

Présentation  
au  
Bureau des audiences publiques

Projet d'implantation du terminal méthanier Rabaska  
et  
des infrastructures connexes

**RABASKA N'AURA PAS D'EFFET À LA BAISSÉ  
SUR LES PRIX DU GAZ NATUREL.**

Jean-Claude Préfontaine  
Citoyen de Lévis

Le 22 janvier 2007

## **RABASKA N' AURA PAS D'EFFET À LA BAISSÉ SUR LES PRIX DU GAZ NATUREL.**

À titre de citoyen responsable de Lévis, je désire me prononcer sur le projet Rabaska qui serait construit à plus de 8 km de ma résidence. Le projet Rabaska m'apparaît injustifié sur de nombreux plans : environnemental, social, humain et économique. Dans ce mémoire, je traiterai d'un seul point ; à savoir que Rabaska n'aura pas d'effet à la baisse sur les prix du gaz naturel.

Officiellement, Rabaska prétend faire baisser les prix du gaz naturel au Québec en important du GNL. Le promoteur s'appuie sur la théorie de l'offre et la demande pour dire que si l'offre augmente, le prix du gaz baissera et la demande pour le gaz augmentera. En conséquence, le projet devrait permettre à Gaz Métro de récupérer les 10 % de son marché<sup>1</sup> qu'il a perdu depuis 2001 parce que des industries avaient délaissé le gaz devenu plus cher que le mazout. C'est par ce retour à l'utilisation du gaz que Rabaska prétend avoir un effet sur la réduction des gaz à effets de serre.

Ce raisonnement est contestable et on peut prétendre le contraire soit que le prix du gaz naturel ne baissera pas.

## **POURQUOI LA TENDANCE DU PRIX DU GAZ NATUREL EST-ELLE HAUSSIÈRE ?**

Au risque de simplification, deux grands raisonnements s'imposent. Premièrement, l'ajout de ports méthaniers ne fera pas chuter les prix parce que les producteurs de GNL pourront vendre aux plus offrants. Deuxièmement, le marché de l'énergie n'est pas un marché libre.

## **L'AJOUT D'UN PORT MÉTHANIER NE FAIT PAS BAISSER LE PRIX DU GAZ NATUREL**

### **Prix du gaz en Amérique du Nord**

Le promoteur affirme que son terminal, à lui seul, ferait baisser de 5 %, même plus les premières années, le prix du gaz naturel au Québec<sup>2</sup>. Cette affirmation est contredite par le président de Gaz Métro ! En effet, Robert Tessier a déclaré, en commission parlementaire, « l'avantage clé que nous allons avoir avec ce terminal, **ça n'aura pas immédiatement un effet sur le prix de la molécule, parce que c'est un prix international** à toutes fins pratiques... »

Le promoteur persiste et théorise, que l'ajout d'un port méthanier sera favorable aux Québécois « grâce à la pression à la baisse sur les prix du gaz naturel » ! Cela, il doit le démontrer, car dans un article états-unien publié le 7 septembre 2004 par Nesbitt et Fahd<sup>3</sup> démontre que l'importation de GNL ne causera aucune baisse locale du prix du gaz naturel ni à une échelle nationale des États-unis. L'originalité de leur analyse repose sur l'introduction d'une variable qui tient compte de l'épuisement perçu des réserves de gaz naturel. De plus, les auteurs ne sont pas surpris que l'analyse technique révèle un tel résultat, car cela est conforme à la simple logique marchande qu'un promoteur d'un port méthanier ne se tirerait pas dans le pied en réduisant les prix du GNL, une ressource en voie d'épuisement. Rabaska reconnaît l'effet de l'épuisement des réserves en écrivant dans sa raison d'être : « Alors qu'on observe en Amérique du Nord une hausse du coût du gaz naturel liée à l'épuisement des gisements conventionnels, la demande pour cette forme d'énergie croît à un rythme soutenu. »<sup>4</sup> Rabaska avoue donc que dans les faits la loi de l'offre et la demande ne s'applique pas puisque la demande croît en même temps que les prix et que c'est l'épuisement des gisements qui fait

---

1. « Cette augmentation de prix a fait perdre à Gaz Métro 10 % de son marché, des clients industriels qui sont passés au mazout... » Le Devoir, Turcotte, Claude, jeudi 3 février 2005, p. B1.

2. « Aperçu de l'étude d'impact préliminaire sur l'environnement », p.13, sur [www.rabaska.net](http://www.rabaska.net).

3. Fahd, George and Dale Nesbitt, "Impact of LNG Imports on North American Natural Gas Prices.", Energy Pulse, June 10, 2004. Voir l'article en annexe 1.

4 Source : <http://www.rabaska.net/page.php?idS=2&idL=fr#raison>

déraper la théorie de l'offre et la demande. On peut penser que le système offre-demande subit une translation vers des prix plus élevés à long terme.

