

Le 23 février 2007

Madame Josée Primeau
Coordonnatrice du Secrétariat de la Commission
Bureau d'audiences publiques sur l'environnement
575, rue Saint-Amable, bureau 2.10
Québec (Québec) G1R 6A6

**Objet : Rectificatifs généraux des mémoires déposés devant
la Commission**

Madame,

Tel que mentionné lors des audiences publiques, vous trouverez ci-joint un document faisant état des principaux rectificatifs généraux que nous désirons porter à l'attention de la Commission à l'égard de certaines informations factuelles contenues dans les mémoires qui ont été déposés devant la Commission.

Compte tenu du grand nombre de mémoires déposés et de rectificatifs à apporter, nous avons regroupé l'information en deux documents distincts. Un premier document contient des rectificatifs généraux qui sont des sujets qui ont été relevés dans plusieurs mémoires tout en indiquant dans quel mémoire se situe l'information à rectifier. Un deuxième document fait état des rectificatifs spécifiques à chaque mémoire.

Le présent document ne doit aucunement être interprété comme une liste exhaustive de tous les rectificatifs que auraient pu être portés à l'attention de la Commission. Le fait de ne pas avoir soulevé certains points ne doit pas en conséquence être interprété comme une acceptation de notre part de l'exactitude de l'information qui y est contenue. En cas de divergences, nous référons la Commission au dossier de Rabaska constitué de l'Étude d'impact sur l'environnement et de ses addendas, des réponses aux demandes d'informations de la Commission, de l'information déposée à la Commission ainsi que de l'information communiquée en cours d'audience.



www.rabaska.net • info@rabaska.net

Siège social 5935, rue Saint-Georges, Lévis (Québec) G6V 4K8 • Téléphone : (418) 833-6000 • Télécopieur : (418) 833-4245

999, de Maisonneuve Ouest, bureau 1600, Montréal (Québec) H3A 3L4 • Téléphone : (514) 286-7576 • Numéro sans frais : 1 866 376-7576 • Télécopieur : (514) 288-1185

Espérant le tout à votre entière satisfaction, nous demeurons à votre disposition pour toute information additionnelle.

Veuillez agréer, Madame, l'expression de nos sincères salutations.



Jean Trudelle
Directeur
Permis et Affaires réglementaires

Pièce jointe : 1

COMMENTAIRES GÉNÉRAUX

Thèmes abordés

1. Lignes cryogéniques sous une route publique	2
2. Le gaz de Rabaska est pour vendre aux États-Unis	5
3. Trans-Canada avait un bail à Gros-Cacouna avant Gaz Métropolitain	6
4. Le projet ne correspond pas aux recommandations de SIGTTO	7
5. Les nouveaux terminaux méthaniers, partout ailleurs dans le monde, sont tous installés dans un endroit isolé, loin des habitations	13
6. Plusieurs participants ont mentionné que les États-Unis, le Mexique et le Canada ne veulent plus de ports méthaniers	25
7. Plusieurs participants ont mentionné qu'à la suite du référendum tenu à Beaumont, Rabaska avait « déménagé » le projet de Beaumont à Lévis	28
8. Principe de précaution	28
9. Le Québec desservi par des terminaux méthaniers localisés dans les Maritimes	29
10. Positionnement de Rabaska vs les 16 principes qui sous-tendent le Développement durable	30
11. Nombre de familles dans un rayon de 1,5km, 2km, 2,5km	36
12. Les proportions des simulations visuelles ont été truquées	36
13. Perte de valeur des propriétés ?	37
14. Impact de l'ALÉNA	37
15. Degré de prudence dans les calculs de GES	37
16. Les réserves de gaz au Canada	39
17. Rabaska favorise le développement des sables bitumineux	42
18. L'Ontario abandonne le gaz naturel pour la production d'électricité	44
19. Rabaska aggravera le smog	48
20. Utilisation du niveau de rayonnement thermique 5 kW/m ²	48
21. Utilisation de la demi-LII	50
22. Utilisation de la nappe à l'équilibre ou de la nappe initiale	51
23. Rabaska comme étant le terminal le plus à l'intérieur des terres	56
24. Création d'emploi durant la construction	63
25. Lévis n'est pas un bon site. Cacouna est meilleur	63
26. Le projet Énergie Cacouna est déjà approuvé. Pas besoin d'un deuxième terminal	66
27. Zonage municipal	67
28. Baisse des prix du gaz	67

1. LIGNES CRYOGÉNIQUES SOUS UNE ROUTE PUBLIQUE

Plusieurs mémoires affirment que la ligne cryogénique, passant sous la route 132, est unique et sans exemples similaires sur d'autres terminaux méthaniers (voir mémoires DM377 d'Yves Saint-Laurent et DM436 de Lise Thibault). En réponse à une question du public retransmise par l'ACÉÉ (CA-220), nous avons déjà fourni une liste de plusieurs terminaux d'importation ou d'exportation de GNL pour lesquels les canalisations cryogéniques longent ou traversent des routes. A l'exception d'un seul cas, ces routes sont des routes de desserte de la zone portuaire et sont parfois gardiennées ; il n'en reste pas moins qu'il existe sur ces routes un trafic routier non négligeable et en particulier de poids-lourds. Rappelons que dans tous ces cas, les canalisations sont aériennes et qu'un risque de bris en cas de collision est donc une hypothèse réaliste.

Le cas du terminal méthanier d'Isle of Grain, qui a été mis en service en 2005 en Grande-Bretagne, présente certaines similitudes avec le projet Rabaska, et en particulier, le fait que les lignes cryogéniques passent sous une route publique.

La presqu'île d'Isle of Grain est un secteur marécageux entre la Tamise et la rivière Medway comprenant plusieurs villages. Son extrémité, située à environ 50 km du centre de Londres, est occupée par une zone industrielle de 630 ha, dont 385 ha ont été libérés suite au démantèlement d'une raffinerie. Cette zone industrielle est traversée par la route B2001 qui passe au-dessus des lignes cryogéniques du terminal méthanier, pour desservir un village de 1 400 habitants (unique route d'accès).

La plupart des habitants travaillant à l'extérieur du village, ils doivent emprunter cette route matin et soir. En particulier, le village ne comprenant qu'une école primaire, les écoliers de 11 à 18 ans utilisent des autobus scolaires (2 le matin et 2 le soir) pour se rendre à l'école située à plusieurs kilomètres.

En supposant que la moitié de la population se rende travailler à l'extérieur, cela représente 1 400 véhicules par jour.

D'autre part, un décret d'autorisation pour une centrale électrique dans ce secteur indique que 750 camions par jours quittent la zone industrielle.

Pour comparaison, le trafic sur la route 132 est de 4 200 véhicules par jour dont 3,5% de poids lourds (chiffres MTQ de 2002).

Il est important de noter que contrairement à Rabaska, la ligne cryogénique d'Isle of Grain est aérienne : elle circule dans un corridor de béton et passe sous la route grâce à un tunnel ouvert de faible longueur. Pourtant, comme nous l'avons indiqué en réponse à la question QE-0045 posée le 15 décembre (référence DA80), du fait de sa conception entièrement soudée, cette installation a été approuvée par les autorités britanniques sans créer de zone de sécurité autour de la ligne cryogénique, y compris pour le passage de la ligne sous une route publique.



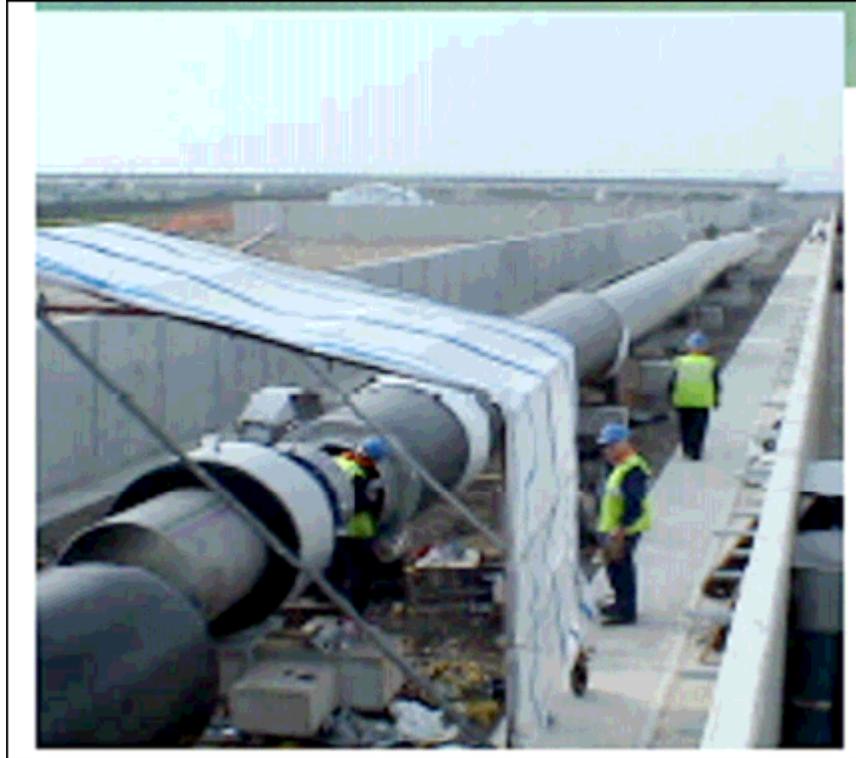
Localisation du terminal méthanier d'Isle of Grain



Vue aérienne de la ligne cryogénique



Préparation de la traversée sous la route



Corridor de béton

2. LE GAZ DE RABASKA EST POUR VENDRE AUX ÉTATS-UNIS

À la page 11 du mémoire du Conseil régional de l'environnement Chaudière-Appalaches (DM591), il est écrit : « Le marché des États de la Nouvelle-Angleterre, avec son imposant bassin de consommateurs résidentiels et industriels, demeure à cet égard le plus prometteur et le plus lucratif. »

De même, plusieurs mémoires laissent entendre que le véritable marché visé par Rabaska est le marché américain (voir notamment DM164 de Martine Sanson, DM302 de Pierrette Bélanger, DM377 d'Yves Saint-Laurent, DM436 de Lise Thibault, DM459 d'APPEL, DM573 de Michèle Lépine et André Dubois et DM612 du Groupe de jeunes citoyens lévisiens).

Rectificatif

Le marché de Rabaska est le Québec et l'Ontario. Deux des trois partenaires du projet sont des distributeurs de gaz, soit Gaz Métro au Québec et Enbridge en Ontario. Ces distributeurs ont signifié qu'ils étaient disposés à acheter pour leurs propres besoins (gaz de réseau) 60 % du gaz à être livré par Rabaska. Le solde, soit 40 %, fera l'objet de ventes directes aux grands consommateurs commerciaux, institutionnels et industriels du Québec et de l'Ontario, comme cela se fait actuellement dans le marché.

Le marché du Québec et de l'Ontario devrait selon l'étude d'Energy and Environmental Analysis (EEA) représenté, entre 2010 et 2020, environ huit fois les livraisons annuelles projetées par Rabaska. Ces marchés sont suffisamment grands pour que Rabaska puisse y écouler le gaz qu'il importe surtout avec l'engagement initial des distributeurs.

Le tableau suivant compare l'avantage économique de livrer du gaz naturel en Nouvelle-Angleterre (où les prix sont plus élevés) comparativement à la région Québec/Est de l'Ontario.

	Données en \$ /mpc	
	Nouvelle-Angleterre Région de Boston	Québec Est de l'Ontario
Différentiel de prix	0,20	-
Frais de transport – TQM/TCPL	(0,22)	(0,19)
Frais de transport – PNGTS	(0,87)	-
Ex. terminal	(0,89)	(0,19)
Différence	<u>0,70</u>	

Les marchés du Québec et de l'Ontario offrent pour le gaz naturel des prix un peu moins élevés que ce qu'on peut obtenir sur la côte est américaine. La différence de prix entre les deux est de l'ordre de 0,20 \$/mpc. Cependant, pour se rendre par exemple à Boston, il faut payer une charge sur le réseau canadien (à peu près équivalente à ce qui existe pour se rendre à une quelconque destination au Québec et un peu moins que ce qu'il en coûterait pour se rendre à Toronto). Toutefois, il faut ajouter un montant appréciable, soit 0,87 \$/mpc pour se rendre dans la région de Boston (Dracut) et il en coûterait plus cher pour se rendre au cœur même de Boston. Au net, les livraisons au Québec et dans l'est de l'Ontario coûtent 0,80 \$/mpc de moins, ce qui rend ces marchés beaucoup plus attrayants.

Enfin, il y a peu d'intérêt économique à construire un terminal méthanier au Québec pour y livrer du GNL dans le but d'acheminer du gaz naturel à New York et en Nouvelle-Angleterre. Les frais de transport pour desservir du Québec ces marchés rendent un tel scénario peu intéressant comparativement à l'utilisation de terminaux localisés dans cette région. Il y a beaucoup plus d'intérêt économique à desservir le marché du Québec et de l'Ontario.

Il y a déjà deux terminaux méthaniers en opération sur la côte est. Trois autres projets ont été autorisés par la FERC (Federal Energy Regulatory Commission) dans cette région. De plus, le projet Canaport, localisé au Nouveau-Brunswick tout près de la frontière américaine, est en construction et sera relié au réseau de transport desservant la Nouvelle-Angleterre.

3. TRANS-CANADA AVAIT UN BAIL À GROS-CACOUNA AVANT GAZ MÉTROPOLITAIN

Nous retrouvons cette affirmation dans plusieurs mémoires (entre autres dans le DM461 du GIRAM) Nous avons eu l'occasion de contredire cette affirmation à plusieurs reprises et nous pouvons retrouver la réponse écrite sur le site du BAPE à deux endroits soit à la rubrique DA-25 et DQ27.16

4. LE PROJET NE CORRESPOND PAS AUX RECOMMANDATIONS DE SIGTTO

Plusieurs mémoires mentionnent que le projet ne respecte pas certaines des recommandations du SIGTTO. Celles qui reviennent le plus souvent sont les suivantes que l'on peut retrouver dans les mémoires suivants : DM349 de Sandrine Louchart, DM377 d'Yves Saint-Laurent, DM382 de Patrick Plante, DM414 de Pierre-Paul Sénéchal, DM436 de Mme Lise Thibault, DM458 de Louis Duclos, DM459 de l'APPEL, DM461 du GIRAM, DM550 de Hans Brandl et DM617 de Jean-Christian Roy et Guylaine Piché. Nous avons cru bon de rectifier séparément certains sujets et nous accompagnons nos rectificatifs d'une lettre du directeur général du SIGTTO qui confirme, après analyse de notre projet, que Rabaska rencontre les principes du SIGTTO dans son choix et son approche afin d'évaluer et atténuer les risques concernant ses installations projetées.

Dans les rectificatifs, nous référons aux deux documents du SIGTTO : 1. *LNG Operations in Port Areas* » et 2. *Site Selection and Design for LNG Ports and Jetties* que nous avons déposés sous pli séparé. Il importe de noter que ces deux documents traitent de la zone portuaire d'un terminal méthanier.

La lettre du directeur général examine le projet Rabaska relativement au site portuaire de Québec en y incluant son chenal d'accès (la Traverse du Nord). Les traductions des termes utilisés dans sa lettre et les explications qui suivent ont toutes été approuvées par M. McHardy.

Le terme « *naturally sheltered* » signifie que le site est abrité au sens maritime c'est à dire qu'il ne requière pas d'ouvrage structurant de protection de type digue ou brise lame pour garantir la sécurité des opérations de transbordement en tout temps.

Les termes « *remote from largely populated areas* » et « *away from passing ships* » doivent se comprendre par comparaison avec d'autres ports GNL (Montoir-de-Bretagne en France par exemple).

L'avant dernier paragraphe indique que l'existence d'un trafic pétrolier qui requiert des conditions plus astreignantes que pour le méthanier, garanti la viabilité du trafic méthanier et la taille du chenal autorise des augmentations de trafic par rapport à l'existant.

Le terme « *exclusion zones* » englobe les distances de séparation qui sont proposées par Rabaska, entre le trafic existant et le méthanier, autant lorsque le méthanier navigue dans la traverse du Nord que lorsqu'il est à quai. On doit se référer ici à la distance d'éloignement du poste d'amarrage de l'axe de la voie navigable (tel que spécifié dans Termpol TP743F annexe 2 para. 3.1), à la zone de 50 m d'exclusion des petites embarcations du poste d'amarrage lorsque le méthanier est à quai ainsi qu'aux distances de séparation entre le méthanier et le trafic existant dans la traverse du Nord qui sont de deux miles nautique avec le navire qui précède le méthanier et de cinq miles nautique avec le navire qui le suit (voir document DA19, partie 4).

Le terme « *escort tugs* » couvre le remorqueur d'escorte attaché au méthanier montant dans la Traverse du Nord ainsi que le remorqueur d'attente qui reste à proximité de la jetée pendant toute la durée de l'escale pour parer à toute éventualité.



Society of International Gas Tanker
& Terminal Operators Ltd

15th. February 2007

Gaz de France
Major Infrastructure Division
Liquefied Gases department
Immeuble Euroatrium - 14-16 rue Touzet Gaillard
TSA 80005 - 93 486 SAINT OUEN CEDEX - France

For the attention of: Jean Lemonnier, (acting Rabaska Marine Manager)

Dear Sir,

We are pleased to answer your request to explain views of SIGTTO regarding the Rabaska project.

SIGTTO is a non-governmental body with observer status at IMO but has no regulatory or mandatory authority. SIGTTO Members meet on a regular basis and the Secretariat publishes guidelines and suggested best practise for a number of aspects concerning the transportation and handling of liquefied gasses. SIGTTO publications are not statutory recommendations, they are guidelines.

The SIGTTO view is that any new or modified port area preparing for the handling of liquefied gasses should establish the level of risk for that area and determine what is necessary to reduce that risk to acceptable levels. This determination should be done with the assistance of the terminal operators and local and federal authorities / agencies. To the best of our knowledge Transport Canada, local agencies and the terminal operators have done what we would expect to be done in undertaking risk assessments and planning for LNG shipping particularly within the scope of the TERMPOL process.

We have read the Rabaska Terminal information posted in the Rabaska website

Rabaska jetty is situated at the entrance of the Quebec deep water channel in a naturally sheltered industrial harbour.

It is sited remote from largely populated districts and away from passing ships in the Saint Laurent waterway. The proposed maneuvering area is wide and of sufficient depth.

London Liaison Office: 17 St. Helens Place, London EC3A 6DG
Telephone: +44 (0)20 7628 1124 Facsimile: +44 (0)207628 3163 e-mail: secretariat@sigtto.org
Reg. Office: PO Box 1022, Clarendon House, Church Street West, Hamilton 5-31, Bermuda
web site: [Http://www.sigtto.org](http://www.sigtto.org)

The access channel which is designed for large oil tankers, should be suitable to accommodate LNG tankers without impinging future port developments.

In Our cursory desk top examination we have found Rabaska project in line with Our risk assessment approach examining the procedures such as exclusion zones and escort tugs required while the LNG tanker transits the access channel and moored alongside.

Yours faithfully,

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'J MacHardy', with a long horizontal flourish extending to the right.

