurent (Ex. La structure Old Harry, à 80Km au nord-est des Iles-de-la-Madeleine pourrait **contenir à elle seule entre 4 et 5 billions (10¹²) de pieds cubes de gaz-naturel, ce qui correspond à la consommation du Québec pendant 25 ans)**

Pour faire face à l'**éloignement**, le site proposé pour l'établissement du terminal méthanier Rabaska se situe approximativement à 3 500 km de la Norvège, à 5 100 km de l'Égypte et 5 250 km du Nigeria.

Ces trois pays constituent des sources d'approvisionnement potentielles parmi les plus importantes..

L'Alberta est à environ 3,060 Km de Lévis.

Rabaska propose d'aller le chercher son gaz naturel **encore plus loin;**

En Norvège 5,000Km,

En Égypte 8,500Km,

Au Nigéria 8,441Km

J'attire votre attention sur l'erreur d'évaluation de Rabaska. **Il inscrit ses distances en km lorsqu'il mesure celles-ci en milles.** Ça ne change pas la réalité, ces trois sites sont plus loin de Lévis que ne l'est l'Alberta.

EIR Tome 2, chapitre 2, page 50

réponse à la question

QC-161 et 162 s2

Cette répartition géographique découle du fait que plusieurs études scientifiques ont démontré que la perception du risque par les individus varie **en fonction de la distance** entre leur résidence et la source des risques.

Si l'on devait parler d'un risque d'explosion, incendie, bruits ou de mauvaises odeurs, la distance du site de Rabaska peut être un facteur modifiant la perception. Mais pour un risque environnemental comme le **réchauffement climatique** en augmentant la production de GES, la distance importe peu.

Le Québec a besoin d'un projet comme Rabaska.

EIR Aperçu de l'étude d'impact préliminaire Page 3

Si l'on pouvait **exporter** aux États-Unis en 2004 l'équivalent de près de **3.2 fois** la production annuelle de Rabaska, on n'a pas besoin de Rabaska

Certaines affirmations de Rabaska semblent paradoxales	
Rabaska	Opinion personnelle

« (4) La **diminution de production de gaz naturel qui se produirait aux États-Unis** si le projet Rabaska est réalisé est estimée à 21 Gpi³ par an, qui correspondent à un scénario dans lequel la différence entre l'augmentation de consommation en Amérique du Nord due à la réalisation du projet Rabaska (130,5 Gpi³) et la quantité de gaz fournie par Rabaska (182,5 Gpi³), soit **52 Gpi³** est considérée comme provenant à 50% d'une diminution des importations de GNL et à 50% d'une diminution de la production. »

Tome 3, volume1, chapitre6, page 22

Bien qu'ils n'aient pas simulé les phénomènes de substitution du gaz naturel par d'autres combustibles, les spécialistes de EEA estiment que **80 à 100 % de la demande additionnelle** engendrée par Rabaska devraient provenir du **remplacement** de combustibles plus émetteurs, surtout du **mazout**

EIR tome3,volume1, chap.6, page 20

« À l'heure actuelle, environ 2Tpi³ de gaz naturel sont livrés au Québec et en Ontario annuellement. **Un peu moins d'un tiers** de cet approvisionnement **est exporté** aux États-Unis »

594,000,000,000pi³ en 2004

EIR Annexe G Page 23

Pour sécuriser des approvisionnements, le Québec importerait du GNL. Selon les dires de Rabaska, la production de gaz naturel de l'ouest et les importations de GNL par les États-Unis devraient être réduites de **52 Gpi³** par an. Comme 52 Gpi³ par an correspond à **28% du volume importé par Rabaska**; ceci voudrait dire que 28% des importations de GNL de Rabaska ne servirait donc à rien.

Sachant en plus que près de 27 % de du gaz naturel qui provient du BSOC (594Gpi³ en 2004) a été réexporté par TransCanada PipeLines Ltd vers le marché du nord-est des États-Unis.

Il s'en suit qu'il n'y a certainement pas une nécessité du projet Rabaska pour sécuriser des approvisionnements.

Si on répond à une demande additionnelle, c'est donc une demande nouvelle qui s'ajoute à l'ancienne demande.

Est-ce que un vendeur de gaz peut se restreindre à ne vendre son produit seulement à de nouveaux clients qui vont délaisser le Mazout?

Va-t-on réellement s'interdire de vendre du gaz à tout nouveau client qui ne correspond pas à cette règle de substitution?

Poser la question, c'est y répondre.

Si l'on pouvait **exporter 594 Gpi³** de gaz naturel aux États-Unis en 2004, **soit 2.3 fois la consommation du Québec en 2004**; ce qui serait l'équivalent de près de 3.2 fois la production annuelle de Rabaska. L'importation de GNL ne sert donc pas à sécuriser nos approvisionnements.