On observe sur le marché de l'énergie des comportements qui encouragent la hausse des prix. D'un côté, lorsque le producteur de gaz comprend qu'il lui reste peu de réserve de gaz pour maximiser la rentabilité de ses investissements, il tend à faire augmenter son prix à long terme. D'un autre côté, lorsque le producteur voit les prix chuter à court terme, il crée de la rareté pour maintenir les prix. C'est pourquoi, la firme Encana (27 milliards d'actifs) « en réaction à la baisse du prix du gaz naturel... a annoncé, en début 2006, une réduction de ses investissements en exploration... les réductions sont toutefois concentrées dans le gaz naturel... »<sup>5</sup> En 2006, il y a eu une baisse des prix de 44 % dans le secteur du gaz naturel. Comme on peut s'y attendre, plusieurs entreprises de l'ouest canadien sont incitées à réduire leur budget d'exploration pour 2007. « Au cours de la prochaine année, au moins six compagnies, dont Encana, Conoco Phillips, Talisman, Canadian Natural Ressources, Devon Canada et Apache, diminueront leurs dépenses de forage [de puits de gaz naturel] pour un total de 3 milliards de dollars. »<sup>6</sup>

En 2006, au Canada, la production de gaz naturel marchand a augmenté de 4,7 % alors que les exportations n'ont augmenté que de 2,2 % et que les ventes intérieures de gaz naturel ont progressé de 22,5 % par rapport à octobre 2005<sup>7</sup>. Ainsi, en faisant progresser la production moins rapidement que les ventes, le prix de vente devrait remonter. C'est l'offre qui contrôle le prix beaucoup plus que la demande.

À court terme, il existe des variations des prix autour de la tendance haussière du prix de l'énergie. Ces variations sont souvent exogènes au marché. C'est-à-dire qu'aucun des intervenants du marché ne contrôle ces variations. Par exemple, l'ouragan Katrina a fait monter les prix de l'énergie en dévastant des capacités de production. L'hiver 2006 ayant été très doux, il y a un surplus d'énergie à vendre. D'où une baisse temporaire du prix de l'énergie.

#### **Point de vue de l'Europe au sujet de l'effet des ports méthaniers sur les prix du gaz**

Le professeur Percebois<sup>8</sup> écrit que « le GNL est un facteur potentiel d'unification des marchés du gaz à l'échelle internationale donc de convergence des prix spot puisque les opérateurs pourront arbitrer entre les trois zones importatrices de façon plus facile. » Autrement dit, la construction de terminaux méthaniers entraînera une hausse des prix du gaz naturel parce que les vendeurs pourront choisir l'acheteur qui est prêt à payer le plus haut prix. En effet, le gaz n'étant plus confiné au gazoduc, il pourra se transporter partout sur la planète vers le plus offrant.

« Le gaz naturel n'a pas d'usages captifs ; il est certes recherché, car moins polluant que le charbon ou le pétrole. En cas de hausse des prix des produits pétroliers, une partie de la demande se reporte sur le gaz ou sur le charbon qui, dans l'industrie et la génération électrique, sont de proches substituts. Du coup, les prix du gaz se mettent à monter et s'ils montent trop les industriels repassent au charbon ou au fuel. » C'est ce qu'a vécu Gaz Métro en perdant 10 % de son marché de 2001 à 2005. On comprend donc que les prix de ces différentes énergies sont reliés.

---

5. Le gaz naturel très volatil en bourse, Les Affaires, 25 février 2006, p.81.

6. « Gaz naturel, Une réduction du forage à prévoir pour 2007 », le samedi 30 décembre 2006, 16h42, <http://www.radio-canada.ca/regions/alberta/2006/12/30/002-gaz-forage-reduction.shtml>

7. <http://www.statcan.ca/Daily/Francais/070108/q070108c.htm>

8. « Prix du gaz naturel et prix du brut: de l'indexation à la corrélation », Jacques PERCEBOIS, Professeur, Directeur du Centre de Recherche en Économie et Droit de l'Énergie, Université de Montpellier I, France, Revue Liaison Énergie-Francophonie, numéro 70, 1er trimestre 2006, p. 65.

## Le point de vue de l'Asie

Le prix du GNL demeurera élevé, selon Soermarno, à cause d'une pénurie de gaz. «Record LNG prices won't fall for "years to come," said Ari Soemarno, president of Indonesia's state energy company, PT Pertamina, until 2005 the world's largest LNG exporter»<sup>9</sup>.

Le Central Research Institute of Electric Power Industry (CRIEPI) du Japon utilise son modèle WEPM (World Energy Prices Model) qui lui permet de projeter ses données en ciblant

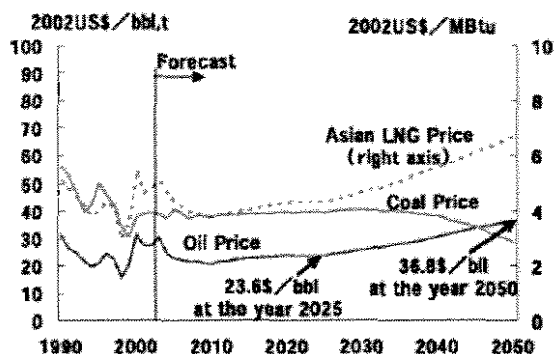


Fig.2 Outlook of primary energy price (US dollar in real term)

différentes régions comme l'Asie, le G7 et autres pays développés ou en voie de développement. Les prix de l'énergie sont projetés en dollars US ajustés selon un indice d'inflation composite basé sur l'année 2002 (2002 US dollar in real term). Le CRIEPI<sup>10</sup> évalue que le prix international du pétrole augmentera pour atteindre 36,8 \$ en dollars 2002 ajustés. Quant au prix du GNL, en Asie, il sera légèrement supérieur au prix du pétrole.

La figure ci-contre illustre ces différentes projections jusqu'en 2050.