James A. MacHardy
General Manager

London Liaison Office: 17 St. Helens Place, London EC3A 6DG
Telephone: +44 (0)207628 1124 Facsimile: +44 (0)207628 3163 e-mail: secretariat@igtto.org
Reg. Office: PO Box 1022, Clarendon House, Church Street West, Hamilton 5-31, Bermuda
web site: [Http://www.sigtto.org](http://www.sigtto.org)

Rabaska n'a pas considéré l'introduction d'une industrie du GNL dans une perspective de développement futur des activités maritimes et portuaires

Rectificatif

Les possibilités d'augmentation du trafic en transit ont été étudiées par Rabaska. L'étude d'intégration des méthaniers dans le trafic maritime que nous avons effectué (document DA5) démontre clairement qu'il existe un grand nombre de fenêtres disponibles pour le passage des méthaniers dans la Traverse du Nord tout au long de l'année et qu'il y a place pour une augmentation importante du trafic. D'ailleurs, lors de la séance du 14 décembre (Document DA40, transparent n° 3) nous avons fait un calcul représentant le potentiel du nombre de passages potentiels dans la Traverse du Nord en considérant la contrainte du passage à sens unique du méthanier. Ce calcul démontre que le passage de la Traverse du Nord pourrait accueillir 84 passages de navires par jour dans un sens alors que le trafic existant moyen est de 7 passages par jour dans un sens, donc de **168 passages par jour dans les deux sens y compris un méthanier montant et un méthanier descendant en sens unique**

Les ports de transbordement de GNL doivent être localisés loin des routes maritimes achalandées et en dehors des zones de trafic important

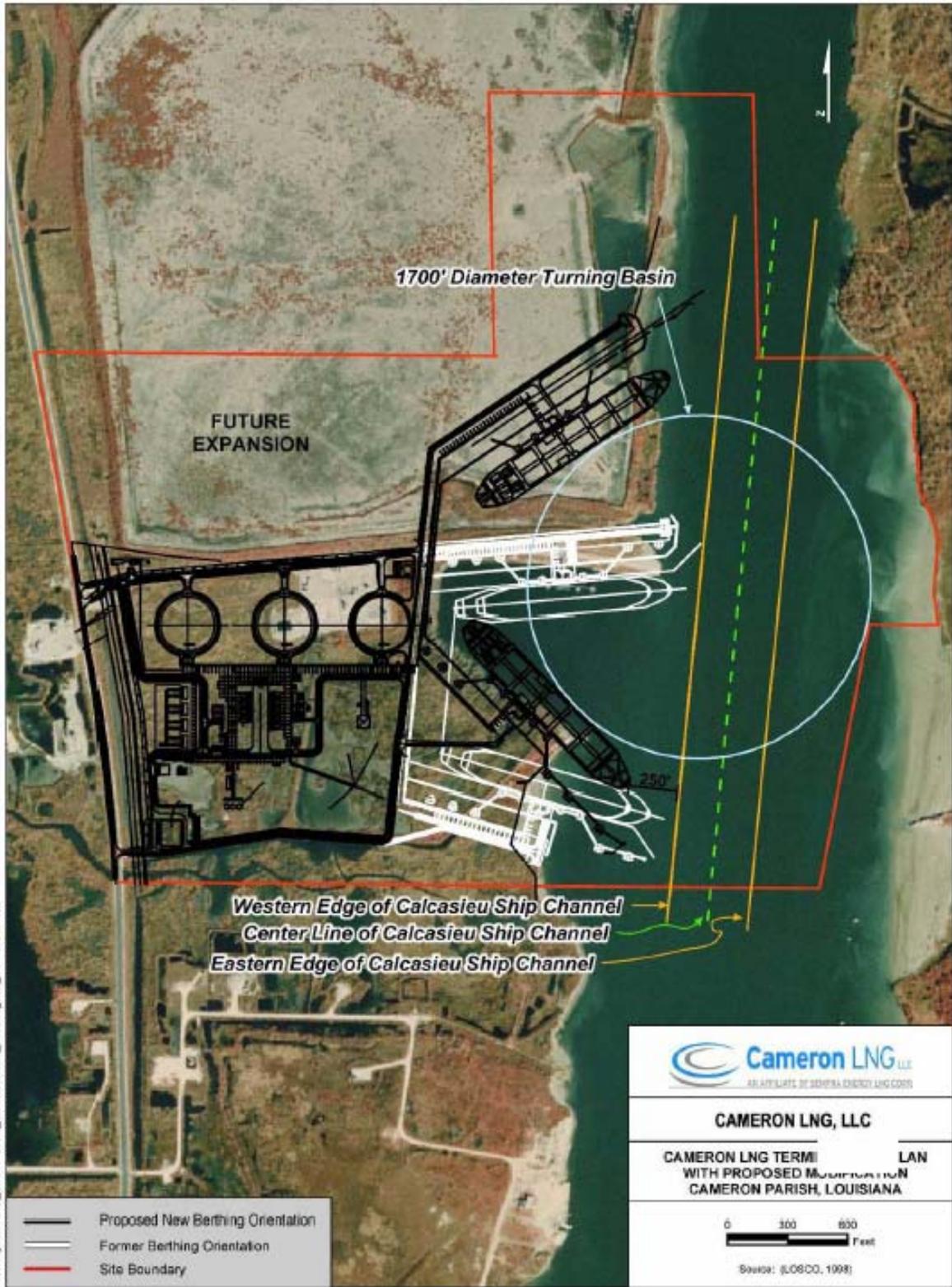
Rectificatif

Cette affirmation est fausse.

Le Sigtto envisage l'installation dans un port et donc à proximité de trafic important. La recommandation principale est celle d'écarter le poste de transbordement GNL du trafic tiers, cette recommandation est d'ailleurs détaillée dans le document Termpol (TP 743 F annexe 2 para. 3.1).

Dans le SIGTTO (voir 1. § 4.4 External Threats), les interactions du trafic tiers passant à proximité (effets de vagues) sont pour des postes d'amarrage en quai plein, installés dans des chenaux étroits et peu profonds et des navires tiers déplaçant de larges quantités d'eau relativement à la taille du chenal. Ce n'est pas le cas de Rabaska, installé sur pieux dans un fleuve large (2 000 m) et profond (15 m et plus) et où le trafic commercial est éloigné de plus de 500 m.

Les recommandations du SIGTTO visent plutôt des projets comme ceux dans la rivière Savannah (rupture d'amarrage d'un méthanier en mars 2006 à cause des vagues d'un navire tiers passant à coté) ou dans la rivière Calcasieu. La largeur de la rivière Calcasieu de Lake Charles ne dépasse pas 150 m par endroit et 200 m en général, la profondeur est de 12 m avec 1 500 passages par an. La configuration du projet Cameron, bien qu'autorisé par la FERC, ne suit pas les recommandations du SIGTTO, tel que cela est illustré par le schéma à la page suivante.



Privilégier les sites aux embouchures des couloirs fluviaux, plutôt que ceux qui sont situés loin à l'intérieur des côtes

Rectificatif

La configuration du fleuve Saint-Laurent est particulière en ce sens que l'embouchure du fleuve se situe immédiatement en aval de l'île d'Orléans avec une largeur de plus de 20 km à partir de cet endroit où le fleuve devient estuaire.

Ainsi, contrairement à l'impression première, Rabaska n'est pas plus loin du large que le terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne situé dans l'estuaire de la Loire fleuve beaucoup plus petit que le Saint-Laurent.

En toutes circonstances, les méthaniers en transit doivent avoir priorité sur tout autre navire

Rectificatif

C'est faux. Le SIGTTO recommande que le méthanier ait priorité lorsqu'il est dans un chenal étroit (voir 1. § 3.5.3). Dans le cas de Rabaska, cette recommandation du SIGTTO s'applique une fois que le méthanier débute son passage dans la traverse du Nord. En tout autre circonstance, Rabaska a mentionné qu'il laisserait la priorité aux autres navires pour ne pas entraver la circulation maritime existante.

Le transport du GNL ne fait pas bon voisinage avec les navires de passagers en raison du "risque humain" qui y est associé

Rectificatif

La recommandation du SIGTTO relative aux navires de passagers s'applique aux gares maritimes et terminaux de passagers et non pas aux navires de passagers en transit (voir 1. §4.5).

Proscrire toute manœuvre de dépassement d'un méthanier dans un couloir fluvial

Rectificatif

La recommandation du SIGTTO est pour un méthanier en transit dans un chenal étroit (*narrow access channel* – (voir 1. § 3.5.3 *Moving Safety Zone*)) tel le chenal de la Traverse du Nord. Le terme chenal ou « *access channel* » n'est pas approprié à l'estuaire du Saint-Laurent dont la largeur s'apparente à celle d'un détroit tel celui de Gibraltar dans lequel les dépassements sont autorisés ou au chenal des Grands Voiliers.

Le détroit de Gibraltar qui fait moins de 20 km de large voit passer plus de 90 000 navires par an dont 5000 pétroliers et 30 000 traversiers environ. Il y est passé 163 méthaniers en 2005.

<http://www.maritime-network.com/ajdm/detroit-de-gibraltar-bilan-pour-2004-4/>

La recommandation du Sigtto n'est pas pour le cas où le navire est dans la juridiction du port de Québec à très faible vitesse sous le contrôle des remorqueurs et en préparation pour sa manœuvre.

Éviter tout positionnement de jetée de transbordement de GNL dans la courbe extérieure d'un fleuve

Rectificatif

Effectivement, Le SIGTTO recommande d'éviter de localiser un terminal « *on a bend in a shipping channel...* » (voir 1. § 4.4 (6) et Figure 4.2).

Les cartes marines démontrent très clairement que le site de Rabaska est localisé dans une anse isolée au sud de l'alignement de la pointe de la Martinière orienté au 072° et que par le fait même

aucune route suivie par la navigation commerciale ne vient faire cap sur la jetée comme le préconise le SIGTTO. Le terme « courbe extérieure d'un fleuve » correspond donc plutôt au méandre d'un fleuve (comme pour le terminal d'Elba Island) ce qui ne correspond pas à la section du fleuve Saint-Laurent où se situe la jetée de Rabaska.

Absence de bassin d'évitage

Rectificatif

Il n'y a pas d'absence de bassin d'évitage, ni besoin de bassin dédié puisque la largeur du fleuve est plus que suffisante. En effet, la zone de manœuvres en face du quai GNL est large et vaste. Elle a des dimensions bien supérieures à de nombreux autres terminaux méthaniens (Montoir-de-Bretagne, Lake Charles, Everett...).

La surface du bassin d'évitage doit pouvoir contenir complètement un cercle de giration libre de structures équivalant à 2,5 fois la longueur hors tout du navire (TERMPOL) et 2 fois la longueur hors tout du navire augmentée de la dérive due au courant (SIGTTO) :

- soit $2,5 \times 300 = 750$ mètres (Termpol);
- soit $2 \times 300 = 600$ mètres plus la dérive due au courant (SIGTTO).

La largeur de la zone d'évitage en face du quai est d'environ 850 mètres entre les lignes de sonde de 15 mètres et sa profondeur varie de 15 mètres à plus de 25 mètres. La largeur du fleuve et sa profondeur permettent d'avoir une zone d'évitage suffisante pour ne pas diminuer les capacités de manœuvrabilité du navire (giration pour l'évitage et distance d'arrêt), tel que confirmé par les simulations de manœuvre réalisées dans le cadre du processus Termpol. La longueur de la zone d'évitage, qui peut se prolonger dans le fleuve sur plusieurs milliers de mètres, excède largement les recommandations de Termpol et du SIGTTO concernant les dimensions de la zone d'évitage.

5. LES NOUVEAUX TERMINAUX MÉTHANIENS, PARTOUT AILLEURS DANS LE MONDE, SONT TOUS INSTALLÉS DANS UN ENDROIT ISOLÉ, LOIN DES HABITATIONS

Plusieurs intervenants soulèvent ce point. On peut le retrouver par exemple dans les mémoires suivants :

De nombreux mémoires (DM199 de Jacques Verrault, DM377 d'Yves Saint-Laurent, DM461 du GIRAM, DM578 de Sylvain Castonguay, DM590 de Gaetan Paradis, DM594 de Céline Létourneau, DM599 de Martin Brandl...) affirment que le terminal de Rabaska serait le terminal le plus proche de la population et que les terminaux méthaniens sont tous installés dans des endroits isolés, loin des habitations et dans des zones industrielles.

La cinquantaine de terminaux méthaniens existants et les nombreux projets proposés sont au contraire implantés dans des environnements très variés et il n'existe pas vraiment de règle générale quant au milieu où s'implantent des terminaux méthaniens.

Nous avons passé en revue d'une part les terminaux existants et d'autre part les projets proposés en Amérique-du-Nord. Pour chaque site, nous avons essayé de caractériser le type d'environnement (industriel, rural, urbain), les distances par rapport à la population et à des établissements publics comme les écoles. Pour les projets proposés, nous n'avons considéré que les projets terrestres et non les projets offshore.

Nous ne prétendons pas et ne visons pas l'exhaustivité. Les informations contenues dans les tableaux ci-dessous sont celles au mieux de nos connaissances, basées sur des recherches Internet (sites corporatifs et mesures de distances avec Google Earth lorsque l'information n'est pas disponible par ailleurs) et dans certains cas d'informations directes des exploitants des terminaux (pour les terminaux européens par exemple). Nous n'avons pas inclus dans les tableaux les terminaux pour lesquels nous ne disposons pas d'information. Afin d'offrir une base claire de comparaison, les distances sont mesurées par rapport aux réservoirs de GNL et non aux clôtures des terminaux. Des photographies complètent l'information contenue dans les tableaux.

Ce recensement nous permet de situer le terminal de Rabaska par rapport aux autres terminaux ou projets de terminaux.

Les réservoirs de Rabaska ne sont pas les plus proches des habitations

Pour Rabaska, la distance entre les réservoirs et la résidence la plus proche est de 815 m (par rapport au centre des réservoirs). Les terminaux, existants ou en projet, ayant une distance comparable ou inférieure sont repérés avec un fond vert dans les tableaux ci-dessous.

L'apportement de Rabaska n'est pas le plus proche des habitations

Pour Rabaska, la distance entre l'apportement et la résidence la plus proche est de 560 m. Les terminaux, existants ou en projet, ayant une distance comparable ou inférieure sont repérés avec un fond bleu dans les tableaux ci-dessous.

Rabaska n'est pas le terminal le plus proche d'une école ou d'un établissement public

Pour Rabaska, la distance entre l'école Sainte-Famille et les réservoirs est de 2100 m et entre l'école et l'apportement de 1200 m. Les terminaux, existants ou en projet, ayant une distance comparable ou inférieure sont repérés avec un fond orange dans les tableaux ci-dessous.

Tableau 1 – Environnement des terminaux en opération

Pays	Site	Date de mise en service	Distance aux premières résidences ou bâtiment recevant du public	Type d'environnement
Belgique	Zeebrugge	1987	1300 m de la proue du méthanier 1500 m d'un réservoir de GNL 1000 m de la clôture	Industriel (proche) et zone résidentielle en front de mer
Corée du sud	Pyeong-Taek	1986	1,9 km approximativement du réservoir le plus proche	-
Espagne	Barcelona	1969	2 km environ	Industriel (proche)
Espagne	Bilbao	2003	1 km approximativement du réservoir le plus proche	Industriel (proche)
Espagne	Cartagena	1989	2,6 km approximativement du réservoir le plus proche	Industriel (proche)
Espagne	Huelva	1988	2,9 km approximativement du réservoir le plus proche	Industriel et agricole
États-Unis	Cove Point	1978; redémarré en 2003	650 m du réservoir le plus proche	Forestier et résidentiel
États-Unis	Elba Island	1978; redémarré en 2001	3 km approximativement du réservoir le plus proche	-
États-Unis	Everett	1971	500 m approximativement du réservoir le plus proche 800 m approximativement du navire (mesures Google Earth)	Industriel (proche) et urbain
États-Unis	Gulf Gateway	2005	Installation offshore à 187 km de la côte-	
États-Unis	Lake Charles	1982	1,8 km approximativement du réservoir le plus proche	Industriel (proche)
France	Fos-sur-Mer	1972	2.5 km environ	Industriel (proche)
France	Montoir-de-Bretagne	1980	1.6 km des premières habitations	Industriel (proche)
Grèce	Revithoussa	2000	800 m environ	Le terminal est implanté sur une île dédiée, proche de la côte (secteur résidentiel, aucune industrie)
Inde	Dahej	2004	2 km approximativement du réservoir le plus proche	Industriel et agricole
Italie	Panigaglia	1969 rénové en 1996	moins de 300 m	Industriel (éloigné) avec des maisons isolées
Japon	Chita	1983	400 m approximativement du réservoir le plus proche	-
Japon	Chita Kyodo	1978	400 m approximativement du réservoir le plus proche	-

Pays	Site	Date de mise en service	Distance aux premières résidences ou bâtiment recevant du public	Type d'environnement
Japon	Futtsu	1985	2,1 km approximativement du réservoir le plus proche	-
Japon	Higashi-Ohgishima	1984	2,8 km approximativement du réservoir le plus proche	-
Japon	Himeji	1984	1,6 km approximativement du réservoir le plus proche	-
Japon	Himeji LNG	1979	1,6 km approximativement du réservoir le plus proche	-
Japon	Negishi	1969	300 m approximativement du réservoir le plus proche	-
Japon	Niigata	1984	1100 m approximativement du réservoir le plus proche	-
Japon	Ohgishima	1998	2 km approximativement du réservoir le plus proche	Industriel (proche) et urbain
Japon	Oita	1990	1 km approximativement du réservoir le plus proche	-
Japon	Senboku I	1972	800 m approximativement du réservoir le plus proche	-
Japon	Senboku II	1977	2.8 km approximativement du réservoir le plus proche	-
Japon	Sodegaura	1973	2 km approximativement du réservoir le plus proche	-
Japon	Tobata	1977	2.35 km approximativement du réservoir le plus proche	-
Japon	Yanai	1990	900 m approximativement du réservoir le plus proche	-
Japon	Yokkaichi LNG Centre	1988	1,2 km approximativement du réservoir le plus proche	-
Japon	Yokkaichi Works	1991	1,75 km approximativement du réservoir le plus proche	Industriel (proche)
Portugal	Sines	2004	1,5 km approximativement du réservoir le plus proche	Industriel (proche)
République Dominicaine	Punta Caucedo	2003	2,8 km approximativement du réservoir le plus proche	-
Royaume-Uni	Canvey Island	1964; exploitation arrêtée en 1990	500 m approximativement du réservoir le plus proche	Industriel et urbain
Royaume-Uni	Isle of Grain	2005	2,4 km approximativement du réservoir le plus proche	Industriel (proche)
Taiwan	Yungan	1990	850 m approximativement du réservoir le plus proche	-
Turquie	Marmara Ereglisi	1994	Les constructions résidentielles sont interdites à moins de 250m du site.	Village proche et environnement agricole

Tableau 2 – Environnement des projets proposés en Amérique du Nord

Nom	Localisation	Pays	Statut	Distance entre jetée et habitation	Distance entre jetée et établissement public	Distance entre centre du réservoir et habitation	Distance entre centre du réservoir et établissement public	Type d'environnement
Everett	Boston Maine	USA côte Est	En opération	830 m	1 km (école)	500 m	625 m (école)	Industriel (proche) et urbain
Cove Point LNG	Cove Point Maryland	USA côte Est	En opération	1,9 km	5,5 km (école) 3,5 km (parc)	650 m	2,8 km (école) 2 km (église) 750 m (parc)	Forestier et résidentiel
Elba Island	Elba Island near Savannah Georgia	USA côte Est	En opération	3,2 km	6 km (école)	3 km	5,5 km (école)	Industriel et marécages
Lake Charles	Lake Charles Louisiane	USA Golfe Mexique	En opération	2,3 km	1,7 km	1,8 km	7,2 km (école)	Industriel (proche) et marécages
Cameron LNG	Hackberry Louisiana	USA Golfe Mexique	En construction	1300 m	930 m	1,15 km	10 km (église)	Industriel (proche) et marécages
Freeport LNG	Freeport Texas	USA Golfe Mexique	En construction	300 m (chalets)	4,3 km (école)	300 m (chalets)	4 km (école)	Industriel (proche), marécages et balnéaire
Sabine Pass LNG	Sabine Pass Louisiane	USA Golfe Mexique	En construction			10 km (Louisiane) 2 km (Texas)	2,5 km (école - Sabine Pass, Texas)	
Corpus Christi Terminal	Corpus Christi Texas	USA Golfe Mexique	Autorisé en attente	2,85 km	4,2 km (école)	2,8 km	4 km (école)	Industriel (proche) et marécages
Vista del Sol LNG	Corpus Christi Texas	USA Golfe Mexique	Autorisé en attente	3,5 km	3,5 km (école)	3,7 km	3,5 km (école)	Industriel (proche) et marécages
Weaver's Cove LNG	Falls River Massachusset	USA côte Est	Autorisé en attente	500 m	650 m (école)	400 m	530 m	Résidentiel et industriel (proche)
Golden Pass LNG	Sabine Pass Texas	USA Golfe Mexique	En construction	890 m	1,9 km (motel)	770 m	2,2 km (motel)	
Ingleside Energy Center	Corpus Christi Texas	USA Golfe Mexique	Autorisé en attente	2,5 km	2,8 km (restaurant)	2,2 km	2,35 km (école)	
Crown Landing	Logan Township (Delaware River) New Jersey	USA côte Est	Autorisé en attente	1,7 km	5,3 km (école)	900 m	5 km (école)	Industriel (proche)
Port Arthur LNG	Port Arthur Texas	USA Golfe Mexique	Autorisé en attente	1,9 km	1,8 km (B&B)	1,9 km	2 km	
Créole Trail LNG	Cameron	USA	Autorisé en	3,5 km	4,3 km (école)	3 km	3,75 km (école)	

Nom	Localisation	Pays	Statut	Distance entre jetée et habitation	Distance entre jetée et établissement public	Distance entre centre du réservoir et habitation	Distance entre centre du réservoir et établissement public	Type d'environnement
	Louisiane	Golfe Mexique	attente					
Canaport LNG	St John New Brunswick	Canada Côte Est	En construction	1,5 km		500 m		Industriel, forestier et quelques résidences
Bear Head LNG	Point Tupper Nova Scotia	Canada Côte Est	Autorisé mais abandonné	2 km		2,4 km		Industriel et forestier
Kitimat LNG	Kitimat (Bish Cove) British Columbia	Canada Côte Ouest	Autorisé en attente	8,6 km				Forestier
Altamira	Tamulipas	Mexique Côte Est	En opération	2,5 km	3 km	2,2 km	2,6 km	
Energia Costa Azul LNG	Ensenada Baja California	Mexique Côte Ouest	En construction	500 m		470 m		Plaines côtières - désert
Bradwood Landing Terminal	Bradwood Oregon	USA côte Ouest	Projet				6 km (école)	Forestier
Casotte Landing LNG	Pascagoula Mississippi	USA Golfe Mexique	Autorisé en attente	2 km	3 km (école)			Industriel (proche) et résidentiel
Calhoun LNG	Port Lavaca Texas	USA Golfe Mexique	Projet	4 km	4,3 km (église)	4,2 km	4,5 km (église)	
Quoddy Bay LNG	Pleasant Point Maine	USA côte Est	Projet	650 m	1 km (école)	1,4 km	1,2 km (école)	
Downeast LNG	Robbinston Maine	USA côte Est	Projet	520 m	2,3 km (école)	630 m	1200 m (école)	Forestier et résidentiel
AES Sparrows Point	Baltimore Maryland	USA côte Est	Projet	2 km	3 km (école)	2,1 km	3,2 km (école)	Industriel
Jordan Cove Energy Project	Coos Bay Oregon	USA côte Ouest	Projet	1,7 km	1,8 km (aéroport)	2 km	2 km (aéroport)	Industriel (proche) et aéroport
Freedom Energy Center	Philadelphia Pennsylvania	USA côte Est	Projet	790 m	1,1 km (église)	790 m	760 m (église)	
Battery Rock LNG	Boston (Brewster Island) Maine	USA côte Est	Projet			3,6 km	5 km (école)	
Énergie Cacouna Energy	Gros Cacouna Québec	Canada Côte Est	Projet	2,1 km		1,5 km		Portuaire et village proche
WestPac Terminals	Prince Ruppert British Columbia	Canada Côte Ouest	Projet	2,6 km	2,8 km (école)			Industriel



Terminal d'Everett, Massachusetts, É-U



Terminal de Cove Point, Maryland, É-U



Terminal de Freeport, Texas, É-U



Terminal de Freeport, Texas, É-U



Projet de terminal de Weaver's Cove, Massachussetts, É-U



Projet de terminal de Weaver's Cove, Massachussetts, É-U



Terminal méthanier Chita, Japon



Terminal méthanier Negishi, Japon

6. PLUSIEURS PARTICIPANTS ONT MENTIONNÉ QUE LES ÉTATS-UNIS, LE MEXIQUE ET LE CANADA NE VEULENT PLUS DE PORTS MÉTHANIER

Rectificatif

Plusieurs mémoires (dont DM24 de M. Jean-Guy Allard, DM25 de Mlle Aurélie Tanguay, DM26 de Mme Gabrielle Larose, DM380 d'Isabelle Pouliot, DM427 de Bernard Vachon...) affirment que les États-Unis ne veulent plus de ports méthaniers, d'autres affirment que seuls les terminaux offshore sont proposés et acceptés aux États-Unis.

