

# ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES & ALTERNATIVES AU PROJET RABASKA

FÉVRIER 2007

**MÉMOIRE**  
VERSION FINALE

15 février 2007

**AOLPA**  
ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE



**ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES  
& ALTERNATIVES  
AU PROJET  
RABASKA**

**FÉVRIER 2007**



## Réalisation

Ce mémoire a été préparé par  
l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique  
dans le cadre de l'analyse du  
projet de terminal méthanier Rabaska  
avec la participation financière de  
l'Agence canadienne d'évaluation environnementale.



Agence canadienne  
d'évaluation environnementale

Canada

Recherche et rédaction :

Mathieu Castonguay, Ing. jr  
André Bélisle, Président

Il est possible de communiquer avec les auteurs aux coordonnées suivantes :

Mathieu Castonguay, Ing. jr  
[mathieu.castonguay@aqipa.com](mailto:mathieu.castonguay@aqipa.com)  
téléphone : (418) 642-1322  
télécopieur : (418) 642-1323

André Bélisle  
[andre.belisle@aqipa.com](mailto:andre.belisle@aqipa.com)  
téléphone : (418) 642-1322  
télécopieur : (418) 642-1323

Révision :

Sébastien Béchar, B. A. sciences politiques  
Dominique Neuman, LL. B.  
Mathieu Turcotte

**AQIPPA**  
ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE

489-A, rue Principale, C.P. 26  
Saint-Léon-de-Standon (Québec), G0R 4L0  
Tél. (418) 642-1322 Fax : (418) 642-1323  
Courriel : [info@aqipa.com](mailto:info@aqipa.com)  
**[www.aqipa.com](http://www.aqipa.com)**

## Déposé à


la commission d'examen conjoint et  
M. Qussaï Samak, président;  
M. Jean Paré, commissaire;  
M. Jean-Philippe Waaub, commissaire

*Bureau  
d'audiences publiques  
sur l'environnement*

**Québec** 

Bureau d'audiences publiques  
sur l'environnement  
Édifice Lomer-Gouin  
575, rue Saint-Amable, bureau 2.10  
Québec (Québec)  
G1R 6A6



 Agence canadienne  
d'évaluation environnementale  
Agence canadienne  
d'évaluation environnementale  
Place Bell Canada, 22<sup>e</sup> étage  
160, rue Elgin  
Ottawa (Ontario)  
K1A 0H3

## Références

Bureau d'audiences publiques sur l'environnement,  
Rabaska, 6211-04-004  
Agence canadienne d'évaluation environnementale,  
Registre CÉE : 04-05-3971

## Remerciements

Les auteurs du présent rapport tiennent à remercier toutes les personnes qui ont contribué à la réalisation de ce document. Nous ne pouvons nommer toutes les personnes qui ont rendu possible la réflexion et la recherche nécessaire à la réalisation ou encore à la révision.

Nous tenons par contre à remercier tout spécialement Yan Grenier et Patrick Bacon des AmiEs de la Terre de Québec, qui ont alimenté activement la réflexion et fourni de précieuses informations.

Nous tenons aussi à souligner la contribution de messieurs Dominique Neuman et Richard Massicotte pour leurs commentaires et remarques constructives tout autant que pour les informations qu'ils nous ont offertes.

Les auteurs remercient tout particulièrement leurs familles respectives qui ont fait preuve d'une patience à toute épreuve et ont offert leur support tout au long de la recherche et de la rédaction de ce document. Nous remercions donc chaleureusement Caroline et Estéban La Fontaine et Jocelyne Lachapelle de leur aide toute particulière.

## TABLE DES MATIÈRES

Table des matières.....	iii
Liste des figures.....	iii
Liste des tableaux.....	iii
Acronymes et unités.....	iii
Facteurs de conversion.....	iii
Préfixes métriques courants.....	iii
Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA).....	iii
Bref historique.....	iii
Avis au lecteur.....	iii
Présentation.....	iii
L'AQLPA dépose son analyse du projet Rabaska.....	iii
1. Introduction.....	3
2. Rabaska.....	3
2.1. Commentaires sur l'étude d'impact.....	3
2.1.1. Commentaires généraux.....	3
2.2. Données importantes du projet.....	3
2.3. Les hypothèses.....	3
2.3.1. Projections du projet sur les prix du mazout.....	3
2.3.2. Avis de non responsabilité.....	3
2.4. Aspects légaux, stratégiques et sécuritaires.....	3
2.4.1. Réglementation applicable aux États-Unis.....	3
3. Raison d'être du projet.....	3
3.1. Diversité des approvisionnements.....	3
3.2. Sécurité des approvisionnements.....	3
3.3. Prévisions de la consommation de l'énergie.....	3
3.3.1. Consommation de gaz naturel.....	3
3.3.2. Accroissement de la demande.....	3
3.3.3. Substitution du mazout.....	3
3.3.4. Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes.....	3
3.4. Prévisions du coût de l'énergie.....	3
3.4.1. Persistance de la fluctuation des prix.....	3
3.5. La substitution énergétique.....	3
3.6. La substitution énergétique à l'échelle internationale.....	3
3.6.1. Utilisation du gaz naturel dans la production de pétrole.....	3
3.7. L'effet du projet sur l'exploitation des sables bitumineux.....	3
3.7.1. Évaluation de la production de pétrole pouvant être attribuable à l'effet du projet Rabaska.....	3
4. Le marché du gaz naturel.....	3
4.1. Le marché nord-américain, parallèle au marché mondial.....	3
4.2. L'effet du projet Rabaska sur les prix du gaz naturel.....	3
4.3. Les utilisations du gaz naturel.....	3
4.3.1. Chauffage des locaux.....	3
4.3.2. Secteur de la production d'électricité et des Centrales au gaz naturel.....	3
4.3.3. Autres utilisations.....	3
4.4. Ressource limitée.....	3
5. Développement durable.....	3
5.1. La politique québécoise du développement durable.....	3



5.1.1.	Un urgent besoin de cohérence.....	3
5.1.2.	La planification gazière à long terme du Québec .....	3
5.1.3.	Une approche durable et une vision à long terme .....	3
5.2.	Notre vision du développement durable .....	3
5.3.	Politique environnementale de Gaz Métro .....	3
5.4.	Besoins énergétiques dans le futur .....	3
5.5.	La transition énergétique .....	3
5.5.1.	Transition énergétique au Québec .....	3
5.6.	L'équité internationale et l'énergie.....	3
5.7.	La multiplication des impacts environnementaux.....	3
5.8.	La qualité de l'environnement pour les générations futures .....	3
6.	Contexte réglementaire.....	3
6.1.	Politique énergétique du Québec .....	3
6.2.	Plan d'action 2006-2012 sur les changements climatiques.....	3
7.	Les émissions dans l'atmosphère .....	3
7.1.	Effet du projet sur la qualité de l'air .....	3
7.1.1.	Vaporisateurs.....	3
7.1.2.	Méthaniers .....	3
7.1.3.	Normes de qualité de l'air .....	3
7.1.4.	Effet de Rabaska sur le smog dans la région .....	3
7.2.	Émissions de gaz à effet de serre .....	3
7.2.1.	Émissions reliées au cycle de vie .....	3
7.2.2.	Émissions attribuables à l'augmentation de la production de pétrole induite par Rabaska.....	3
7.2.3.	Commentaire sur les évaluations de Rabaska .....	3
8.	Kyoto et les bouleversements climatiques.....	3
8.1.1.	Perspective sur la vie utile du terminal .....	3
8.2.	Des conséquences à éviter .....	3
9.	Alternatives au gaz naturel .....	3
9.1.	Alternative au terminal méthanier.....	3
9.2.	L'effet du prix sur la transition énergétique.....	3
9.3.	Alternative au gaz naturel pour le chauffage .....	3
9.3.1.	La géothermie.....	3
9.3.2.	L'énergie solaire thermique .....	3
9.4.	Économies d'énergie et efficacité énergétique.....	3
10.	Impact économique des alternatives .....	3
10.1.	L'exemple du développement éolien au Québec .....	3
10.2.	Les retombées économiques et le développement régional .....	3
11.	Conclusion .....	3
	Références.....	3
	Sources des figures.....	3
	Sources des tableaux .....	3
	Bibliographie.....	3

ANNEXE A .....	3
Exemples de calculs .....	3
Estimation de la valeur énergétique du projet Rabaska .....	3
Estimation du volume de mazout déplacé par le gaz naturel .....	3
Estimation du taux de substitution du mazout aux États-Unis.....	3
ANNEXE B .....	3
Principales références à l'étude d'EEA Répercussion des importations de GNL de Rabaska sur les marchés québécois et ontarien du gaz naturel3	
ANNEXE C .....	3
La réglementation aux États-Unis .....	3
ANNEXE D .....	3
Gaz naturel : enjeux mondiaux selon un organisme canadien de réglementation .....	3
Sommaire de la présentation.....	3
Le Canada est le 3 <sup>e</sup> producteur de gaz naturel dans le monde.....	3
Le gaz canadien dans l'offre nord-américaine (Gpi <sup>3</sup> /j).....	3
Approvisionnement en gaz naturel canadien .....	3
Besoin en gaz naturel pour l'exploitation des sables bitumineux .....	3
Production d'électricité au gaz naturel : ajouts à la capacité de production des É.-U.....	3
Gaz naturel pour la production d'électricité .....	3
Gaz naturel dans la production d'électricité : répercussions .....	3
Capacité de regazéification du GNL.....	3
Répercussions d'une offre accrue de GNL.....	3
Principaux axes d'écoulement des bassins d'approvisionnement vers les marchés .....	3
2004-2006 : Changements de l'offre et de la demande (Gpi <sup>3</sup> /j) .....	3
Comment combler le « déficit » d'ici à 2020 .....	3
Comblé le « déficit » : un scénario .....	3
Défis pour les organismes de réglementation .....	3
ANNEXE E .....	3
Projets de terminaux méthaniers en Amérique du Nord.....	3
ANNEXE F .....	3
La centrale du Suroît, inutile et coûteuse pour le Québec.....	3
Hydro-Québec a acheté trop d'électricité .....	3
ANNEXE G.....	3
Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes.....	3

## LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Prix des combustibles entre 1990 et 2005.....	3
Figure 2 : Propriétés territoriales et zones d'exclusion du projet Rabaska. ....	3
Figure 3 : Tendances des approvisionnements en gaz naturel au Québec et en Ontario.....	3
Figure 4 : Consommation de gaz naturel au Québec (1982-2002).....	3
Figure 5 : Part des formes d'énergies dans le bilan énergétique du Québec.....	3
Figure 6 : Variation de la consommation de gaz naturel au Québec par secteur.....	3
Figure 7 : Importance des corrections aux prévisions annuelles des prix de l'énergie de l'EIA.....	3
Figure 8 : Variation de la consommation mensuelle de gaz au Québec et en Ontario.....	3
Figure 9 : Fluctuation mensuelle des prix du gaz naturel.....	3
Figure 10 : Mise en service du premier terminal d'importation de GNL en Inde en 2004.....	3
Figure 11 : Fluctuation des émissions de GES au Canada de 1990 à 2004 par grands secteurs.....	3
Figure 12 : Prévision de croissance de l'exploitation des sables bitumineux jusqu'en 2015.....	3
Figure 13 : prévision de la production de pétrole au Canada jusqu'en 2015.....	3
Figure 14 : Besoins en gaz naturel pour l'exploitation des sables bitumineux jusqu'en 2015.....	3
Figure 15 : Prévisions de la demande de gaz naturel dans l'Ouest canadien selon EEA.....	3
Figure 16 : modifications de l'offre et de la demande de gaz naturel au Canada et aux États-Unis entre 2004 et 2006.....	3
Figure 17 : Ajouts de gaz naturel en Amérique du Nord.....	3
Figure 18 : Resserrement de la capacité de production.....	3
Figure 19 : production de pétrole des sables bitumineux.....	3
Figure 20 : Exportation canadiennes de combustibles.....	3
Figure 21 : Utilisation du gaz naturel livré par Rabaska.....	3
Figure 22 : Consommation mondiale d'énergie.....	3
Figure 23 : Revenus et niveau d'exportation nets d'électricité au Québec 1981-2005.....	3
Figure 24 : Combinaison de la production d'électricité prévue au plan du gouvernement ontarien en 2025.....	3
Figure 25 : Prévisions du secteur de la production d'électricité au Québec et en Ontario selon EEA.....	3
Figure 26 : Progression prévue de la production d'électricité par type d'énergie entre 2004 et 2030 selon l'EIA.....	3
Figure 27 : Sensibilité aux prix du combustible des nouvelles centrales au gaz, au charbon et nucléaires.....	3
Figure 28 : Effet de la distance et du mode de transport sur le coût du transport du gaz naturel.....	3
Figure 29 : Émissions de GES de Gaz Métro entre 1990 et 2004.....	3
Figure 30 : Réserves énergétiques mondiales en 2005.....	3
Figure 31 : Cibles de réduction prévues à la Stratégie énergétique du Québec par forme d'énergie.....	3

Figure 32 : Émissions de GES attribuables au projet Rabaska en fonction du taux de substitution et d'usage dans la production des sables bitumineux. ....	3
Figure 33 : Hypothèses de Rabaska sur l'effet du projet sur les émissions de GES .....	3
Figure 34 : Variation de la consommation d'énergie du secteur résidentiel selon la pénétration de technologies éconergétiques jusqu'en 2030 selon l'EIA.....	3
Figure 35 : Variation de la consommation d'énergie du secteur commercial selon la pénétration de technologies éconergétiques jusqu'en 2030 selon l'EIA.....	3

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Commentaires sur les hypothèses retenues par Rabaska .....	3
Tableau 2 : Évolution du prix du GNL au Japon entre 1985 et 2005 .....	3
Tableau 3 : Corrélation entre les prix des combustibles .....	3
Tableau 4 : concordance du projet Rabaska avec la réglementation applicable aux États-Unis. ....	3
Tableau 5 : Comparaison et commentaires sur les calculs des zones d'exclusion du projet Rabaska.....	3
Tableau 6 : Bilan du gaz naturel au Québec (1982-2002) .....	3
Tableau 7 : Historique de l'approvisionnement en gaz naturel du Québec et de l'Ontario .....	3
Tableau 8 : Variation du portefeuille énergétique au Québec entre 1982 et 2002.....	3
Tableau 9 : Estimation de la croissance de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord selon EEA.....	3
Tableau 10 : Bilan des combustibles fossiles dans.....	3
Tableau 11 : Production et des exportations de combustibles fossiles du Canada entre 1990 et 2004.....	3
Tableau 12 : Portefeuille énergétique du Canada et des États-Unis .....	3
Tableau 13 : Utilisation de l'énergie pour le chauffage résidentiel au Québec. ....	3
Tableau 14 : Utilisation de l'énergie pour le chauffage résidentiel en Ontario. ....	3
Tableau 15 : Utilisation de l'énergie pour le chauffage commercial au Québec ....	3
Tableau 16 : Utilisation de l'énergie pour le chauffage commercial en Ontario .....	3
Tableau 17 : Évolution prévue de la production d'électricité en Ontario jusqu'en 2025 .....	3
Tableau 18 : Prévisions de l'IEA de la production d'électricité par type combustible. ....	3
Tableau 19 : Normes de qualité de l'atmosphère (RQA a.6) .....	3
Tableau 20 : Normes de qualité de l'air ambiant prévues au projet de Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère concernant le dioxyde de soufre .....	3
Tableau 21 : dispersion des contaminants de l'air selon Rabaska .....	3
Tableau 22 : Comparaison des émissions de GES de 3 sources d'approvisionnement. ....	3
Tableau 23 : Émissions de GES du projet Rabaska selon trois scénarios .....	3