## LE MARCHÉ DE L'ÉNERGIE N'EST PAS LIBRE

L'OPEP (Organisation des pays producteurs de pétrole) est un organisme de pays producteurs et non d'entreprises productrices et elle contrôle la production du pétrole pour étirer les revenus de ses membres. « Les pays de l'OPEP produisent 40 % de tout le pétrole consommé dans le monde. Ils ont déjà convenu de réduire leur production de 1,7 million de barils par jour, de façon graduelle. La dernière tranche de cette réduction, de 500 000 barils par jour, doit être mise en vigueur le 1er février 2007 »<sup>11</sup>.

Regardez ce que Chavez fait en Amérique du Sud. Il a mis sur pied l'alliance Petrosur regroupant le Venezuela, le Brésil et l'Argentine. Ensemble, ils vont contrôler l'exploration et le développement de la production du pétrole. Selon le Businessweek online<sup>12</sup>, une alliance similaire pourrait être conclue avec la Colombie, le Pérou, la Bolivie et l'Équateur. Petróleos de Venezuela cherche à investir dans une demi-douzaine de raffineries de pétrole de cette région du monde.

Selon la firme Schlumberger, le gouvernement de Chavez veut acquérir au moins 51 % des actions des entreprises oeuvrant dans les raffineries et leurs activités en amont<sup>13</sup>.

On a vu dernièrement le gouvernement américain intervenir pour empêcher une entreprise chinoise CNOOC d'acheter UNOCAL une compagnie américaine. Bref, les États s'en mêlent

9. «Chevron, Shell Delay LNG Projects, Sending Gas Higher (Update2)», Angela Macdonald-Smith, January 16, 2007, <http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=20601087&sid=aSYsWhu1m6ll&refer=home>

10. «The World Energy Supply and Demand Projections to 2050», Central Research Institute of Electric Power Industry, 2004, p. 56-57, [http://criepi.denken.or.jp/en/e\\_publication/a2004/04kiban03.pdf](http://criepi.denken.or.jp/en/e_publication/a2004/04kiban03.pdf)

11. La Presse, 17 janvier 2007, <http://www.lapresseaffaires.com/article/20070117/LAINFORMER/70117019>

12. Businessweek online, October 10, 2005, [http://www.businessweek.com/magazine/content/05\\_41/b3954088.htm](http://www.businessweek.com/magazine/content/05_41/b3954088.htm)

13. «Venezuela Chavez: State To Regain Control Of Oil» Raul Gallegos, Schlumberger, Wed, Jan 10, 2007, [http://72.14.205.104/search?q=cache:k\\_eqqJAfNrwJ:realtimenews.slb.com/news/story.cfm%3Fstoryid%3D639517+Cavez+oil+control&hl=fr&gl=ca&ct=clnk&cd=4](http://72.14.205.104/search?q=cache:k_eqqJAfNrwJ:realtimenews.slb.com/news/story.cfm%3Fstoryid%3D639517+Cavez+oil+control&hl=fr&gl=ca&ct=clnk&cd=4)

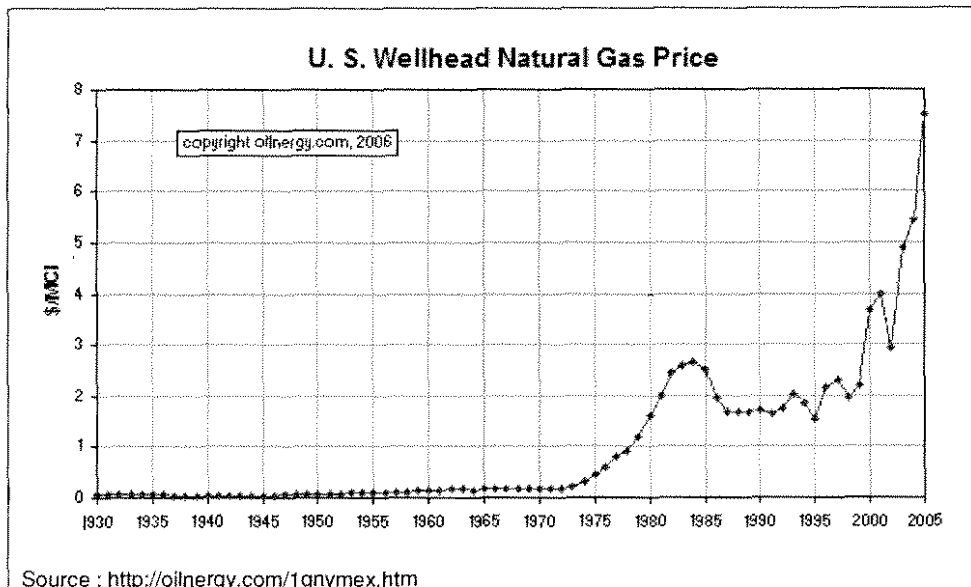
pour différentes raisons avec pour conséquence que le prix du pétrole suit une tendance haussière depuis 30 ans.

Du côté du gaz naturel, on voit aussi les États s'en mêler. On a vu récemment la Russie prendre le contrôle de Gazprom et forcer Shell à céder des actions à Gazprom dans le méga projet de développement aux Iles Sakhaline, « Royal Dutch/Shell signed a secret protocol with the Russian government as part of its deal to sell half of the Sakhalin-2 project to Gazprom ». <sup>14</sup> Ces tractations permettent à la Russie de maximiser l'exploitation de ses ressources naturelles au profit de la Russie.