Certaines affirmations de Rabaska semblent paradoxales

Rabaska

Bien qu'ils soient inférieurs aux revenus possibles en l'absence de GNL de Rabaska, **les revenus des producteurs du BSOC devraient demeurer à des niveaux record, ou presque.** La baisse des prix attribuable au GNL de Rabaska réduit légèrement les incitatifs au forage et à la production de gaz naturel dans toute l'Amérique du Nord, et pas seulement dans le BSOC. **Rabaska, toutefois, ne devrait avoir qu'un impact minimal sur la production de gaz naturel dans le BSOC.**

EIR Annexe G page 85

*« Certains clients du Québec et de l'Ontario ayant passé des contrats de GNL avec Rabaska **peuvent recevoir, dans les faits, du gaz naturel d'autres sources (principalement du BSOC) par déplacement.** Ils jouiront des avantages de la diversification des sources d'approvisionnement, **de la fiabilité de l'approvisionnement** et des prix basés sur les dispositions des contrats avec Rabaska, **mais sans nécessairement prendre physiquement livraison de GNL de Rabaska** ».*

EIR Annexe G page 90

l'aspect le plus critique des réseaux électriques n'est probablement pas la défaillance d'une centrale ou d'une ligne de transport, mais bien une **panne de gazoduc** ou même d'une seule station de compression située à un point critique..

EIR Annexe G page 97

Opinion personnelle

Si les revenus des producteurs du BSOC devraient demeurer à des niveaux record, ou presque; **pourquoi ceux-ci réduiraient-ils leur production de 52 Gpi³?**

Essayez d'en comprendre la logique!

« Ainsi, la plupart des nouveaux approvisionnements à entrer sur le marché risquent peu de causer une hausse ou une baisse de l'approvisionnement en réaction aux changements de prix ».

EIR Annexe G page 46

*Certains clients du Québec et de l'Ontario ayant passé des contrats de GNL avec Rabaska **peuvent recevoir, dans les faits, du gaz naturel d'autres sources (principalement du BSOC)***

*Ils jouiront des avantages de la diversification des sources d'approvisionnement, **Ce qui est FAUX** car ils reçoivent toujours le gaz de la même source*

*Ils jouiront aussi **de la fiabilité de l'approvisionnement,***

Le promoteur confirme donc que le gaz en provenance du BSOC est fiable, il n'y a donc pas lieu de s'inquiéter des approvisionnements.

Si il est possible d'avoir des pannes de gazoducs, aux États-Unis, là où l'approvisionnement en gaz naturel est déjà sécurisée, **la présence de réservoirs de GNL au Québec ne changerait rien à de telles pannes,** si une station de compression vient à manquer.

Certaines affirmations de Rabaska semblent paradoxales
Rabaska

Les observations en surface de la station de **Lauzon** (vitesse et direction du vent) et les données de **l'aéroport de Québec** (couvert nuageux, plafond, température) pour les années 1999 à 2003 ont été utilisées. Les hauteurs de mélange pour 1999 à 2003 ont été calculées à partir de sondages en altitude à **Maniwaki** (soit la station aérologique la plus proche du site),
EIRTome3, volume1, chapitre2, page6

Opinion personnelle

Les observations météo sont faites à bien des endroits sauf sur le site projeté.

*«Le logiciel utilisé pour simuler la dispersion atmosphérique (PHAST) ne prend pas en compte l'effet des éléments du terrain,..... **Des outils de modélisation plus pourraient être utilisés afin de tenir compte de ces effets, mais cela n'a pas été possible dans cette étude.***

*Des classes typiques de stabilité atmosphérique en fonction de la vitesse du vent et du facteur jour/nuit ont été utilisées dans cette étude, parce qu'aucune information précise n'était disponible. **La modélisation des conséquences serait plus précise si ces classes de stabilité pouvaient s'appuyer sur des données locales.** »*

EIR DET NORSKE VERITAS RAPPORT
 TECHNIQUE Addenda F page 28-29

Peut-on douter des interprétations ?

Quels sont les critères internationaux généralement acceptés permettant de classer, de façon rigoureuse, les classe comme : **quelques** décès, **plusieurs** décès et **nombreux** décès?

Les tableaux peuvent créer une illusion de rigueur mais, dans les faits, entre une catastrophe et un risque majeur, ajouter de la couleur au tableau n'enlève pas l'arbitraire.

Si la durée de vie d'un méthanier est de 50 ans. La période de retour est elle de **50 ans** ou **100ans** pour mesurer l'occurrence possible?

Si la durée de vie d'une valve est de 12 ans. même question...

L'installation, peut-elle être morcelée en petites unités, chacune ayant une durée de vie particulière?

Classes de gravité

Conséquences indicatives
Pas de décès
De un à quelques décès
Plusieurs décès
Nombreux décès

EIR Tome3,volume1, chapitre7,page 9

Classe de fréquence

Description
Possible Occurrence assez probable pendant la durée de vie de l'installation

EIR Tome3,volume1, chapitre7,page 9

Conclusion

Selon le promoteur :

Le Québec a besoin d'un projet comme Rabaska.

EIR Aperçu de l'étude d'impact préliminaire Page 3

Attendu que

Le promoteur représente des intérêts privés et non, par mandat, ceux du Québec.

Attendu que

Le Québec, depuis plus de 20 ans, exporte, vers les États-Unis, du gaz naturel, en provenance du BSOC, dans des volumes allant continuellement en s'accroissant et, qui font plus de 3 fois les volumes que Rabaska se propose de rendre disponibles annuellement sur le marché.