Même s'il est vrai que plusieurs projets de terminaux méthaniers font l'objet d'une opposition dans la population ou auprès des autorités locales, force est de constater que de nombreux projets ont été autorisés ces dernières années et plusieurs sont en construction. Enfin, contrairement à une idée fausse, la grosse majorité de ces projets sont des terminaux classiques terrestres.

Nous présentons ci-dessous un bilan des projets de terminaux méthaniers en Amérique du Nord (Canada, États-Unis et Mexique) fait à partir des informations de la FERC. Voir liens pour cartes : <http://www.ferc.gov/industries/lng/indus-act/terminals/exist-prop-lng.pdf>
<http://www.ferc.gov/industries/lng/indus-act/terminals/horizon-lng.pdf>

Les projets autorisés en attente sont les projets ayant reçu leurs autorisations gouvernementales, mais pour lesquels le promoteur n'a pas encore lancé la construction.

On notera que le projet Bear Head, en Nouvelle Écosse, n'est plus répertorié par la FERC, le promoteur ayant suspendu le développement de ce projet.

Bilan

Il y a 6 terminaux en opération : 5 terrestres et 1 offshore (une bouée avec des navires regazéificateurs).

Sur les 56 terminaux en projet répertoriés par la FERC (sans compter les extensions), 38 sont onshore (68 %) pour 18 offshore (32 %), c'est-à-dire 2 projets sur 3 sont des terminaux classiques terrestres.

Sur les 22 projets autorisés, 16 sont onshore (73 %) et 6 sont offshore (27 %). La proportion est plus forte sur les projets autorisés, soit près de 3 projets autorisés sur 4 qui sont des terminaux classiques terrestres.

À notre connaissance, il y a actuellement 6 terminaux en construction. Le seul terminal en construction sur la côte Est étant le terminal de Canaport au Nouveau-Brunswick.

Le tableau de répartition des projets par pays montre que c'est aux États-Unis qu'il y a le nombre de projets autorisés le plus important et aussi la plus forte proportion de projets autorisés.

À ces projets de nouveaux terminaux s'ajoutent des demandes d'extension de terminaux, pour les terminaux existants ou les projets suivants :

- Cove Point LNG, Cove Point, Maryland, É-U (+0.8 BCFD)
- Sabine Pass LNG, Sabine Pass, Louisiane, É-U (+1.4 BCFD)
- Freeport LNG, Freeport, Texas, É-U (+2.5 BCFD)
- Cameron LNG, Hackberry, Louisiana, É-U (+1.15 BCFD)
- Elba Island, Savannah, Georgia, É-U (+0.9 BCFD)
- Energia Costa Azul LNG, Ensenada Baja California, Mexique (+1.5 BCFD)

Cette analyse montre clairement que les États-Unis, loin de refuser des projets, sont au contraire en train de développer de nombreux terminaux méthaniers.

Bilan global des projets de terminaux méthaniers en Amérique du Nord (16 février 2007)

	Localisation	En opération	En développement			
			Autorisés		Projets	Total
			En construction	En attente		
Projets Onshore	Côte Est	3	1	2	11	14
	Golfe du Mexique	2	4	7	1	12
	Côte Ouest	0	1	1	10	12
	Sous-total	5	6	10	22	38
Projets Offshore	Côte Est	0	0	2	3	5
	Golfe du Mexique	1	0	3	2	5
	Côte Ouest	0	0	1	7	8
	Sous-total	1	0	6	12	18
	TOTAL	6	6	16	34	56

Bilan des projets de terminaux méthaniers en Amérique du Nord par pays (16 février 2007)

Pays	En opération	En développement			
		Autorisés		Projets	Total
		En construction	En attente		
Canada	0	1	1	5	7
États-Unis	5	4	14	22	40
Mexique	1	1	1	5	7
Bahamas	0	0	0	2	2
TOTAL	6	6	16	34	56

Liste des 6 projets en construction

- Cameron LNG, Hackberry, Louisiana, É-U, 1.5 BCFD
- Freeport LNG, Freeport, Texas, É-U, 1.5 BCFD
- Sabine Pass LNG, Sabine Pass, Louisiane, É-U, 2.6 BCFD
- Golden Pass LNG, Sabine Pass, Texas, É-U, 2 BCFD
- Canaport LNG, St John, New Brunswick, Canada, 1 BCFD
- Energia Costa Azul LNG, Ensenada, Baja California, Mexique, 1 BCFD

Liste des 16 projets autorisés en attente

- Corpus Christi Terminal, Corpus Christi, Texas, É-U, 2.6 BCFD
- Vista del Sol LNG, Corpus Christi, Texas, É-U, 1.1 BCFD
- Weaver's Cove LNG, Falls River, Massachusset, É-U, 0.8 BCFD
- Ingleside Energy Center, Corpus Christi, Texas, É-U, 1 BCFD
- Crown Landing, Logan Township (Delaware River), New Jersey, É-U, 1.2 BCFD
- Port Arthur LNG, Port Arthur, Texas, É-U, 3 BCFD
- Créole trail LNG, Cameron, Louisianne, É-U, 3.3 BCFD
- Gulf LNG, Pascagoula, Mississipi, É-U, 1.5 BCFD
- Casotte Landing LNG, Pascagoula Mississipi, É-U, 1.3 BCFD
- Port Pelican, Offshore, Louisianne, É-U, 1.6 BCFD
- Gulf Landing, Offshore, Louisianne, É-U, 1 BCFD
- Main Pass Energy Hub, Offshore, Louisianne, É-U, 1 BCFD
- Neptune LNG LLC, Offshore, Massachusetts, É-U, 0.4 BCFD
- NorthEast Gateway deepwater LNG, Offshore, Massachusetts, É-U, 0.8 BCFD
- Kitimat LNG, Kitimat (Bish Cove), British Colombia, Canada, 1 BCFD
- Terminal GNL Mar Adentro de Baja California, offshore, Baja California, Mexique, 1.4 BCFD

7. PLUSIEURS PARTICIPANTS ONT MENTIONNÉ QU'À LA SUITE DU RÉFÉRENDUM TENU À BEAUMONT, RABASKA AVAIT « DÉMÉNAGÉ » LE PROJET DE BEAUMONT À LÉVIS

De très nombreux mémoires affirment que le projet Rabaska a « déménagé » de Beaumont à Lévis après la tenue du référendum de Beaumont en décembre 2004 (DM24 de Jean-Guy Allard, DM26 de Gabrielle Larose, DM117 de Francine Demers-Boutin, DM377 d'Yves Saint-Laurent, DM380, DM460 de M. Jacques Levasseur, DM461 du GIRAM, DM573 de Michèle Lépine et André Dubois...)

Rectificatif

Comme cela est expliqué dans l'étude d'impact (tome 2, chapitre 5, section 5.1.3 et tome 3, chapitre 3, section 3.2 et la réponse à la question CA-009 du complément à l'EIE de mai 2006), en 2004, Rabaska envisageait 4 sites d'implantation initiaux, soit 3 à Lévis et un à Beaumont. Les consultations menées en 2004 ont porté sur cet avant-projet et non sur un projet bien défini avec un plan d'implantation. Suite à ces consultations et suite à l'analyse technique des 4 sites potentiels d'implantation, Rabaska annonçait fin janvier 2005 le choix du site retenu, à savoir le site dit « Ouest » à Lévis. Tel que démontré dans l'étude d'impact environnemental, c'est ce site qui a le moindre impact. À cette occasion, Rabaska diffusait des informations sur les différentes composantes du projet, l'implantation des équipements et leurs caractéristiques techniques, etc.

8. PRINCIPE DE PRÉCAUTION

Plusieurs mémoires (entre autres DM 585 de M. Marcel Gaudreault et DM600 de M. Éric Tessier) invoquent le principe de précaution dans le cadre de l'évaluation du projet Rabaska par le BAPE.

Il est faux de prétendre que le projet Rabaska ne satisfait pas à ce principe.

Le principe de précaution s'inscrit à l'intérieur de la Loi sur le développement durable du Québec. On y réfère en ces termes : lorsqu'il y a un risque de dommage grave ou irréversible, l'absence de certitude scientifique complète ne doit pas servir de prétexte pour remettre à plus tard l'adoption de mesures effectives visant à prévenir une dégradation de l'environnement.

Environnement Canada propose dans le document : « Une perspective canadienne sur l'approche/principe de précaution » (septembre 2001)¹, une définition du développement durable qui se lit comme suit ²:

Le Canada appuie le principe 15 de la Déclaration de Rio sur l'environnement et le développement (1992) : « Pour protéger l'environnement, des mesures de précaution doivent être largement appliquées par les États selon leurs capacités. En cas de risque de dommages graves ou irréversibles, l'absence de certitude scientifique absolue ne doit pas servir de prétexte pour remettre à plus tard l'adoption de mesures effectives visant à prévenir la dégradation de l'environnement. »

L'étude d'impact montre que compte tenu des mesures d'atténuation et de compensation proposées, l'implantation du projet Rabaska n'induit aucun dommage grave puisque toutes les normes et critères établis par les autorités gouvernementales (ou les règles de l'art pour les composantes environnementales non normées) sont respectés que ce soit pour ce qui est de la qualité de l'air, du bruit, des impacts sur la santé, la sécurité, le milieu visuel, etc. Les mesures d'atténuation visant à prévenir la dégradation de l'environnement y sont présentées et les impacts résiduels y sont décrits et évalués.

¹ <http://dossiersdunet.com/IMG/pdf/livret-f-allfonts.pdf>

² Environnement Canada précise que cet énoncé ne constitue cependant pas la position officielle du gouvernement du Canada ou de ses ministères et organismes

Par ailleurs, l'étude de risque réalisée tant pour les installations du terminal que pour le trajet des méthaniers ou le tracé du gazoduc, montre que le projet respecte les normes généralement admises pour des installations industrielles. De plus, le plan d'urgence qui sera proposé par Rabaska qui devra être validé et autorisé par les autorités municipales, provinciales et fédérales responsables sera mis en place avant la mise en opération des installations.

Enfin, les impacts inévitables ne sont pas irréversibles puisqu'à la fin de la vie utile des installations, le site sera remis en état et pourra retrouver sa vocation première. Seule exception à cette règle la tourbière qui ne pourra être récupérée. Toutefois, les dépressions accueillant les réservoirs pourront être réaménagées pour devenir des milieux humides productifs si telle est la volonté des autorités d'alors.

9. LE QUÉBEC DESSERVI PAR DES TERMINAUX MÉTHANIERES LOCALISÉS DANS LES MARITIMES

Plusieurs mémoires ont soulevé l'hypothèse que les marchés du Québec et de l'Ontario puissent être desservis à partir de terminaux localisés sur la côte est du continent, soit dans les Maritimes (ex. : Canaport au Nouveau-Brunswick ou Bear Head en Nouvelle-Écosse). Mentionnons notamment les mémoires de M. Yves St-Laurent (DM377), de Louis Duclos (DM458), de l'APPEL (DM459) ou du Conseil régional de l'environnement Chaudière-Appalaches (DM591).

Rectificatif

Cette hypothèse est discutée dans le Tome 2 de l'Étude d'impact à la section 2.6 – Solutions de rechange au projet, soit 2.6.1 – Gaz naturel en provenance des provinces maritimes (voir page 2.54 à 2.56 du Tome 2).

À cet égard, on examine deux scénarios possibles :

- i) L'ajout de capacité sur le réseau *Maritimes and North East* (M&NE) qui va des Maritimes (en partant de la Nouvelle-Écosse) vers Boston avec le renversement du gazoduc PNGTS qui relie le Maine au Québec.
- ii) La construction d'un nouveau gazoduc entre les Maritimes (par exemple le terminal Canaport) et le Québec.

Ces deux scénarios n'apparaissent pas économiquement viables principalement pour la raison suivante : les prix du gaz naturel sur les marchés des régions de Boston et de New York sont plus élevés que sur les marchés du Québec et de l'Ontario (voir rectificatif général n° 2). Ceux qui iront livrer du gaz sur la côte est (Maritimes ou Nouvelle-Angleterre) vont chercher à obtenir le prix le plus élevé possible; ils vont ainsi naturellement cibler ces grands marchés de la côte est américaine et il n'est donc pas certain que du gaz serait disponible pour desservir le Québec et l'Ontario.

Par ailleurs, quel que soit le parcours retenu, les frais de transport du gaz naturel pour se rendre à Montréal seraient sensiblement plus élevés à partir des Maritimes plutôt qu'à partir de Lévis.

Comme mentionné dans l'Étude d'impact (Tome 2, page 2.56), une telle solution est loin d'être optimale pour les régions du Québec et de l'Ontario :

« 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. »

10. POSITIONNEMENT DE RABASKA VS LES 16 PRINCIPES QUI SOUS-TENDENT LE DÉVELOPPEMENT DURABLE

Positionnement de Rabaska vs les 16 principes qui sous-tendent le développement durable

Plusieurs mémoires ont remis en question l'adéquation du projet Rabaska en relation avec les différents principes qui sous-tendent la Loi sur le développement durable.

Les mémoires suivants entre autres, ont abordé ce sujet (liste non exhaustive) :

- DM375 Jeanne d'Arc Dubé-Lavoie
- DM382 Patrick Plante
- DM394 Conseil des monuments et sites
- DM427 Bernard Vachon
- DM459 APPEL
- DM557 Stratégie Saint-Laurent
- DM585 Marcel Gaudreault
- DM591 Conseil régional de l'environnement de Chaudière-Appalaches
- DM600 Éric Tessier
- DM633 Commission des biens culturels
- DM638 Nature Québec/UQCN

Le tableau ci-dessous présente en quoi le projet Rabaska satisfait aux 16 principes énoncés dans la Loi pour guider l'administration publique.

PRINCIPE DE LA LOI SUR LE DÉVELOPPEMENT DURABLE	DÉFINITION	INTÉGRATION DU PRINCIPE DANS LE CADRE DU PROJET RABASKA
A- Santé et qualité de vie	les personnes, la protection de leur santé et l'amélioration de leur qualité de vie sont au centre des préoccupations relatives au développement durable. Les personnes ont droit à une vie saine et productive, en harmonie avec la nature	<ul style="list-style-type: none"> • Zones d'exclusion suffisantes pour contenir tout accident grave à l'intérieur des terrains de Rabaska • Respect de toutes les normes et critères auxquelles le projet est soumis (qualité de l'air, bruit) • Tunnel sous la route 132 • Programme de suivi permettant de s'assurer que toutes les exigences du MDDEP et les engagements de Rabaska sont rencontrés en construction et en exploitation. • Comité de liaison mis sur pied et possibilité de contacter en tout temps Rabaska en cas de besoin. • Mesures d'atténuation pour minimiser les poussières pendant la construction : asphaltage de la route d'accès, aménagement de talus, utilisation d'abat poussières, recouvrement des camions. • Passage sous la jetée pour faciliter le passage des petites embarcations • Aménagement d'un accès à partir de la route Lallemand pour réduire la circulation sur la route 132 • Maintien des activités de ski de fond sur les terrains de Rabaska
B- Équité et solidarité sociale	les actions de développement doivent être entreprises dans un souci d'équité intra et intergénérationnelle ainsi que de solidarité sociale	<ul style="list-style-type: none"> • Création d'emplois en construction et en exploitation • Politique de compensation pour les résidents à l'intérieur de 1,5 km • Achat de gré à gré des terrains requis • Retombées fiscales annuelles au niveau fédéral (3,2 M\$), provincial (8,9 M\$) et municipal (10 millions \$/an sur 50 ans et 1million \$ en taxes scolaires) • Engagement de Rabaska à rembourser les coûts additionnels que le projet pourrait entraîner pour la ville de Lévis (service incendie, service sécurité publique, etc.) • Remboursement des coûts de construction de l'aqueduc municipal le long de la route 132 jusqu'à la limite est de Lévis. • Remboursement des coûts de construction de la route d'accès à partir de la route Lallemand • Investissement dans l'aménagement d'un accès public au fleuve sur les terrains de Rabaska • Contribution de 500 000 \$ pour l'aménagement du parc régional de la Martinière Don de 300 000 \$ à la ville de Lévis afin de soutenir le transport en commun • Vente du GNL au Québec et en Ontario seulement avec effet de stabilisation ou de réduction des prix aux consommateurs • Le gaz naturel est une énergie de transition qui peut réduire substantiellement les émissions de GES et de polluants des autres énergies fossiles • Importation de GNL à partir de pays exportateurs (apport de devises pour ces pays permettant de financer leurs besoins en santé, éducation, etc.)

C- Protection de l'environnement	pour parvenir à un développement durable, la protection de l'environnement doit faire partie intégrante du processus de développement	<ul style="list-style-type: none"> • L'étude d'impact a permis d'identifier l'ensemble des enjeux environnementaux significatifs et de proposer un ensemble de mesures d'atténuation ou de compensation adaptées aux besoins.
D- Efficacité économique	l'économie du Québec et de ses régions doit être performante, porteuse d'innovation et d'une prospérité économique favorable au progrès social et respectueuse de l'environnement	<ul style="list-style-type: none"> • Création d'emplois en construction (1580 personnes/année) et en exploitation (70 emplois permanents) • Une clause d'indexation fait que les taxes municipales seront d'environ 10 millions \$ par année. • Retombées fiscales directes et indirectes en construction de 70,7 M\$ au provincial et de 30,7 M\$ au fédéral. • En exploitation, retombées fiscales annuelles de 8,9 M\$/an au provincial et de 3,2 M\$/an au fédéral. • Rabaska s'est engagée à prévoir des points de raccordement permettant le transfert de frigories à des fins de valorisation des rejets thermiques. • Les études de EEA montrent que le projet Rabaska aura un effet à la baisse sur le prix du gaz naturel au Québec et dans l'est de l'Ontario de l'ordre de 5 % par rapport à la situation sans Rabaska. • En augmentant l'offre et donc la compétition entre fournisseurs de gaz, le projet induira une pression à la baisse du prix du gaz naturel favorisant un transfert du mazout vers le gaz naturel. • L'offre de gaz naturel provenant de Rabaska s'ajoute aux approvisionnements provenant de l'Ouest canadien d'où augmentation de la sécurité d'approvisionnement
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	<ul style="list-style-type: none"> • Signature de 2 protocoles d'entente avec la municipalité de Lévis • Politique de compensation pour le terminal • Politique de compensation agréée par l'UPA pour le gazoduc • Le comité de liaison sera composé d'élus, de mandataires de groupes représentatifs et de représentants de Rabaska. Rabaska prendra toutes les mesures de façon à informer préalablement les autorités et la population de toute activité susceptible de causer des inconvénients à l'entourage
F- Accès au savoir	les mesures favorisant l'éducation, l'accès à l'information et la recherche doivent être encouragées de manière à stimuler l'innovation ainsi qu'à améliorer la sensibilisation et la participation effective de la société civile à la mise en oeuvre du développement durable	<ul style="list-style-type: none"> • Contribution à la création d'une chaire de recherche en efficacité énergétique à Lévis • Le terminal Rabaska sera construit selon les méthodes et avec les technologies éprouvées les plus récentes • Des visites guidées et des journées portes ouvertes pourront être organisées selon la demande

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	<ul style="list-style-type: none"> • L'étude d'impact du projet est soumise pour commentaire à 8 agences fédérales et 20 agences provinciales dans le cadre de l'analyse de conformité • D'autres agences (une dizaine) sont consultées dans le cadre du processus TERMPOL pour ce qui est des aspects maritimes du projet • Le plan d'urgence doit être revu par la ville de Lévis en plus des autorités fédérale et provinciale • Il y aura un responsable environnement, santé et sécurité sur les lieux. • Mise en place d'un comité de liaison composé d'élus, de mandataires de groupes représentatifs et de représentants de Rabaska
H- Partenariat et coopération intergouvernementale	les gouvernements doivent collaborer afin de rendre durable le développement sur les plans environnemental, social et économique. Les actions entreprises sur un territoire doivent prendre en considération leurs impacts à l'extérieur de celui-ci	<ul style="list-style-type: none"> • Le projet est soumis à l'autorisation des autorités fédérales et provinciales qui fixent les conditions d'autorisation • Les rapports faisant état du suivi environnemental permettront aux autorités gouvernementales de vérifier l'application et l'efficacité des mesures d'atténuation proposée et de s'assurer des exigences gouvernementales et des engagements de Rabaska
I-Prévention	en présence d'un risque connu, des actions de prévention, d'atténuation et de correction doivent être mises en place, en priorité à la source	<ul style="list-style-type: none"> • La conception comprend plusieurs mesures de contrôle et de gestion de mesures d'urgence, dont les plus importantes sont : la protection contre les incendies, un système de contrôle intégré (SCI), un système de contrôle de procédé (SCP), un système d'arrêt d'urgence (SAU) • Programme de maintenance et d'inspection • Plan de sûreté • Plan d'intervention d'urgence élaboré en collaboration avec la ville de Lévis • Participation au CMMI • Aucune résidence à l'intérieur des zones d'exclusion requises par les installations • Plan de gestion environnemental • Système de gestion environnementale • Programme de surveillance environnementale (phase de construction et exploitation) • Présence de pilotes à bord des méthaniers à partir des Escoumins et présence d'un pilote de glaces à partir du détroit de Cabot, lorsque requis • Remorqueur d'escorte pour accompagner le méthanier à partir de la Traverse du Nord jusqu'au quai de déchargement. Celui-ci demeure en patrouille durant toute la durée du déchargement.