#### **Le prix du pétrole entraîne le prix du gaz depuis 30 ans.**

On voit sur les graphiques <sup>15</sup> plus bas que lorsque la crise du pétrole s'est amorcée en 1973 le pétrole a entraîné le gaz naturel dans sa hausse. Lorsqu'en 1982 le prix du pétrole a chuté, celui du gaz naturel a ralenti sa montée pour plonger quelque temps après. Puis, le pétrole a oscillé jusqu'en 1997 et le gaz naturel a fait de même. Maintenant, le pétrole est en hausse depuis 1998, le gaz naturel a pris la même direction.

Depuis les 30 dernières années, le prix du gaz naturel a toujours suivi les grandes tendances du pétrole.



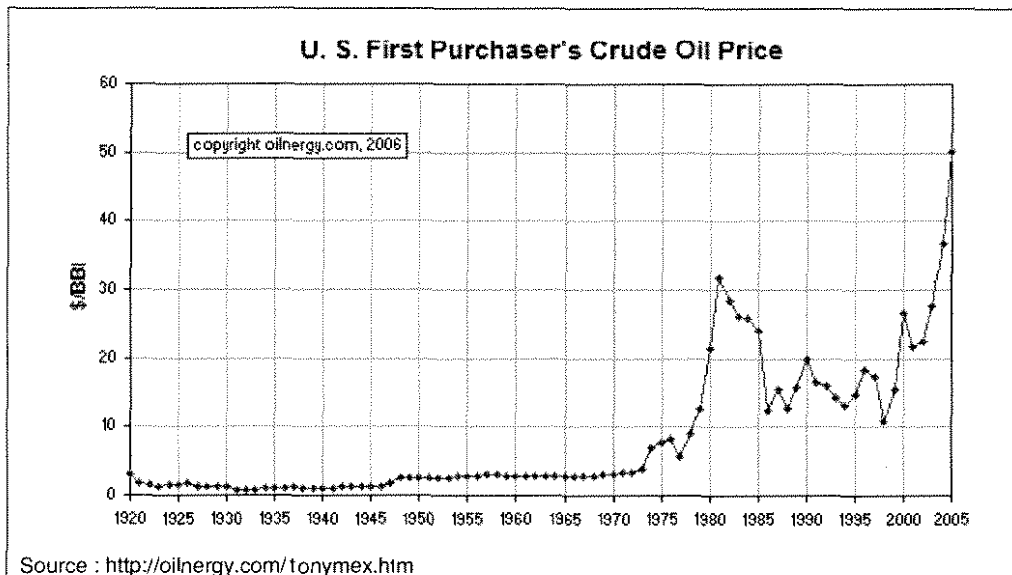
En 2005, le professeur Reynolds a répondu à un journaliste que les prix du gaz naturel resteront élevés. « Question. Lower 48 natural gas prices have been above historical averages for four or five years now, which has relit the interest in an Alaska pipeline. How lasting do you think these higher prices are?

Answer. These prices will last and probably go up and stay high. Oil and gas markets are both tight, and with most oil and gas reserves around the world under government control, there is not

<sup>14</sup> <http://www.mosnews.com/money/2006/12/28/shellsecret.shtml>

<sup>15</sup> <http://oilnergy.com/>

much incentive to expand outputs. »<sup>16</sup>



La firme Cambridge Energy Research Associates confirme la corrélation entre le prix du gaz et du pétrole. En effet, elle estime que même à son niveau actuel (6 juin 2006), le cours du gaz est anormalement bas. Il devrait se situer à environ 1/6 du prix du pétrole brut, alors que le ratio frise actuellement plutôt 1/12.<sup>17</sup>

#### En conclusion

Rien ne peut nous laisser penser que la création de ports méthaniers pourrait faire baisser les prix. On a vu que l'augmentation soutenue de la demande aux Etats-Unis peut se produire malgré une hausse des prix. On comprend que le pétrole entraîne le gaz à sa suite et que le prix du gaz se maintient au-dessus de celui du pétrole. Enfin, on a vu que les grands pays producteurs comme les entreprises contrôlent la production pour faire pression à la hausse sur le prix de l'énergie.

Alors, on conclut que Rabaska ne fera pas baisser le prix du gaz naturel sous le prix du pétrole. Par conséquent, il est peu probable que Gaz Métro récupère des acheteurs aussi rationnels que les industries passées au pétrole ou au charbon. Enfin, les effets de Rabaska se limiteront à remplacer le gaz venant de l'ouest canadien dont les pétrolières parlent de le remplacer par le nucléaire...

Alors, à quoi servira Rabaska ? À détruire une région sous de faux arguments. L'économie du Québec n'a pas besoin de ce terminal de GNL.

<sup>16</sup> «Energy Bulletin», Published on Wednesday, December 21, 2005 by Anchorage Daily News, Dr. Reynolds, 46, is associate professor of oil and energy economics at the University of Alaska Fairbanks, <http://www.energybulletin.net/newswire.php?id=t1789>

<sup>17</sup> Le prix du gaz naturel fléchira cet automne », 6 juin 2006, Jesse Caron, LesAffaires.com. [http://www.lesaffaires.com/lr/Aujourd'hui/detail.asp?id=235089&id\\_section=808](http://www.lesaffaires.com/lr/Aujourd'hui/detail.asp?id=235089&id_section=808)

## Annexe 1

### Impact of LNG Imports on North American Natural Gas Prices<sup>18</sup>

*George Fahd, Principal, Electric Power Practice, Altos Management Partners*

*Dale Nesbitt, President, Altos Management Partners Inc.*

06-10-04

As the era of increased liquefied natural gas (LNG) penetration into North America is considered more carefully, the inevitable, ubiquitous questions arise:

- How much would the injection of a representative regasification facility of LNG (e.g., 750 mmcf/d) depress natural gas prices in a venue like Baja California, Los Angeles, California, or anywhere on the North American continent?
- What would be the price of natural gas pre- and post-LNG in and around the point of importation or injection?
- After the price depression, would there be enough money to repay the LNG provider his capital and operating cost plus give him a return?