## ACRONYMES ET UNITÉS

BSOC	Bassin sédimentaire de l'ouest canadien
CO <sub>2</sub> e	équivalent CO <sub>2</sub>
EEA	Energy and Environmental Analysis inc.
EIA	Energy Information Administration
GES	gaz à effet de serre
GIEC	Groupe intergouvernemental sur l'évolution du climat
GN	gaz naturel
GNL	gaz naturel liquéfié
GWh	giga watt heure
km	kilomètre
kt	kilotonne (1kt = 1 000 t)
m <sup>3</sup>	mètre cube (1 m <sup>3</sup> = 31,31 pi <sup>3</sup> )
MP <sub>2.5</sub>	Particule fine de 2,5 microns ou moins
Mt	Méga tonne (1 Mt = 1 000 000 t)
pi <sup>3</sup>	pied cube (1 pi <sup>3</sup> = 0,02832 m <sup>3</sup> )
scfm	pieds cubes standards par minute (0,01478 m <sup>3</sup> /s)
t	tonne
TCF	tetra cubic feet, Tpi <sup>3</sup>
tep	tonne équivalent pétrole
Tpi <sup>3</sup>	Téra pieds cube ou 10 <sup>12</sup> pi <sup>3</sup> (1x10 <sup>12</sup> pi <sup>3</sup> = 28,32x10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> )

## Facteurs de conversion

ÉLECTRICITÉ <sup>1</sup>			GAZ NATUREL					PÉTROLE BRUT				THERMIQUE		
												J		BTU
W (an)	kWh	th	m <sup>3</sup>	pi <sup>3</sup>	t	m <sup>3</sup>	b/j*	b	tep	J	BTU			
	1,427 x 10 <sup>-1</sup>	1,660 x 10 <sup>-1</sup>	1,510	4,277 x 10 <sup>-2</sup>	1,778 x 10 <sup>3</sup>	1,506 x 10 <sup>3</sup>	8,737 x 10 <sup>4</sup>	2,394 x 10 <sup>2</sup>	1,660 x 10 <sup>3</sup>	3,964 x 10 <sup>-6</sup>	4,182 x 10 <sup>-6</sup>			
		8,896	2,520 x 10 <sup>-1</sup>	1,071 x 10 <sup>4</sup>	9,077 x 10 <sup>3</sup>	5,265 x 10 <sup>5</sup>	1,442 x 10 <sup>3</sup>	9,778 x 10 <sup>3</sup>	2,335 x 10 <sup>-7</sup>	2,464 x 10 <sup>-4</sup>	2,931 x 10 <sup>-4</sup>			
			2,833 x 10 <sup>-2</sup>	1,178 x 10 <sup>3</sup>	9,976 x 10 <sup>2</sup>	5,787 x 10 <sup>4</sup>	1,585 x 10 <sup>2</sup>	1,099 x 10 <sup>3</sup>	2,625 x 10 <sup>-8</sup>	2,770 x 10 <sup>-5</sup>	2,770 x 10 <sup>-5</sup>			
				4,157 x 10 <sup>4</sup>	3,522 x 10 <sup>4</sup>	2,043 x 10 <sup>6</sup>	5,596 x 10 <sup>8</sup>	3,880 x 10 <sup>4</sup>	9,268 x 10 <sup>-7</sup>	0,978 x 10 <sup>-3</sup>	0,978 x 10 <sup>-3</sup>			
					8,472 x 10 <sup>-1</sup>	4,914 x 10 <sup>1</sup>	1,346 x 10 <sup>-1</sup>	9,334 x 10 <sup>-1</sup>	2,229 x 10 <sup>-11</sup>	2,352 x 10 <sup>-8</sup>	2,352 x 10 <sup>-8</sup>			
								2,740 x 10 <sup>-3</sup>	1,899 x 10 <sup>-2</sup>	4,537 x 10 <sup>-13</sup>	4,787 x 10 <sup>-10</sup>			
								6,933	1,656 x 10 <sup>-10</sup>	1,747 x 10 <sup>-7</sup>	1,747 x 10 <sup>-7</sup>			
									2,389 x 10 <sup>-11</sup>	2,520 x 10 <sup>-9</sup>	2,520 x 10 <sup>-9</sup>			

1. L'énergie est estimée à 3 412 BTU par kWh et la puissance est basée sur une production annuelle caractérisée par un facteur d'utilisation (FU) de la puissance installée de 80%. Dans le cas d'un FU de 60%, il faut multiplier la puissance obtenue à un FU de 80% par 1,333.

\* Par jour civil.

Le passage de la quantité d'une forme d'énergie à une autre forme est basé sur la qualité thermique de chacune de ces formes d'énergie.  
 Exemple d'utilisation: Pour convertir un BTU en J, il faut multiplier la quantité de BTU par 1,055 x 10<sup>3</sup>.  
 Pour convertir un J en BTU, il faut diviser la quantité de J par 1,055 x 10<sup>3</sup>.

1

## Préfixes métriques courants

Prefix/Symbol	Factor	
Atto (a)	10 <sup>-18</sup>	.000000000000000001
Femto (f)	10 <sup>-15</sup>	.000000000000001
Pico (p)	10 <sup>-12</sup>	.00000000001
Nano (n)	10 <sup>-9</sup>	.000000001
Micro (μ)	10 <sup>-6</sup>	.000001
Milli (m)	10 <sup>-3</sup>	.001
Centi (c)	10 <sup>-2</sup>	.01
Deci (d)	10 <sup>-1</sup>	.1
—	10 <sup>0</sup>	1
Deca (da)	10 <sup>1</sup>	10
Hecto (h)	10 <sup>2</sup>	100
Kilo (k)	10 <sup>3</sup>	1,000
Mega (M)	10 <sup>6</sup>	1,000,000
Giga (G)	10 <sup>9</sup>	1,000,000,000
Tera (T)	10 <sup>12</sup>	1,000,000,000,000
Peta (P)	10 <sup>15</sup>	1,000,000,000,000,000
Exa (E)	10 <sup>18</sup>	1,000,000,000,000,000,000

2

<sup>1</sup> Source : L'Énergie au Québec - 2004 p. 111

<sup>2</sup> Source : Office of Atmospheric Programs, US Inventory of Greenhouse Gas Emissions and Sinks: Fast Facts, EPA, 2006, p. 2

# ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE (AQLPA)

### *Bref historique*

L'Association québécoise de lutte contre les pluies acides (AQLPA) voit le jour officiellement à Montréal le 23 juillet 1982. Son but est d'informer la population sur le problème des précipitations acides et de se faire le porte-parole des citoyens sur la scène publique. Quelques mois plus tard, elle se joint à la « Coalition canadienne sur les pluies acides ».

Dès 1986, l'AQLPA développe une méthode novatrice pour considérer les différentes problématiques liées à la pollution atmosphérique nommée : « Une approche systématique des polluants aéroportés ». Cette approche est aussi appelée « l'effet Shrapnel » propose, pour la première fois, une vision intégrée des polluants, des problématiques et de leur impacts écologiques.

En 1988, MM. McMillan et Lincoln, respectivement ministre canadien et ministre québécois de l'Environnement, soulignent le rôle déterminant qu'a joué l'AQLPA dans la signature de l'entente bilatérale relative à la réduction de 50% des émissions canadiennes d'anhydride sulfureux (SO<sub>2</sub>). Pour l'Association, les réductions annoncées demeurent toutefois insuffisantes. En outre, elle recommande l'établissement d'un programme axé sur le secteur des transports afin de réduire les émissions d'oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>) d'environ 50%.

C'est également en 1988 que l'AQLPA lance son projet « Arc-en-ciel ». En 1990, les actions conjointes avec nos voisins du sud s'intensifient et les efforts déployés commencent à porter fruit ! Les États-Unis annoncent leur intention de réduire de 50% leurs émissions de SO<sub>2</sub>. La même année L'AQLPA forme la « Coalition québécoise pour un débat public sur l'énergie » et c'est dans la foulée de cet événement que l'Association commence ses recherches relativement à l'instauration d'un éventuel programme québécois d'inspection et d'entretien des véhicules automobiles.

En 1992, l'AQLPA prend un nouveau départ. Pour bien marquer son dixième anniversaire d'existence et rendre compte de la transition qu'elle vit depuis quelques années, elle modifie son nom. Elle s'appellera désormais l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique.

L'AQLPA s'attaque maintenant, à l'ensemble des polluants atmosphériques. Elle désire rallier les Québécois à une cause commune : l'élimination la plus totale et la plus rapide possible des polluants atmosphériques. Elle préconise une approche qui permet d'agir simultanément sur les pluies acides, le smog, l'amenuisement de la couche d'ozone et le réchauffement planétaire.

En 1995, l'AQLPA et ses partenaires lancent, dans le cadre d'ÉcoSommet, une vaste consultation publique dans tout le Québec sur le thème du développement durable.

En 1996, à la demande du ministère de l'Environnement et de la Faune, l'AQLPA met sur pied « Un air d'avenir », projet pilote sur l'inspection et l'entretien des véhicules automobiles au Québec. L'AQLPA dépose son rapport final en 1999 et y démontre la pertinence d'adopter un programme qui se fonde sur les principes de l'approche intégrée.

En 2002, l'AQLPA a vingt ans. Elle travaille activement à la mise en œuvre du Protocole de Kyoto et poursuit ses travaux dans le cadre du projet pilote « Un air d'avenir » et de « Faites de l'air! », un programme innovateur qui vise à réduire le smog et à améliorer la qualité de l'air en permettant aux participants de retirer les véhicules les plus polluants en échange de la mise à la ferraille de leur vieille voiture.

L'AQLPA met sur pied la « Coalition Québec Vert Kyoto » (CQVK), composée de 56 groupes de professionnels, de citoyens, d'étudiants, de syndicats et de groupes environnementaux en 2003.

Le but de cette coalition est de s'opposer au virage du Québec vers la production d'énergie thermique et de contribuer à l'avancement du débat québécois en ce qui a trait à l'application et au respect du Protocole de Kyoto.

L'AQLPA et la CQVK organisent en 2004 la plus importante manifestation à caractère environnemental jamais vue au Québec où 7 000 personnes sont venues démontrer leur opposition au projet de la centrale thermique du Suroît devant le siège social d'Hydro Québec à Montréal et exprimer leur volonté de voir le Québec recourir aux énergies vertes.

Toujours en 2004, l'AQLPA produit le «Carnet de l'automobiliste», qu est distribué à plus de 760 000 exemplaires en seulement quelques mois et dépose à l'automne une demande auprès du secrétariat de l'ALENA afin que celle-ci incite le Québec à se doter enfin d'un programme d'inspection et d'entretien obligatoire des véhicules légers et lourds, promis par le gouvernement depuis près de 10 ans.

L'AQLPA gagne le prix Phénix de l'environnement 2006 dans la catégorie éducation et sensibilisation pour le Carnet de l'automobiliste « Un air de changement »





## AVIS AU LECTEUR

Le présent rapport présente un ensemble d'informations concernant le gaz naturel, le marché de l'énergie, les changements climatiques et différents autres aspects d'intérêt en vue de supporter la position de l'AQLPA envers le projet de terminal méthanier Rabaska. La variété des sources d'information peut introduire des variations mineures dans les données et par conséquent sur les résultats présentés.

Par exemple, deux sources crédibles, soit les gouvernements du Québec et du Canada ne présentent pas les mêmes valeurs d'émissions de gaz à effet de serre au Québec pour la même année. De telles différences résultent des moyens de collecte et de traitement des données différents. Nous avons tenté de présenter et d'utiliser l'information la plus fiable possible et nous fournissons les références. Cependant, il est possible que la même information provenant d'une source différente présente une valeur différente.

De manière générale, nous avons recouru à des informations provenant d'organismes publics qui diffusent généralement de l'information fiable et ayant fait l'objet de vérifications. Nous n'avons pas systématiquement validé par nous même ces informations à partir de sources distinctes.

Des exemples de la majorité des calculs que nous avons effectués sont présentés en annexe afin de permettre au lecteur de les reproduire s'il dispose de données différentes ou plus à jour.

## PRÉSENTATION

### *L'AQLPA dépose son analyse du projet Rabaska*

#### **Rabaska, un favorise l'accélération de l'exploitation des sables bitumineux**

Pour l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) tout comme pour le GIEC, les bouleversements climatiques représentent la menace la plus sérieuse pour l'humanité.

#### **Les bouleversements climatiques représentent la menace la plus sérieuse.**

Les bouleversements climatiques constituent la plus grande et la plus urgente menace que notre société développée a à affronter. Cet état de fait a été confirmé de manière non équivoque dans le dernier rapport du GIEC, le groupe intergouvernemental d'experts sur le climat de l'ONU.

Dans cette perspective, on se doit d'agir avec la plus grande prudence et la plus grande cohérence pour s'assurer que ce que nous faisons aujourd'hui ne constitue pas un obstacle supplémentaire à ce que nous devons faire demain. Étant donnée la gravité de la situation l'erreur n'est pas envisageable.

Le Canada et les États-Unis sont les plus mauvais acteurs nationaux sur la scène de la lutte au réchauffement planétaire. Cette situation est engendrée par notre surconsommation énergétique. Rabaska vient alimenter cette boulimie énergétique. Puisque Rabaska vise à satisfaire la croissance des besoins ou à répondre à « la pénurie appréhendée », un concept rendu célèbre dans l'affaire Enron. Dans un tel contexte : c'est l'évidence même : la stratégie actuelle de développement des combustibles fossiles charbon, gaz et pétrole a une limite qui sera atteinte du vivant des gens de 60 ans et moins.

Selon le rapport déposé la semaine dernière par le GIEC, le doute n'est plus permis.

Selon Achim Steiner Directeur exécutif du Programme des Nations Unies pour l'Environnement (PNUE), « Ce rapport fera des assises de Paris une borne historique qui démarquera l'ère des débats ou du doute du temps de l'action, l'ampleur du risque que court la planète si l'humanité ne réagit pas est telle que quiconque décidera de prendre le risque de ne pas agir après ce rapport entrera dans les livres d'histoire comme un irresponsable. »

Suite à une analyse attentive par l'AQLPA de l'étude d'impact du Projet Rabaska, il nous est impossible d'accepter les prétentions du promoteur invoquant une réduction quelconque des émissions gaz à effet de serre associé au Rabaska.