EIR Annexe G Page 23

Attendu que

Des réserves de gaz naturel souterraines, aménagées au Québec et en Ontario, de façon à répondre à la demande de pointe, particulièrement en hiver; ou devant servir comme sécurité d'approvisionnement, font un volume total de : 247,600,000pi³ disponible actuellement; ce volume représentant 495 jours de la production que Rabaska se propose de rendre disponible annuellement sur le marché.

EIR Annexe G Page 20

Attendu que

Certains clients du Québec et de l'Ontario, ayant passé des contrats de GNL avec Rabaska, pourraient recevoir, dans les faits, du gaz naturel du BSOC, par déplacement, et, qu'ils jouiraient, selon les dires du promoteur, de la fiabilité de l'approvisionnement, mais sans nécessairement prendre physiquement livraison de GNL de Rabaska.

EIR Annexe G page 90

Attendu que

Le Québec disposerait de larges ressources de gaz naturel connues mais non exploitées et que, la première priorité du Gouvernement, serait de mettre en valeur les ressources pétrolières et gazières du Québec en réunissant toutes les conditions nécessaires.

Source La stratégie énergétique du Québec 2006-2015 page 87

La sécurité d'approvisionnement en gaz naturel, pour le Québec, n'a jamais été, et elle toujours pas compromise, dans un avenir prévisible. Il n'y a donc pas nécessité d'utiliser des terres agricoles, à proximité d'une population, d'une école, afin d'installer un tel projet, à caractère privé, qui aurait comme conséquence de déstructurer un territoire beaucoup plus vaste que le site convoité. Pour ces raisons, le BAPE ne devrait pas recommander un tel projet.

Mémoire présenté au BAPE concernant l'implantation du terminal méthanier Rabaska

Attendu que

Le projet Rabaska envisage de se développer sur des terres agricoles.

Attendu que

Les quatre sites retenus dans Le Projet d'Implantation d'un Port Méthanier impliquent deux municipalités distinctes, soit la municipalité de Beaumont et la Ville de Lévis.

Attendu que

Il n'y a eu qu'un seul Projet Rabaska, (même si monsieur Kelly, lors des audiences du BAPE devait mentionner que « les citoyens de Beaumont ont voté non pas sur le projet Rabaska, on n'avait pas présenté le projet encore, c'est malheureusement un vote sur un projet qui n'était pas le nôtre. »)

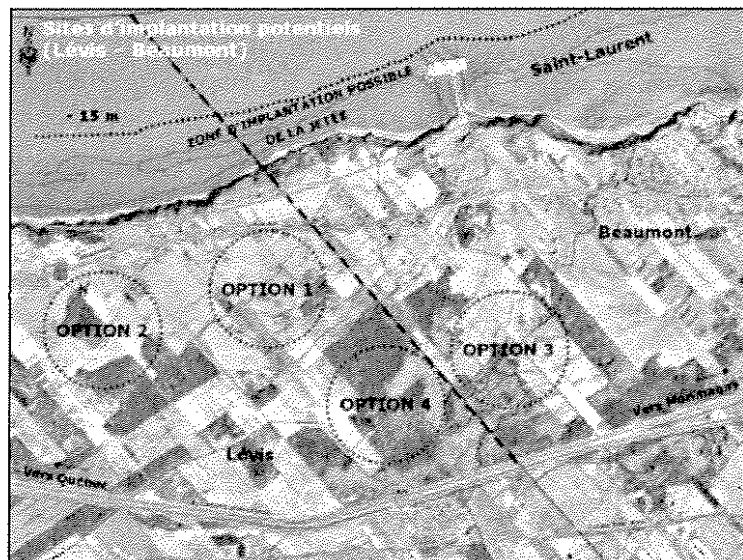
Avis de projet daté d'avril 2004 (BAPE PR1) fut déposé à la municipalité de Beaumont
Ainsi que le projet lui-même, Projet Rabaska en Juin 2004 (BAPE DC45) déposé à la municipalité de Beaumont

Mentionnait que :

3.0 Renseignements sur l'emplacement du projet

3.1 Emplacement du projet

Sur la base des évaluations de sites et des études préliminaires d'ingénierie qui ont été effectuées par les commanditaires sur une distance de 250 kilomètres le long du Saint-Laurent, en aval de Québec, la zone constituée de la partie ouest de la Ville de Beaumont et de la partie est de la Ville de Lévis (la zone Ville Guay/Beaumont) s'est avérée la plus avantageuse pour la réalisation du projet. Les commanditaires ont donc concentré leurs efforts de recherche dans cette zone et y ont identifié un certain nombre de sites dans le voisinage de l'endroit où la ligne de transmission d'Hydro-Québec traverse le Saint-Laurent. Chacun de ces sites fait actuellement l'objet d'études additionnelles. Le choix final des commanditaires sera fait sur la base des études environnementales et d'ingénierie qui seront effectuées au cours des prochains mois ainsi Ces faits impliquent donc, à partir du début du projet, deux municipalités.