J- Précaution (gestion des risques)	lorsqu'il y a un risque de dommage grave ou irréversible, l'absence de certitude scientifique complète ne doit pas servir de prétexte pour remettre à plus tard l'adoption de mesures effectives visant à prévenir une dégradation de l'environnement	<ul style="list-style-type: none"> • Augmentation marginale du trafic maritime (2 %) • Présence d'un remorqueur d'escorte à partir de la Traverse du Nord jusqu'au quai de déchargement. Celui-ci demeure en patrouille durant toute la durée du déchargement. • Présence de pilotes à bord • Programme de maintenance et d'inspection • Plan de sûreté • Plan d'intervention d'urgence • Programme de surveillance environnementale (phase de construction et exploitation) • Plan de gestion environnemental
K- Protection du patrimoine culturel	le patrimoine culturel, constitué de biens, de lieux, de paysages, de traditions et de savoirs, reflète l'identité d'une société. Il transmet les valeurs de celle-ci de génération en génération et sa conservation favorise le caractère durable du développement. Il importe d'assurer son identification, sa protection et sa mise en valeur, en tenant compte des composantes de rareté et de fragilité qui le caractérisent	<ul style="list-style-type: none"> • Les impacts sur le paysage ont été réduits autant que possible (réservoirs plus larges et moins hauts, enfoncement de 10 m dans le sol, talus d'atténuation visuel, reboisement, éclairage adapté, etc.) • Un concept architectural est en élaboration pour maximiser l'intégration de la jetée au milieu • La torchère sera en opération que très occasionnellement soit environ 48 heures non consécutives par année • Aucun des 28 bâtiments non classés, mais à valeur patrimoniale, identifiés dans la zone ne seront touchés par le projet • Un espace public permettant l'accès au fleuve sera aménagé à même les propriétés de Rabaska • Les inventaires archéologiques ont été réalisés en 2006 (Addenda B à l'étude d'impact, Annexe Bs2)
L- Préservation de la biodiversité	la diversité biologique rend des services inestimables et doit être conservée pour le bénéfice des générations actuelles et futures. Le maintien des espèces, des écosystèmes et des processus naturels qui entretiennent la vie est essentiel pour assurer la qualité de vie des citoyens	<ul style="list-style-type: none"> • Le choix du tracé du Gazoduc a permis de limiter son impact à une trentaine de plans de platanthère à gorge frangée, (une espèce susceptible d'être désignée menacée ou vulnérable) localisés dans une tourbière déjà perturbée par des activités forestières • La tourbière affectée par le terminal est en voie d'assèchement. Les inventaires n'y ont révélé aucune espèce végétale ou faunique à statut particulier • Le corridor de service induit une perte de faible superficie d'habitat potentiel pour des plantes à statut particulier, mais ne touche aucune colonie existante • L'implantation du terminal représente une perte de 17,5 ha de forêt mature. Par contre, le reste des boisés matures sur les terrains de Rabaska (environ 66 ha) seront protégés contre les coupes forestières.
M- Respect de la capacité de support des écosystèmes	les activités humaines doivent être réalisées en ayant le souci de toujours respecter la capacité de support des écosystèmes et de ne pas dépasser le seuil au-delà duquel les fonctions et l'équilibre d'un milieu seraient irrémédiablement altérés	<ul style="list-style-type: none"> • Le projet s'insère dans un milieu déjà fortement modifié par l'homme (entre l'autoroute 20 et la route 132). Par ailleurs, la nature du projet et de ses activités auront peu d'effet cumulatif sur la capacité support des écosystèmes en place • Bassins de rétention en cas de déversement. • Les habitats du poisson perdus seront compensés en conformité avec la Loi sur les pêches • Le prolongement du ruisseau St-Claude favorise sa productivité

<p>N- Production et consommation responsable</p>	<p>des changements doivent être apportés dans les modes de production et de consommation en vue de rendre ces dernières plus viables et plus responsables sur les plans social et environnemental, entre autres par l'adoption d'une approche d'écoefficience, qui évite le gaspillage et qui optimise l'utilisation des ressources</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Les choix technologiques qui ont été faits (tome 3, volume 1, section 3.3) intègrent les dimensions environnementales et économiques • Nombreuses mesures d'atténuation en période de construction pour minimiser les impacts • Le projet favorise l'emploi du gaz naturel en remplacement de combustibles fossiles plus polluants et produisant plus de GES • Programme de surveillance environnementale (phase de construction et exploitation) • Plan de gestion environnemental
<p>O- Pollueur-payeur</p>	<p>les personnes qui génèrent de la pollution ou dont les actions dégradent autrement l'environnement doivent assumer leur part des coûts des mesures de prévention, de réduction et de contrôle des atteintes à la qualité de l'environnement et de la lutte contre celles-ci</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Le projet Rabaska est soumis aux politiques, lois et règlements canadiens et québécois de réduction des GES • Plan de compensation pour la perte d'habitat du poisson • Plan de reboisement • Rejets d'eau des vaporiseurs satisfaisant aux OER du MDDEP • L'analyse des émissions en période d'exploitation (voir réponse aux questions QC-73s2 et QC-74s2) montre que les contributions du terminal en contaminants atmosphériques sont marginales
<p>P- Internalisation des coûts</p>	<p>la valeur des biens et des services doit refléter l'ensemble des coûts qu'ils occasionnent à la société durant tout leur cycle de vie, de leur conception jusqu'à leur consommation ou disposition finale</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Comme il s'agit d'un investissement privé, les coûts d'approvisionnement, de transport du GNL, de construction et d'exploitation du terminal méthanier et du gazoduc ainsi que le prix de démobilitation des équipements sont pris en compte dans l'analyse financière du projet. • Engagement de Rabaska à assumer les frais de tout nouveau besoin ou service généré par le projet pour la ville de Lévis • Pour ce qui est des coûts environnementaux, la production de GES du projet sera largement compensée par les réductions induites chez les utilisateurs par le remplacement d'énergies fossiles générant plus de GES • Investissement dans l'aménagement d'un accès public au fleuve sur les terrains de Rabaska • Don de 300 000 \$ à la ville de Lévis afin de soutenir le transport en commun • Contribution de 500 000 \$ pour l'aménagement du parc régional de la Martinière • Contributions fiscales du projet aux gouvernements fédéral, provincial et municipal

11. NOMBRE DE FAMILLES DANS UN RAYON DE 1,5KM, 2KM, 2,5KM

Plusieurs intervenants ont véhiculé différentes valeurs du nombre de résidences dans les environs immédiats du terminal Rabaska (ex. : 450 résidences à moins de 2 km).

Les mémoires suivants entre autres, ont abordé ce sujet (liste non exhaustive) :

- DM003 Corporation de défense des droits sociaux de Lotbinière
- DM142 Gemma Pellerin
- DM143 Richard Gagné
- DM145 Hélène Saint-Pierre
- DM147 Yves Saint-Pierre
- DM182 Catherine Saint-Pierre
- DM186 Suzanne A. Samson
- DM199 Jacques Verrault
- DM458 Louis Duclos
- DM459 APPEL
- DM536 Suzanne Rochon

Le tableau ci-dessous indique le décompte des résidences autour des installations du terminal Rabaska y incluant les lignes de déchargement.

Distance (m)	Rabaska	
	Par tranche	Cumulatif
750	35	35
1000	31	66
1250	36	102
1500	14	116
1750	19	135
2000	46	181
2250	75	256
2500	72	328

12. LES PROPORTIONS DES SIMULATIONS VISUELLES ONT ÉTÉ TRUQUÉES

Plusieurs mémoires (DM10 de Louis Guillemette et présentation verbale de Pierre Morency, DM434) affirment que les simulations visuelles sont « truquées » et ne donnent pas un aperçu réaliste de l'impact visuel qu'aura le terminal méthanier une fois qu'il sera construit.

Les simulations visuelles ont été faites à partir de photographies du site et de modélisations 3D, en utilisant des outils et des méthodes reconnues. Les modélisations du terminal ont été faites à partir des plans d'ingénieur produits lors de l'ingénierie du terminal. Tous les visuels sont à l'échelle. Les simulations ont été réalisées par la société Graph Synergie, une entreprise de Québec spécialisée dans le domaine de la visualisation de projets 3D, de la conception d'éclairage et d'effets visuels pour les domaines de l'architecture, de l'aménagement urbain, de l'ingénierie civile, du patrimoine et des musées.

Un document donnant une description de la méthodologie utilisée a été déposé auprès de la Commission.

13. PERTE DE VALEUR DES PROPRIÉTÉS ?

La mise en place du programme de compensation ne signifie aucunement que nous croyons qu'il y aura un impact négatif permanent sur la valeur des propriétés avoisinant le terminal, tel que mentionné dans plusieurs mémoires (DM194 de Christian Ruel, DM348 de François Viger et DM555 de Roger Lambert). En effet, nous référons la Commission à l'avis de l'évaluateur agréé, M. Norman Roy (Tome 3, volume 2, annexe D-4) qui indique ce qui suit : « La littérature faisant état d'un impact significatif et permanent concerne des sites dont les facteurs négatifs sont particulièrement sévères, telle que pollution intense, contamination toxique, radiation nucléaire, activité bruyante, odeurs nauséabondes et accidents sur des sites mal gérés. Le projet Rabaska ne présente aucun de ces facteurs négatifs sévères puisqu'il n'y aura pas de pollution, ni de contamination, ni activité intense. »

M. Roy mentionne aussi la possibilité d'un impact négatif temporaire. En effet, il dit ce qui suit : « Il arrive qu'une telle installation ait un impact négatif sur la valeur des propriétés à caractère résidentiel, récréatif et touristique situées dans le voisinage immédiat. Cela est attribuable à la perception que le public a de la probabilité que surviennent des facteurs défavorables. Ces facteurs défavorables sont les aspects visuels, l'achalandage, la pollution de l'air et de l'eau, le bruit, le danger. Ce type d'attitude est généralement temporaire et s'estompe au fur et à mesure que les inquiétudes à l'égard du projet s'avèrent non fondées. »

Rabaska est donc confiante que le projet n'aura pas d'impact négatif permanent sur la valeur des propriétés du secteur avoisinant les installations. Rabaska s'est engagée à mettre ce programme en place parce que lors des consultations menées en 2004-2005, il est apparu que certains résidents dans le voisinage du terminal se disaient incapables de vivre près de celui-ci et d'assumer le risque qu'ils en percevaient.

14. IMPACT DE L'ALÉNA

Plusieurs mémoires ont soulevé des préoccupations à l'égard de l'application de certaines obligations reliées à l'énergie contenues dans l'*Accord de livre-échange nord-américain* (ALÉNA) en relation avec l'établissement du projet. Mentionnons notamment les mémoires de Mme Lise Thibault (DM436) et de M. Dennis Bevington (DM518).

Rectificatif

Les commentaires relatifs à l'ALÉNA sont contenus dans la réponse déposée par Rabaska à la question C74 posée par la Commission et aussi dans l'engagement QE43.

15. DEGRÉ DE PRUDENCE DANS LES CALCULS DE GES

Un certain nombre de mémoires expriment le point de vue que le projet Rabaska va entraîner une augmentation des émissions de gaz à effet de serre en Amérique du Nord ou à l'échelle mondiale, alors que l'étude d'impact, faite avec une approche très prudente, conclut que le projet entraînera une diminution des émissions de GES au Canada, en Amérique du Nord et dans le monde.

Ce rectificatif a pour but de clarifier les principaux faits qui permettent de conclure que les estimations de l'étude d'impact sont prudentes. Il regroupe des informations dont la majorité a déjà été déposée, mais se trouve dispersée dans divers documents distincts.

Ces éléments de prudence dans l'approche se résument comme suit :

A) Prix du pétrole

L'hypothèse sur le cours mondial du pétrole utilisée dans l'étude de EEA est que celui-ci se stabilisera à terme autour de 35 \$US/baril (dollars de 2004). Or depuis l'étude de EEA (faite en 2005), la plupart des organismes prévisionnels ont révisé à la hausse leurs prévisions du prix du pétrole. Par exemple, la dernière étude du DOE des États-Unis

((Annual Energy Outlook 2006) montre des prix variant entre 47 et 54 \$ (dollars de 2004) pour la période 2010-2025. De même, RNCAN, dans « Perspectives énergétiques au Canada, scénario de référence 2006 » prévoit un prix d'environ \$ 46 US (dollars de 2004).

Des prix du pétrole plus élevés que ceux qui étaient prévus par EEA en 2005 favoriseront la mise en marché du gaz naturel et une substitution accrue du mazout.

B) Mesures de lutte contre les changements climatiques

Les calculs du bilan des GES négligent toute mesure gouvernementale qui viserait à réduire les émissions de GES. Or le gouvernement du Québec, celui du Canada et ceux de diverses autres provinces et états américains mettent en place de telles mesures. Par exemple, au Québec, la Stratégie énergétique prévoit une redevance sur les produits pétroliers qui sera basée sur le facteur d'émission de GES. Cette redevance, qui a pour but premier de financer le Fonds Vert. La redevance aura aussi pour effet de favoriser l'utilisation du gaz naturel plutôt que du mazout.

De manière générale, les mesures de lutte contre les changements climatiques ont pour effet de favoriser l'utilisation de combustibles moins émetteurs de GES dans les équipements qui nécessitent des combustibles fossiles pour fonctionner. Or de très grandes quantités de mazout et de charbon sont utilisées en Amérique du Nord.

Les mesures de lutte contre les changements climatiques, dont la mise en place est devenue inéluctable à terme favoriseront donc l'utilisation du gaz naturel et, en particulier, la substitution du mazout par le gaz. Dans un tel contexte, l'arrivée de Rabaska contribuera donc à réduire davantage les émissions de GES.

Au contraire, si la disponibilité du gaz naturel est insuffisante, il sera plus coûteux pour l'économie de mettre en œuvre des mesures favorisant son utilisation aux dépens du mazout et du charbon et les gouvernements risquent d'hésiter davantage à mettre en œuvre des mesures contraignantes.

C) Remplacement du charbon pour la production d'électricité

Aux États-Unis, et dans une certaine mesure en Ontario, il existe une forte concurrence entre l'utilisation du charbon et celle du gaz naturel pour la production d'électricité. Aux États-Unis, alors que l'on construisait surtout des centrales au gaz naturel pendant les années 90, la montée du prix du gaz naturel fait en sorte qu'actuellement il y a surtout des projets de centrales au charbon. Le nombre de projets de centrales au charbon en cours d'étude ou de construction est ainsi passé de moins de 15 en moyenne entre 1990 et 2002, à 93 en 2003 et à 135 en 2006.

La situation du secteur de l'électricité en Ontario est discutée en détail au rectificatif portant sur « **L'ONTARIO ABANDONNE LE GAZ NATUREL POUR LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ** » qui met en évidence l'importance de la disponibilité du gaz naturel à un coût compétitif dans un plan énergétique global de la province qui vise notamment à fermer les quatre centrales au charbon encore en fonctionnement. Les émissions annuelles totales de ces 4 centrales sont de l'ordre de 15 à 35 millions de tonnes de GES selon les années (le facteur d'utilisation variant).

Dans le calcul des effets de Rabaska sur les émissions de GES, on ne tient pas compte de l'effet facilitateur possible du projet Rabaska dans le projet de fermeture de ces centrales au charbon de l'Ontario. De plus, on traite la substitution du charbon dans le reste du Canada et aux États-Unis comme s'il s'agissait de substitution de mazout, ce qui sous-estime les émissions évitées.

D) Remplacement des sources traditionnelles de gaz par des sources plus éloignées

Les sources traditionnelles du BSOC sont en déclin. À l'avenir, une partie croissante du gaz produit au Canada proviendra de sources éloignées comme celles du delta du Mackenzie. Or les calculs de GES ont été faits en supposant que le gaz de Rabaska déplacerait du gaz

naturel des sources actuelles et non du gaz de sources plus éloignées, donc causant plus d'émissions lors du transport.

E) Taux de substitution du mazout

Les raisons pour lesquelles le taux de substitution de 80 % utilisé dans les calculs de l'étude d'impact constitue une estimation prudente du taux réel probable sont exposées en détail dans la réponse à la question QE 19. Rappelons ici simplement qu'un taux de 80 % représente une situation dans laquelle la consommation additionnelle de gaz naturel due à la baisse du prix induite par le projet (5 % en moyenne au Québec et en Ontario) est due, à 80 %, au remplacement du mazout (lourd ou léger). Ce taux de 80 % correspond en fait à des changements marginaux dans les marchés. Si l'on prend l'exemple du Québec pour la période 2010-2025, il se traduit par le fait que 0,7 % du volume total de gaz naturel de toutes sources vendu au Québec remplacera du mazout. Le mazout perdra ainsi des ventes représentant 1,3 % du volume vendu. On doit donc s'attendre à ce que le taux utilisé soit inférieur au taux réel.

F) Effets aux États-Unis

Les émissions évitées aux États-Unis évaluées dans le cadre de l'étude d'impact (1,543 Mt) ont été comparées avec une estimation des émissions évitées grâce aux exportations totales de gaz naturel de l'Ouest canadien faite par Ziff Energy pour le compte du gouvernement canadien en 2002 (copie jointe en annexe). Cette comparaison montre, comme indiqué à la page 6.23 du Tome 3 de l'étude d'impact, que la valeur retenue dans l'étude d'impact est probablement largement sous-estimée. L'approche de Ziff Energy appliquée au cas de Rabaska conduirait en effet à des émissions évitées aux États-Unis de plus de 3 Mt, soit plus du double de l'estimation retenue.

G) Bilan mondial

Le bilan des GES à l'échelle mondiale tient compte de toutes les émissions amont de la chaîne de GNL. Ce bilan montre une diminution des émissions globales, alors que les calculs ont été faits avec une série d'hypothèses prudentes.

La conclusion n'est pas surprenante puisque la réalisation du projet Rabaska améliore la position concurrentielle d'un combustible peu émetteur, le gaz naturel, dans une économie nord-américaine qui dépend encore principalement du pétrole et du charbon pour son approvisionnement en énergie.

16. LES RÉSERVES DE GAZ AU CANADA

Plusieurs mémoires ont fait référence au fait que les réserves de gaz naturel au Canada étaient considérables et que le ratio réserves/production annuelle dépassait largement le chiffre de 9 ans cité par Rabaska.

Rectificatif

Les informations les plus récentes confirment toujours que les réserves prouvées de gaz naturel sont de l'ordre de 58 Tcf (soit 10^{12} pi³) et que le ratio réserves/production à la fin de 2005 était de 9,3 ans (voir « Gaz naturel canadien – Revue de 2005 et perspectives jusqu'à 2020 » de Ressources naturelles Canada).

Les réserves prouvées de gaz naturel sont celles qui ont été découvertes par forage et qui peuvent être acheminées immédiatement vers les marchés. Ces réserves sont estimées précisément à 57,9 Tcf. Il y existe des réserves éventuelles, c'est-à-dire des réserves qui sont découvertes mais qui ne peuvent être mises en exploitation parce qu'elles sont en régions éloignées et ne peuvent être acheminées par gazoduc vers les marchés (ex. : delta du Mackenzie). L'Office national de l'énergie (ONE) estime ces réserves à 36,7 Tcf.

Au delà de cela, il y a des ressources non découvertes mais que l'on croit pouvoir trouver dans l'avenir. Ces ressources sont estimées à 356,6 Tcf. Il y a dans une telle estimation un niveau élevé d'incertitude. De plus, une partie importante de ces réserves est localisée en régions éloignées et/ou extracôtières, ce qui rend l'exploitation éventuelle de ces ressources d'autant plus incertaine. Enfin, ce total comprend 80 Tcf de ressources non classiques, soit principalement du gaz de houille dont l'exploitation est toute récente. À ce stade-ci, il est très difficile de déterminer quel volume pourra être éventuellement récupéré. À cet égard, dans son rapport 2005, le Comité canadien sur le potentiel gazier reconnaît l'ampleur de la ressource gazière dans les gisements houillés (*Coldbed methane*) mais estime néanmoins que le volume récupérable se situe entre 11 et 45 Tcf. Le total des réserves prouvées, virtuelles et des ressources non découvertes atteint un volume de 446,7 Tcf (voir tableau ci-dessous).

Il convient de mentionner que le ratio des réserves prouvées sur la production annuelle qui est présentement de 9,3 ans était jusqu'au milieu des années 1980 de l'ordre de 30 ans. L'effet combiné de l'augmentation de la production et du déclin des réserves prouvées a progressivement abaissé ce ratio qui est maintenant comparable à celui qu'on trouve aux États-Unis.