Bien au contraire, en établissant les liens entre la diminution de la disponibilité en gaz naturel provoquée en partie par la croissance extraordinaire de l'exploitation des sables bitumineux de l'Alberta, notre étude démontre clairement que le projet Rabaska et les autres terminaux méthaniers participeraient à la poursuite de l'augmentation dramatique des émissions de gaz à effet de serre au Canada.

Notre analyse démontre que si une petite partie du gaz que le terminal proposé à Lévis, était utilisé pour accroître l'exploitation des sables

bitumineux, les émissions supplémentaires annuleraient très rapidement les réductions prétendues par le promoteur. En effet, si seulement 20% du gaz libéré en Alberta grâce à la réalisation du projet Rabaska était utilisé dans la production de pétrole à partir des sables bitumineux, c'est 2 millions de tonnes de gaz à effet de serre supplémentaires qui seraient émises au Canada, juste pour produire le pétrole. Une fois ce pétrole utilisé, c'est plus de 10 Mt qui se retrouveront dans l'atmosphère.

### **Pour de modestes retombées économiques locales, Rabaska engendrerait des coûts globaux considérables.**

Si on applique les mesures de réduction des gaz à effet de serre prévues au Plan d'action 2006-2012 Le Québec et les changements climatiques, Rabaska nous coûtera au moins 200 M\$ pour mettre en place des mesures permettant d'annuler la hausse des émissions attribuables au projet. Bien que l'on ne reconnaisse pas la validité des calculs effectués par Rabaska, les 146 000 tonnes émises à Lévis selon le promoteur, demanderaient quand même près de 15 millions de dollars en mesures supplémentaires pour compenser ces émissions. Lorsque l'on compare avec les 300 000 \$ que Rabaska a consenti de verser au transport en commun, il apparaît évident que ce serait encore les contribuables québécois qui en feraient les frais. Dans une perspective de développement durable lorsque nous devons considérer simultanément les aspects environnementaux, sociaux et économiques et ce en fonction des générations à venir le projet Rabaska représente une entrave considérable du même type que le défunt projet de la centrale thermique au gaz du Suroît.

Pour de multiples raisons présentées dans notre mémoire et s'ajoutant à celles explicitées précédemment l'AQLPA s'oppose au projet Rabaska et demande à cette commission du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement d'agir conformément à l'invitation de monsieur Ashim Steiner du PNUE face au réchauffement planétaire et aux victimes actuelles et futures des bouleversements climatiques. Nous sommes convaincus que ce projet doit être analysé dans un contexte global malgré une présentation limitant notre vision à ce que le promoteur veut nous voir considérer. Le projet Rabaska fait partie d'une stratégie continentale de développement des secteurs gazier et pétrolier et il doit être analysé en conséquence. Rejeter ce projet c'est agir pour nous libérer des combustibles fossiles qui sont responsables, est-il besoin de le rappeler, de la situation actuelle.



## Introduction

### 1. INTRODUCTION

L'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) est heureuse de participer au processus d'évaluation du projet de terminal méthanier Rabaska par la présente commission conjointe Canada-Québec. L'AQLPA souhaite que le présent mémoire contribue à alimenter la réflexion concernant le projet Rabaska mais aussi le débat sur la transition que nous nous devons d'effectuer pour limiter les impacts des bouleversements climatiques.

Le présent mémoire propose une réponse à une question fort simple : avons-nous réellement besoin du gaz naturel proposé par Rabaska ?

La question peut sembler fort simple mais il en est autrement de la réponse. Nous avons étudié les implications environnementales, sociales et économiques du projet Rabaska en se basant sur les principes fondamentaux du développement durable. Nous avons aussi étudié la ressource, tant au niveau de son cycle de vie, des réserves que de l'utilisation finale. Nous avons porté une attention particulière aux avantages comparatifs du gaz naturel et au phénomène de substitution de combustibles plus polluants.

En plus de cette analyse, nous avons évalué les alternatives au projet. Nous avons tenté de savoir s'il était possible de réaliser un projet répondant aux besoins actuels tout en respectant adéquatement les principes fondamentaux du développement durable.

Bien entendu nous présentons ici notre opinion sur le projet d'implantation du terminal méthanier Rabaska. En fait, pour l'AQLPA, il est clair que le projet Rabaska n'est pas nécessaire ni même souhaitable. Cependant, nous ne sommes pas arrivés à ce constat sans avoir procédé à une analyse approfondie et rigoureuse de la question et après avoir consulté bon nombre de documents. Nous résumons ici, certains faits concernant le gaz naturel qui nous ont menés à notre constat.

Nous avons acquis l'intime conviction qu'il existe plusieurs manières bien meilleures d'augmenter l'indépendance énergétique québécoise. Nous pensons aussi que le gaz naturel n'a pas à être privilégié comme source d'énergie au Québec. Nous établissons un lien étroit entre la croissance prévue de l'exploitation des sables bitumineux et la réduction de l'offre de gaz naturel. Ceci accroît la pression sur les prix qui rendent à leur tour profitable l'accroissement des importations de gaz naturel liquéfié (GNL) qui viennent ensuite supporter la croissance de la production de pétrole à partir des sables bitumineux.

Nous avons structuré le présent mémoire en 11 sections de manière à aborder l'ensemble des aspects fondamentaux du projet et de ses implications.

Dans un premier temps, nous présentons nos observations, notre questionnement et nos commentaires concernant le projet de terminal méthanier Rabaska et les informations présentées par l'initiateur. Au cours de notre analyse nous avons observé certaines erreurs dans les études du promoteur et nous présentons les rectifications que nous estimons nécessaires avant de poursuivre notre analyse.

Au chapitre 3 nous analysons en profondeur la justification du projet et présentons notre interprétation du contexte énergétique dans lequel s'insère le projet Rabaska. Nous y abordons les liens qui existent entre les projets

d'exploitation du pétrole à partir des sables bitumineux et l'effet de la croissance des exportations canadiennes de pétrole sur le gaz naturel.

Le chapitre 4 présente notre analyse du marché du gaz naturel et de l'effet du projet de terminal méthanier à Lévis et nos commentaires concernant les hypothèses utilisées dans les modélisations économiques présentées dans l'analyse d'impact sur l'environnement.

Le chapitre 5 traite de notre vision du développement durable et expose de quelle manière le projet déposé n'est pas compatible avec les principes qui soutiennent le développement durable. Nous y abordons aussi le phénomène de la transition énergétique et des aspects internationaux des terminaux méthaniers.

Au chapitre 6, nous présentons notre analyse du contexte réglementaire et en particulier du nouveau plan d'action sur les changements climatiques et de la politique énergétique du Québec. Nous présentons également certaines remarques à propos du récent rapport du BAPE concernant le projet d'Énergie Cacouna.

Nous abordons l'effet du projet sur la qualité de l'air et sa contribution aux émissions de gaz à effet de serre au chapitre 7. Nous y présentons une analyse du projet quant à l'augmentation des épisodes de mauvaise qualité de l'air pouvant être provoqués par l'opération du terminal. Nous y présentons aussi notre analyse des émissions de GES associés à la réalisation du projet Rabaska.

Le chapitre 8 présente les implications du projet sur le Protocole de Kyoto, les bouleversements climatiques et les mesures qui doivent être mises en place pour éviter la catastrophe annoncée. Nous y démontrons que le projet ne peut s'intégrer à l'intérieur de mesures de réduction des émissions de GES.

Nous présentons des alternatives au projet Rabaska au chapitre 9. Nous y présentons quelques propositions qui permettent de réduire la consommation de gaz de certains secteurs de manière à alléger la pression sur la demande et les prix. Cette réduction de la demande de gaz dans certains secteurs de l'économie permet aussi de rendre disponible un volume de gaz supérieur à la demande des secteurs en croissance dans les marchés visés par Rabaska.

Enfin, le chapitre 10 compare les retombées économiques et les autres avantages pour le Québec, le Canada et la planète des investissements faits dans les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique.

Ainsi, notre analyse a porté sur de nombreux aspects du projet de terminal méthanier proposé par le consortium formé par Gaz Métro, Enbridge et Gaz de France ce qui nous permet d'affirmer qu'à de nombreux égards, le projet Rabaska n'est pas acceptable dans une perspective de développement durable, pas plus qu'il ne constitue un moyen de freiner les émissions de gaz à effet de serre.

## Rabaska

### 2. RABASKA

Nous ne reprendrons pas ici la présentation du projet de terminal méthanier Rabaska puisque cette dernière relève du promoteur. Nous avons cependant quelques observations relatives à la volumineuse étude d'impact et à l'ensemble de la documentation déposée par le promoteur du terminal méthanier Rabaska.

Notre analyse de la volumineuse étude d'impact sur l'environnement, de ses nombreux addenda et d'une bonne part des réponses présentées lors des audiences devant la commission jusqu'à maintenant n'a pas permis de lever toutes les incertitudes concernant le projet présenté.



#### 2.1. Commentaires sur l'étude d'impact

Nous présentons ici nos commentaires sur certaines sections de l'étude d'impact du projet Rabaska 3[A] ainsi que sur les différents documents relatifs au projet d'implantation du terminal méthanier à Lévis.

Nous avons regroupé nos commentaires en suivant les sections de l'étude d'impact mais nous nous intéressons plus particulièrement aux sections se rapportant aux émissions atmosphériques et de gaz à effet de serre ainsi qu'aux alternatives au projet.



##### 2.1.1. Commentaires généraux

Nous déplorons la multitude de documents déposés par le promoteur qui rendent la consultation de l'information ardue. Nous sommes d'avis que le promoteur aurait dû présenter sur son site Internet ou autrement un index permettant de retrouver l'information par sujet à l'intérieur de l'ensemble de la documentation qu'il a déposée.

Bien que l'étude d'impact soit très volumineuse, elle ne permet pas de répondre à plusieurs questions et il en est de même pour les addendum et les documents déposés en réponses aux questions soulevées qui reprennent souvent des informations de l'étude d'impact mais soulèvent autant de questions qu'elles n'y répondent.

#### 2.2. Données importantes du projet

Rabaska propose d'importer 500 Mpi<sup>3</sup>/j (14,16 Mm<sup>3</sup>/j) de gaz naturel sous forme liquide<sup>5</sup>. Ce volume correspond à 182,5 milliards de pi<sup>3</sup> par année (182,5 Gpi<sup>3</sup>/a) ou 5,17 milliards de m<sup>3</sup> (5,17 Gm<sup>3</sup>/a).

Ce volume de gaz, transposé en équivalent électrique correspond à 54,4 milliard de kWh, soit environ le quart de l'ensemble de la production d'électricité québécoise<sup>6</sup>. L'ANNEXE A présente le calcul de l'équivalence énergétique du volume de gaz selon les données tirées de l'étude d'impact sur l'environnement.

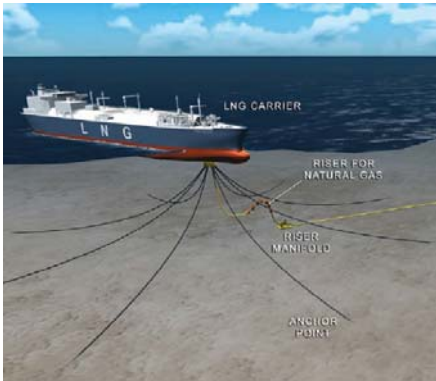
**L'importation de GNL par Rabaska équivaut au quart de la production d'énergie d'Hydro Québec**

<sup>3</sup> Source : International Gas Union

<sup>4</sup> Source : Rabaska, Aperçu de l'étude d'impact préliminaire sur l'environnement.

<sup>5</sup> Référence : Rabaska, [A], T1, p. 1.1

<sup>6</sup> La production totale d'électricité disponible au Québec en 2002 était de 211,6 milliards de kWh (ou 211,6 TWh). D'après L'Énergie au Québec 2004 [I], p. 50



Rabaska soutient que le terminal méthanier prévu à Lévis est à la fine pointe de la technologie ce qui permet d'en minimiser les émissions atmosphériques. Cependant, nos recherches nous ont permis de constater que la technologie prévue par Rabaska est relativement semblable à celle utilisée de manière générale dans les autres terminaux méthaniers d'importation.

Par comparaison, les projets présentés par *SUEZ ENERGY NORTH AMERICA*<sup>8</sup> au Massachusetts et dans le golf du Mexique nous paraissent présenter une avancée technologique considérable. Ces projets limitent de façon considérable les impacts sur le milieu puisqu'ils ne nécessitent pas l'implantation de quai, d'infrastructures terrestres ni de réservoirs de stockage. Les navires livrent directement le gaz naturel dans le réseau de distribution par le biais d'un gazoduc sous-marin existant.

Ces propositions de terminaux méthaniers demeurent à l'état de projet pour le moment et ne permettent pas d'éliminer les problèmes environnementaux reliés à la regazéification du gaz naturel liquéfié que sont les rejets d'eau chaude, les émissions atmosphériques et les gaz à effet de serre. Nous présentons seulement ces projets afin de démontrer qu'il y a actuellement des projets qui proposent une nouvelle technologie qui permet de réduire de façon considérable certains impacts négatifs associés au type de technologie proposée par Rabaska.

Nous pensons qu'il serait pertinent d'évaluer de manière sérieuse ce type de technologie, d'en identifier les limites, les incertitudes et les avantages afin d'assurer que la technologie choisie est effectivement celle qui présente les plus faibles impacts pour le milieu naturel et humain tout en maximisant les avantages économiques.

Le projet présenté par Rabaska a suscité d'importantes critiques en raison de son impact sur les paysages, sa localisation et la sécurité. Il nous semble que les projets présentés par SUEZ limitent considérablement certains des inconvénients les plus fréquemment reprochés au projet Rabaska. Nous trouvons dommage que le promoteur n'ait pas expliqué pourquoi cette alternative n'a pas été envisagée. Une analyse aurait pu être présentée concernant la possibilité d'implanter la technologie de regazéification à bord des méthaniers dans des conditions nordiques.

La commission est ainsi privée d'informations qui auraient pu lui permettre de s'assurer que le projet présenté est effectivement celui qui a les plus faibles impacts sur l'environnement.

Or, Rabaska a présenté un projet qui comporte les mêmes éléments que les quatre terminaux d'importation construits aux États-Unis entre 1971 et 1980. La différence pourrait être l'efficacité et la sécurité accrue de ces éléments mais les risques, les conséquences en cas d'accident et les impacts environnementaux demeurent sensiblement les mêmes.

<sup>7</sup> Source : Neptune, Liquefied Natural Gas (LNG) facility proposed by a SUEZ LNG NA. Terminal d'importation de GNL proposé à 10 miles au large de la côte du Massachusetts par SUEZ.

<sup>8</sup> Référence : [www.suezenergy.com](http://www.suezenergy.com)



# Émissions atmosphériques et alternatives au projet Rabaska

## Rabaska

### 2.3. Les hypothèses

L'initiateur du projet Rabaska pose plusieurs hypothèses pour soutenir ses estimations. Les hypothèses avancées par Rabaska portent principalement sur l'effet du projet sur les prix du gaz naturel et la réduction des émissions de gaz à effet de serre générée par la substitution de combustibles plus émetteurs que le gaz naturel.