Attendu que

La Loi sur la qualité de l'environnement (L.R.Q., c. Q-2)

Que le Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement stipule :

14. Information sur les demandes de certificat d'autorisation: Le ministre informe les municipalités régionales de comté et les municipalités locales dans les limites desquelles l'initiateur du projet a l'intention d'exécuter ce projet, de toute demande de certificat d'autorisation soumise en vertu de l'article 31.1 de la Loi.

Attendu que

L'intention d'exécuter ce projet implique, à son origine, deux municipalités limitrophes; ces dernières devraient donc être informées par le ministre d'une éventuelle demande d'un certificat d'autorisation.

Attendu que

Des problèmes de zonage à la ville de Lévis (BAPE **DC-3**) démontrant qu'aucune des cinq zones requises pour l'implantation du terminal méthanier ne permet la réalisation de ce dernier.

Attendu que

La présence d'un règlement interdisant l'entreposage de produits dangereux à Beaumont et jusqu'à un kilomètre de cette dernière municipalité (BAPE **DB-15**)

Attendu que

La Loi sur la qualité de l'environnement (L.R.Q., c. Q-2)

Que le Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement stipule que : Section 3, Paramètre e

Une étude d'impact sur l'environnement doit être conçue et préparée selon une méthode scientifique

Attendu que

Le promoteur s'écarte grandement des règles élémentaires de la méthode scientifique à ce qui a trait à la substitution du mazout, à l'évaluation des gaz à effet de serre qui seraient produits par Rabaska; le fait que des données météo et de conditions des glaces soient discutables, et que de nombreuses contradictions et erreurs de calculs sont présentes dans son étude d'impact.

Attendu que

Tous les citoyens ont droit à la qualité de l'environnement prévue à la loi (L.R.Q., c. Q-2)

Toute personne a droit à la qualité de l'environnement, à sa protection et à la sauvegarde des espèces vivantes qui y habitent, dans la mesure prévue par la présente loi, les règlements, les ordonnances, les approbations et les autorisations délivrées en vertu de l'un ou l'autre des articles de la présente loi ainsi que, en matière d'odeurs inhérentes aux activités agricoles, dans la mesure prévue par toute norme découlant de l'exercice des pouvoirs prévus au paragraphe 4^o du deuxième alinéa de l'article 113 de la Loi sur l'aménagement et l'urbanisme (chapitre A-19.1).

Attendu que

Le projet Rabaska s'écarte, de presque tous les principes, à la base de la Loi sur le développement durable, sanctionnée le 19 avril 2006.

Pour ces diverses raisons, à caractère légal, la réalisation du projet Rabaska ne devrait pas être recommandée au ministre.

Mémoire présenté au BAPE concernant l'implantation du terminal méthanier Rabaska

Attendu que :

De nombreuses résidences et une école se retrouvent situées entre le terminal méthanier et les réservoirs de GNL,

Attendu que

Deux lignes cryogéniques longue de 1,3 km doivent longer un quartier résidentiel à près de 500m de ce dernier; que celles-ci doivent subir une dénivellation de plus de 100m, puis traverser une route nationale; traverser, puis longer trois lignes électriques de 735kV,

Attendu que

Nulle part au monde, un méthanier n'a eu à circuler aussi en profondeur dans un fleuve où, 4 mois par année, de la glace est présente.

Attendu que :

Les méthaniers, dans la traverse du nord, imposeront une circulation à sens unique, et que lors des manœuvres d'accostage, la circulation maritime serait interrompue vis-à-vis la jetée lors des manœuvres; ce qui a pour effet de retarder la navigation et causer une augmentation des croisements de navires, au moment même où le méthanier arriverait à quai.

Attendu que :

Le promoteur ne tient aucunement compte des radiations thermiques auxquelles seraient soumises le méthanier, en cas de déversement de GNL, suite à un accident et à l'inflammation de la nappe de GNL à l'équilibre.

Attendu que

La présence d'un partenaire (Gaz de France) qui exploite des terminaux méthaniers en France, le promoteur aurait dû informer les résidents du secteur et les municipalités concernées, des risques et des mesures de sécurité généralement reconnus devant *inévitablement être appliquées ici comme en France.*

Pour ces diverses raisons, impliquant la sécurité des populations, le projet Rabaska ne devrait pas recevoir une recommandation positive de la part du BAPE.

Mémoire présenté au BAPE concernant l'implantation du terminal méthanier Rabaska

Attendu que

Pour des questions d'équité sociale, une municipalité ne devrait pas recevoir des allègements fiscaux lorsque, une industrie reconnue comme un grand émetteur de gaz à effet de serre par le Gouvernement fédéral, s'installe sur son territoire; alors qu'en même temps, une partie des taxes de tous les contribuables du Canada et du Québec doivent servir à des projets de lutte devant favoriser la diminution des gaz à effet de serre, afin d'atteindre le protocole de Kyoto.

Attendu que

Le projet Rabaska, en s'installant dans un milieu agricole, au lieu de s'installer dans une zone industrielle lourde reconnue comme telle, va irrémédiablement compromettre tout le secteur est de Lévis et la municipalité de Beaumont.

Attendu que

La ville de Lévis, qui ne semble pas avoir intégré les principes à la base du développement durable, ajoute à la confusion et à l'inquiétude des résidents du secteur, en exigeant du promoteur de maintenir un caractère champêtre et agricole dans ce même lieu ou elle s'apprête à y permettre tout ce qui peut être indésirable comme usage.