Finalement, joint à la fin de ce texte est un tableau des prévisions de l'Office national de l'énergie (Résultats préliminaires du scénario de référence et du scénario de maintien des tendances – Rapport de l'ONÉ sur l'avenir énergétique).

(http://www.neb.gc.ca/newsroom/Speeches/2007/GCHydrocarbonsCanadaEnergyFuture2007_02_22_f.htm#a_4)

On peut y voir que l'approvisionnement annuel à partir des réserves établies, d'ajouts de réserves, du méthane de houille et du gaz des régions pionnières diminuera dans le futur.

**TABLEAU 6
RÉSERVES ET RESSOURCES DE GAZ NATUREL AU CANADA**

	Ressources prouvées ¹ Fin-2005	Découvertes mais non prouvées ²	Non découvertes ³	Totalité des ressources restantes ⁴	Prod. à date
BSOC					
Alberta	40,9	0,0	56,6	96,1	125,4
Colombie-Britannique	12,3	0,0	21,4	34,2	17,4
Saskatchewan	3,3	0,0	0,9	3,6	5,4
Territoires Terrestre	0,4	0,0	5,9	6,4	0,6
Ressources non-classiques	0,0	0,0	80,0	80,0	0,0
Total Ouest Canadien	56,9	0,0	164,9	220,3	148,7
Côte Est, extracôtière					
Nouvelle-Écosse	0,5	5,2	17,8	22,1	0,9
Autre	0,0	8,5	60,1	68,6	0,0
Total Côte Est Extracôtière	0,5	13,7	77,9	90,7	0,9
Côte Ouest	0,0	0,0	17,1	17,1	0,0
Northern Canada					
Mackenzie-Beaufort	0,0	9,0	51,5	60,5	0,0
L'Île d'Arctic	0,0	11,7	28,0	39,7	0,0
Autre	0,0	0,7	15,1	15,8	0,0
Total Canada du Nord	0,0	21,4	94,6	116,0	0,0
Ontario	0,5	1,6	0,8	1,2	1,2
Golfe du St-Laurent	0,0	0,1	1,3	1,4	0,0
TOTAL CANADA	57,9	36,7	356,6	446,7	150,9

Sources : ONE, sauf indication contraire (réserves prouvées – ACP).

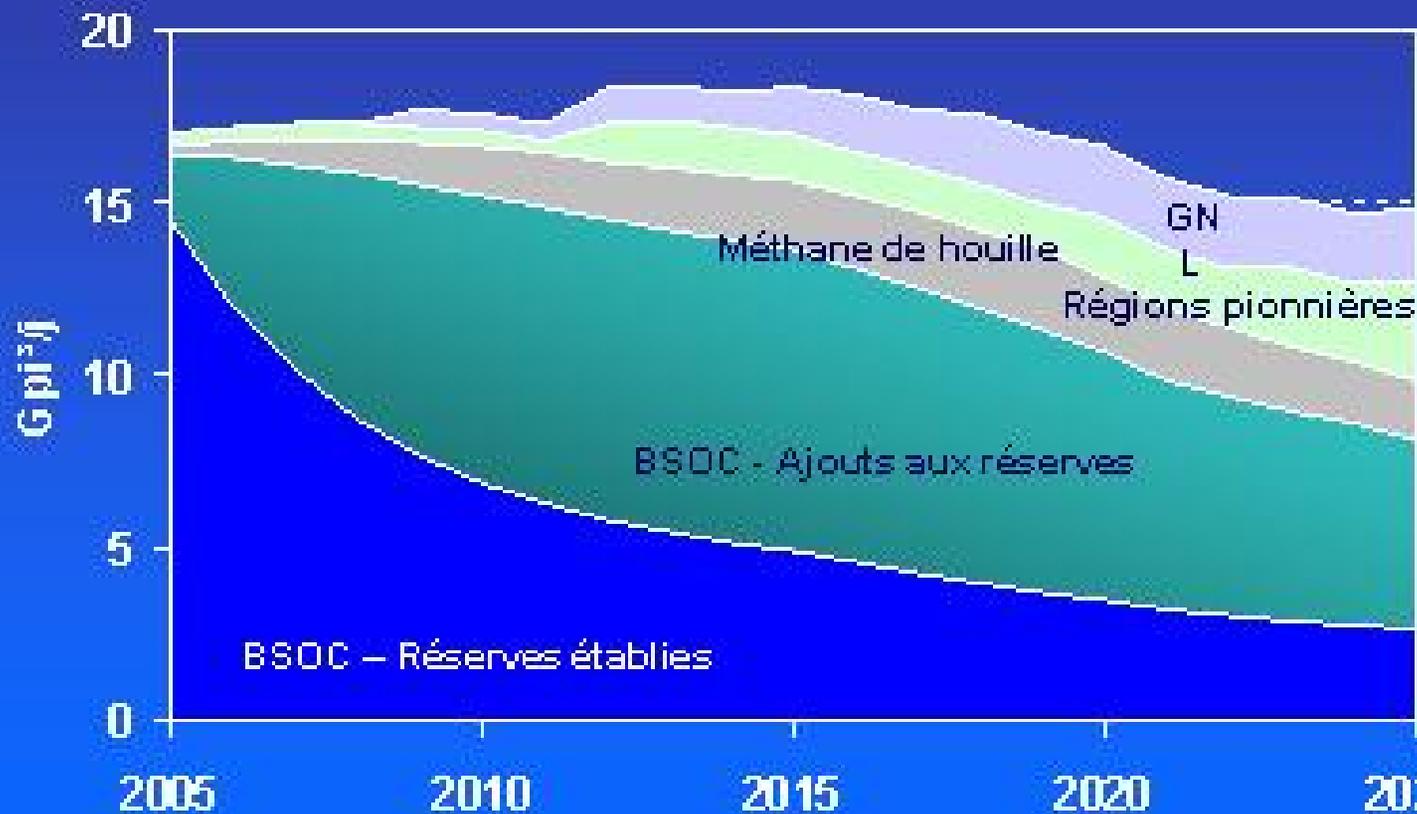
Remarques :

1. Les réserves prouvées sont celles qui ont été découvertes par forage et qui peuvent être acheminées immédiatement vers les marchés par pipeline.
2. Les ressources éventuelles ont été découvertes par forage, mais elles sont situées en régions éloignées dépourvues de pipeline et ne peuvent donc être acheminées vers les marchés pour le moment. Le gisement extracôtière Deep Panuke en Nouvelle-Écosse et les champs du delta du Mackenzie en sont des exemples importants.
3. Les ressources non découvertes sont les quantités que l'on estime pouvoir trouver dans l'avenir.
4. Le total des ressources restantes est la somme des réserves prouvées, des ressources éventuelles et des ressources non découvertes.

Référence : « Gaz naturel canadien – Revue de 2005 et perspectives jusqu'à 2020 » Ressources naturelles Canada



Approvisionnement en gaz naturel



17. RABASKA FAVORISE LE DÉVELOPPEMENT DES SABLES BITUMINEUX

Divers mémoires indiquent ou laissent entendre que la réalisation du projet Rabaska serait envisagée dans le but de favoriser le développement des gisements de sables bitumineux de l'Alberta, ou que la réalisation du projet favoriserait le développement de ces gisements. Certains en déduisent que le projet Rabaska entraînerait ainsi indirectement une augmentation des émissions de GES qui n'a pas été prise en considération dans les calculs du bilan de GES au niveau du Canada. Il s'agit notamment des mémoires DM 193 de J.C. Florence, DM 591 du CRECA, DM 459 de l'APPEL, DM 625 des AmiEs de la Terre de Québec, DM 592-1 de l'AQLPA.

Il est exact que l'augmentation de la consommation de gaz naturel dans l'Ouest, due au développement des gisements de sables bitumineux, sera significative et aura un effet sur l'équilibre de l'offre et de la demande en Amérique du Nord. Ce facteur est clairement identifié dans l'étude d'impact. Selon les prévisions de EEA (Annexe G du Tome 2, page 31) « presque la moitié de la croissance totale de la demande gazière industrielle nord-américaine provient de l'exploitation des sables bitumineux de l'Alberta. ». Cette augmentation est donc prise en considération dans tous les calculs qui sont présentés dans l'étude d'impact et ses annexes, y compris le bilan des émissions de GES. Il convient toutefois de mentionner que la consommation de gaz aux fins de l'exploitation des sables bitumineux représente environ 1 % de la consommation totale nord-américaine et que l'accroissement prévu de la consommation de gaz naturel à cette fin représente environ 4 % de l'accroissement prévu par EEA de la consommation annuelle de gaz entre 2004 et 2025 en Amérique du Nord.

Par contre, il est faux de dire que le projet Rabaska a pour but de faciliter le développement des sables bitumineux. **Rabaska a pour but de desservir les marchés du Québec et de l'Ontario et non ceux de l'Ouest canadien. Le gaz de Rabaska sera vendu sur les marchés du Québec et de l'Ontario.**

Il est exact que la réalisation du projet Rabaska aura pour effet de réduire les quantités de gaz naturel expédiées par l'Alberta vers le Québec. Rabaska aura ainsi pour effet de libérer une partie de la production de gaz albertaine. La quantité libérée pourra ainsi être vendue sur d'autres marchés, notamment ceux de la production du pétrole à partir des sables bitumineux et ceux des États-unis. Ces changements sont décrits dans l'étude d'impact.

Il est exact également qu'en raison du caractère continental du marché du gaz naturel, le projet Rabaska exercera une pression à la baisse sur les prix du gaz partout sur le continent. Toutefois, cette baisse qui sera de l'ordre de 5 % sur les marchés du Québec et de l'est de l'Ontario ira en s'atténuant avec la distance et sera donc moins sensible en Alberta. Les simulations de EEA montrent que la baisse du prix du gaz que produira le projet Rabaska à AECo, en Alberta, est de l'ordre de 0,33 \$/MBtu sur un prix moyen de 7,66 \$/Btu (sans Rabaska).

La question qui se pose est donc de savoir si une aussi faible diminution du prix du gaz naturel est susceptible d'entraîner une augmentation significative de la vitesse de développement des gisements de sables bitumineux. La réponse est que ce n'est pas le cas. En effet, le développement des sables bitumineux est une industrie qui exige des capitaux très importants. Les facteurs qui commandent son développement sont multiples, les principaux étant :

- Le cours mondial du pétrole et les prévisions sur l'évolution du marché du pétrole;
- Les risques géopolitiques qui touchent les sources actuelles d'approvisionnement;
- Le coût des capitaux;
- Le régime fiscal applicable;
- Les progrès technologiques qui permettent de réduire les coûts d'extraction et de traitement;
- Le coût de l'énergie (gaz, électricité, autres combustibles).

On voit donc que le coût du gaz naturel n'est qu'un facteur parmi plusieurs, dont les plus importants sont le cours du pétrole et les risques géopolitiques. Or les variations du cours mondial

du pétrole sont beaucoup plus importantes en pourcentage que la baisse relative du prix du gaz qu'engendrera Rabaska.

Il est essentiel également de noter qu'une grande partie du gaz utilisé pour la production du pétrole à partir des gisements de sables bitumineux peut être remplacée par d'autres sources d'énergie : résidus de la production (coke et hydrocarbures lourds), ou même, à plus long terme, énergie nucléaire. Donc une variation modérée du prix du gaz naturel influence davantage le choix du combustible que les décisions de réaliser ou non de nouveaux projets d'exploitation des sables bitumineux ou d'agrandir ceux qui existent.

Le fait que les prix futurs du gaz naturel seront légèrement plus élevés si le projet n'est pas réalisé que s'il est réalisé risque donc, non pas de ralentir le développement de l'industrie des sables bitumineux, mais plutôt d'amener cette industrie à utiliser davantage d'autres sources d'énergie et, en particulier, davantage de résidus de production. On observerait alors une augmentation importante des émissions de gaz à effet de serre. Le tableau 1 ci-dessous montre les estimations des émissions. Il est tiré du rapport de Woynillowicz, Dan et collaborateurs, « Oil Sands Fever », *Pembina Institute*, de novembre 2005. On y voit que l'utilisation de coke et autres résidus à la place du gaz naturel entraînerait, selon la rapidité des progrès technologiques, des augmentations de GES de l'ordre de 31 à 37 Mt/an en 2015 et de 55 à 57 Mt/an en 2030.

Tableau 1 : Scénarios pour les émissions de GES provenant des sables bitumineux en 2015 et en 2030^[16, page 20]

Scénario et type de carburant	Réduction annuelle d'intensité de GES (améliorations technologiques)	2015 – Émissions annuelles de GES (mégatonnes)	2030 – Émissions annuelles de GES (mégatonnes)
Scénario 1 – Gaz naturel	2,3 %	57	83
Scénario 2 – Gaz naturel	1 %	66	118
Scénario 3 – Résidus de production (par ex. coke)	2,3 %	94	138
Scénario 4 – Résidus de production (par ex. coke)	1 %	97	175

Le projet Rabaska n'entraînera donc pas de hausse de la production de GES par l'industrie des sables bitumineux.

18. L'ONTARIO ABANDONNE LE GAZ NATUREL POUR LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Divers intervenants ont indiqué que l'Ontario n'utiliserait plus de gaz naturel pour la nouvelle production d'électricité, ou que l'Ontario avait abandonné le projet de fermer les centrales au charbon encore en exploitation, ou que l'Ontario s'orientait exclusivement vers le nucléaire. D'autres intervenants ont donné des informations sur la situation énergétique en Ontario qui ne sont pas à jour ou qui demandent à être complétées pour être interprétées correctement. Il s'agit notamment des mémoires suivant : DM 625 (Amis de la Terre Québec), DM 571 (Parti Vert du Québec), DM 592 (AQLPA), DM 459 (APPEL), et DM 591 (CRECA).

Le présent rectificatif a pour but de clarifier la situation actuelle et prévue du secteur de la production d'électricité en Ontario et le rôle du gaz naturel dans cette production.

Ce résumé de la situation ontarienne a été préparé à l'aide des dernières informations disponibles en février 2007 en provenance du gouvernement de l'Ontario et de ses agences.

Les principales sources qui ont été consultées sont les suivantes :

- 1. Ontario Power Authority (OPA).1 : Supply Mix Advice and Recommendations Report, December 9, 2005
- 2. Dwight Duncan, Minister of Energy of Ontario, Letter of directive to Ontario Power Authority, June 13, 2006 on the Integrated Power System Plan
- 3. OPA : Ontario's Integrated Power System Plan, Discussion Paper 4 : Supply Resources, November 9, 2006
- 4. OPA : Ontario's Integrated Power System Plan, Discussion Paper 7 : Integrating the Elements-A Preliminary Plan, November 15, 2006
- 5. Ontario Ministry of Energy Web Site, Backgrounder Document on Electricity Supply Mix, February 2007

Contexte

L'Ontario fait face à un double problème : une croissance soutenue de la demande et le vieillissement de son parc de production. Les centrales de production demandant à être remplacées ou exigeant des travaux de réfection majeurs représentent 80 % de la capacité de production actuelle (environ 30 000 MW). Les centrales exigeant d'être remplacées ou rénovées en profondeur sont de vieilles centrales au charbon et des centrales nucléaires. En outre, les centrales au charbon (20 % de la capacité installée) émettent d'énormes quantités de contaminants atmosphériques et de GES (environ 30 millions de tonnes de CO₂ en 2005).

Le gouvernement avait, il y a quelques années, annoncé la fermeture des 5 centrales au charbon existantes d'ici 2009. L'une d'entre elles (Lakeview) a été fermée en 2005. La fermeture des 4 autres centrales au charbon a été reportée à une date ultérieure, mais l'intention de les fermer n'a pas changé. Dans son rapport l'OPA estime que ces centrales pourront être fermées entre 2011 et 2014 dans la mesure où l'évolution de la demande et le succès dans la mise en œuvre de nouveaux moyens de production le permettront (4). L'OPA étudie les moyens de réduire les quantités de polluants émis par ces centrales d'ici leur fermeture (mais les mesures envisagées pour réduire la pollution ne concernent pas les gaz à effet de serre). Les décisions quant à la mise en place de nouveaux systèmes d'épuration ne sont pas encore prises.

Les puissances installées par filière prévues pour 2007 à 2027 sont données au tableau 1 ci-dessous (données tirées de la référence 4) :

Tableau 1 : Ontario, Puissance électrique installée par filière (plan pour la période 2007-2027)

Puissances installées (MW)	2007	2010	2015	2020	2025	2027
Charbon	6 434	6 434	0	0	0	0
Nucléaire existant	11 514	10 764	9 116	2 660	1 265	750
Nucléaire rénové	0	1 500	2 016	6 144	10 484	10 484
Nucléaire nouveau	0	0	0	1 400	1 400	1 400
Nucléaire total	11 514	12 264	11 132	10 204	13 149	12 634
Hydro, éolien, biomasse existant	8 137	8 137	8 137	8 137	8 137	8 137
Hydro, éolien, biomasse nouveau	139	2 280	4 151	7 556	7 734	7 870
Hydro, éolien, biomasse total	8 276	10 417	12 288	15 693	15 871	16 007
Gaz naturel existant (incluant cogénération)	5 064	5 064	5 064	5 064	5 064	5 064
Gaz naturel nouveau	485	4 279	6 525	6 665	7 015	7 015
Gaz naturel total	5 549	9 343	11 589	11 729	12 079	12 079
Autres	0	0	0	250	250	250
Total (toutes filières de production)	31 773	38 458	35 009	37 876	41 349	40 970
Gestion de la demande	322	1 545	2 611	3 756	5 310	6 134
Entreposage	0	0	0	1 000	1 000	1 000
Interconnexion	800	500	500	550	500	500
Total (gestion demande, entreposage et interconnexions)	1 122	2 045	3 111	5 306	6 810	7 634
Total général (production, gestion de la demande, entreposage interconnexions)	32 895	40 503	38 120	43 182	48 159	48 604
Année	2007	2010	2015	2020	2025	2027

Si l'on se réfère à la fin de l'année 2007, le plan de l'Ontario prévoit donc environ 6 500 MW de nouvelle capacité de production de gaz naturel d'ici 2027. Sur ce total, 4 300 MW de centrales au gaz naturel sont déjà en construction, autorisées ou sur le point de l'être à la fin de 2006, soit déjà les deux tiers de ce qui est prévu.

Si l'on compare les puissances installées prévues au début et à la fin de la période 2007 et 2027, on constate que le total, toutes sources confondues augmente de 48%, le charbon baisse de 100%, le nucléaire augmente de 9,7%, les énergies renouvelables (hydroélectricité éolien et biomasse) de 93%, le gaz naturel de 118%. Sur cette période c'est donc la puissance installée au gaz naturel qui augmente le plus en pourcentage. Toutefois, au delà de 2015, on observe un ralentissement de l'installation de capacité additionnelle au gaz naturel.

Les puissances par filière indiquées dans le tableau 1 pour la fin de la période de planification (2027), découlent des cibles fixées par directive du ministre de l'énergie de l'Ontario Dwight Duncan, du 13 juin 2006 (2). Cette directive avait été émise par le ministre comme suite à

l'analyse du rapport initial de recommandations de l'OPA (1). Si on la compare aux recommandations de l'OPA de 2005, la directive du ministre a eu pour effet d'augmenter, la part des énergies renouvelables et des économies d'énergie dans le total des moyens mis en œuvre pour assurer l'adéquation entre l'offre et de la demande. Dans sa directive le ministre ordonne à l'OPA :

- De déterminer comment remplacer le plus tôt possible les centrales au charbon par des moyens de production plus propres.
- D'évaluer la faisabilité de la rénovation des centrales nucléaires de Pickering et de Darlington et de faire une évaluation environnementale d'un projet d'installation de nouvelles tranches nucléaires sur le site d'une centrale existante.
- De faire appel au gaz naturel pour les besoins de pointe, les besoins de puissance ou les besoins d'énergie nécessaires pour assurer la fiabilité locale du réseau, ainsi que quand un rendement très élevé et une forte valeur ajoutée peuvent être obtenu. En général, le gaz naturel ne devrait donc pas être utilisé pour la production d'électricité de base en dehors de la production des centrales existantes et de celles qui sont prévues à court terme.
- De préparer un plan intégré pour le secteur de l'électricité à l'horizon 2025 (Integrated Power System Plan ou IPSP). Ce plan devra par la suite être soumis à l'approbation par l'Ontario Energy Board qui devra organiser des audiences publiques avant sa décision. Le document 4 de l'OPA constitue un premier projet d'IPSP préliminaire.

Comme le montre cette directive, il reste des incertitudes sur la date de la fermeture des centrales au charbon et la solution de remplacement qui sera employée, mais pas sur le principe de leur fermeture. De plus le partage de la production entre les différentes sources d'électricité pourrait être modifié selon les succès des approvisionnements en énergies renouvelables qui impliquent notamment la construction de barrages dans le nord de la province, dans des régions où leur réalisation éventuelle dépendra de l'issue des négociations avec les autochtones et des contraintes environnementales aux différents sites. Compte tenu des coûts élevés de rénovations des centrales nucléaires et des nouvelles unités nucléaires, ainsi que des difficultés liées au processus d'autorisation de ce type de projet qui suscitent habituellement beaucoup de réticences du public, la réalisation du programme nucléaire prévu ne peut pas être considérée comme certaine.

La puissance à installer totale (toutes filières confondues) pourrait varier selon le succès de l'ambitieux programme d'économie d'énergie prévu. Si celui-ci n'atteint pas ses objectifs, plus de capacité de génération nouvelle devra être installée.

Le gaz naturel sera donc, en plus de son rôle important déjà prévu dans le plan 2007-2027 de l'Ontario, une solution de rechange disponible si les économies d'énergie prévues ne sont pas réalisées entièrement, si des obstacles sont rencontrés dans la mise en œuvre des nombreux projets hydroélectriques et éoliens envisagés, où si les projets de rénovation ou de construction d'installations nucléaires ne peuvent être tous réalisés.