Nous n'avons pas dressé une liste exhaustive des hypothèses supportant les évaluations des effets du projet sur l'environnement. Nous nous sommes concentrés sur les hypothèses permettant d'estimer les émissions de gaz à effet de serre.

Voici certaines remarques concernant certaines des hypothèses de Rabaska :

Hypothèses de l'étude d'impact sur l'environnement de Rabaska			
Référence	Hypothèse de Rabaska	Commentaire	Effet
T3, V1, tableau 6.3 p. 6.16	(3) Pour une longueur moyenne du parcours aller-retour de 5 500 milles nautiques (10 200 km)	Distances mesurées Google Earth Alger – Lévis 6 500 km Monrovia – Lévis : 7 550 km Notez que les mesures et les informations données par Google Earth proviennent des mesures effectuées par la NASA et sont donc passablement précises.	Réduit l'estimation des émissions dues au transport de 27%
T3, V1, tableau 6.5 p. 6.22	(3) La baisse de l'utilisation du mazout est calculée avec les hypothèses décrites en 6.1.2.2, c'est-à-dire en considérant que 80 % de l'augmentation nette de la consommation de gaz naturel engendrée par Rabaska (soit environ 66 % en moyenne de l'augmentation de la consommation chez les utilisateurs de gaz du Canada) remplaçait du mazout. On considère que le mazout remplacé aurait été produit et traité au Canada et pour simplifier, on attribue toutes les émissions évitées au niveau de la production du transport et de la distribution du mazout aux provinces autres que le Québec et l'Ontario. On néglige toute diminution de l'utilisation du charbon qui pourrait résulter de la disponibilité accrue du gaz naturel. Les émissions évitées aux ÉU en raison de la diminution de la production, du transport et de la distribution du mazout sont réduites de 50 % pour tenir compte du fait qu'une partie du mazout provient de pétrole importé de pays producteurs autres que le Canada.	Le taux de remplacement du mazout de 80% est tiré d'une communication téléphonique avec monsieur Michael Sloan, un des auteurs de l'étude de EEA (Annexe G du Tome 2) et n'est appuyé par aucune donnée de marché ou par une étude du phénomène de substitution des combustibles. Le mazout consommé au Québec ne provient pas du pétrole brut produit au Canada qui génère davantage de GES que le pétrole importé au Québec en raison du procédé d'extraction à partir des sables bitumineux. Les informations contenues dans l'étude d'impact ne permettent pas de reproduire les calculs effectués et de vérifier les données. Nous présentons un tableau présentant les émissions de GES du cycle de vie du GNL du gaz naturel canadien et du mazout au chapitre 7.2.	Surestime le taux de substitution et les réductions de GES de jusqu'à 3 Mt Surestime les émissions du mazout québécois d'environ 300%
T3, V1, p. 6.20	Bien qu'ils n'aient pas simulé les phénomènes de substitution du gaz naturel par d'autres combustibles, les spécialistes de EEA estiment que 80 à 100 % de la demande additionnelle engendrée par Rabaska devrait provenir du remplacement de combustibles plus émetteurs, surtout du mazout (Michael Sloan, communication personnelle, octobre 2005). Cette opinion est confortée par les observations antérieures de Gaz Métro qui montrent que les utilisateurs industriels de gaz naturel ont tendance à passer du gaz naturel au mazout lorsque le prix du gaz augmente (tome 2, section 2.5).	Le fait de ne pas simuler l'effet du phénomène de substitution et de lui accorder un taux de 80 à 100% nous apparaît téméraire. Nous imaginons que la concurrence entre les combustibles aura pour effet de réduire le niveau de substitution qui pourrait être atteint par le gaz naturel. Nous estimons que pour évaluer le niveau de remplacement du mazout, ou de tout autre forme d'énergie, il est pertinent d'évaluer l'effet de la substitution sur le prix de ces énergies dont la part de marché est affectée. La réduction du volume des ventes pourrait avoir un effet sur les stocks de certaines formes d'énergie et par conséquent sur le prix de ces énergies sur le marché. Nous sommes d'avis que le fait de ne pas modéliser l'effet de la substitution du mazout par le gaz naturel a pour effet de surestimer le taux de substitution.	Surestime le taux de substitution jusqu'à 100%

T3, V1, p. 6.21	En théorie, si le projet est réalisé, la disponibilité accrue du gaz naturel pourrait amener certains utilisateurs d'énergie à se tourner vers le gaz plutôt que vers des énergies renouvelables. Cependant, en raison des coûts d'investissement reliés à la production et à l'utilisation de la majorité de ces énergies et des limites techniques à leur utilisation dans certaines applications, leur développement dépendra en premier lieu des politiques énergétiques qui seront mises en place par les gouvernements du Canada, du Québec et de l'Ontario. Il est donc peu probable que de modestes variations du prix du gaz naturel comme celles qui distinguent un scénario avec le projet Rabaska d'un scénario sans celui-ci aient un effet significatif sur l'utilisation de sources d'énergie renouvelables par les utilisateurs de chaleur ou les producteurs d'électricité. Seule une baisse significative et soutenue du prix du gaz naturel pourrait nuire, dans une certaine mesure, au développement des énergies renouvelables.	Nous souhaitons que cette affirmation du promoteur soit fondée et se matérialise. Or, aucune étude ou analyse ne vient corroborer cette affirmation de l'initiateur. Nous avons étudié plus en profondeur le cas des systèmes de chauffage géothermiques qui correspondent assez bien à la description faite ici des énergies renouvelables. Nous convenons que le développement de ce secteur, comme probablement des autres formes d'énergies plus durables sera fortement conditionné par les politiques gouvernementales. Cependant, la réduction de l'écart du coût d'opération annuel entre le gaz naturel et les autres formes d'énergies renouvelables a pour effet d'allonger la période de recouvrement de l'investissement supplémentaire, actuellement nécessaire, à l'installation de systèmes plus efficaces au plan environnemental. Cet allongement comparé de la période de recouvrement des systèmes offrant le meilleur rendement énergétique est de nature à avoir un effet sur leur niveau actuel de pénétration des marchés. Étant donné la faible part de marché actuellement détenue par ces technologies et leur avantage environnemental, chaque élément pouvant freiner leur développement risque de ralentir la progression enregistrée ces dernières années et retarder la mise en place de politiques énergétiques intégrant de manière significative les énergies renouvelables.	Minimise les inconvénients associés à la progression du recours au gaz naturel.
T3, V1, p. 6.21	Or l'étude de EEA et celles de tous les principaux organismes qui font des prévisions sur l'évolution des marchés du gaz naturel notent que l'écart entre la production conventionnelle de gaz de source nord-américaine et les besoins continuera de croître, de sorte qu'un scénario de surabondance prolongée du gaz naturel et de baisse importante et soutenue des prix est pratiquement exclu, que le projet Rabaska soit réalisé ou pas.	Ici, nous sommes parfaitement en accord avec l'initiateur et nous pensons que l'écart entre la demande et l'offre ne sera affecté que pour une brève période suivant la mise en opération du terminal. Nous estimons que la surabondance de gaz naturel ne se produira pas en raison de la réduction de la production rapide des sources d'approvisionnement les moins profitables.	Réduit la perspective de la durée de la réduction du prix du gaz naturel induite par le projet.

Tableau 1 : Commentaires sur les hypothèses retenues par Rabaska

Nous avons relevé d'autres hypothèses discutables tout au long de notre analyse de l'étude d'impact et nous aurions pu en dresser une liste exhaustive et commenter chacune d'elle. Cependant, un tel exercice n'aurait que fait ressortir encore plus clairement les divergences que nous avons avec l'initiateur. Nous nous limitons à ces observations présentées ici et rappelons qu'à bien des égards nous ne partageons pas l'opinion du promoteur.

Nous nous interrogeons grandement quant à la stabilité des prix du GNL qui ont connu une croissance appréciable au cours des dernières années. C'est à tout le moins le cas au Japon<sup>9</sup>, qui a consommé 40% de tout le GNL produit en 2005. Nous présentons une analyse des hypothèses présentées par Rabaska concernant la stabilité des prix du GNL. Voici comment EEA estime les prix du GNL qui approvisionnera le projet Rabaska :

4) Les réserves mondiales sont suffisantes pour assurer un approvisionnement continu et fiable en GNL, répondant aux besoins de l'Amérique du Nord, à un coût de 5,90 \$ CAN à 6,55 \$ CAN (\$ CAN de 2004) (4,50 \$ à 5 \$/MBtu) (\$ US de 2004). Notre évaluation des coûts et de la disponibilité du GNL sur le plan international indique un approvisionnement en GNL plus que suffisant pour répondre aux besoins nord-américains de gaz naturel, et cela à un coût

<sup>9</sup> Référence : BP, 2006, [B]

# Émissions atmosphériques et alternatives au projet Rabaska

## Rabaska

*nettement inférieur au prix du gaz naturel prévu dans ces marchés. En outre, le prix du gaz naturel dans les marchés québécois et ontarien devrait dépasser celui sur la côte du golfe du Mexique, d'où un incitatif économique à fournir du GNL au Québec.*

Référence : EEA, Rabaska, Annexe G, Tome 2, p.5

Les réserves de gaz naturel sont certes importantes mais le fait d'envisager un approvisionnement continu et fiable nous apparaît peu crédible. Effectivement, les réserves prouvées de gaz naturel ne sont suffisantes que pour satisfaire la demande actuelle pour 65 ans encore<sup>10</sup>. Nous abordons cet aspect au chapitre 4.

En ce qui concerne le prix du gaz naturel acheté, nous pensons qu'il est fort probable que Rabaska soit en compétition avec les autres acheteurs de GNL et que le prix payé soit sensiblement près du prix moyen payé par les autres pays importateurs. Or, BP rapporte que les prix du GNL étaient de 6,05 \$/MBtu (\$ US de 2005) en 2005 comparativement au prix de 4,27 \$ à 5,18 \$ en vigueur entre 2002 et 2004 pour le GNL livré au Japon.

De plus, nous estimons que la croissance des prix du GNL risque d'avoir un effet déterminant sur les prix du gaz naturel issu de la regazéification du GNL importé.

Nous avons étudié l'évolution des prix du GNL actuellement consommé dans le monde pour déterminer comment se différencie le marché du GNL des autres combustibles fossiles. Le Tableau 2 présente l'évolution des prix du GNL au Japon entre 1985 et 2005.

### Prix du GNL au Japon entre 1985 et 2005

Prices 'US dollars per million Btu	LNG Japan cif
1985	5.23
1986	4.10
1987	3.35
1988	3.34
1989	3.28
1990	3.64
1991	3.99
1992	3.62
1993	3.52
1994	3.18
1995	3.46
1996	3.66
1997	3.91
1998	3.05
1999	3.14
2000	4.72
2001	4.64
2002	4.27
2003	4.77
2004	5.18
2005	6.05

Tableau 2 : Évolution du prix du GNL au Japon entre 1985 et 2005

Source : BP, BP Statical Review of World Energy, June 2006. p. 31

La Figure 1 présente l'évolution des prix du GNL au Japon, du gaz naturel en Amérique du Nord et du pétrole dans les pays de l'OCDE entre 1990 et

<sup>10</sup> Source : BP, 2006

2005. Cette figure permet de constater que les prix de l'énergie ont connu une croissance importante des prix en à partir de 2002 et que la plupart des variations de prix se produisent de manière simultanée.

La comparaison des prix des combustibles montre que le gaz naturel liquéfié est devenu plus économique que le gaz naturel en Amérique du Nord ou le pétrole. Cette inversion de la situation est cependant récente puisqu'elle s'est produite entre 2003 et 2004 alors qu'avant ce moment, le GNL était demeuré le combustible, de loin, le plus dispendieux.

### Évolution comparative des prix<sup>11</sup> des combustibles 1990-2005

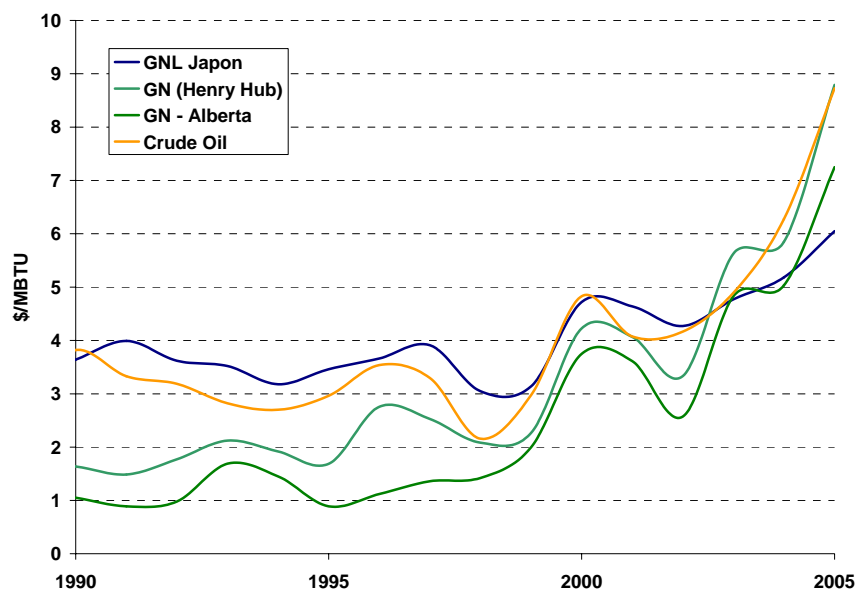


Figure 1 : Prix des combustibles entre 1990 et 2005

Une autre observation que notre analyse a fait ressortir est la corrélation entre les prix des différents combustibles. Nous avons calculé les coefficients de corrélation entre les prix du gaz naturel et du pétrole. Le Tableau 3 présente les différents coefficients de corrélation qui permettent de constater les liens étroits qui lient les prix du GNL au pétrole. Cette donnée qui nous éclaire sur les perspectives probables d'évolution des prix de ce combustible et le caractère instable des prix du pétrole auquel il est fortement lié :

### Liens entre les prix de quelques combustibles fossiles

Coefficients de corrélation des prix des combustibles		
Comparaison des combustibles	1990 – 2000	2000 - 2005
Pétrole –GNL	0,900	0,978
Pétrole – GN Alberta	0,571	0,941
GN Alberta – GN Henry Hub	0,883	0,994

Tableau 3 : Corrélation entre les prix des combustibles

Il est à noter que les coefficients de corrélation sont sensiblement plus élevés entre les années 2000 et 2005 comparativement à 1990 – 2000. Nous faisons aussi remarquer que le prix du GNL est fortement lié au prix du

<sup>11</sup> Tiré de BP, [B], en \$ US de 2005

## Rabaska

pétrole brut, à peine moins que les prix du gaz naturel à Henry Hub et en Alberta. Il est donc raisonnable de comparer l'évolution des prix du GNL et du pétrole lorsque l'on considère l'évolution générale des prix. Cette corrélation entre les prix du GNL et le pétrole tend à supporter l'idée que les prix du pétrole ont un effet majeur sur le prix du gaz naturel.