Attendu que

Aucune consultation directe ne fut réalisée tant par la Ville de Lévis, ni par le promoteur; des 133 familles immédiatement impliquées, résidant dans le territoire convoité par Rabaska; ce qui enfreint les principes à la base de la Loi sur le Développement Durable et les engagements du promoteur dans son projet déposé en juin 2004.

e) *« participation et engagement »* : la participation et l'engagement des citoyens et des groupes qui les représentent sont nécessaires pour définir une vision concertée du développement et assurer sa durabilité sur les plans environnemental, social et économique ;

g) *« subsidiarité »* : les pouvoirs et les responsabilités doivent être délégués au niveau approprié d'autorité. Une répartition adéquate des lieux de décision doit être recherchée, en ayant le souci de les rapprocher le plus possible des citoyens et des communautés concernés ; **Source : Loi sur le développement durable**

- d'identifier tous les impacts possibles sur la communauté pouvant résulter de la réalisation du projet et d'en discuter à fond avec les personnes visées dans le but d'accroître les impacts positifs du projet et d'en atténuer les impacts négatifs;

Source : Rabaska, Description de projet, juin 2004 page 5 (BAPE DC 45)

Pour des raisons d'éthique, d'équité, de solidarité sociale et, par respect des citoyens les plus directement touchés mais les plus oubliés dans tout ce processus; la réalisation de ce projet ne devrait pas être recommandée par le BAPE

Annexe 1

Approvisionnements en énergie (TWh)

	2005 (données réelles)	2006	2007	2008	2009	2010	2012	2014
Besoins en énergie	182,6	182,8	187,1	188,1	189,9	192,0	194,8	196,1
Moins électricité patrimoniale (165 TWh plus pertes)*	178,6	178,5	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Approvisionnements requis au-delà du volume d'électricité patrimoniale	4,0	4,3	8,2	9,2	11,0	13,1	15,9	17,2
Moins approvisionnements non patrimoniaux**	4,0	3,9	9,1	10,7	11,1	12,4	15,0	17,9
TransCanada Energy (Bécancour) (A/O 2002-01)	—	1,4	4,1	4,1	4,1	4,1	3,7	4,1
Hydro-Québec Production – Livraisons en base (A/O 2002-01)	—	—	2,6	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
Hydro-Québec Production – Livraisons cyclables (A/O 2002-01)	—	—	1,8	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Biomasse (A/O 2003-01)	—	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Énergie éolienne (contrats signés) – 990 MW (A/O 2003-02)	—	0,0	0,5	1,1	1,5	1,9	2,7	3,0
Énergie éolienne (appel d'offres) – 2 000 MW (A/O 2005-03)	—	—	—	—	0,1	0,9	3,0	5,3
Contrats à court terme signés (A/O 2004-01/03/04, 2005-01/02/04, 2006-01)	4,0	2,4	—	—	—	—	—	—
Approvisionnements additionnels requis	0,0	0,4	(0,9)	(1,5)	(0,1)	0,7	0,9	(0,7)

* Pour 2005 et 2006, l'énergie fournie est inférieure au maximum contracté (178,9 TWh) en raison de la gestion des approvisionnements en temps réel.
** Les 500 MW d'énergie éolienne réservés aux régions (MAR) et aux nations autochtones ne sont pas compris. Les dates des livraisons sont à déterminer.

Approvisionnements en puissance (MW)

Hiver	2005-2006 (données réelles)	2006-2007	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2012-2013	2014-2015
Puissance requise	35 784	39 292	39 507	40 117	40 527	40 803	41 247	41 696
Moins électricité patrimoniale (34 342 MW plus réserve)	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Approvisionnements requis au-delà du volume d'électricité patrimoniale	(1 658)	1 850	2 065	2 675	3 085	3 361	3 805	4 254
Moins approvisionnements non patrimoniaux**	1 750	1 105	1 809	1 847	1 990	2 145	2 495	2 630
TransCanada Energy (Bécancour) (A/O 2002-01)	—	547	547	547	547	547	547	547
Hydro-Québec Production – Livraisons de base (A/O 2002-01)	—	—	350	350	350	350	350	350
Hydro-Québec Production – Livraisons cyclables (A/O 2002-01)	—	—	250	250	250	250	250	250
Biomasse (A/O 2003-01)	—	20	36	36	36	36	36	36
Énergie éolienne (contrats signés) – 990 MW (A/O 2003-02)	—	38	126	164	217	252	347	347
Énergie éolienne (appel d'offres) – 2 000 MW (A/O 2005-03)	—	—	—	—	90	210	465	600
Contrats à court terme signés (A/O 2004-01/03/04, 2005-01/02/04, 2006-01)	1 250	—	—	—	—	—	—	—
Électricité interruptible	500	500	500	500	500	500	500	500
Puissance additionnelle requise (arrondie à 10 MW près)	—	750	260	830	1 100	1 220	1 310	1 620

* Les 500 MW d'énergie éolienne réservés aux régions (MAR) et aux nations autochtones ne sont pas compris. Les dates des livraisons sont à déterminer.