Such questions have become critically important of late. Unfortunately, some companies have used static North American gas market models, which because of their structure do not contain long run supply/depletion logic or data, to approach the question of how much price depression will accompany the introduction of LNG. The vast majority of such static models result in diametrically wrong answers. In this article, we will show:

- The flaw in static models
- The right models to use
- The nature of the correct answer
- The size of price depression

#### **The Flaw in Static Models**

Static approaches (linear programming is a static approach) represent domestic supply using only short term "wellhead deliverability" curves instead of long term domestic resource supply curves. Long term domestic supply curves are an absolutely essential prerequisite to getting the right answer regarding how much price depression the entry of LNG will cause, which is not much as we show shortly.

Users and developers of static models have wanted to believe, based on results of those "snapshot" models containing only short run deliverability curves, that the injection of significant quantities of LNG will depress North America gas prices substantially. The static "large price depression" view is not consistent with the more bearish conventional resource assessments emerging from the United States Geological Survey ("USGS"), the National Petroleum Council ("NPC"), and various presenters at the California Public Utilities Commission ("CPUC") in San Francisco recently. Static models contain an incorrect, highly misleading structural view of the market and of the impact of LNG thereon.

#### **The Right Models to Use**

In sharp contrast to static approaches, zero arbitrage models with long-term domestic resource supply curves categorically show that the introduction of LNG into North America will cause minuscule price depression over a rather wide range of LNG injection quantities.

Let us discuss the impact of the long-term domestic resource supply curves on price and the value of LNG entry. Figure 1 graphically depicts the proper view of the North American demand and conventional natural gas resource base **before** the injection of any new LNG. The low cost conventional natural gas supply is limited in magnitude, as evidenced by the proximity of the supply curve to the vertical axis in Figure 1. The estimated magnitude of remaining lower cost

---

<sup>18</sup> [http://www.energypulse.net/centers/article/article\\_print.cfm?a\\_id=751](http://www.energypulse.net/centers/article/article_print.cfm?a_id=751)

resource has been decreasing in recent years, in significant part because recent drilling activity has been steadily less productive.

By contrast, the higher cost conventional and *unconventional* portion of the North American resource base is not as well articulated or as broadly considered. Because of the structural inadequacies of static models, higher cost resources often slip silently under the radar screen and are ignored in short term deliverability estimates. What does the higher cost portion of the North American resource base look like? Figure 2 summarizes using a diagram by Dr. Donald Gautier of the USGS, which holds that remaining low cost domestic resource lies at the “tip” of the pyramid and is rather limited in quantity, but the remaining high cost domestic resource lies at the “base” of the pyramid and is much larger in quantity.

Figure 1: Dwindling Conventional but Abundant High Cost Supply

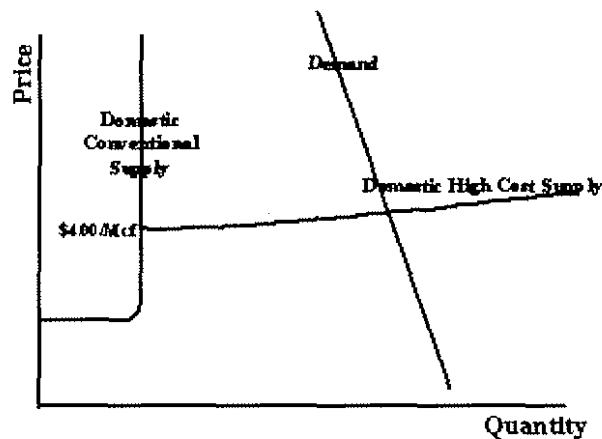
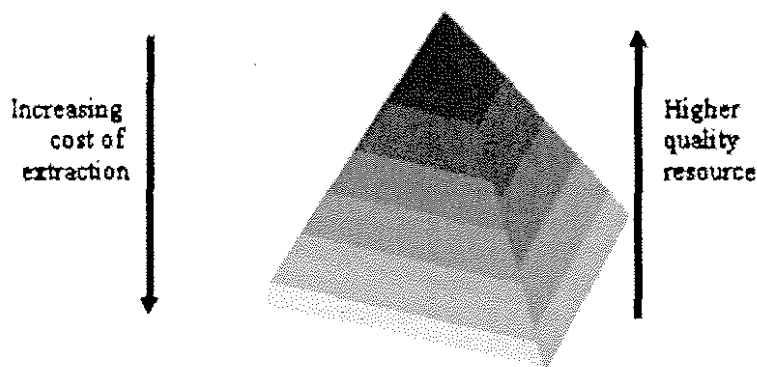


Figure 2: The Resource Pyramid



Source: Dr. Donald Gautier, USGS

The base of the pyramid in North America according to Dr. Gautier is comprised of six categories of gas:



1. High cost, very small field conventional gas
2. Western Canadian Sedimentary Basin gas (declining estimates in recent months)
3. Coalbed methane
4. Tight sands
5. Arctic gas from Canada and Alaska
6. Exotics such as coal gasification or methane hydrates