**Les prix du GNL sont fortement influencés par les prix du pétrole. La stabilité des prix du GNL risque de ne pas se révéler en raison de la relation étroite entre le GNL et le pétrole.**

**L'AQLPA recommande d'étudier différents scénarios d'évolution des prix du GNL tenant compte de l'évolution des prix du pétrole brut sur les marchés internationaux.**

### **2.3.1. Projections du projet sur les prix du mazout**

L'analyse de l'effet du projet sur les prix du mazout n'a pas été effectuée par l'initiateur. Nous n'avons trouvé aucune explication permettant de comprendre les raisons de l'absence d'analyse de l'effet du projet Rabaska sur les prix du principal combustible que le projet entend concurrencer.

Le promoteur évalue que 6% du gaz<sup>12</sup> rendu disponible sur les marchés desservis directement sera utilisé en remplacement du mazout ou d'autres combustibles plus polluants. Une telle croissance du marché du gaz correspond à une réduction des livraisons de près de 304 millions de litres de mazout de chauffage<sup>13</sup> ou utilisé à des fins industrielles.

En appliquant le taux de substitution attendu à la proportion du gaz naturel qui sera certainement livré au Québec (30% du gaz de Rabaska sera disponible exclusivement pour Gaz Métro), c'est 98,5 millions de litres de mazout qui se retrouveraient inutilisés. C'est environ 5,4% de la consommation de mazout du Québec en 2002. Un tel phénomène pourrait avoir pour résultat de faire augmenter les stocks de ce combustible et ainsi avoir un impact sur la baisse des prix de manière similaire à ce qui s'est produit au début de l'hiver 2006-2007 où on a assisté à une réduction des prix du pétrole en raison de l'accroissement des réserves provoquées par la plus faible utilisation.

Nous n'avons pas tenté de chiffrer la réduction du prix qui pourrait résulter de la réduction de la consommation de mazout. Nous pensons simplement que le phénomène que nous décrivons est fortement susceptible de se produire et qu'il pourrait entraîner une réduction suffisamment importante des prix pour réduire l'avantage concurrentiel du gaz naturel provoqué par la réalisation du projet Rabaska.

Nous en concluons que s'il se produit une réduction des prix du gaz naturel en raison de la construction du terminal méthanier Rabaska, l'avantage comparatif du gaz naturel par rapport aux autres combustibles fossiles ne durera que le temps que les réserves des autres combustibles atteignent un niveau suffisant pour entraîner une réduction des prix et ainsi retrouver une situation d'équilibre.

**La réduction du prix du gaz naturel sera brève, l'avantage concurrentiel du gaz naturel comparé aux autres combustibles**

<sup>12</sup> Figure 21 : Utilisation du gaz naturel livré par Rabaska

<sup>13</sup> Calculs présentés à l'ANNEXE A.

### **fossiles s'amenuisera avec l'augmentation des stocks des combustibles plus polluants.**

#### **2.3.2. Avis de non responsabilité**

L'étude d'impact réfère régulièrement à une analyse faite par Energy and Environmental Analysis inc. (EEA) lorsqu'il est question d'évaluer les effets du projet sur le marché nord-américain du gaz et des émissions de gaz à effet de serre. Or l'étude d'EEA comporte l'*avis de non responsabilité* suivant :

*Le présent rapport comprend des énoncés prospectifs et des projections. Energy and Environmental Analysis, Inc. (EEA) a pris toutes les dispositions raisonnables voulues pour s'assurer que les informations et hypothèses sur lesquelles reposent ces énoncés sont à jour, raisonnables et complètes. Cependant, pour diverses raisons, les résultats réels peuvent différer substantiellement des projections, résultats prévus ou autres prévisions exprimés dans le présent rapport, incluant, entre autres, les conditions économiques et climatiques générales des régions géographiques ou des marchés susceptibles d'avoir une incidence sur le marché gazier.<sup>14</sup>*

Il nous semble nécessaire de considérer cette note lorsque Rabaska réfère aux projections et évaluations faites par les experts d'EEA. Lorsque des spécialistes tels que ceux de EEA prennent le soin de dire que les projections, résultats prévus ou autres prévisions peuvent différer substantiellement de la réalité et ce, malgré qu'ils aient pris toutes les dispositions raisonnables pour s'assurer que leurs résultats reposent sur les informations les plus à jour et complètes possible, il apparaît que les prévisions en ce domaine sont des plus hasardeuses.

De plus, l'avis inclut explicitement les prévisions exprimées sur les conditions économiques ou des marchés qui peuvent avoir une incidence sur le marché gazier. Cette mise en garde n'a pas été faite de manière anodine, elle signifie qu'il est possible que le marché gazier réagisse d'une manière différente de ce qui est présenté dans ce rapport et ce, pour diverses raisons.

Or, nous n'avons pas retrouvé les mêmes précautions quant aux affirmations, prévisions ou projections dans l'étude d'impact déposée par l'initiateur. En fait, nous n'avons trouvé aucun commentaire reprenant, même partiellement, la mise en garde de EEA.

Malgré cela, Rabaska utilise les conclusions de l'étude de EEA pour évaluer l'effet du projet sur l'offre et la demande ainsi que sur le marché du gaz naturel. C'est principalement en s'appuyant sur l'étude de EEA que Rabaska prévoit une réduction des prix du gaz naturel sur les marchés qui pourraient être desservis par le terminal projeté.

Les évaluations faites par EEA sont particulièrement importantes puisque ce sont les effets directs et indirects du projet sur les marchés du gaz naturel qui entraîneraient une utilisation accrue du gaz naturel en Amérique du Nord au détriment du mazout et par conséquent une réduction des émissions de gaz à effet de serre.

L'ANNEXE B présente les principales références à l'étude sur les répercussions des importations de GNL de Rabaska sur les marchés québécois et ontarien du gaz naturel réalisées par EEA.

<sup>14</sup> Référence : [E] Tome 2, Annexe G, page viii

## Rabaska

### **2.4. Aspects légaux, stratégiques et sécuritaires**

Bien que l'aspect sécurité ne soit pas une priorité dans le mandat de l'AQLPA, il faut signaler qu'un événement lié à une fuite de gaz dans l'atmosphère constitue une inquiétude légitime. Il nous apparaît absolument nécessaire d'appliquer très sérieusement le principe de précaution.

Nous tenons, dans cette optique, à rappeler que depuis le 11 septembre 2001, on doit considérer la menace terroriste comme possible et évaluer le projet Rabaska dans cette perspective également. Cet exercice nous amène à constater que Lévis est un carrefour énergétique important pour le nord-est du continent avec la raffinerie Ultramar utilisant la voie maritime, la voie ferroviaire et bientôt un pipeline. Il faut aussi réaliser que trois importantes lignes de transport d'électricité à haute tension alimentant le sud du Québec et le nord-est des États-Unis passent par Lévis, à quelques centaines de mètres des installations maritimes et terrestres prévues et directement au dessus de la conduite cryogénique. La voie maritime du Saint-Laurent est dans sa portion la plus étroite à Lévis et qu'un accident ou un attentat pourrait la bloquer.

Dans ce contexte, ajouter le projet Rabaska augmenterait substantiellement le degré de danger et ferait de Lévis, une cible potentielle de choix pour les terroristes. Cette ville, au cœur d'une population régionale de près d'un million d'habitants est sise dans un carrefour névralgique du point de vue énergétique pour le Québec, le Canada et une partie des États-Unis.

#### **2.4.1. Réglementation applicable aux États-Unis**

Nous avons regardé la réglementation américaine qui concernait les terminaux méthaniers dans le but de comparer les normes environnementales applicables aux États-Unis. Comme le Canada reproduit souvent les normes et la réglementation américaine en y apportant souvent certaines adaptations, nous avons cherché à savoir s'il y avait des aspects de la réglementation américaine qui pourraient être repris au Canada. Nos recherches nous ont montré qu'il n'y avait pas de réglementation environnementale particulière applicable aux terminaux méthaniers.

Par contre, les États-Unis ont une réglementation spécifique aux installations de transport de GNL qui s'applique aux terminaux méthaniers. Cette réglementation concerne principalement les aspects sécuritaires et l'opération de ce secteur chez nos voisins. Nous avons remarqué quelques aspects de cette réglementation où il nous a semblé que Rabaska ne serait pas conforme si une réglementation similaire s'appliquait au Canada.

L'avis de Rabaska, concernant le respect ou non des dispositions de cette réglementation a été demandé mais n'a pas encore été fourni.

La commission a transmis précisément cette question<sup>15</sup> à Rabaska le 17 janvier 2007 :

**QUES219** *Si la réglementation LIQUEFIED NATURAL GAS FACILITIES : FEDERAL SAFETY STANDARDS - 49CFR193 s'appliquait au projet Rabaska, est-ce que le projet rencontrerait la réglementation ?*

*Si ce n'était pas le cas, quelles sont les modifications qui devraient être apportées au projet pour le rendre conforme ?*

<sup>15</sup> Josée Primeau, Questions complémentaires adressées au promoteur (DQ47)

Le promoteur n'avait pas encore fourni de réponse au moment où nous avons vérifié l'information avant de compléter la révision de ce mémoire (en date du 2 février 2007 à 12h00). Nous présentons donc notre interprétation de certains articles de la réglementation concernant les standards de sécurité applicables aux terminaux méthaniers aux États-Unis.

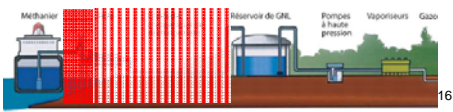
Il s'agit ici de notre interprétation de certains articles de la réglementation et nous ne pouvons certifier qu'elle est conforme à l'interprétation que les juristes américains peuvent en faire. Nous présentons tout de même notre avis quant à la conformité de certains articles dans le but de souligner les différences les plus significatives qui semblent indiquer que le projet Rabaska ne rencontre pas les standards de sécurité réglementaires aux États-Unis. Nous pensons, par ailleurs, que la sécurité des canadiens doit être assurée au moins aussi rigoureusement que celle des américains.



# Émissions atmosphériques et alternatives au projet Rabaska

## Rabaska

### Évaluation de la conformité du projet Rabaska à la réglementation américaine 49CFR193 - LIQUEFIED NATURAL GAS FACILITIES : FEDERAL SAFETY STANDARDS

Article	Réglementation	Interprétation et commentaires	Conformité
§ 193.2001	<p><b>Scope of part.</b>                      (a) This part prescribes safety standards for LNG facilities used in the transportation of gas by pipeline that is subject to the pipeline safety laws (49 U.S.C. 60101 <i>et seq.</i>) and Part 192 of this chapter.                      (b) This part does not apply to:                      [...]                 </p> <p>(3) In the case of a marine cargo transfer system and associated facilities, any matter other than siting pertaining to the system or facilities between the marine vessel and the last manifold (or in the absence of a manifold, the last valve) located immediately before a storage tank.                      (4) Any LNG facility located in navigable waters (as defined in Section 3(8) of the Federal Power Act (16 U.S.C. 796(8)).                      [45 FR 9203, Feb. 11, 1980, as amended by Amdt. 193-1, 45 FR 57418, Aug. 28, 1980; Amdt. 193-10, 61 FR 18517, Apr. 26, 1996]</p>	<p>Cette partie de la réglementation prescrit les standards de sécurité applicables aux installations de gaz naturel liquéfié utilisées dans le transport du gaz naturel par gazoduc soumis à d'autres réglementations. Dans le cas d'un terminal méthanier et des installations connexes cette partie de la réglementation ne s'applique pas aux éléments du système de transfert ou aux installations situées entre le méthanier et le dernier raccordement (ou en cas d'absence de raccordement à la dernière valve) situé immédiatement avant le réservoir de stockage.</p>  <p>En réalité, les standards de sécurité prescrits dans la réglementation s'appliquent aux méthaniers, aux réservoirs et aux installations de regazéification. Le schéma ci-joint présente la portion du terminal qui pourrait être exclue des standards de sécurité réglementés selon la définition de « manifold » applicable dans le contexte. Nous n'avons pas étudié le détail de la conception entre le méthanier et le réservoir pour positionner cet équipement de manière précise.</p>	S'applique au cas de Rabaska
§ 193.2005	<p><b>Applicability.</b>                      (a) Regulations in this part governing siting, design, installation, or construction of LNG facilities (including material incorporated by reference in these regulations) do not apply to LNG facilities in existence or under construction when the regulations go into effect. [...]</p>	<p>Cette réglementation s'applique aux nouvelles installations ainsi qu'aux installations faisant l'objet de modifications significatives si elles ont lieu après le 31 mars 2000, ce qui est le cas du terminal Rabaska.</p>	S'applique au cas de Rabaska
§ 193.2007	<p><b>Definitions. [...]</b>  <i>Exclusion zone</i> means an area surrounding an LNG facility in which an operator or government agency legally controls all activities in accordance with § 193.2057 and § 193.2059 for as long as the facility is in operation.</p>	<p>La zone d'exclusion est la région entourant les installations de GNL, calculées selon les articles § 193.2057 et § 193.2059, où l'opérateur ou une agence gouvernementale contrôle légalement toutes les activités.</p>	Rabaska ne se conforme pas à cette définition.