En termes d'énergie, la production par filière serait, selon l'OPA (4) et les données historiques du ministère de l'Énergie de l'Ontario, celles qui sont indiquées dans le tableau 2 suivant. On observe que la production d'énergie à partir du gaz augmente de 40 % entre 2003 et 2010 et qu'elle augmente de 43 % entre 2010 et 2015, avant de se stabiliser et de décroître légèrement après 2020.

Ainsi, selon cette projection, la production d'énergie électrique à partir du gaz naturel double entre 2003 et 2015. Pour sa part EEA (voir Tome 2, Annexe G de l'Étude d'impact) estime que le gaz naturel utilisé pour la production d'électricité va doubler entre 2004 et 2020. Ce n'est qu'après 2020 que les tendances divergent.

Tableau 2 : Ontario, Énergie Électrique Produite ou Économisée (TWh)					
Année	2003	2010	2015	2020	2025
Énergie économisée	0	6	9	13	19
Énergie renouvelable*	36	42	49	60	60
Énergie nucléaire	62	91	88	79	103
Gas naturel et mazout**	15	21	30	30	27
Entreposage gazéification et autres	1	0	0	3	3
Charbon	36	15	0	0	0
Total	150	175	176	185	212

* Hydroélectricité, éolien et biomasse;

** Le mazout est essentiellement celui qui est utilisé occasionnellement dans certaines centrales au gaz naturel; il représente une part très faible et décroissante du total gaz et mazout

Sources : Année 2003 : Ministère de l'Énergie de l'Ontario 2010 et suivantes : OPA (4)

Il faut noter que la production d'énergie électrique prévue pour la filière gaz naturel correspond à des facteurs d'utilisation très bas pour une partie importante des centrales, y compris pour des centrales à cycle combiné qui sont normalement utilisées à des facteurs plus élevés compte tenu de leurs caractéristiques et de leur coût d'investissement élevé. Il ne serait donc pas étonnant que, si certains projets nucléaires ou hydroélectriques prennent du retard ou ne soient pas réalisés, le facteur d'utilisation des centrales au gaz naturel qui auront été construites soit augmenté (ce qui ne demande habituellement aucun investissement supplémentaire, mais simplement un changement des modalités d'exploitation). Dans une telle hypothèse, la production d'énergie à partir du gaz augmenterait davantage que dans le tableau, mais la puissance installée au gaz pourrait rester la même que celle qui est montrée au tableau 1.

En conclusion, l'analyse de la politique énergétique de l'Ontario montre, comme l'étude de EEA qui figure à l'annexe G du Tome 2 de l'étude d'impact, que la consommation de gaz pour la production d'électricité va augmenter substantiellement à l'avenir dans cette province.

Il y a certaines différences entre les consommations de gaz prévue par EEA et les consommations que l'on peut calculer approximativement à partir des quantités d'énergie électrique devant être produites selon le plan énergétique préliminaire de la province, mais un examen détaillé du plan nous conduit à conclure qu'il n'y a pas lieu de réviser les prévisions de EEA et qu'elle demeurent réalistes.

L'examen de la politique énergétique de l'Ontario montre aussi que le gaz naturel à un rôle important à jouer, comme d'autres sources d'électricité, dans un plan d'ensemble qui vise à permettre la fermeture des 4 centrales au charbon qui sont encore en exploitation.

Enfin, il faut noter que le rôle principal de Rabaska est de remplacer une partie du gaz naturel du BSOC utilisé au Québec et en Ontario et non de satisfaire à la croissance de la demande.

19. RABASKA AGGRAVERA LE SMOG

Certains mémoires indiquent que le projet Rabaska aggravera le smog ou qu'il devrait être rejeté en raison de sa contribution au smog. Il s'agit notamment des mémoires DM 596 (Louise Maranda), DM 592.1 (AQLPA, version finale), DM594 (Céline Létourneau) et DM 459, Annexe (APPEL).

La question des effets potentiels du projet Rabaska sur le smog est analysée en détail au chapitre 6 du Tome 3 de l'étude d'impact, à la section 6.1.1.3. **La conclusion de cette section est que le projet n'aura aucuns effets décelables sur l'intensité, l'étendue, et la fréquence des épisodes de pollution par l'ozone ou les particules fines (smog) dans la région.**

Rappelons que cette conclusion a été obtenue en évaluant les effets des émissions du terminal et des méthaniers, mais sans tenir compte des réductions des émissions atmosphériques qui résulteront de la substitution accrue du mazout par le gaz naturel. Elle est donc prudente.

Les calculs sur le smog faits par l'AQLPA demandent des rectifications détaillées. Celles-ci sont fournies avec les rectificatifs spécifiques sur le mémoire DM 592.1.

20. UTILISATION DU NIVEAU DE RAYONNEMENT THERMIQUE 5 kW/M²

Plusieurs mémoires (DM377 d'Yves Saint-Laurent, DM459 de l'APPEL, DM590 de Gaëtan Paradis et DM602 de la DSP...) recommandent d'utiliser des seuils de rayonnement thermique inférieurs au seuil de 5 kW/m² notamment pour la détermination des zones d'exclusion.

Les normes définissent la méthode à suivre pour déterminer ces zones d'exclusion.

Normes canadienne et américaine

Les normes NFPA 59A (édition 2006) et CSA Z276 (édition 2001) utilisent les trois seuils suivants : 5 kW/m², 9 kW/m² et 30 kW/m². Voici l'extrait correspondant de la norme CSA Z276. Le texte de la NFPA 59A est identique.

« 4.2.3.2.2

On doit prendre des dispositions pour empêcher que le flux thermique de l'incendie, dans les conditions atmosphériques suivantes : vitesse du vent nulle (0), température de 21 °C (70 °F) et humidité relative de 50 %, ne dépasse les limites suivantes :

a) 5000 W/m² (1600 BTU/h/pi²) en bordure d'un terrain propre à la construction, dans le cas d'un déversement de calcul (spécifié à l'article 4.2.3.4);

b) 5000 W/m² (1600 BTU/h/pi²) au point le plus proche en dehors des limites du terrain du propriétaire qui, au moment du choix de l'emplacement de l'usine, sert de lieu de rassemblement pour des groupes de 50 personnes ou plus, dans le cas d'un incendie sur une cuvette de rétention contenant un volume V de GNL déterminé conformément à l'article 4.2.2.1;

c) 9000 W/m² (3000 BTU/h/pi²) au point le plus proche d'un bâtiment ou d'une construction se trouvant en dehors de la limite du terrain du propriétaire, existant au moment du choix de l'emplacement de l'usine et classé par la norme NFPA 101 comme bâtiment de rassemblement, établissement scolaire, établissement de santé, institution pénitentiaire ou correctionnelle ou habitation, dans le cas d'un incendie sur une cuvette de rétention contenant un volume V de GNL déterminé conformément à l'article 4.2.2.1;

d) 30 000 W/m² (10 000 BTU/h/p²) à la limite d'un terrain propre à la construction, dans le cas d'un incendie sur une cuvette de rétention contenant un volume V de GNL déterminé conformément à l'article 4.2.2.1. »

Pour mémoire, l'article 4.2.2.1 se réfère aux réservoirs de GNL et à leur enceinte secondaire (paroi externe en béton dans le cas des réservoirs à intégrité totale), c'est-à-dire au scénario dit « feu de toit » de réservoir; l'article 4.2.3.4 se réfère aux déversements de calcul dans les cuvettes de rétention.

La mise en jour en cours de la norme CSA Z276 ne modifie pas ces paragraphes.

Norme européenne

La norme européenne EN1473 donne différents seuils de rayonnement thermique, soit à l'intérieur des limites de propriété (distance entre équipements), soit à l'extérieur des limites de propriété. La norme européenne indique que les seuils sont définis en excluant le rayonnement thermique solaire, c'est-à-dire en utilisant directement le résultat des codes de calcul.

L'environnement du terminal de Rabaska est de type « Zones urbaines ». Le seuil de 5 kW/m² doit donc être utilisé.

Nous reproduisons les 2 tableaux correspondants (tableaux 1 et 2, page 15 de la norme EN1473:1997).

Tableau 1 : Rayonnement thermique, excluant le rayonnement solaire, à l'intérieur des limites de propriété

Équipements	Niveau maximum du rayonnement thermique (kW/m ²)
Surfaces extérieures en béton des réservoirs adjacents non protégés ¹⁾ ³⁾ ou derrière la protection thermique ²⁾	32
Surfaces extérieures métalliques des réservoirs adjacents non protégés ³⁾ ou derrière la protection thermique ²⁾	15
Surfaces extérieures des réservoirs adjacents sous pression et installations de procédés	15
Salle de contrôle, ateliers de maintenance, laboratoires, magasins, etc.	8
Bâtiments administratifs	5

¹⁾ Pour des cuves en béton précontraint, le rayonnement maximum peut être déterminé selon les prescriptions indiquées dans A.5.2.

²⁾ Ces zones sont protégées par vaporisation d'eau, ignifugation, écrans ou autres systèmes équivalents.

³⁾ La protection est assurée par l'éloignement uniquement.

Tableau 2 : Rayonnement thermique, excluant le rayonnement solaire, à l'extérieur des limites de propriété

Extérieur aux limites de propriété	Niveau maximum du rayonnement thermique (kW/m ²)
Zones retirées ¹⁾	13
Zones urbaines	5
Zones critiques ²⁾	1,5

¹⁾ Zones fréquentées de manière épisodique par un faible nombre de personnes, par exemple marécages, campagne, désert.

²⁾ Il s'agit soit d'une zone non protégée d'importance critique dans laquelle des personnes dépourvues de vêtements de protection sont susceptibles de pénétrer à tout moment même lors de situations d'urgences, soit d'un endroit difficile ou dangereux à évacuer dans un bref délai (par exemple stade, terrain de jeu, théâtre de plein air).

Ministère du développement durable, de l'environnement et des parcs du Québec

Le guide du MDDEP intitulé « Analyse des risques d'accidents technologiques majeurs » (guide en référence dans les directives ministérielles pour la réalisation de l'étude d'impact du projet Rabaska) retient les seuils de rayonnement thermique suivants (page 13) pour la planification des mesures d'urgence :

SEUILS D'EFFETS MENAÇANT LA VIE	SEUIL POUR LA PLANIFICATION D'URGENCE
13 kW/m ² pour les feux autres que la boule de feu 25 kW/m ² pour la boule de feu	5 kW/m ²

Tableau 4 Seuils d'effets associés aux feux

En conclusion, le seuil de 5 kW/m² est le seuil requis par les normes pour la détermination des zones d'exclusion. Le seuil de 5 kW/m² représente une valeur prudente, utilisée comme critère pour l'exposition des personnes au rayonnement thermique. Des essais d'exposition au rayonnement thermique réalisés en octobre et novembre 2006 par le D^r Phani Raj ont montré le caractère prudent de ce seuil (voir document QE-0026, DA68)

21. UTILISATION DE LA DEMI-LII

Plusieurs mémoires (DM302 de Pierrette Bélanger, DM377 d'Yves Saint-Laurent, DM578 de Sylvain Castonguay, DM596 de Louise Maranda...) mentionnent que Rabaska n'a pas retenu la demi-LII (demi-limite inférieure d'inflammabilité, soit 2,5 % pour du gaz naturel) pour évaluer les conséquences liées à la dispersion d'un nuage de vapeurs de GNL.

Il convient de distinguer les deux sujets suivants :

- L'application des normes pour déterminer des zones d'exclusions à partir de scénarios de déversements de calcul (*design spill*).

- La réalisation de calculs de conséquences dans le cadre de l'analyse quantitative des risques pour déterminer les courbes de risque.

Application des normes

La distance à la demi-limite inférieure d'inflammabilité est utilisée pour déterminer les zones d'exclusion conformément aux normes CSA Z276 (Article 4.2.3.3 du projet de norme CSA Z275 à paraître en 2007) et NFPA 59A (Article 5.2.3.4 de la norme NFPA59A édition 2006). L'objectif de ces normes est d'ajouter une marge de sécurité supplémentaire dans la détermination des zones d'exclusion.

C'est ce qui a été fait pour le projet Rabaska (voir PR3.3.1, Étude d'impact, Tome 3, Volume 1, Chapitre 7, section 7.10.2) comme pour tous les autres projets qui utilisent ces normes.

Par contre, on notera que les projets uniquement basés sur la norme européenne EN 1473 retiennent la distance à la limite inférieure d'inflammabilité (5 %). C'est le cas par exemple pour le terminal de Fos-Cavaou, le troisième terminal de Gaz de France, en cours de construction dans le sud de la France.

Analyse des risques

Dans le cadre des analyses des risques, pour l'estimation des niveaux de risque, c'est la distance à la limite inférieure d'inflammabilité qui a été utilisée, comme c'est le cas habituellement dans ce type d'analyse.

La limite inférieure d'inflammabilité est le critère retenu par SANDIA dans le rapport « Guidance on Risk Analysis and Safety Implications of a Large Liquefied Natural Gas (LNG) Spill Over Water ».

22. UTILISATION DE LA NAPPE À L'ÉQUILIBRE OU DE LA NAPPE INITIALE

Plusieurs mémoires (DM302 de Pierrette Bélanger, DM377 d'Yves Saint-Laurent, DM459 de l'APPEL, DM590 de Gaëtan Paradis...) reviennent sur le sujet du calcul des conséquences en cas d'épandage sur de l'eau suite à une brèche dans une des cuves d'un méthanier. Le sujet de la taille de la nappe à retenir est souvent évoqué, en affirmant par exemple que la pratique aux États-Unis est de baser les calculs de conséquences (rayonnement thermique) sur ce que DNV appelle la nappe initiale. Cette affirmation est fautive.

La détermination de distances de conséquences (soit dispersion, soit rayonnement thermique) se fait en suivant les étapes suivantes :

- Détermination de la taille de la brèche et des caractéristiques de la cuve du méthanier (notamment hauteur de GNL dans la cuve). Nous ne traiterons pas de ce sujet dans ce rectificatif.
- Calcul du débit de fuite.
- Calcul d'épandage du GNL sur l'eau pour déterminer la taille de la nappe de GNL.
- Et enfin selon les cas, soit calcul du rayonnement thermique d'un feu de nappe (cas avec inflammation), soit calcul de dispersion d'un nuage de vapeurs de GNL (cas sans inflammation).

Nous avons comparé les approches suivantes :

- SANDIA : l'approche décrite par SANDIA dans le rapport « Guidance on Risk Analysis and Safety Implications of a Large Liquefied Natural Gas (LNG) Spill Over Water ». Voir particulièrement l'annexe D de ce rapport qui décrit dans le détail les calculs.
- DNV : l'approche retenue par DNV pour la réalisation des analyses des risques du projet Rabaska.

- ABS : l'approche décrite par ABS dans le rapport « Staff's Responses To Comments On Consequence Assessment Methods For Incidents Involving Releases From Liquefied Natural Gas Carriers » du 18 juin 2004. Ce document modifie et met à jour le rapport initial d'ABS.

Le rapport SANDIA est actuellement l'étude utilisée comme référence par les autorités des États-Unis. Par exemple, les USCG la cite explicitement comme référence dans le document « Guidance On Assessing The Suitability Of A Waterway For Liquefied Natural Gas (LNG) Marine Traffic » NVIC 2005-05. La plupart des études de sécurité réalisées actuellement aux États-Unis utilisent le rapport SANDIA. Même si l'étude ABS n'est plus considérée comme la référence, elle continue d'être utilisée dans quelques études, c'est pour cette raison que nous l'avons quand même incluse dans notre comparatif.

1. Calcul du débit de fuite

Les trois approches utilisent l'équation de Bernoulli pour le calcul du débit de fuite. Les différences sont les suivantes :

- SANDIA détermine un seul débit qui est égal au débit moyen, c'est-à-dire à la moitié du débit de fuite initial (Cf. annexe D, section 4, page 143, « *Average flow rate* »).
- DNV détermine un seul débit qui est égal au débit maximum, c'est-à-dire au débit de fuite initial.
- ABS fait un calcul du débit en fonction du temps en tenant compte de la décroissance du débit de fuite, à cause de la diminution de la hauteur de GNL dans la cuve, au fur et à mesure que celle-ci se vide.

Dans la suite des calculs, pour un même scénario, SANDIA utilise donc un débit deux fois inférieur au débit maximum, débit utilisé par DNV.

2. Calcul de la taille de la nappe

Le tableau ci-dessous résume les différences entre les 3 approches pour déterminer la taille de la nappe enflammée :

Calcul de la taille de la nappe	SANDIA	DNV	ABS
Type de calcul	Modèle simple basé sur un bilan massique entre le débit de fuite et le taux de combustion	Modèle dynamique (évolution de la taille de la nappe en fonction du temps)	Modèle dynamique (évolution de la taille de la nappe en fonction du temps)
Taux de combustion	3×10^{-4} m/s	8×10^{-4} m/s	6.67×10^{-4} m/s
Résultat	Diamètre de la nappe pour le débit de fuite moyen	Diamètre de la nappe en fonction du temps	Diamètre de la nappe en fonction du temps

On constate que SANDIA calcule uniquement une taille de nappe pour une nappe à l'équilibre :

« The diameter of the spill was determined by assuming a steady state where the mass coming in is balanced by the mass going out, due to the heat flux from the heating of the water below and from the fire above » (Rapport SANDIA, page 143)

Par contre, SANDIA utilise un taux de combustion plus faible que DNV et ABS, cela conduit à prédire une taille de nappe à l'équilibre plus importante pour un même débit de fuite. Cependant, comme SANDIA utilise un débit de fuite plus faible, ces deux effets se compensent (voir illustration à la figure 1, montrant le bon accord entre DNV et SANDIA).

3. Calcul du rayonnement thermique d'un feu de nappe

Les trois approches retiennent un modèle de calcul de type « flamme solide ».

Pour ce type de modèle, les paramètres importants, outre les conditions de vent, sont la taille de la nappe et le pouvoir émissif de la flamme.

Concernant, le pouvoir émissif de la flamme, les valeurs suivantes sont utilisées :

- SANDIA : 220 kW/m²
- DNV : 220 kW/m²
- ABS : 265 kW/m²

Pour la taille de la nappe, les approches suivantes sont retenues :

- SANDIA : Diamètre de la nappe pour le débit de fuite moyen. SANDIA calcule donc le rayonnement thermique d'une nappe à l'équilibre.
- DNV utilise le diamètre pour le débit de fuite maximum. DNV appelle cette nappe la nappe à l'équilibre (avec inflammation)
- ABS : Diamètre maximum de la nappe enflammée.

4. Calcul des distances de dispersion

Les trois approches reposent sur des modèles très différents :

- Modèles simples de type intégral pour DNV (modèle PHAST) et ABS (modèle DEGADIS)
- Modèle 3D pour SANDIA (VULCAIN).

Les informations sur les paramètres d'entrée du modèle de dispersion sont plus difficiles à obtenir, mais à partir des informations dans les différents rapports, on constate que les approches suivantes sont retenues :

- SANDIA : Diamètre de la nappe pour le débit de fuite moyen. SANDIA calcule donc la dispersion à partir d'une nappe à l'équilibre.
- DNV et ABS : diamètre de la nappe en fonction du temps. Le calcul de dispersion intègre l'aspect dynamique dans l'étalement de la nappe.

5. Conclusion sur les trois approches

À partir de ces comparaisons, on arrive aux constats suivants :

- SANDIA, et toutes les études qui y réfèrent, ont une approche basée sur une nappe à l'équilibre (équilibre entre le débit de fuite et le taux de combustion).
- DNV a une approche basée sur l'utilisation du débit de fuite maximum que DNV appelle nappe à l'équilibre.
- ABS utilise la taille maximum de la nappe enflammée.

Les graphiques ci-dessous illustrent les différences entre les trois approches :

- Figure 1 : Diamètre de la nappe en fonction de la taille de la brèche. On notera le très bon accord entre la taille de nappe calculée par SANDIA et la nappe à l'équilibre de DNV. On notera aussi que la taille de la nappe d'ABS (sans inflammation) est la même que celle de DNV (nappe initiale – sans inflammation)
- Il importe de noter que ABS utilise la taille maximale de la nappe enflammée pour calculer le rayonnement thermique ET NON la taille maximale de sa nappe sans inflammation (que DNV appelle « nappe initiale »).
- Figure 2 : Distance du niveau 5 kW/m² en fonction de la taille de la brèche. Ici encore, on observe un bon accord entre DNV et SANDIA et un bon accord entre ABS, DNV et SANDIA pour la brèche de 1 m de diamètre.

- Figure 3 : Distance de la limite inférieure d'inflammabilité en fonction de la taille de la brèche. On notera que DNV prédit des distances plus grandes que SANDIA. Cela est dû à la différence entre les modèles de dispersion.

En conclusion, il est faux de dire seul DNV utilise la notion de nappe à l'équilibre et que toutes les autres études sont basées sur la nappe initiale. Les études sont faites pour des nappes à l'équilibre ou la taille maximale des nappes enflammées. Aucune étude n'utilise la taille maximale de la nappe non enflammée que DNV appelle la « nappe initiale ».

6. Terminologie

Une certaine confusion peut provenir de la terminologie utilisée. En effet, certains auteurs parlent de nappe maximale comme étant celle d'une nappe à l'équilibre pour le débit de fuite maximum (débit initial). Cette nappe maximale est équivalente à la nappe à l'équilibre dans la terminologie utilisée par DNV.