Ignoring exotic sources of gas, which virtually everyone believes are so expensive as to be entirely out of the immediate picture, what can we say about the former five categories? We know the volumes of such gas are very large but that the production cost is rather high (e.g., between \$4.00-4.50/Mcf at risk free prices and risk free discount rates or perhaps higher). It is clear that there is a very wide and flat supply tranche that begins at approximately \$4.00-4.50/Mcf wellhead marginal cost and does not tilt upward very rapidly over a very large volume of resource in place. Emerging resource assessments (e.g., the USGS and the NPC) would seem to support this perspective—there is elastic supply at a wellhead marginal cost of \$4.00-4.50/Mcf (in real terms). If that is true, the aggregate North American supply curve for both the lower and the higher cost resource in aggregate appears exactly as shown in Figure 1—a rapidly increasing tranche followed by a higher flat tranche. While there may be debate about the size and production cost of the rapidly increasing leftmost tranche, resource assessment people agree that it is indeed limited and therefore relatively narrow. Only models that properly graft the broad, flat, high cost supply curve on the right representing high cost conventional and unconventional gas onto the narrow tranche representing the remaining low cost conventional gas can provide a realistic forecast of gas prices and the incremental impact of LNG on those prices.

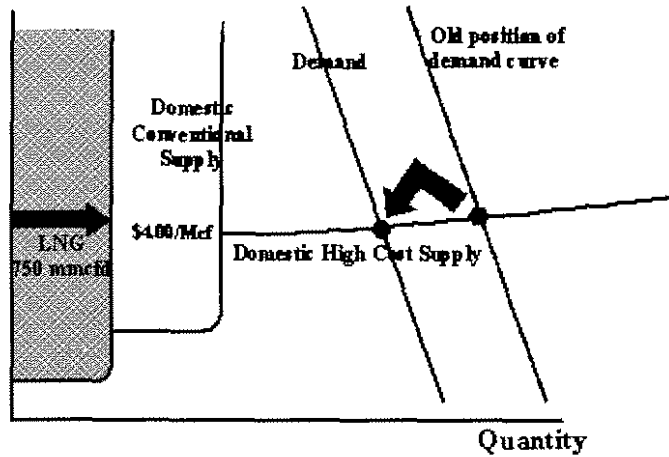
#### **The Nature of the Correct Answer**

What does the narrow-low-tranche/wide-high-tranche configuration of North American supply in Figure 1 mean? What it means is that a high cost domestic source of gas will be the marginal source of supply in North America with or without LNG over a fairly wide range of uncertainty regarding the conventional resource base and over a fairly wide range of LNG imports. There is not enough domestic low cost gas for low cost gas to remain at the margin, meaning that there must be drilling for higher cost unconventional gas and that unconventional gas will set the price of all gas on the continent.

What would happen to the diagram in Figure 1 if 750 mmcf of LNG were introduced into North America at a location such as Baja California? The answer is depicted in Figure 3. As the LNG enters, the entire supply structure from Figure 1 is displaced horizontally to the right by 750 mmcf as shown in Figure 3. The position of the demand curve after the LNG entry in Figure 3 will be unchanged from Figure 1 because such entry does not “create customers.” The demand curve, constant both before and after the LNG entry, is the solid demand curve in Figure 3. As indicated in the diagram, the LNG tranche will be inframarginal. Once all the LNG supply chain costs are sunk, LNG regasification units are going to dispatch and are going to deliver 750 mmcf to the market. Such deliveries will occur no matter what the domestic price (unless the domestic price falls below pure variable operating cost of the LNG supply chain, which will be a rare or nonexistent event). If built, LNG will come.

In order to compare the “without LNG” case to the “with LNG” case, we have plotted as a dotted demand curve the position of the demand curve on the original plot in Figure 1 without the entry of LNG. That is, the dotted demand curve in Figure 3 crosses in exactly the same point as the solid demand curve crossed the supply curve in Figure 1. The rightmost point in Figure 3 where the dotted demand curve crosses the supply curve is the market clearing situation in the “without LNG” market equilibrium from Figure 1, and the leftmost point where the solid demand curve crosses the supply curve is the “with LNG” market equilibrium. The difference between the two crossing points contains the sought after answer—how much does LNG depress the price of gas in the region where the LNG enters or more generally throughout North America?

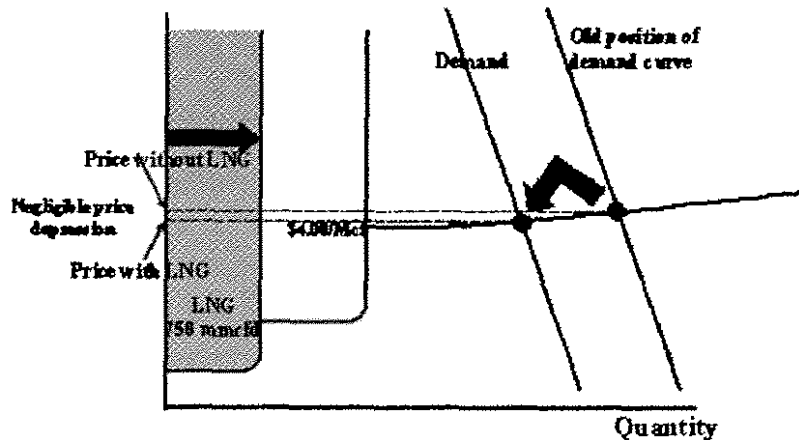
Figure 3: The Supply-Demand Situation With and Without the LNG Injection



**The Size of Price Depression**

The key insight and implication is now obvious from Figure 3. Figure 4 repeats Figure 3 but emphasizes what the market clearing price is in the absence of the LNG injection (the higher horizontal price line) and in the presence of the LNG injection (the lower horizontal price line). Notice that the two lines are virtually coincident. The difference between the market price in the “without LNG” case and the market price in the “with LNG” case is rather small. **The entry of the LNG does not depress the price of gas in North America very much at all. Models that say it does are incorrect. Static models (e.g., linear programming models) dramatically overestimate the price depression from LNG entry.** There is, and should be, a very small difference in the price of gas in North America with and without the LNG.