<sup>16</sup> Source : Rabaska, T2, p. 2.33

<p>§ 193.2057</p>	<p><b>Thermal radiation protection.</b> Each LNG container and LNG transfer system must have a thermal exclusion zone in accordance with section 2.2.3.2 of NFPA 59A (incorporated by reference, see § 193.2013) with the following exceptions:</p> <p>(a) The thermal radiation distances shall be calculated using Gas Research Institute's (GRI) report GRI-89/0176 (incorporated by reference, see § 193.2013), which is also available as the "LNGFIRE III" computer model produced by GRI. The use of other alternate models which take into account the same physical factors and have been validated by experimental test data shall be permitted subject to the Administrator's approval.</p> <p>(b) In calculating exclusion distances, the wind speed producing the maximum exclusion distances shall be used except for wind speeds that occur less than 5 percent of the time based on recorded data for the area.</p> <p>(c) In calculating exclusion distances, the ambient temperature and relative humidity that produce the maximum exclusion distances shall be used except for values that occur less than five percent of the time based on recorded data for the area. [Amdt. 193-17, 65 FR 10958, Mar. 1, 2000, as amended by Amdt. 193-18, 69 FR 11336, Mar. 10, 2004]</p>	<p>Rabaska ne fait pas mention des modifications aux conditions de la norme que cet article impose par voie réglementaire, ce qui correspond à un niveau d'autorité supplémentaire.</p> <p>Le modèle informatique utilisé par Rabaska à l'Annexe F1 n'est pas « LNGFIRE III » prescrit ici. Le promoteur n'a pas mentionné que le modèle utilisé était approuvé au sens de ce qui est requis à l'alinéa (a) ni n'avait été validé par des données expérimentales prenant en compte les mêmes paramètres physiques.</p> <p>Le rapport n°2005-0430 de Det Norske Veritas utilise des vitesses de vent qui varient selon le scénario étudié. Les valeurs utilisées varient entre 3 et 11 m/s sans qu'il ne soit mentionné s'il s'agissait des situations qui donnent les distances d'exclusion les plus grandes. La fréquence où ces conditions prévalent est toutefois mentionnée dans d'autres sections de l'étude d'impact.</p> <p>Le cas de l'effondrement du toit du réservoir de GNL est, dans les faits le seul cas où la vitesse de vent la plus grande est utilisée sans que des explications de ce choix soit présentées et il n'est pas mentionné si ce choix entraîne une distance de rayonnement thermique supérieure ou inférieure à un vent de 3 m/s. Il n'est pas non plus expliqué pourquoi des conditions de vent différentes sont utilisées pour les 2 sections du site sélectionné par Rabaska.</p> <p>Les données de conditions atmosphériques et de calcul de dispersion présentées ne permettent pas de déterminer si les conditions décrites prévalent plus de 5% du temps. Les informations portant sur les modélisations effectuées avec « LNGFIRE III » ne permettent pas de connaître les conditions de la modélisation et ce qui réduit considérablement la valeur qui peut être accordé aux résultats présentés.</p>	<p>Rabaska n'a pas démontré que le projet présenté était effectivement conforme à la réglementation applicable aux États-Unis</p>
-------------------	--	---	---

## Rabaska

<p>§ 193.2059</p>	<p><b>Flammable vapor-gas dispersion protection.</b> Each LNG container and LNG transfer system must have a dispersion exclusion zone in accordance with sections 2.2.3.3 and 2.2.3.4 of NFPA 59A (incorporated by reference, see § 193.2013) with the following exceptions:</p> <p>(a) Flammable vapor-gas dispersion distances must be determined in accordance with the model described in the Gas Research Institute report GRI-89/0242 (incorporated by reference, see § 193.2013), “LNG Vapor Dispersion Prediction with the DEGADIS Dense Gas Dispersion Model.” Alternatively, in order to account for additional cloud dilution which may be caused by the complex flow patterns induced by tank and dike structure, dispersion distances may be calculated in accordance with the model described in the Gas Research Institute report GRI-96/0396.5 (incorporated by reference, see § 193.2013), “Evaluation of Mitigation Methods for Accidental LNG Releases. Volume 5: Using FEM3A for LNG Accident Consequence Analyses”. The use of alternate models which take into account the same physical factors and have been validated by experimental test data shall be permitted, subject to the Administrator’s approval.</p> <p>(b) The following dispersion parameters must be used in computing dispersion distances:</p> <p>(1) Average gas concentration in air = 2.5 percent.</p> <p>(2) Dispersion conditions are a combination of those which result in longer predicted downwind dispersion distances than other weather conditions at the site at least 90 percent of the time, based on figures maintained by National Weather Service of the U.S. Department of Commerce, or as an alternative where the model used gives longer distances at lower wind speeds, Atmospheric Stability (Pasquill Class) F, wind speed = 4.5 miles per hour (2.01 meters/sec) at reference height of 10 meters, relative humidity = 50.0 percent, and atmospheric temperature = average in the region.</p> <p>(3) The elevation for contour (receptor) output H = 0.5 meters.</p> <p>(4) A surface roughness factor of 0.03 meters shall be used. Higher values for the roughness factor may be used if it can be shown that the terrain both upwind and downwind of the vapour cloud has dense vegetation and that the vapor cloud height is more than ten times the height of the obstacles encountered by the vapor cloud.</p> <p>(c) The design spill shall be determined in accordance with section 2.2.3.5 of NFPA 59A (incorporated by reference, see § 193.2013). [Amdt. 193-17, 65 FR 10959, Mar. 1, 2000, as amended by Amdt. 193-18, 69 FR 11336, Mar. 10, 2004]</p>	<p>Les commentaires présentés ici sont basés sur les informations présentées dans l’étude d’impact de Rabaska, plus précisément, aux chapitres 5 et 7 du Volume 3, Tome 2, Annexe F1. Nous n’avons pas analysé la conformité de la modélisation en regard des normes et nous ne pouvons nous prononcer sur le respect de la norme NFPA59A. Par exemple, nous ne pouvons déterminer si les scénarios et les volumes de GNL déversés sont conformes aux exigences mais nous avons remarqué des différences significatives entre les modélisations effectuées et les exigences réglementaires aux États-Unis.</p> <p>Premièrement, la remarque précédente concernant le logiciel de modélisation s’applique encore puisque le logiciel utilisé est, encore une fois, différent de ce qui est prescrit et Rabaska n’a pas fait la démonstration que le modèle avait approuvé par les autorités compétentes. Les remarques concernant les modélisations faites grâce à « LNGFIRE III » sont aussi valides concernant les modélisations faites grâce à « DEGADIS ».</p> <p>Ensuite, les paramètres de la dispersion ne correspondent pas à ce qui est demandé à l’article 193.2059 :</p> <p>(1) La concentration utilisé par Rabaska est la limite inférieure d’inflammabilité, c’est-à-dire 5% (Rabaska, T3, V2, Annexe F1, p. 32) alors qu’il est stipulé que la concentration dans l’air à utiliser dans le modèle est de 2,5%. Cette concentration doit donc être utilisée pour calculer la zone d’exclusion des nuages de vapeur de GNL.</p> <p>(2) Pour certaines modélisations, les conditions météorologiques et physiques sont identiques alors que dans au moins un scénario présenté elles sont distinctes. Dans tous les cas, il n’est pas mentionné que les conditions modélisées procurent les plus grandes distances (nous référons ici aux tableaux 21 à 27, p. 72 à 81, T3, V2, Annexe F1).</p> <p>En fait, il n’y a que le tableau 23, p. 76, qui présente des paramètres de modélisation distincts et qui correspondent à ceux décrits à l’alinéa (2). En fait, c’est le seul tableau où il est mentionné « <i>Les conséquences sont calculées pour des conditions météorologiques telles qu’exigées par les normes NFPA 59A et CSA Z276</i> » Dans ce cas précis, la distance à la limite inférieure d’inflammabilité (concentration de 5% en non pas 2,5%) est de 600 m. Nous ne pouvons dire s’il s’agit effectivement de la plus grande distance mais elle excède néanmoins de 200 m la distance d’exclusion proposée par Rabaska.</p> <p>Pour ce qui est des autres paramètres, il n’en est pas fait mention dans les tableaux ce qui ne nous permet pas de dire si les calculs sont conformes aux exigences de l’article 193.2059.</p>	<p>La norme américaine NFPA 59A a été révisée en 2006. La révision de cette norme intègre, entre autre, les modifications que l’article 193.2059 apporte à la norme présentée par Rabaska. Nous demandons à ce que Rabaska respecte la norme révisée et nous invitons la commission à prendre connaissance des révisions apportées. La zone d’exclusion proposée par Rabaska n’est pas conforme à l’article 193.2059 si l’on considère les données du tableau 22 (T3, V1, Annexe F1, p. 76) et parce qu’ils ne respectent pas la concentration de gaz prescrite de 2,5%.</p>
-------------------	--	---	--

Tableau 4 : concordance du projet Rabaska avec la réglementation applicable aux États-Unis.

Nous avons comparé les distances et les modélisations que Rabaska présente au chapitre 7.10 du tome 3, volume 1. Dans ce cas, l’analyse d’impact présente des distances calculées à la demi limite inférieure d’inflammabilité (concentration de 2,5% de gaz naturel dans l’air). Nous avons quelques remarques concernant ce que Rabaska présente dans ce

chapitre qui nous ont conduit à considérer les distances présentées à l'annexe F1.

Premièrement, les paramètres de modélisation, les volumes et les conditions météorologiques ne sont pas présentés. Nous avons tout de même comparé les résultats. Le Tableau 5 compare les différentes modélisations de Rabaska concernant les distances de radiation thermique, de dispersion et d'exclusion.

Comparaison des distances d'exclusion de l'étude d'impact de Rabaska						
Localisation	Scénario	Débit	Flux thermique (5kW/m <sup>2</sup> )	Limite inférieure d'inflammabilité	Commentaire	Zone d'exclusion retenue
Appontement (avec méthanier à quai)	Fuite d'un bras de déchargement Chapitre 7 T3, V1	557,5 kg/s (notre calcul)	35 m Tableau 7.16, p. 7.53	50 m (LII) 83 m (½LII) Tableau 7.18 p. 7.54	Nous sommes d'avis qu'aucun des scénarios présentés ici ne correspond aux exigences de la réglementation américaine. Notre interprétation est à l'effet que le promoteur devrait utiliser une zone à la ½ de la limite inférieure d'inflammabilité ce qui donnerait des distances d'exclusions supérieures à 1 000 ou 2 100 m selon qu'il doit ou non considérer les scénarios d'actes terroristes.	500 m p. 7.56
	Fuite des lignes de déchargement Annexe F1 T3, V2	2 kg/s (combustion)	30 m Tableau 27, p. 81	50 m (LII) Tableau 27, p. 81		
	Acte terroriste, brèche de 1 500 mm Annexe F1 T3, V2	43 000 kg/s (combustion)	1 500 m Tableau 21, p. 72	2 100 m (LII) Tableau 21, p. 72		
	Scénario maximum accidentel, brèche de 750 mm Annexe F1 T3, V2	10 000 kg/s (combustion)	870 m Tableau 22, p. 72	1 000 m (LII) Tableau 22, p. 72		
Installations riveraines	Fuite d'un diamètre de 50 mm Chapitre 7 T3, V1	30,4 kg/s (notre calcul)	59 m Tableau 7.16, p. 7.53	46 m (LII) 71 m (½LII) Tableau 7.18 p. 7.54	Selon les données présentées, une zone d'exclusion de 71 m aurait suffi à rencontrer les exigences mais notre interprétation est à l'effet que seulement la norme NFPA 59A s'appliquerait aux installations riveraines.	100 m p. 7.56
	Fuite des conduites de déchargement Annexe F1 T3, V2	11 kg/s (combustion)	60 m Tableau 26, p. 80	35 m (LII) Tableau 26, p. 80		
Réservoir de GNL	Fuite à plein débit d'une pompe Chapitre 7 T3, V1	166,2 kg/s (notre calcul)	59 m Tableau 7.16, p. 7.53	60 m (LII) 114 m (½LII) Tableau 7.18 p. 7.54	Nous sommes d'avis qu'aucun des scénarios présentés ici ne correspond aux exigences de la réglementation américaine. Notre interprétation est à l'effet que le promoteur devrait utiliser une zone à la ½ de la limite inférieure d'inflammabilité ce qui donnerait une distance d'exclusion supérieure à 600 m.	400 m p. 7.56
	Feu de toit de réservoir Chapitre 7 T3, V1	Pas de données présentées	310 m Tableau 7.16, p. 7.53	Pas de données présentées		
	Feu de toit de réservoir Annexe F1 T3, V2	700 kg/s (combustion)	320 m Tableau 23, p. 76	600 m (LII) Tableau 23, p. 76		

**Tableau 5 : Comparaison et commentaires sur les calculs des zones d'exclusion du projet Rabaska**

Les zones d'exclusion retenues par Rabaska au chapitre 7 (Rabaska, T3, V1, p. 7.56) ne correspondent pas à un facteur de sécurité uniforme entre les valeurs du Tableau 7.19. Si tel était le cas, la cuvette à l'appontement

### Rabaska

aurait la distance la plus petite alors que Rabaska a retenu la plus grande distance d'exclusion à l'appontement. La Figure 7.2 (Rabaska, T2, V2, Annexe A) illustre les zones d'exclusion totales calculées selon les normes du Tableau 7.19 et les zones d'exclusion retenues.

Nous sommes d'avis que le projet Rabaska, s'il avait été présenté dans un état américain ne pourrait être autorisé puisqu'il contrevient d'une manière suffisamment évidente aux dispositions réglementaires applicables. Les habitudes et les pratiques réglementaires généralement suivies par les partenaires économiques que sont le Canada et les États-Unis font en sorte qu'il existe une forte tendance à uniformiser les réglementations qui peuvent l'être afin d'assurer que la concurrence entre les entreprises canadiennes et américaines soit généralement équitable. Aussi, les normes environnementales et de sécurité sont souvent très similaires. L'AQLPA a d'ailleurs acquis une certaine expérience dans ce domaine puisque nous avons logé une plainte devant la Commission de coopération environnementale à l'endroit du Québec qui, à notre avis ne fait pas appliquer adéquatement les normes antipollution des véhicules automobiles en usage sur son territoire.

Nous demandons à la Commission de considérer que, dans le contexte de libre marché entre le Canada et les États-Unis, la réglementation appliquée aux États-Unis peut être considérée comme si elle était le fait d'une réglementation élaborée au Canada en l'absence de réglementation canadienne applicable.

D'ailleurs, nous faisons remarquer que c'est même parfois directement la réglementation américaine qui s'applique au Canada. Par exemple, c'est le cas du nouveau *Règlement sur les émissions des petits moteurs hors route à allumage commandé* et divers autres qui réfèrent directement à des articles de la réglementation en vigueur aux États-Unis (CFR) sans même les reproduire dans les textes canadiens.

Nous tenons aussi à ce que la Commission considère de manière rigoureuse les calculs qui ont servi à établir les zones d'exclusion et qu'elle s'assure que les éléments de l'environnement qui présentent des contraintes sur l'application efficace de la zone d'exclusion n'ont pas d'impact sur la distance d'exclusion retenue. Voici certains éléments de l'environnement ayant un effet contraignant que l'étude de Rabaska mentionne :

*Les distances d'exclusion sont fondées sur des scénarios d'incendie ou de dispersion gazeuse en cas de déversement dans ces cuvettes de rétention.*

*Les distances minimales à respecter sont définies par rapport à certains éléments de l'environnement du terminal :*

- *limite de propriété des installations;*
- *terrain propre à la construction;*
- *lieu existant de rassemblement pour des groupes de plus de 50 personnes;*
- *bâtiment ou construction existante (rassemblement, établissement scolaire, établissement de santé, institution pénitentiaire ou correctionnelle);*
- *habitation.<sup>17</sup>*

Notre étude du chapitre 7.10 et de l'Annexe F1 nous a incités à superposer les limites des terrains requis et les zones d'exclusion. Nous avons donc superposé les figures 6.5 *Terrains requis pour les installations* et 7.2 *Zones d'exclusion* de manière à confirmer si Rabaska contrôlait effectivement les zones d'exclusion telles que le demande la réglementation aux États-Unis.