De plus, il importe de faire la distinction entre l'évolution d'une nappe enflammée et une nappe sans inflammation. Encore une fois, ABS utilise la taille maximale de la nappe, mais pour une nappe enflammée.

DNV, dans une approche très conservatrice a calculé le rayonnement thermique d'une nappe ayant la taille maximale de la nappe non enflammée !

Pour les calculs de risques, DNV utilise une approche « arbre d'événements ». Les courbes de risque individuel tiennent à la fois compte d'un feu de nappe à l'équilibre (cas d'une inflammation immédiate) et dans le cas d'une inflammation retardée, de la distance de dispersion du nuage et du rayonnement thermique d'une nappe de la taille de la nappe initiale sans inflammation. DNV, dans le modèle SAFETI, prend l'hypothèse très conservatrice qu'en cas d'inflammation retardée, le feu éclair ou feu de nuage va parcourir le nuage de vapeurs de GNL et revenir à la source alors que la nappe est à son extension maximale que DNV nomme « nappe initiale » (sans inflammation). (Voir DA61 – QE002 pour plus de précisions.)

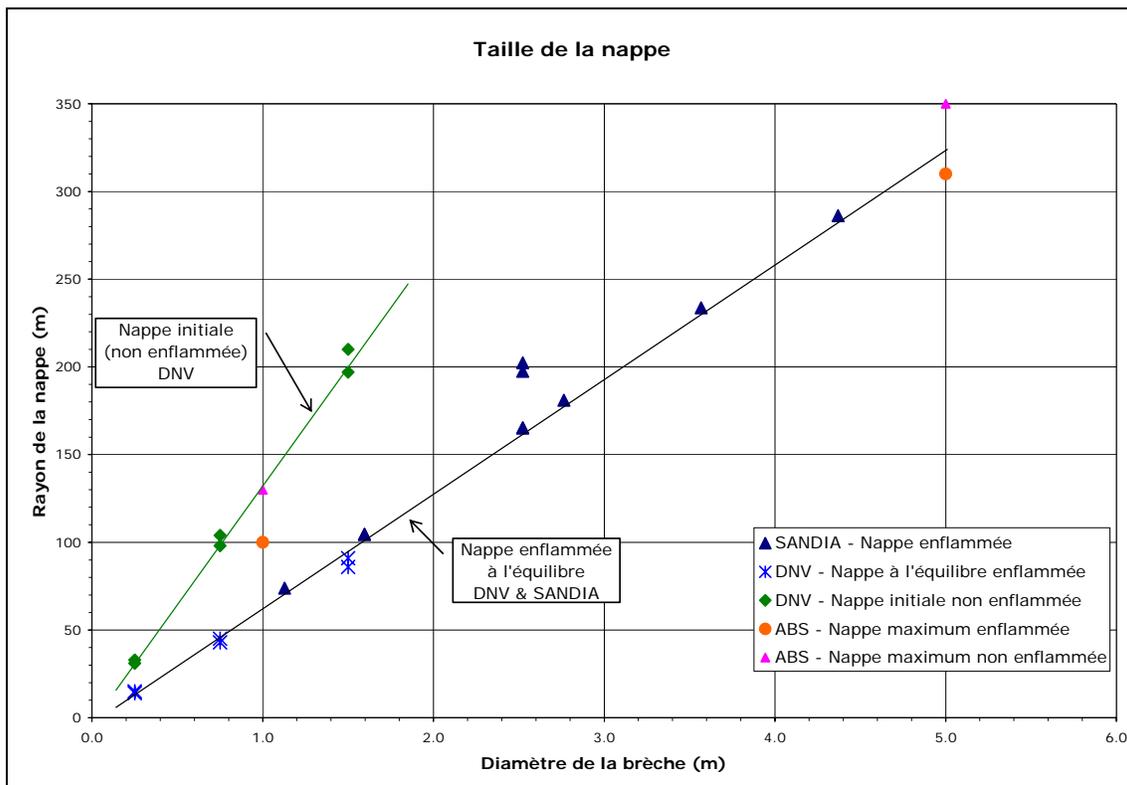


Figure 1 : Diamètre de la nappe en fonction de la taille de la brèche

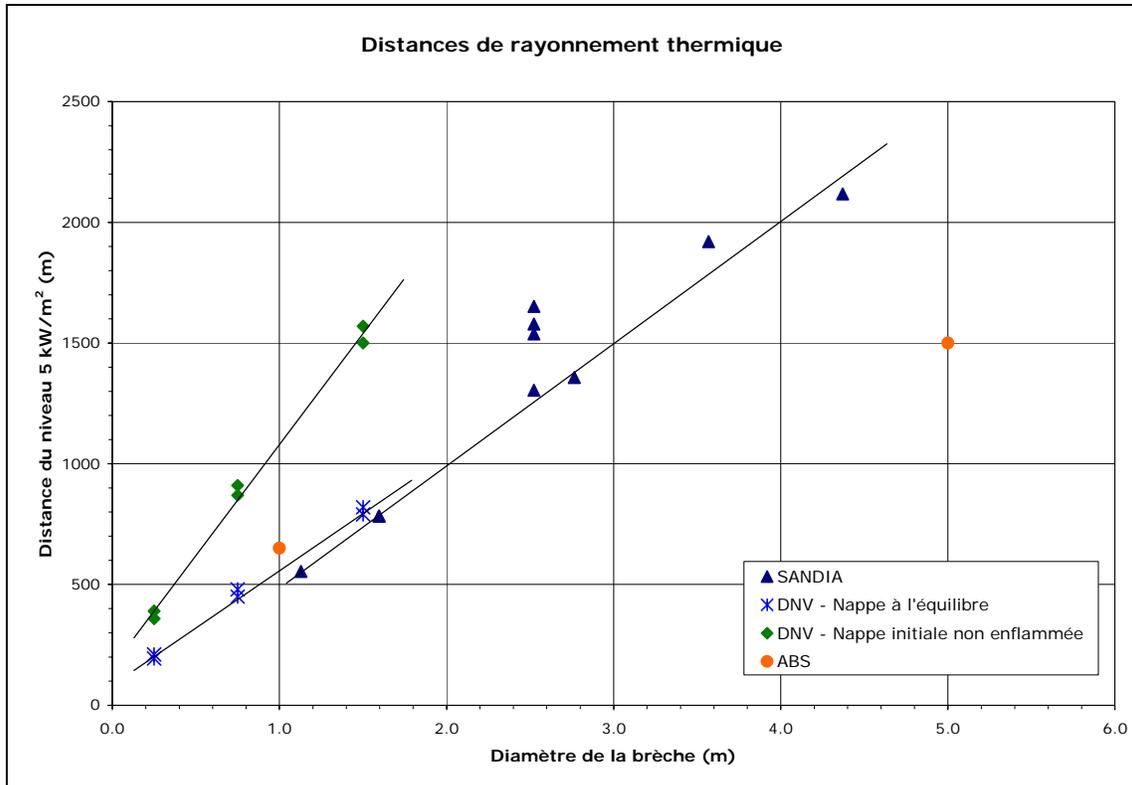


Figure 2 : Distance du niveau 5 kW/m² en fonction de la taille de la brèche.

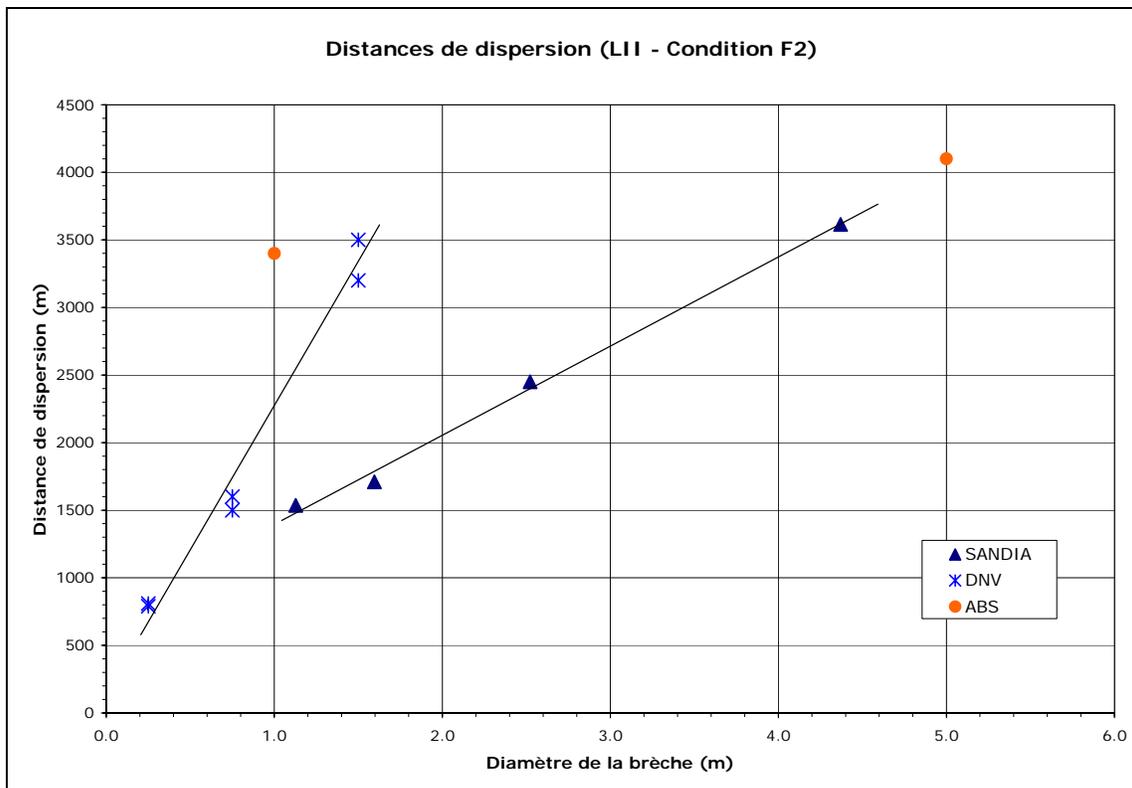


Figure 3 : Distance de la LII en fonction de la taille de la brèche.

23. RABASKA COMME ÉTANT LE TERMINAL LE PLUS À L'INTÉRIEUR DES TERRES

De nombreux mémoires (DM18 de Jacques Jobin, DM372 de Gilles Lavoie, DM427 de Bernard Vachon, DM596 de Louise Maranda) présentent le terminal de Rabaska comme étant le terminal le plus à l'intérieur des terres au monde. De nombreux mémoires font référence à une distance de 1200 km depuis l'océan.

Un premier rectificatif est la distance entre le terminal de Rabaska et le détroit de Cabot. Cette distance est de 570 miles marins, soit 1056 km et non 1200 km.

Le terme à l'intérieur des terres nous semble inapproprié pour parler du Saint-Laurent. Le Saint-Laurent, et surtout son estuaire, est en effet une voie navigable unique au monde par sa longueur et sa largeur. Le Saint-Laurent et le golfe du Saint-Laurent constituent le plus grand estuaire du monde.

Ainsi, la limite entre l'océan et le fleuve peut être très variable selon la définition qu'on lui donne :

- La limite entre les eaux salées et les eaux douces se situe en aval de l'île d'Orléans.
- L'effet des marées se fait ressentir jusqu'au lac Saint-Pierre.

En aval de l'île d'Orléans (en aval de la Traverse du Nord, soit à 38 km du terminal), les conditions de navigations sont plus proches de navigation côtière que de navigation fluviale, de par l'exceptionnelle largeur du fleuve et de l'estuaire. En aval des Escoumins, (197 km du terminal) les conditions de navigation sont proches de la navigation en eau ouverte.

D'autres terminaux méthaniers peuvent être considérés comme étant à l'intérieur des terres. Nous donnons les exemples suivants en Amérique du Nord :

- Le terminal de Cove Point et le projet AES Sparrows Point dans la baie de Chesapeake, à respectivement environ 170 et 270 km de l'Océan Atlantique.
- Le terminal de Lake Charles sur la rivière Calcasieu, à plus de 40 km du golfe du Mexique, avec un accès par un chenal étroit par endroits (150 m) sur 42 km à l'intérieur des terres.
- Le projet de terminal de Kitimat en Colombie-Britannique, situé à 145 km de l'Océan Pacifique.
- Le projet de terminal de Crown Landing dans la baie du Delaware, à environ 125 km de l'Océan Atlantique.
- Le projet de terminal Northern Star LNG à Bradwood en Orégon, sur la rivière Columbie, à environ 55 km de l'océan Pacifique



Figure 1 : Terminal de Cove Point dans la Baie de Chesapeake



Figure 2 : Terminal de AES Sparrows Point dans la Baie de Chesapeake



Figure 3 : Terminal de Lake Charles sur la rivière Calcasieu

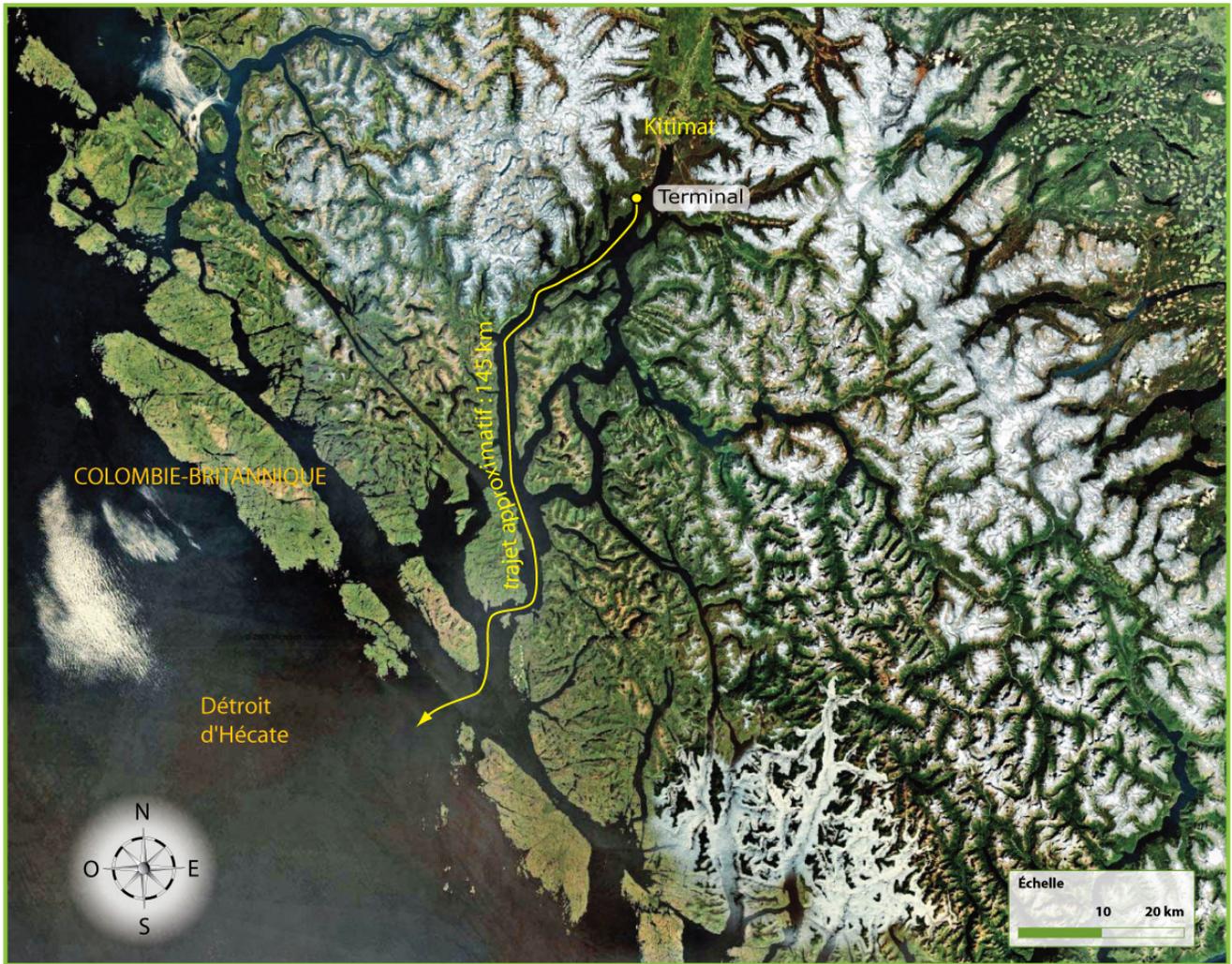


Figure 4 : Terminal de Kitimat en Colombie-Britannique

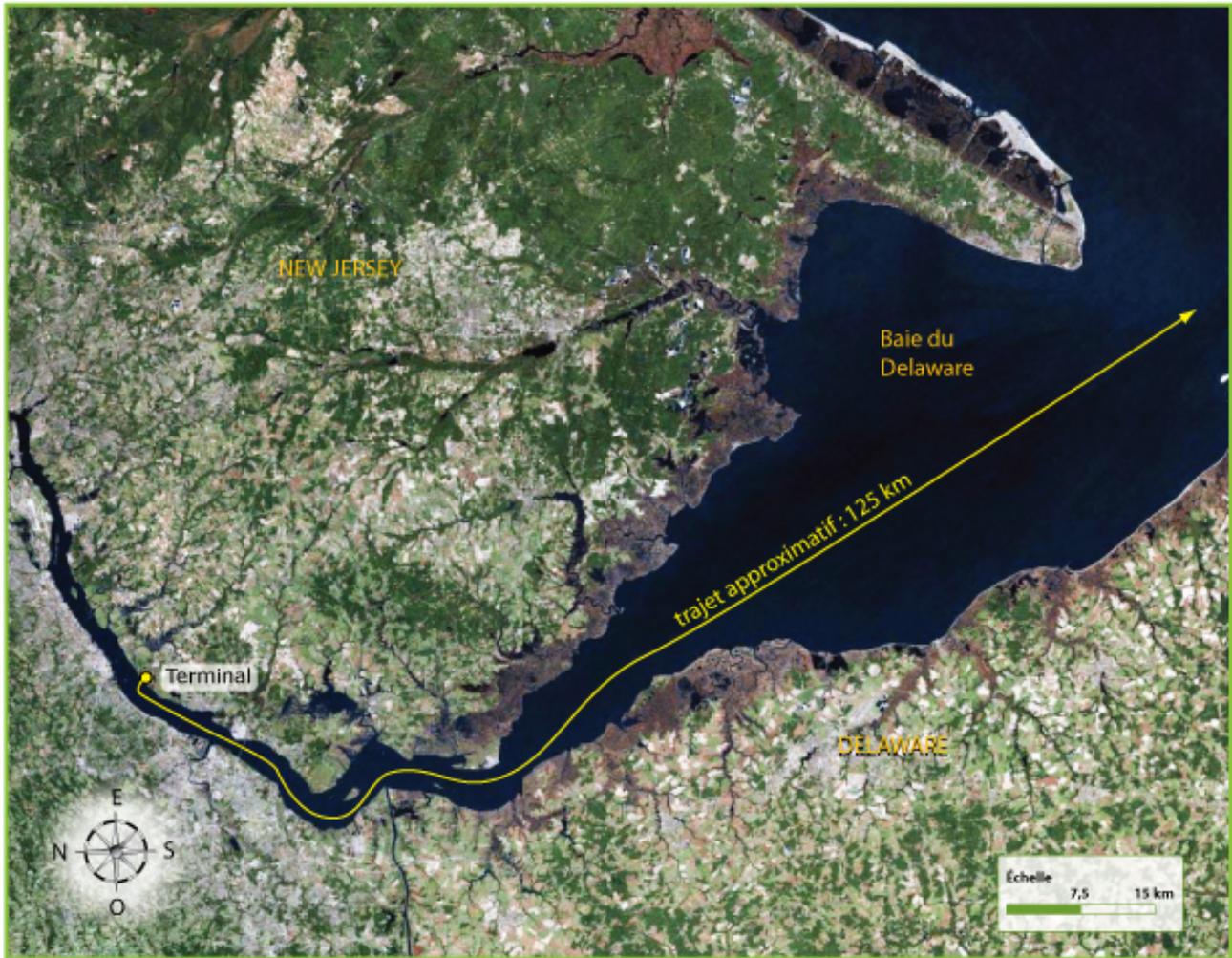


Figure 5 : Terminal de Crown Landing dans la baie du Delaware

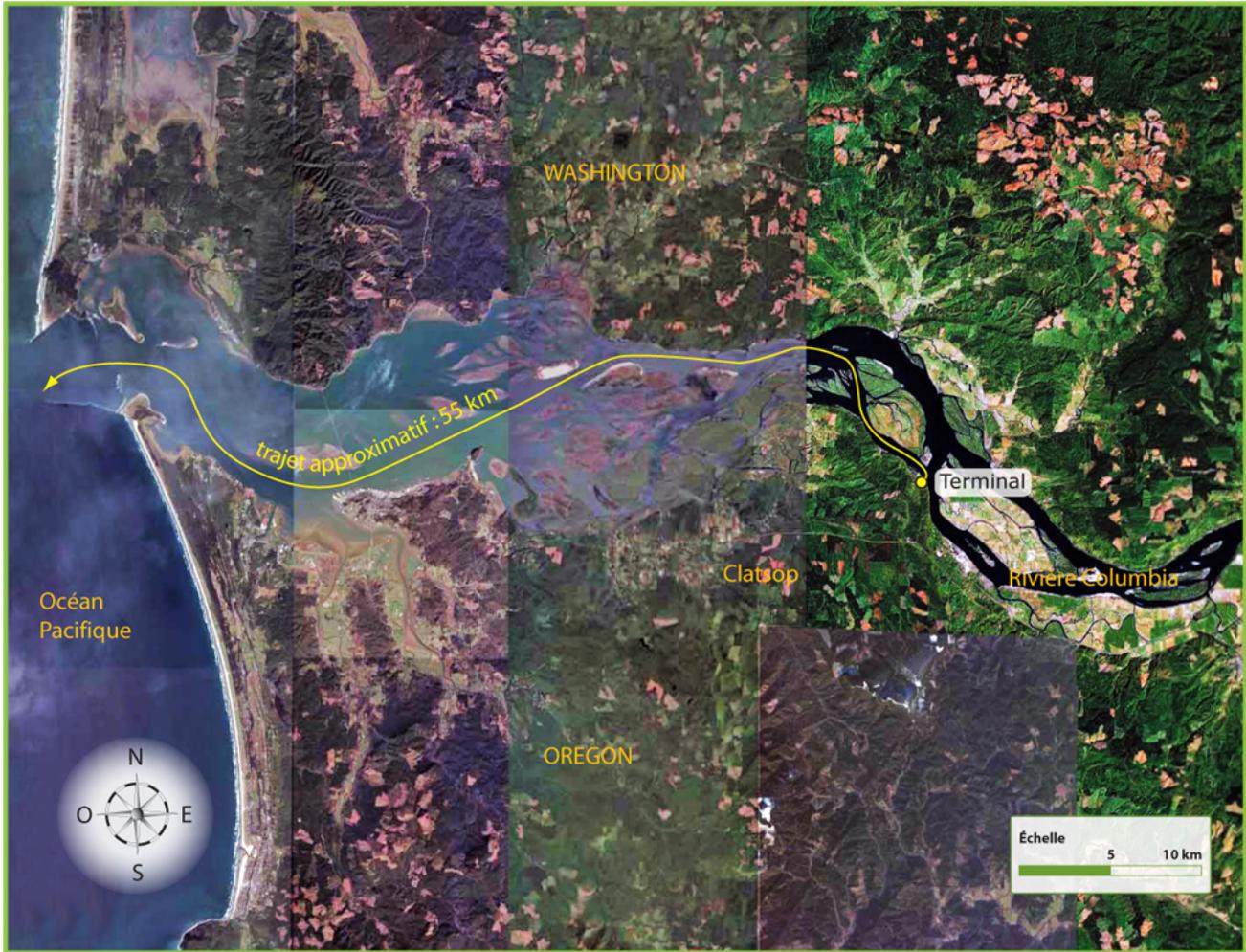


Figure 6 : Terminal Northern Star LNG à Bradwood en Orégon

24. CRÉATION D'EMPLOI DURANT LA CONSTRUCTION

À la page 3 du mémoire du Conseil régional de l'environnement Chaudière-Appalaches (DM591), il est écrit : « *En termes d'emplois, il faut d'abord noter que la construction du terminal ne résultera pas nécessairement en la création de 2 440 nouveaux postes.* »

À la page 2 du mémoire de Madame Suzanne Rochon (DM536), il est écrit : « *À court terme, 3 ans, 3 à 5 000 emplois de quelques semaines et quelques mois.* » et selon le graphique de Rabaska « Main d'œuvre sur le chantier Rabaska », on y ferait travailler 1 580 personnes par année avec une moyenne de 474 personnes et une pointe de 800 personnes.