Annexe 2

IN SELECTED COUNTRIES in US Dollars/Unit

Nat Gas for Industry (10 ⁶ kcal GCV ^a)	Nat Gas for Households (10 ⁶ kcal GCV ^a)	Steam Coal for Industry ^b (t/tonne)	Electricity for Industry ^b (kWh)	Electricity for Households ^b (kWh)	
..	0.0609 L	0.0985 L	Australia
..	744.54	162.34	0.1056	0.1613	Austria
c	Belgium
221.71 L	395.18 L	Canada
380.70	354.97	..	0.0512	0.0690	Chinese Taipei
377.03	519.44	c	0.0892	0.1161	Czech Republic
c	1 270.76	..	0.0759 L	0.2935	Denmark
235.59	334.95	126.07	0.0701	0.1200	Finland
382.29	653.44	123.43 L	0.0483	0.1365	France
..	0.0769 L	0.1975 L	Germany
305.66 L	503.14 L	..	0.0673 L	0.1138 L	Greece
405.42	373.74	..	0.1068	0.1266	Hungary
..	..	34.89 L	India
566.23	606.43	..	0.1071	0.1842	Ireland
c	c	69.40 L	0.1684 L	0.1995 L	Italy
392.53 L	1271.52 L	65.66	0.1272 L	0.1963 L	Japan
467.42	609.75	58.72	0.0638	0.0894	Korea
..	477.53 L	0.1866 L	Luxembourg
370.63	659.40	x	0.1009	0.1010	Mexico
227.77 L	858.15	..	c	0.2443	Netherlands
166.03	743.97	c	0.0527	0.1337	New Zealand
x	x	..	0.0517	0.0856	Norway
274.80	449.72	61.96 L	0.0736	0.1250	Poland
304.42	1 009.22	..	0.1073	0.1764	Portugal
..	x	South Africa
275.65 L	431.22 L	..	0.0797 L	0.1295 L	Slovak Republic
344.60	726.64	..	0.0833 L	0.1535 L	Spain
..	Sweden
445.91	714.20	86.42	0.0807	0.1276	Switzerland
350.49	410.22	50.68	0.1077	0.1194	Turkey
396.84 L	519.67	85.19 L	0.1003 L	0.1580	United Kingdom
375.54	487.47	52.66	0.0549	0.0961	United States

and the United States (a) Gross caloric value (b) Brown coal for Turkey (c) Prices including tax for the United States
 L latest data available
 .. not available x not applicable c confidential

*

Source IEA Key World Energy Statistics 2006, page 43

Annexe 3

RETAIL PRICES^(a)

	Heavy Fuel Oil for Industry ^(b) (tonne)	Light Fuel Oil for Households (1000 litres)	Automotive Diesel Oil ^(c) (litre)	Unleaded Premium ^(d) (litre)
Australia	0.885
Austria	421.28	794.80	0.825	1.276
Belgium	356.39	675.62	1.067	1.590
Canada	337.52	709.99	0.810	0.803
Chinese Taipei	297.49	x	0.628	0.751
Czech Republic	314.98	731.64	0.988	1.186
Denmark	436.49	1 218.25	1.044	1.488
Finland	445.77	755.40	0.997	1.500
France	381.48	774.22	1.071	1.458
Germany	367.39	682.43	1.144	1.519
Greece	339.72 L	1044.47 L	0.916 L	1.086 L
Hungary	387.84	x	1.020	1.241
India
Ireland	498.16	837.97	1.073	1.301
Italy	447.66	1 333.68	1.158	1.505
Japan	537.45	666.60	0.766	1.109
Korea	547.12	956.91	..	1.526
Luxembourg	208.04 L	629.84	0.940	1.271
Mexico	226.69	..	0.438	0.613
Netherlands	422.92	1 041.64	1.099	1.667
New Zealand	396.21	..	0.625	0.972
Norway	..	1 256.93	1.210	1.669
Poland	322.83	781.54	0.945	1.169
Portugal	517.68	790.61	1.114	1.473
South Africa
Slovak Republic	246.17 L	..	1.043 L	1.208 L
Spain	439.09	720.00	0.964	1.188
Sweden	c	1 257.70	1.141	1.439
Switzerland	368.06	597.94	1.141	1.227
Turkey	639.35	1 473.86	1.554	1.963
United Kingdom	391.33	593.08	1.394	1.557
United States	341.38	620.24	0.661	0.622