---

<sup>17</sup> Référence : Rabaska, [A], T3, V1, p. 7.51 et 7.52

## Rabaska

### Limites de propriété et zones d'exclusion du terminal Rabaska

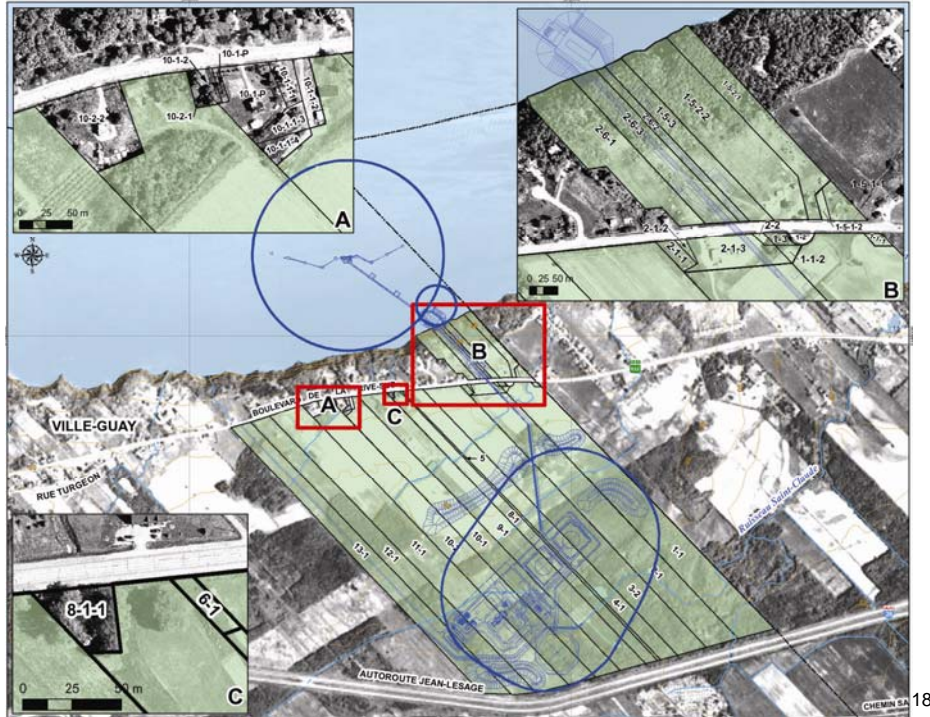


Figure 2 : Propriétés territoriales et zones d'exclusion du projet Rabaska.

Notre opinion est à l'effet que, Rabaska a déterminé ses zones d'exclusion en fonction du premier alinéa que nous reprenons ici. Puisque la localisation du terminal fait en sorte que l'application d'une zone supérieure à celle choisie pour les installations terrestres (400 m) aurait pour effet d'étendre la zone d'exclusion à l'autoroute Jean-Lessage (Autoroute 20) et à la municipalité de Beaumont.

La modélisation de DNV qui porte la limite inférieure d'inflammabilité d'un incident au réservoir à 600 m, qui n'est même pas suffisante pour respecter les exigences de la réglementation en vigueur aux États-Unis, étendrait la zone à l'autoroute où Rabaska ne peut absolument pas contrôler l'accès et expose la population à un risque jugé inacceptable aux États-Unis puisqu'il fait l'objet d'un standard de sécurité fédéral. De plus, le zonage des terrains adjacents sur le territoire de la municipalité de Beaumont ne serait pas conforme au zonage.

En ce qui concerne les zones d'exclusion à l'apportement, distances de radiation thermique de DNV suggère une distance d'exclusion qui pourrait toucher une partie du boulevard de la Rive-Sud et certaines résidences qui ne font pas actuellement parti des terrains requis pour les installations.

Le seul fait de calculer la distance de la radiation thermique à partir du centre du réservoir constitue une sous estimation considérable de la distance. Par exemple, dans le cas du feu de toit de réservoir il est nécessaire d'ajouter le  $\frac{1}{2}$  diamètre à la distance mesurée à partir du centre. Ceci porte la distance à 355 m.

Finalement, nous invitons la commission à obtenir de la part du promoteur les paramètres de modélisation fournis aux logiciels « LNGFIREIII » et

<sup>18</sup> Source : Rabaska, [A], T3, V2, Annexe A, figures 6.5 et 7.2

« DEGADIS ». Ces paramètres sont nécessaires à la détermination objective des zones d'exclusion qui visent à assurer la sécurité du public, qui doit être la première préoccupation des autorités. L'absence de ces informations doit amener la commission à considérer les données présentées au chapitre 7.10 ([A], T3, V1) avec un niveau de confiance inférieur à celles présentées à l'annexe F1. À défaut d'obtenir la confirmation rigoureuse qu'il s'agit bien des paramètres qui donnent les distances les plus grandes dans les conditions qui prévalent plus de 5% du temps dans la région où le terminal est localisé la commission ne devrait pas accepter les zones d'exclusion présentées par le promoteur. La sécurité du public repose sur une modélisation qui doit être menée avec rigueur et soin. Pour nous, Rabaska ne démontre pas que la rigueur nécessaire a été apportée à la détermination des zones d'exclusion.



## Raison d'être du projet

### 3. RAISON D'ÊTRE DU PROJET

La raison d'être du projet, ou sa justification, doit être considérée en tout premier lieu. À quoi bon analyser l'ensemble d'un projet s'il est au fond inutile ?

Le promoteur justifie le projet d'implantation d'un terminal méthanier en raison d'une série de facteurs. Nous présentons ici notre opinion relativement à ces éléments.

La nécessité d'importer une ressource présente sur notre territoire dont nous exportons plus de 50% (94 / 185,5 milliards de m<sup>3</sup> produits)[B] de notre production ne nous apparaît légitime que si l'on considère la durée de vie prévue de nos réserves et certains aspects économiques.

Le Québec a recours relativement peu au gaz naturel pour satisfaire ses besoins en énergie. Les ressources hydrauliques considérables de la province expliquent le faible recours au gaz naturel pour satisfaire les besoins en énergie.

Le gaz naturel est une forme d'énergie largement utilisée dans le monde. Les États-Unis occupent une place très importante dans le marché du gaz naturel tant par leur production intérieure que leurs importations. Le Canada occupe une place importante sur le marché mondial du gaz naturel en raison de sa proximité avec le marché États-Unis.

Nous discuterons également de l'effet de la réalisation ou non du projet d'Énergie Cacouna ou éventuellement de celui d'Énergie Grande-Anse et de l'impact cumulatif que pourraient avoir plusieurs terminaux méthaniers au Québec. Nous présenterons aussi une évaluation de la différenciation des avantages qui permet d'estimer quels aspects sont plus ou moins favorisés par la réalisation d'un plus ou moins grand nombre de projets concurrents.

Nous avons regardé plus en profondeur certains aspects évoqués par Rabaska pour justifier le projet et présentons nos commentaires.

#### **3.1. Diversité des approvisionnements**

La variété des sources d'approvisionnement nous apparaît être un avantage indéniable de la réalisation du projet Rabaska mais il est tout de même nécessaire de pondérer adéquatement ce critère. Nos réserves de gaz diminuent, la consommation est en croissance et une augmentation des importations de GNL est attendue pour pallier à la différence entre l'offre et la demande continentale de gaz. Que Rabaska se réalise ou non, il est certain que la quantité de GNL importé en Amérique du Nord connaîtra une importante croissance.

La multitude de projets de construction ou d'agrandissement de la capacité des terminaux méthaniers aux États-Unis et ailleurs au Canada fera croître de manière bien plus grande la diversité des approvisionnements en gaz naturel.

La source de GN au Canada est fiable, c'est le débit qui est appelé à baisser et il n'existe pas de risque de rupture totale des approvisionnements puisque l'Amérique du Nord est approvisionnée par plusieurs champs d'exploitation de gaz.

Les avantages associés à la diversité des approvisionnements sont principalement économiques, du moins en Amérique du Nord puisqu'une situation similaire à ce qui s'est produit en Europe au cours des dernières

années, avec la rupture des approvisionnements Russes, est extrêmement improbable. Par contre une plus grande diversité des approvisionnements permet davantage de spéculation sur les marchés de l'énergie et il n'est pas démonté que cette situation soit véritablement profitable pour les consommateurs. En fait, l'histoire d'*Enron* nous incite davantage à penser le contraire.

### 3.2. Sécurité des approvisionnements

Un des arguments important utilisé par les promoteurs du projet Rabaska pour faire la promotion de ce projet repose sur la sécurité des approvisionnements. Selon les promoteurs, les approvisionnements en gaz provenant de l'Ouest canadien ne seraient plus certains parce qu'il y aurait une pénurie de gaz prévisible à court ou moyen terme.

Cependant, les organismes de réglementation ont la responsabilité et la capacité de gérer la demande adéquatement. De plus des interventions sont possibles en vertu de certaines dispositions légales existantes comme la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* qui interdit, entre autre le gaspillage.

Il faut réaliser ici qu'on nous propose, avec le projet Rabaska, de réduire la dépendance à l'Alberta pour accroître la dépendance à une ressource exploitée dans des pays où la situation, sociale, économique et politique n'est pas aussi stable que celle qui prévaut dans l'Ouest du Canada. Cette stratégie assurerait-elle une plus grande sécurité des approvisionnements pour l'Est du Canada incluant l'Ontario et le Québec ? Peut-on accepter ce marché sans faire valoir tous les investissements que les contribuables canadiens ont consentis dans le développement de l'industrie du pétrole et du gaz dans l'Ouest canadien et pour lequel nous aurons à payer encore les frais liés aux gaz à effet de serre qu'on s'est engagé à réduire de 6% mais qui ont augmenté de 30% ?

Lorsqu'on constate que dans les trois dernières années la Russie, le plus grand producteur de gaz au monde, a eu recours à l'arrêt des approvisionnements destinés à l'Europe en plein hiver afin de faire monter les prix en 2005 et la Biélorussie a menacé de stopper le transit sur son territoire de 20% du gaz destiné à l'Europe en décembre 2006 pour obtenir des concessions tarifaires de la Russie.

Peut-on croire que l'Algérie, ou le Nigeria qui sont en proie aux conflits internes violents et plus fréquents que le Canada pourraient être davantage sécuritaires que ne l'est l'Ouest canadien ?

L'initiateur de Rabaska a affirmé, à de nombreuses reprises, que le gaz fourni par le terminal ne serait pas destiné à desservir le marché du gaz naturel aux États-Unis. Or, le bilan des importations et exportations de gaz au Québec montre que près de 27% du gaz importé au Québec a été réexporté aux États-Unis en 2002. La version finale de ce rapport devrait présenter des données plus récentes et commenter la tendance des exportations. Nous faisons tout de même remarquer que les données actuellement disponibles ne corroborent pas les affirmations de Rabaska.

## Raison d'être du projet

### Bilan du gaz naturel au Québec

En milliers de mètres cubes

Années	Production	Importations		Exportations		Variations des stocks	Énergie primaire disponible
		de l'étranger	des autres provinces canadiennes	vers l'étranger	vers les autres provinces canadiennes		
1982	3 700		3 322 100	128 000		174 100	3 023 700
1983	4 700		3 944 400	130 600		137 400	3 681 100
1984	12 300		4 555 400	141 200		149 100	4 277 400
1985	14 000		5 230 500	147 500		56 700	5 040 300
1986	13 900		5 407 400	145 500		249 600	5 026 200
1987	13 200		5 559 300	154 200		397 200	5 021 100
1988	14 200		5 633 500	226 800			5 420 900
1989	16 000		5 758 800	372 100			5 402 700
1990	16 800		6 016 000	411 399			5 621 400
1991	15 800		5 914 099	448 701			5 481 198
1992	11 200		6 192 301	490 201			5 713 299
1993	9 800		6 229 399	475 499			5 763 699
1994	5 100		6 443 101	776 199			5 672 002
1995			7 004 501	997 499			6 007 003
1996			7 245 101	950 500			6 294 601
1997			7 358 401	936 101			6 422 300
1998			6 926 399	886 000			6 040 398
1999			7 453 100	1 275 001			6 178 100
2000			9 014 801	2 047 701		322 801	6 644 299
2001			8 512 201	2 344 500		708 201	5 459 500
2002			7 740 801	2 080 499		-368 001	6 028 302

Sources : Ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs du Québec, SOQUIP et Statistique Canada, catalogue 57-003.

19

Tableau 6 : Bilan du gaz naturel au Québec (1982-2002)

Le Québec a exporté vers les États-Unis de près de 2 Gm<sup>3</sup> de gaz naturel en 2002. C'est donc environ 27% du gaz naturel livré au Québec qui est réexporté aux États-Unis ce qui nous apparaît contradictoire au discours du promoteur à l'effet qu'aucune partie du gaz livré par Rabaska ne serait vendu aux États-Unis. Nous nous interrogeons s'il n'est pas plausible qu'un intermédiaire, qui pourrait être québécois, intervienne et vende une partie du gaz livré au terminal à l'étranger. Dans un tel cas, il nous semble que cette situation aurait dû être exposée. Les données du Tableau 6 tendent à montrer qu'il n'y a une tendance à l'augmentation des volumes de gaz exportés. EEA présente des données pour le Québec et l'Ontario où on peut remarquer que les importations de gaz en provenance de TransCanada et les exportations vers les États-Unis sont les volumes ayant connu la plus forte variation entre 2000 et 2001.

19 Source : L'Énergie au Québec – 2004, [1], p. 91

### Historique de l'approvisionnement gazier de l'Ontario et du Québec (Gpi<sup>3</sup> par an)

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

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

Tableau 7 : Historique de l'approvisionnement en gaz naturel du Québec et de l'Ontario

La Figure 3 montre qu'il y a eu une inversion marquée de l'approvisionnement en gaz naturel livré par TransCanada sur les marchés québécois et ontarien entre 2000 et 2001.

### Variations dans les sources d'approvisionnement, la consommation et les exportations de gaz naturel au Québec et en Ontario

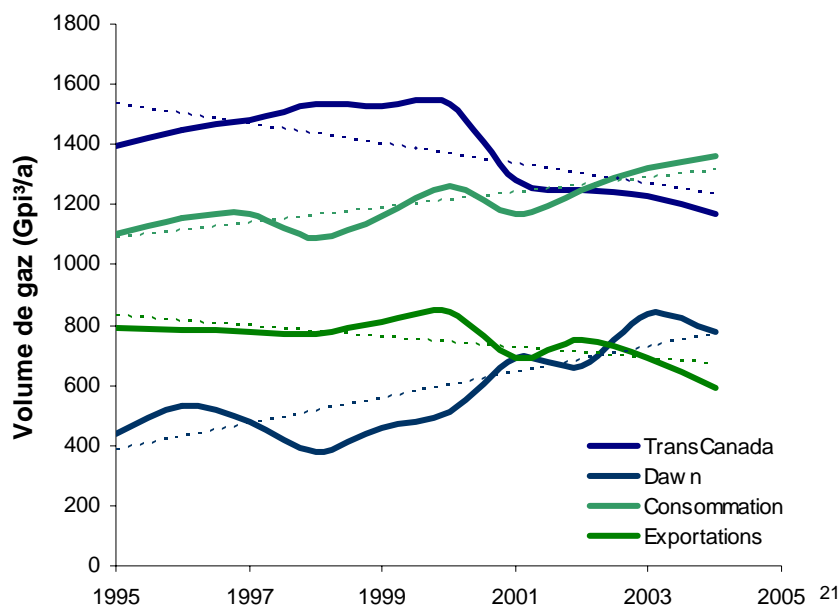


Figure 3 : Tendence des approvisionnements en gaz naturel au Québec et en Ontario

Nous faisons remarquer que l'historique de l'approvisionnement montre que les marchés visés par Rabaska ont connu une croissance de la demande relativement constante. Entre 2000 et 2001, les importations de gaz naturel en provenance de Dawn ont rejoint le niveau des exportations vers les États-Unis. À partir de 2003, le Québec et l'Ontario sont devenus des importateurs nets de gaz naturel en provenance des États-Unis.