Rectificatif

Le texte de l'étude d'impact (Tome 3, Volume 1, page 6.110) est le suivant :

« Par ailleurs, l'activité générée supportera l'équivalent de 4 995 personnes-années. Ces emplois sont constitués des 2 440 emplois directs (principalement sur le chantier et dans les fonctions de supervision/gestion du projet), auxquels s'ajoutent 2 555 emplois indirects auprès d'une série de fournisseurs. »

Il ne s'agit donc pas de nouveaux emplois créés.

En ce qui concerne spécifiquement le chantier de construction, l'étude d'impact mentionne un peu plus loin sur la même page :

« Au niveau de la main-d'œuvre requise sur le chantier, le projet Rabaska nécessitera quelque 1 580 personnes-années de différentes formations, qui se succéderont durant 40 mois au rythme moyen de 474 dont en majorité des travailleurs régis par le décret de la construction. »

Finalement, l'étude d'impact mentionne également (Tome 3, Volume 1, page 6.111) :

« Le nombre de travailleurs sur le chantier ne sera pas constant tout au long des quarante mois que dureront les travaux. Les effectifs annuels moyens varieront entre 247 en 2007 et 676 en 2009, soit l'année où le chantier fonctionnera au maximum. Outre les années de pointe que seront 2008 et 2009, les effectifs gonfleront périodiquement à chaque année pour répondre à l'augmentation d'activité qui se manifeste au printemps et culmine à l'automne. Ainsi, tant à l'automne 2008 que 2009, près de 800 travailleurs seront présents sur le chantier tel que le montre l'histogramme ci-dessous. »

Ces chiffres proviennent d'une étude menée par Sécor Conseil intitulée « Évaluation des retombées économiques du projet Rabaska » faite en collaboration avec l'Institut de la statistique du Québec.

25. LÉVIS N'EST PAS UN BON SITE. CACOUNA EST MEILLEUR

Plusieurs mémoires mentionnent que le site choisi par Rabaska n'est pas adéquat et que la sélection finale entre Cacouna et Lévis s'est faite sur des critères économiques seulement. Nous retrouvons cette affirmation entre autres dans les mémoires suivants. (DM18 de Jacques Jobin, DM372 de Gilles Lavoie, DM424 de Sébastien Blouin, DM521 du Comité pour la conservation des tourbières de Lévis, DM394 du Conseil des monuments et sites du Québec, etc.)

Rectificatif

Comme rectificatif, nous croyons important de synthétiser ici les principaux points qui ont guidé notre choix pour le site de Lévis et ainsi rectifier les propos énoncés dans ces mémoires.

Tout d'abord, il faut préciser que pour Rabaska, l'approvisionnement en gaz venant du terminal sert à desservir une clientèle sur une base ferme et continue et requiert donc une certitude absolue d'obtenir une fiabilité au moins équivalente à la desserte actuelle par gazoduc, et ce, particulièrement en période hivernale où la demande en gaz naturel est la plus forte. C'est dans cette optique que nos études de préfaisabilité ont été menées et que s'est décidé le choix du site.

Un élément essentiel dans le choix du site fut la comparaison des conditions climatiques et hydrodynamiques entre les sites de Lévis et de Gros-Cacouna, et ce, afin de minimiser les retards potentiels dans les livraisons de GNL.

Nous reprenons ici quelques données de nos études de préfaisabilité. Les données concernant le pourcentage potentiel de retards dans les livraisons dus aux effets combinés du vent ayant des vitesses plus grandes que 25 nœuds, des conditions de glace inacceptables et des conditions de visibilité moindre que 1 mille nautique est de 5 % pour le site de Lévis comparé à 15 % pour le site de Cacouna sur une base annuelle. Pour les mois d'hiver (décembre, janvier, février et mars), la proportion des retards dans les livraisons augmente très peu pour le site de Lévis étant estimé à 5,5 % alors que pour le site de Cacouna il s'élève à 32 %. (Références : DA3 : Prefeasibility studies, DA4: Detailed assesment of climatic conditions et DA15 : Présentation de la zone d'implantation)

De plus, lors des audiences publiques du projet Énergie Cacouna, M. Jean Fortier de la Corporation des Pilotes du Bas St-Laurent, indiquait « il devra y avoir une surveillance, s'informer des vents pour les prochaines 24 heures, s'assurer que pendant que la période où le méthanier sera à quai, que les vents ne seront pas supérieurs à 25 nœuds » (document DA38, diapo n° 13)

Cette affirmation a été reprise dans le rapport d'examen Termpol à la recommandation n° 13 et augmentait cette fenêtre météorologique favorable requise à 36 heures pour effectuer les opérations de transbordement et avant d'autoriser le méthanier à se rendre à quai.

Cette contrainte couplée au fait que les vents de plus de 25 nœuds sont très fréquents à Cacouna en hiver selon nos données (16,79 % du temps. voir tableau 2.7 du rapport *Detailed assesment of climatic conditions : DA4*) font que les retards dans les livraisons peuvent s'élever à **plus de 50 %** durant la période hivernale, selon l'analyse des données de vent.

Par ailleurs, le caractère protégé du site proposé par Rabaska évite que les vents de plus de 25 nœuds (qui sont très rares) causent des conditions inacceptables au navire qui est accosté (glace sous pression sur le méthanier, vagues fortes) et lui permet donc de rester à quai.

Il va sans dire que ces dernières informations qui sont ressorties durant les audiences du projet Énergie Cacouna, et qui sont confirmées dans le rapport TERMPOL, vont dans le sens de nos études et confirment que les contraintes posées par les conditions de ce site auraient été inacceptables pour la sécurité d'approvisionnement et la sécurité des opérations que nous recherchions.

De plus, durant la période où nous avons effectué nos études de préfaisabilité, nous avons aussi consulté le rapport du BAPE de 1980-1981 concernant le projet de terminal méthanier appelé à l'époque « Projet pilote de l'Arctique » qui proposait de s'implanter à Gros-Cacouna.

Dans ce rapport, on peut y trouver la citation suivante « Les méthaniers pourront être soumis à diverses conditions de courants, de glaces et de vent pouvant aller de très favorables à très dangereuses. »

De plus, Environnement Canada affirmait à cet égard lors de l'audience : « Les observations sur la vitesse des courants, le mouvement des glaces et leur accumulation ainsi que la vitesse du vent dans le secteur de Gros-Cacouna nous amènent à croire qu'à certains moments au cours de l'hiver les conditions d'accostage et d'opération seront très difficiles ». (*Texte souligné par nous.*)

À la lumière de ces informations, il apparaissait que, strictement au niveau des aspects techniques, le site de Lévis comportait des avantages indéniables quant à la garantie de la fiabilité des opérations. De plus, l'exemple de la jetée d'Ultramar qui fonctionne sans interruption depuis plus de trente ans dans des conditions similaires, est venu appuyer la validité de notre choix.

Certains mémoires mentionnent aussi les raisons qui ont été évoquées par le projet Énergie Cacouna pour rejeter le site de Lévis et qui auraient dû aussi servir à Rabaska pour rejeter le site soit :

- Hauteur libre sous les câbles d'Hydro-Québec insuffisante
- Incompatibilité avec l'utilisation actuelle des terres

- Forte proximité du chenal
- Aucun bassin d'évitage
- Force des courants très élevés
- Densité de population relativement élevée

Or, comme il est démontré dans notre étude d'impact et par l'information transmise durant les audiences, chacune de ces raisons doit être rectifiée :

- Pour ce qui est de la hauteur libre sous les câbles d'Hydro-Québec, il a été démontré autant par nous (réponse à DQ69, C87) que par Hydro-Québec (DQ31.1 et DQ70.1) que la hauteur libre sous les câbles était suffisante pour y faire circuler tous les types de navires méthaniers qui pourront desservir le terminal proposé. Des navires de tirant d'air comparable ou supérieur au tirant d'air des méthaniers vont régulièrement au port de Québec.
- Au niveau de l'incompatibilité avec l'utilisation actuelle des terres, la Ville de Lévis est venue expliquer clairement la compatibilité du projet Rabaska avec le schéma d'aménagement et le zonage municipal. En effet, l'implantation du terminal ne requiert que quelques modifications mineures à la réglementation municipale, ce qui est tout à fait dans les normes lorsqu'on veut implanter un projet de l'envergure du projet Rabaska. Rabaska a aussi trois opinions juridiques confirmant que le projet Rabaska respecte le zonage municipal. Quant à l'utilisation agricole actuelle des terres, cette situation était prévue au plan d'urbanisme de la Ville, qui spécifie dans ses Orientations "Autoriser au zonage jusqu'au moment de la concrétisation de projets industriels majeurs, des usages agricoles et des usages extensifs qui n'hypothèquent pas le potentiel industrialo-portuaire du secteur"
- Quant à la « forte proximité du chenal », il a été démontré que la distance respecte en tout point les lignes directrices de Termpol qui demandent que le poste d'amarrage soit situé à une distance de l'axe de la voie navigable supérieure à six fois (6X) la largeur du navire de référence, soit 300 mètres dans notre cas (voir guide Termpol TP743F, annexe 2, paragraphe 3.1). Or dans le cas de Rabaska, le poste d'amarrage est situé dans une anse isolée à un minimum de 463 mètres du trafic descendant et de 800 m du trafic montant tel qu'illustré dans le document DA20, diapo n° 2.
- Pour ce qui est du bassin d'évitage, la même annexe 2 du guide Termpol au paragraphe 4.1, spécifie que "la surface admissible du bassin d'évitage doit pouvoir contenir complètement un cercle de giration libre de structures d'un diamètre équivalent à deux fois et demie (2,5 X) la longueur hors tout du navire de référence, soit environ 700 mètres." Or dans le cas de Rabaska, ce bassin d'évitage, aussi appelé zone de manœuvre, dépasse largement les prescriptions de Termpol en ce sens que les profondeurs d'eau permettent d'utiliser la majorité de la largeur du fleuve en face de la jetée, et ce, sur toute la longueur voulue pour effectuer les manœuvres de giration dont la durée n'excède pas 20 minutes. Pour des fins d'illustration, nous avons indiqué cette zone en pointillé rouge dans le document DA19, diapo n° 4B.
- Quant à la force des courants, on ne peut sûrement pas la qualifier de très élevée avec une vitesse maximum de 3 nœuds tel qu'identifié dans notre rapport préfaisabilité de février 2004, au tableau 3.1 (source : Service hydrographique canadien). De plus, Rabaska a effectué des relevés de courants dans le secteur d'implantation de la jetée, lors de grandes marées en 2004 et 2005. Lors de ces relevés, au plus fort de la marée, le courant dans le milieu du fleuve pouvait atteindre 3,5 nœuds, alors que dans le même temps, le courant au niveau de l'appontement dépassait rarement 2 nœuds; ceci démontre l'importance des écarts possibles à cet endroit. Ce phénomène semble dû à la protection que constitue la pointe de la Martinière et les îlots des pylônes d'Hydro-Québec. Enfin par prudence, des simulations de manœuvre d'accostage ont été réalisées avec succès et sans difficulté, jusqu'à des courants de 3,6 nœuds au niveau de l'appontement. Comme indiqué en réponse à la question CA205 (Complément de mai 2005 à l'étude d'impact, PR5.1), des terminaux méthaniers en opération ont des courants supérieurs à ceux du projet Rabaska (exemples : 6 nœuds à Montoir-de-Bretagne, 7 nœuds à Elba Island, 8 nœuds à Dahej en Inde). L'expérience de l'opération des navires méthaniers montre que le courant n'est pas un problème mais plutôt un allié pour les opérations

d'accostage et d'appareillage. Ceci a été confirmé par les simulations de manœuvre réalisées pour le projet Rabaska. **Il importe de noter que le courant à Gros-Cacouna est de 2 à 2,5 nœuds (étude d'impact Énergie Cacouna ; 2.1.3.3 ; Courants)**

- Finalement, la densité de population est loin d'être « relativement élevée ». D'ailleurs, à l'intérieur d'un rayon de 2,5 km des installations, on dénombre 328 maisons pour le projet Rabaska et 274 maisons pour celui de Cacouna. Nous soulignons ici que Rabaska a tenu compte de la spécificité du site en terme de sécurité des personnes, en utilisant la technologie la plus sécuritaire dans tous les éléments de son projet et en respectant la réglementation autant canadienne, américaine qu'europpéenne en matière de sécurité et de distances entre les installations et la population (zones d'exclusion). Rabaska a aussi apporté au projet des mesures d'atténuation visuelle importantes.

26. LE PROJET ÉNERGIE CACOUNA EST DÉJÀ APPROUVÉ. PAS BESOIN D'UN DEUXIÈME TERMINAL

Plusieurs mémoires (DM120 de CSN Chaudière-Appalaches, DM370 de Michel Riou, DM549 de APPEL, DM458 de M. Louis Duclos, DM635 de M. Mathias Brandl, etc.) mentionnent que compte tenu qu'il y a déjà un terminal d'approuvé (Énergie Cacouna), nous n'avons pas besoin d'un deuxième terminal au Québec

Rectificatif

Nous désirons rectifier cette information contenue dans plusieurs mémoires à l'effet que le projet d'Énergie Cacouna est déjà approuvé. En effet, comme la Commission le sait très bien, le fait que le rapport de la Commission d'examen conjoint soit complété et rendu public ne signifie pas que le projet est approuvé. En effet, la Commission soumet son rapport au Ministre de l'Environnement. Ce rapport comporte des recommandations que le ministre prend en considération dans sa recommandation au gouvernement afin que celui-ci émette un décret, le cas échéant, et ce n'est que lorsque ce décret est émis que le projet est approuvé.

Toutefois, le ministre ne se base pas uniquement sur le rapport de la Commission conjointe pour faire sa recommandation au gouvernement. En effet, le MDDEP doit aussi compléter son analyse environnementale du projet à la lumière de toute l'information disponible suite aux audiences publiques du projet. Ce n'est qu'une fois cette analyse ministérielle complétée, que le ministre peut soumettre sa recommandation au gouvernement qui peut ou non l'approuver par décret.

À ce jour, le projet de terminal d'Énergie Cacouna a fait l'objet d'un rapport du BAPE, mais il n'a pas été autorisé par le conseil des ministres du Québec, ni par les autorités fédérales. De plus, il n'a pas encore obtenu les contrats d'approvisionnement en GNL nécessaires à sa réalisation.

Il importe aussi de noter que la demande d'autorisation d'Énergie Cacouna portait sur le terminal seulement et n'incluait pas le gazoduc. Or le gazoduc d'environ 240 km qui est nécessaire pour relier le terminal de Cacouna au gazoduc de TQM à Lévis doit recevoir non seulement l'autorisation de l'ONE, mais aussi des autorisations dans le cadre de la procédure prévue à l'article 31.1 de la Loi sur la Qualité de l'environnement du Québec (étude d'impact et possibilité d'audiences publiques) et dans le cadre de la loi fédérale sur l'évaluation environnementale.

Le BAPE a d'ailleurs fait la recommandation suivante au ministre de l'Environnement du Québec : « la commission considère que les éventuelles autorisations gouvernementales d'amorcer les travaux au terminal méthanier devraient être conditionnelles à un examen environnemental public du projet de gazoduc menant à une décision favorable par le gouvernement. »

L'avis de projet pour le gazoduc n'est même pas encore déposé. Il est donc faux de prétendre qu'à cette étape, le projet d'Énergie Cacouna est approuvé, et de plus, même si celui-ci recevait une approbation par décret, ce sont les lois du marché qui décideront si ce projet peut aller de l'avant.

En effet, compte tenu de la multitude de projets qui sont proposés partout dans le monde et plus particulièrement en Amérique du Nord, un terminal de GNL doit rassembler un ensemble de conditions favorables pour pouvoir trouver de l'approvisionnement en GNL, comme des ententes fermes avec les marchés à desservir et aussi des conditions de navigation qui réduiront au minimum les risques de retards dans les livraisons.

27. ZONAGE MUNICIPAL

À la page 21 du mémoire de M. Yves Saint-Laurent (DM377), il est écrit : « *Le consortium formé de Gaz Métro, Enbridge et Gaz de France a, une fois de plus, démontré clairement tout son mépris envers la population concernée en s'obstinant à forcer l'implantation d'un projet industriel lourd au cœur d'un milieu de vie zoné résidentiel et agricole.* »

À la page 2 du mémoire de M. Christian Ruel (DM194), il est écrit : « *En fait, rien dans le règlement municipal n'indiquait la possibilité d'inclure une zone industrielle.* »

À la page 18 du mémoire de M. Pierre Blouin (DM621), il est écrit : « *Les dirigeants de Rabaska décrètent eux-mêmes que Lévis-Beaumont est devenu zone autre qu'agricole et résidentielle avec l'aide objective de la Ville de Lévis.* »

Rectificatif

La vocation industrialo-portuaire de la zone visée par Rabaska apparaît clairement au schéma d'aménagement adopté par la Ville de Lévis en 1987, de même qu'au plan d'urbanisme et au règlement de zonage qui en découlent (voir document BD27, déposé par la Ville de Lévis le 8 décembre 2006).

28. BAISSÉ DES PRIX DU GAZ

À la page 6 du mémoire de Dennis Bevington (DM518), il est écrit : « *The gas from this project would have to be sold at the world price resulting in no savings for local residents.* »

De même, aux pages 136 et 137 du mémoire d'Yves St-Laurent (DM377), il est écrit : « *Selon le promoteur, un terminal méthanier augmenterait notre indépendance énergétique et ferait baisser les prix de la molécule. Les citoyens de pays comme le Royaume-Uni, l'Espagne et la France ont tous vu leur facture de gaz grimper de plus de 10 % pendant l'année 2005 seulement, et ce, même si ces pays opèrent des terminaux méthaniers.* » et « *La prétention de Rabaska à l'effet que son terminal méthanier fera baisser les prix me semble tout à fait farfelue lorsque l'on considère que le prix du GNL est basé sur celui du pétrole, à moins que Gaz de France soit mal renseignée...* ».

Rectificatif

Les propos attribués au promoteur sont incomplets ou erronés. Il s'agit de baisse de prix dans un scénario avec Rabaska comparativement à un scénario sans Rabaska. Ainsi, dans l'Étude d'impact déposée par Rabaska, il est dit : « *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. Si l'on compare plutôt la situation avec Rabaska par rapport à une situation où ce projet est remplacé par une installation additionnelle équivalente dans le golfe du Mexique, la baisse de prix générée par Rabaska est plus faible, mais demeure.* ». Cette affirmation s'appuie sur l'étude de « *Energy and Environmental Analysis* » jointe à l'Étude d'impact de Rabaska (voir Tome 2, Annexe G).