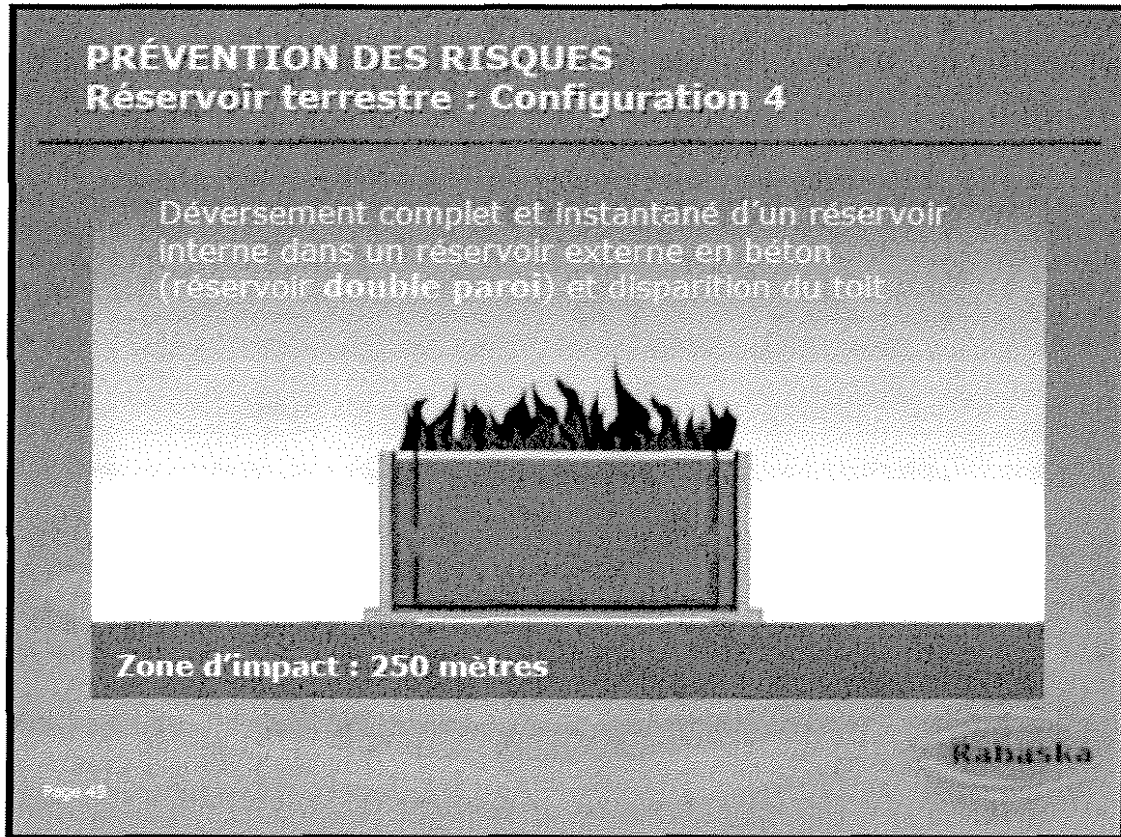
(a) Prices are for 1st quarter 2006, or latest available. (b) High sulphur fuel oil for Canada, India, Ireland, Mexico, New Zealand, South Africa, Turkey and the United States; low sulphur fuel oil for all other countries. (c) For commercial purposes. (d) Unleaded premium gasoline 195 RON, excluded regular for Australia, Canada, Japan, Korea, Mexico, New Zealand.

*

Source IEA Key World Energy Statistics 2006, page 42

Annexe 4

Question pour le promoteur.



EIR Annexe F2 (sans préjudice aux droits d'auteur)

Il n'y a pas juste le mazout qui disparaît, même le toit du réservoir peut disparaître! Il disparaît même de la zone d'impact !

Il est allé où le toit du réservoir ?

Est-ce que les trois lignes de 750kV peuvent subir des dommages ?

Le réservoir fait 90m de diamètre.

Ceci correspondrait à un feu de nappe de 90m, ou 45m de rayon, donc un équivalent approximatif du cas mentionné suite à un accident sur un méthanier

EIR DET NORSKE VERITAS Rapport maritime, RAPPORT TECHNIQUE

page 125

Feu de nappe 43m de rayon donne un rayonnement : 37kW/m² à 170m

Feu de nappe 43m de rayon donne un rayonnement 12,5kW/m² à 310m

Le rayonnement thermique serait de combien à 250m?

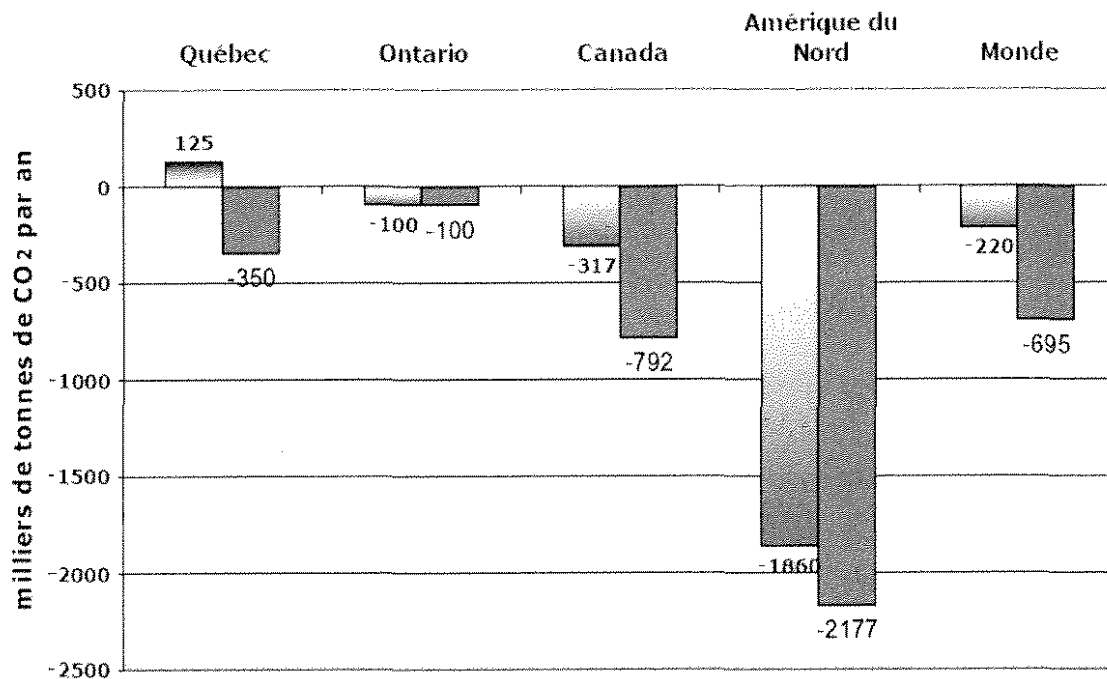
La zone d'impact ne devrait-elle pas être plus du double de 250m?