Figure 4: Price Depression Because of LNG Entry



The reason for the very small price depression from rather large LNG injections is clear from Figures 3 and 4. Notice that the marginal source of supply in the “without LNG” case is a high

cost source of conventional/unconventional/Arctic gas, precisely the same as the marginal source of supply in the "with LNG" case. With or without the LNG, the marginal source is going to be a high cost domestic source of gas, precisely the type of source articulated in the new resource view. Because the marginal source of gas is unchanged across a wide range of LNG capacity entry scenarios, the price that will be received by an LNG terminal will be the same across a wide range of LNG capacity entry scenarios.

Our finding that the entry of 750 mmcf/d or more of LNG will not depress the price of gas at any point in North America very much is profoundly positive for LNG, much more positive than static models are projecting. As we have shown, LNG will not cannibalize itself, depressing price by virtue of its entry. LNG entry will not erode its own margins. The second and third LNG entrants see virtually identical, undepressed price and therefore make almost the same amount of money as the first LNG entrant as long as one accepts the bearish conventional resource base scenario. There is not nearly as much price depression risk attendant with LNG as many think. Introduction of significant quantities of LNG will not depress domestic prices very much. In summary, the key issue regarding LNG is this: What is the long run marginal cost of higher cost gas in North America? The answer is unconventional gas, Arctic gas, etc. These supplies set the price of domestic gas.



Présentation  
au  
Bureau des audiences publiques

Projet d'implantation du terminal méthanier Rabaska  
et  
des infrastructures connexes

**IMPACT NÉGATIF DU PROJET RABASKA  
SUR LES GAZ À EFFET DE SERRE.**

**Jean-Claude Préfontaine  
Citoyen de Lévis**

**Le 22 janvier 2007**

## **IMPACT NÉGATIF DU PROJET RABASKA SUR LES GAZ À EFFET DE SERRE.**

À titre de citoyen responsable de Lévis, je désire me prononcer sur le projet Rabaska qui serait construit à plus de huit km de ma résidence. Le projet Rabaska m'apparaît injustifié sur de nombreux plans : environnemental, social, humain et économique. Dans ce mémoire, je traiterai d'un seul point à savoir que Rabaska aura un impact négatif sur les gaz à effet de serre.

Rabaska se présente avec une prétention de favoriser la diminution des gaz à effet de serre (GES). En effet dans le tome 2, chapitre 5, page 5.22, leur étude prévoit une réduction des gaz à effet de serre en fournissant, entre autres, à nos résidences le « combustible le plus propre »<sup>1</sup>. Certainement que l'étude parle de remplacer du mazout par le gaz naturel, car ce dernier combustible est beaucoup plus polluant que l'hydro-électricité. Mais, dans la réalité que cherche à remplacer Gaz Métro, et principal distributeur de gaz au Québec ? Il semble plutôt que le gaz remplacera l'hydro-électricité comme énergie de chauffage. En conséquence, Rabaska contribuera à augmenter les émissions de GES.

### **Selon Gaz Métro, les Québécois devraient favoriser le chauffage au gaz naturel.**

Gaz Métro, copropriétaire de Rabaska, tente de vendre aux Québécois l'idée de chauffer leurs résidences au gaz naturel. Or, au Québec, environ 70 % des résidences<sup>2</sup> sont chauffées à l'hydro-électricité. Par conséquent, le remplacement d'un chauffage électrique par un chauffage au gaz naturel augmente les émissions de gaz à effet de serre (GES) du Québec.

Cette volonté de Gaz Métro est connue parce qu'elle a été dite et répétée sur la place publique par son président M. Tessier. En effet, selon le journaliste Claude Turcotte du journal Le Devoir, « M. Tessier est tout à fait convaincu que le gaz naturel est une option d'avenir, en particulier pour le chauffage des maisons. L'électricité a été, dit-il, « un choix discutable » pour le chauffage... »<sup>3</sup> Sous la plume de Jean-Paul Gagné, éditeur du journal Les Affaires, on lit la même volonté : « Si le Québec se chauffait davantage au gaz naturel plutôt qu'à l'électricité, les exportations additionnelles d'électricité qu'Hydro-Québec pourrait lui rapporter quelque 7 milliards de dollars (G \$) par année. C'est ce qu'a affirmé en substance Robert Tessier, président et chef de la direction de Gaz Métro, au cours d'une récente conférence devant l'Association des diplômés de l'École polytechnique de Montréal. Selon M. Tessier, l'utilisation massive de l'électricité pour le chauffage est une aberration, puisque ce n'est pas une bonne utilisation de cette source d'énergie. »<sup>4</sup> Une autre fois, M. Tessier affirmait en Commission de l'économie et du travail : « On est très fortement partisan d'utiliser la bonne énergie à la bonne place »<sup>5</sup>. « Cela signifie que l'entreprise de distribution de gaz naturel, qui jusqu'à récemment agissait surtout sur le marché commercial, souhaite brancher de plus en plus de domiciles sur des systèmes de chauffage au gaz. »<sup>6</sup> En mars 2005, Robert Tessier a déclaré, encore une fois, devant une commission parlementaire de l'Assemblée nationale qui analysait l'avenir énergétique du Québec qu'« il faut utiliser la bonne énergie à la bonne place. Le gaz naturel pourrait chauffer les résidences avec efficacité. »<sup>7</sup>