Il y aurait combien de kW/m² en bordure du haut du réservoir?

Quelles sont les conséquences de ce rayonnement sur le béton?

Annexe 5

Question pour Rabaska



Document déposé DA 11 7

Que s'est-il passé au Québec (~ 475.000t. éq. CO₂année), qui ne se serait pas passé ni en Ontario, ni dans le reste du Canada, pour faire diminuer juste à cet endroit les gaz à effet de serre?

Pourquoi la soustraction de 475,000t. éq. CO₂année n'est-elle pas soustraite en entier en Amérique du Nord mais qu'elle le soit dans la colonne Monde?

Que se passe-t-il aux États-Unis? (Perte temporaire de 158, 000t. éq. CO₂année)

Pouvez-vous expliquer clairement à la commission d'où viennent ces variations?

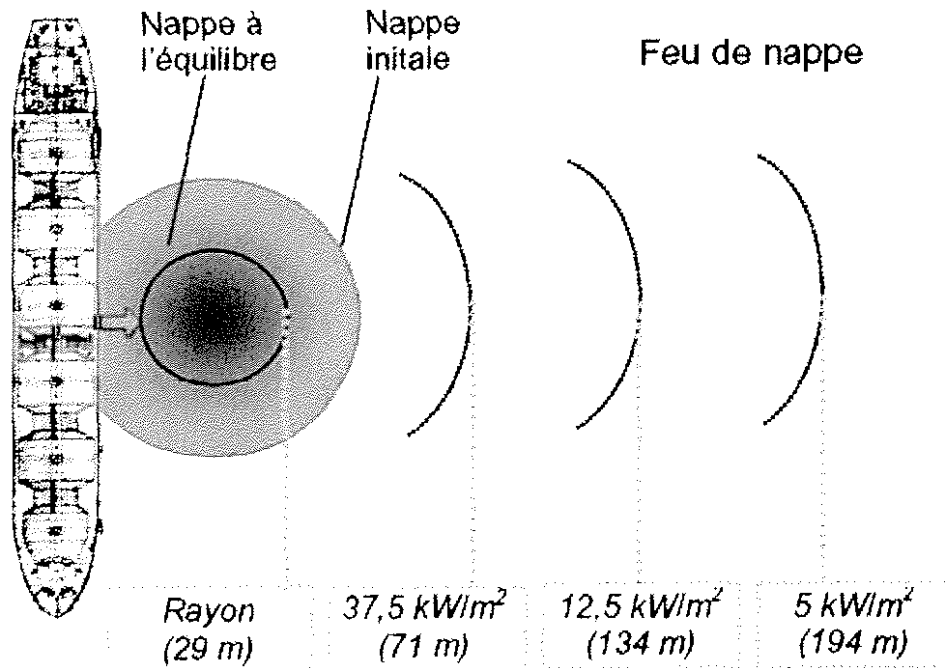
Comme la commission du BAPE analysant le projet Énergie Cacouna admet qu'un terminal méthanier équivalent de Rabaska émet environ 10,000.000t. éq. CO₂année sur l'ensemble de la chaîne de GNL en gaz à effet de serre.

Pouvez-vous expliquer à la commission ce qui arrive des molécules de CO₂ produites lors de la combustion de votre gaz naturel; il est où ce 10,000.000t. éq. CO₂année dans votre tableau?

Annexe 6

Question pour le promoteur.

(Sans préjudice aux droits d'auteur)



5. Feu de nappe

A quelle distance du méthanier, devrait se retrouver la nappe à l'équilibre, dans ce cas particulier?

Pourriez-vous tracer les iso contours des radiations thermiques sur la coque du méthanier affectée par un tel feu de nappe?

Le rayonnement thermique maximal serait de combien de kW/m² au niveau de la surface de contact avec le méthanier?

Quelles sont les conséquences de ce rayonnement sur l'acier de la coque du navire? Sur l'équipage du méthanier? Sur la cargaison du navire?

Quelles mesures d'urgences pourraient corriger la situation?

Merci de votre attention.