---

1. «le gaz naturel que Rabaska offrira sur ces marchés contribuera à l'atteinte des objectifs de réduction de gaz à effet de serre préconisés par le Protocole de Kyoto en fournissant à nos industries, à nos commerces et à nos résidences le combustible le plus propre à un prix plus concurrentiel.» Tome 2, chapitre 5 page 5.22, Janvier 2006

2. Dans La Presse, Économie, jeudi 3 mars 2005, Norman Delisle rapportait que : «M. Tessier a rappelé qu'au Québec, 70 pour cent des résidences sont actuellement chauffées à l'électricité, alors que cette proportion n'est que de 20 pour cent ailleurs en Amérique ou en Europe»

3. Le Devoir, ÉCONOMIE, jeudi 3 février 2005, p. B1.

4. Les Affaires, Actualité et analyse, samedi 13 mai 2006, p. 12.

5. Le Courrier parlementaire du vendredi 4 mars 2005

6. Idem

7. La Presse, Économie, jeudi 3 mars 2005, «Les Québécois devraient favoriser le chauffage au gaz naturel», Norman Delisle

Dans un contexte de réchauffement climatique où il faut réduire nos émissions de gaz à effet de serre, il serait très imprudent, voire inconséquent, d'en rajouter en remplaçant de l'électricité par le gaz naturel.

### Une résidence chauffée au gaz naturel produit 6,9 tonnes de CO<sub>2</sub> par an

Le promoteur n'a pas donné d'évaluation du nombre de tonnes GES que produit une maison chauffée au gaz naturel au Québec. Il existe peu d'étude sur le sujet. Cependant, le Nouveau-Brunswick en a réalisé une<sup>8</sup> en janvier 2003. On y apprend qu'une maison typique du Nouveau-Brunswick produit environ 6,897 tonnes de CO<sub>2</sub> par an si son chauffage, son eau chaude et ses appareils ménagers fonctionnent au gaz naturel<sup>9</sup>.

En 2001, Statistiques Canada a recensé 2 978 110 logements privés occupés<sup>10</sup> au Québec. Puisque que 70 % des résidences chauffent à l'électricité, on peut estimer qu'elles sont au nombre d'environ 2 100 100. Le tableau suivant présente une analyse de sensibilité de la migration de 5 % à 50 % des résidences chauffées à l'électricité vers le chauffage au gaz naturel.

**Tableau de sensibilité**

| Nombre de résidences migrant de l'électricité au gaz* | ±%*              | Tonnes de CO <sub>2</sub> par an qui s'ajoutent au bilan des GES du Québec |
|---|------------------|--|
| 100 000   | 5                | 689 700  |
| 250 000   | 12,5             | 1 724 250  |
| 500 000   | 25               | 3 448 500  |
| 750 000   | 37,5             | 5 172 750  |
| 1 000 000   | 50               | 6 897 000  |
| <b>Total</b>  | <b>2 100 100</b> | <b>-----</b>   |

\* Les chiffres sont arrondis pour faciliter la compréhension.

Le tableau précédent nous montre que pour chaque lot de 100 000 résidences qui abandonneraient le chauffage électrique pour le gaz naturel, le bilan des GES du Québec s'alourdirait de 689 700 tonnes de CO<sub>2</sub> par an.

Si on introduit le plus petit tonnage du tableau précédent dans le bilan<sup>11</sup> des effets du projet sur les émissions de GES produit par Rabaska, on s'aperçoit que ce bilan s'assombrit sérieusement pour le Québec, l'Ontario et le Canada. En utilisant seulement 689 700 T de CO<sub>2</sub>, cela implique que le service de marketing de Gaz Métro ne réussirait à déplacer que 5% des résidences chauffées à l'électricité.

### CONCLUSION

Devant un constat d'alourdissement du bilan de GES, il n'y pas lieu d'augmenter les approvisionnements du Québec en combustible fossile. Par conséquent, la réalisation du projet Rabaska est non pertinente et une entrave à la réduction des GES pour contrer le réchauffement climatique.

8. Document de discussion : Le Nouveau-Brunswick et le changement climatique. Janvier 2003, ISBN : 1-55236-203-5

9. Idem, Figure 3. Émissions de CO<sub>2</sub> reliées à l'énergie pour maison typique au Nouveau-Brunswick, p. 3

10. <http://www12.statcan.ca/francais/census01/products/standard/prprofile/prprofile.cfm?G=24>

11. Il a été présenté pendant la phase 1 des audiences et on peut le trouver à l'adresse [http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Rabaska/documents/PR3-3-1\\_chap5\\_8.pdf](http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Rabaska/documents/PR3-3-1_chap5_8.pdf), Tableau 6.5 Effets de la réalisation du projet Rabaska sur les émissions de GES, Tome 3, volume 1, chapitre 6, page 6.22