Le resserrement de l'offre de TransCanada a été compensé par une augmentation des importations en provenance de Dawn et n'a pas eu d'effet

<sup>20</sup> Source : Rabaska, T2, Annexe G, p. 24

<sup>21</sup> Référence : Ibid.

## Raison d'être du projet

sur la consommation. Puisque le gaz naturel en provenance de Dawn transite par les États-Unis il est possible qu'une partie de ce gaz provienne d'autres bassins de production situés en territoire américain ou des approvisionnements de GNL des terminaux méthaniers actuels.

La sécurité des approvisionnements est assurée puisque les États-Unis ont des réserves de gaz plus importantes que celles dont dispose le Canada (3,0% des réserves mondiales aux États-Unis contre 0,9% au Canada)<sup>22</sup>. De plus la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) et la garde côtière américaine ont approuvé des projets<sup>23</sup> de terminaux méthaniers pouvant importer un total de 31,7 Gpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel, en supplément à la capacité déjà existante de 5,8 Gpi<sup>3</sup>/j. Nous faisons remarquer que depuis le dépôt de l'étude d'impact de Rabaska,

Nous convenons que la sécurité liée à l'achat de gaz aux États-Unis a un impact économique qui n'est pas négligeable. Nous abordons plus en détail cet aspect économique de l'augmentation de nos importations de gaz en provenance des États-Unis au chapitre 3.4.

Le développement résolu des énergies renouvelables comme l'hydroélectricité, le solaire, l'éolien et la géothermie ne nous garantirait-ils pas mieux notre sécurité ou notre indépendance énergétique ? En fait, le développement des filières renouvelables représente un élément clé de la sécurité énergétique en Ontario et dans d'autres régions de la planète.

### **3.3. Prévisions de la consommation de l'énergie**

La croissance de la demande de gaz naturel sera-t-elle au rendez-vous avec la fermeture de Norsk Hydro, la réduction de la production des papetières et la construction de bâtiments plus efficaces sur le plan énergétique ? Le récent surplus d'électricité de 5 TWh d'hydro Québec distribution a acheté en trop illustre d'une manière frappante et inattendue la difficulté de prévoir à long terme les besoins d'électricité. L'ANNEXE F reprend l'article paru jeudi le 8 février 2007 dans le journal *La Presse* et qui traite spécifiquement de cette situation pour le moins particulière.

La toute nouvelle stratégie énergétique du Québec, le Plan d'action 2006-2012 le Québec et les changements climatiques l'engagement et les actions entreprises par plusieurs grandes entreprises telle que Alcan, Desjardins, Cascades et bien d'autres encore tendent tous à limiter la consommation d'énergie. L'attention médiatique conjugué et aux choix de plus en plus fréquents des consommateurs pour des équipements plus efficaces contribue aussi à accélérer limiter la consommation d'énergie.

Les changements sont peut-être encore récents mais, clairement il est impossible d'ignorer ce phénomène. D'ailleurs, il n'y a pas bien des groupes écologistes qui militent pour accroître davantage la consommation globale de l'énergie et le contexte actuel incite les autorités à être sensibles à leurs revendications. Il n'y a pas de doute que l'environnement sera un enjeu majeur au cours des prochaines élections et qu'à cette occasion, les orientations qui pourraient être présentées risquent d'accélérer significativement les mesures incitatives ou réglementaires visant à améliorer l'efficacité énergétique au Québec et au Canada, et très probablement aux États-Unis aussi.

---

<sup>22</sup> BP2006, p. 22

<sup>23</sup> FERC, référence : ANNEXE E

Bref, le contexte actuel lié aux changements climatiques et aux multiples mesures, plans, règlements, incitatifs ou pénalités qui commencent à être appliqués dans certaines régions comme la Californie, New York, l'Ontario et le Québec introduit un biais dans les prévisions de consommation d'énergie basées sur les données historiques. Des mécanismes comme les crédits de carbone, qui finiront bien par devenir réalité en Amérique du Nord, ont déjà fait leurs preuves dans le domaine des émissions d'oxydes de soufre.

L'étude d'impact de Rabaska n'intègre pas d'estimations basées sur des scénarios de consommation d'énergie présentant un éventail de consommation basé sur différents scénarios de politiques ou de pénétration de technologies éconergétiques. Nous n'avons pas effectué les prévisions de la consommation d'énergie dans les années à venir mais nous avons tout de même fait certaines observations qui nous font penser que la demande de gaz naturel ne se matérialisera pas de la manière décrite par Rabaska.

### 3.3.1. Consommation de gaz naturel

Nous sommes d'avis que le lieu géographique où est consommé le gaz naturel livré par Rabaska n'a pas une importance capitale du moment où il entraîne une réduction des émissions de GES. Nous trouvons discutable la position défendue par Rabaska relativement aux ventes de gaz aux États-Unis et nous nous questionnons relativement à cette question.

La consommation de gaz naturel augmente d'environ 1% par année en moyenne entre 1990 et 2000. Cependant, d'importantes variations annuelles de la consommation caractérisent les ventes de cette forme d'énergie.

#### Consommation de gaz naturel au Québec

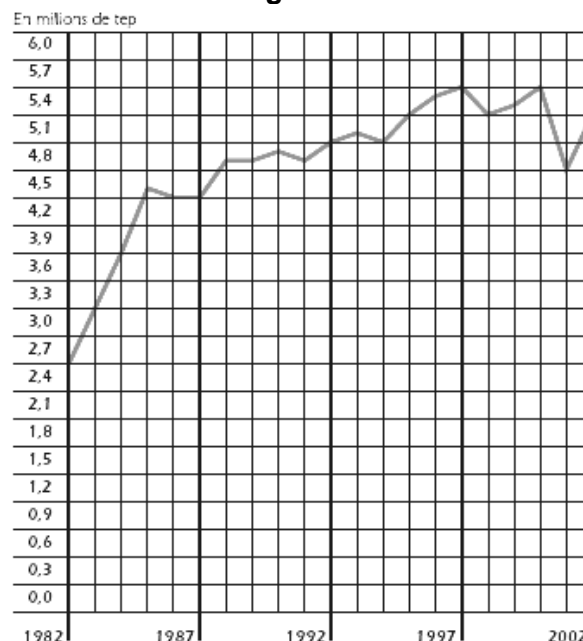


Figure 4 : Consommation de gaz naturel au Québec (1982-2002)

La croissance de la consommation de gaz naturel est relativement lente au Québec. Le Tableau 8 présente la croissance de la consommation des principales sources d'énergie au Québec entre 1982 et 2002.

# Émissions atmosphériques et alternatives au projet Rabaska

## Raison d'être du projet

Répartition des sources d'énergie au Québec <sup>24</sup>										
	Charbon		Pétrole		Gaz		Électricité		Biomasse	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
1982	395	1,3	16 647	53,4	2 687	8,6	9 319	29,9	2 117	6,8
1992	345	1,0	13 527	38,4	5 090	14,4	13 192	37,4	3 110	8,8
2000	458	1,1	14 845	36,8	5 724	14,2	15 057	37,3	4 258	10,6
2001	445	1,1	14 902	38,0	4 782	12,2	15 178	38,7	3 866	9,9
2002	410	1,0	15 627	37,6	5 359	12,9	15 793	38,0	4 334	10,4
Croissance*	0,8%		1,1%		0,6%		1,9%		4,0%	

Tableau 8 : Variation du portefeuille énergétique au Québec entre 1982 et 2002

\* Croissance annuelle moyenne (centrée sur 3 ans) entre 1991 et 2001.

Notez que les données de ce tableau incluent l'ensemble des secteurs, dont les transports.

La version finale pourrait comprendre des données qui incluent les dernières années et reflètent la récente croissance du secteur résidentiel.

De toutes les formes d'énergie utilisées au Québec, c'est le gaz naturel qui a connu la croissance la plus lente avec une croissance annuelle moyenne de seulement 0,6% entre 1991 et 2001. Le charbon a connu une croissance légèrement supérieure avec 0,8%. Au cours de la même période, la consommation d'électricité a crû de 1,9% par année pour devenir la principale source d'énergie québécoise.

Depuis 1992, il n'y a pas eu de modifications significatives de la répartition de l'utilisation des différentes formes d'énergie, c'est-à-dire qu'il n'y a pas eu de substitution d'une forme d'énergie pour une autre. La Figure 5 : Part des formes d'énergies dans le bilan énergétique du Québec illustre ce phénomène.

<sup>24</sup> Source : L'Énergie au Québec – 2004, [I], p. 13

## Bilan énergétique du Québec

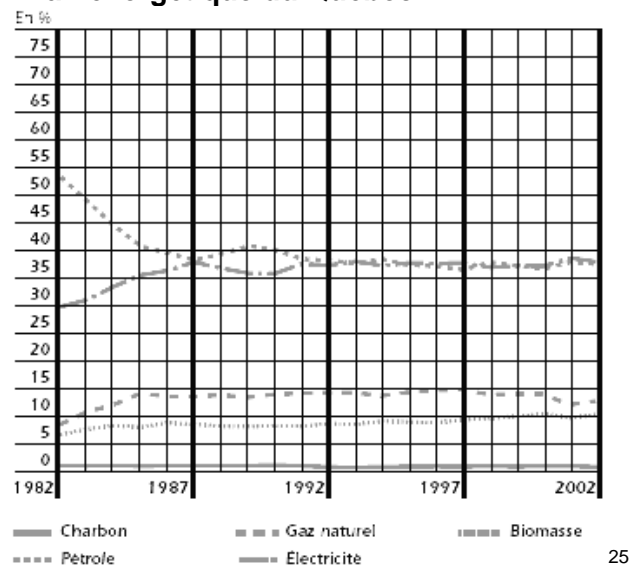


Figure 5 : Part des formes d'énergies dans le bilan énergétique du Québec

Nous remarquons que la proportion des différentes formes d'énergie utilisée au Québec n'a pas significativement changé depuis 1987. Un tel équilibre, s'il est souhaitable économiquement ne peut être compatible avec une réduction des émissions de gaz à effet de serre. Cet équilibre illustre aussi que la plus grande part de la substitution énergétique s'est déjà produite. Cette modification du bilan énergétique a été induite par la modification substantielle de la disponibilité du gaz naturel et de l'électricité résultant de politiques favorisant ces formes d'énergie.

Cette substitution historique, qui a entraîné une réduction de près de 15% le la part du marché au pétrole, a été rendue possible suite à la mise en service des centrales hydroélectriques de la baie James. L'exploitation de ces grands ouvrages a provoqué un accroissement important de la disponibilité de l'électricité qui a ainsi pu être plus largement utilisée. Pour ce qui est du gaz, c'est l'achèvement de la construction du gazoduc transcanadien qui a eu un effet similaire.

Il est évident de tels travaux ne sont en rien comparable au projet de Rabaska et qu'ils sont le fruit d'une orientation déterminée des gouvernements.

<sup>25</sup> Source : L'Énergie au Québec – 2004, [I], p. 14



## Raison d'être du projet

### 3.3.2. Accroissement de la demande

Rabaska prévoit une croissance importante de la demande de gaz naturel d'ici 2025. En fait, EEA prévoit qu'il devrait y avoir une augmentation de 7,4 Tpi<sup>3</sup> de la consommation de gaz naturel entre 2004 et 2015.

Tableau 2.5 Demande et offre annuelles de gaz naturel au Canada et aux États-Unis

(en Tpi <sup>3</sup> )	2004	2010	2015	2020	2025
• DEMANDE	24,9	28,6	32,3	34,2	35,1
• OFFRE – PRODUCTION					
Bassins traditionnels	20,5	19,4	18,5	17,4	16,6
Bassins frontaliers	<u>4,6</u>	<u>6,3</u>	<u>8,7</u>	<u>9,4</u>	<u>10,0</u>
Sous-total	25,1	25,7	27,2	26,8	26,6
• IMPORTATIONS NETTES DE GNL	<u>0,6</u>	<u>3,2</u>	<u>5,9</u>	<u>7,8</u>	<u>9,0</u>
• OFFRE TOTALE	25,7	28,9	33,1	34,6	35,6
• SOLDE (échange avec le Mexique, entreposage et divers)	-0,8	-0,3	-0,8	-0,4	-0,1

1 Tpi<sup>3</sup> = 28,4 Gm<sup>3</sup>.  
Source : D'après EEA, 2005.

26

Tableau 9 : Estimation de la croissance de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord selon EEA

*Le Québec utilise actuellement l'électricité et le mazout pour combler presque 80 % de ses besoins énergétiques. Près de 97 % de l'électricité consommée au Québec provient de l'hydroélectricité (les 3 % restants provenant de centrales nucléaires et thermiques au mazout et au gaz naturel). Le gaz naturel consommé au Québec provient du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Il est transporté par un seul réseau de gazoducs dont TransCanada est le propriétaire et l'exploitant.*

*L'usage généralisé d'électricité pour le chauffage résidentiel exerce une pression sur la capacité d'Hydro-Québec durant les périodes de pointe en hiver, lorsque la non-disponibilité de l'équipement a des conséquences critiques (Ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs du Québec, 2004).*

<sup>26</sup> Source : Rabaska, [A], T2, p. 2.38

## Variation de la consommation de gaz naturel au Québec par secteur

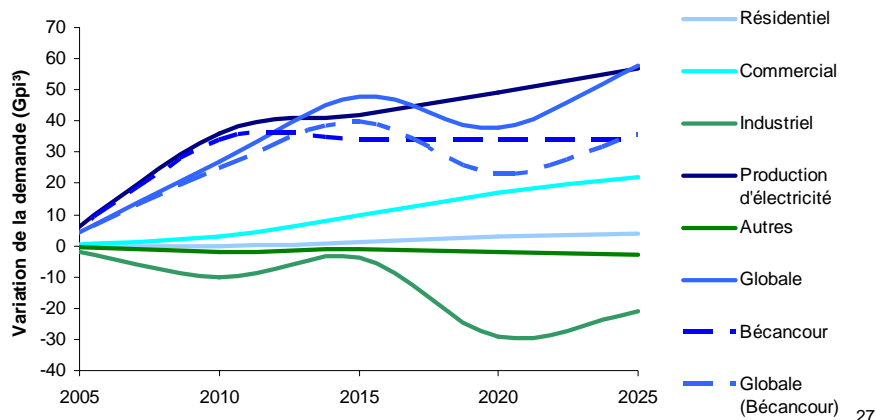


Figure 6 : Variation de la consommation de gaz naturel au Québec par secteur.

Note : selon l'étude d'impact de TransCanada, la centrale de cogénération de Bécancour consommera 955 Mm<sup>3</sup> de gaz naturel par année<sup>28</sup>.

Si l'on considère que la centrale de Bécancour pourrait demeurer la seule centrale au gaz naturel au Québec et que le niveau de production d'énergie demeure au niveau prévu initialement, la croissance de la consommation de gaz naturel au Québec se limiterait pratiquement à celle engendrée par la mise en service de cette centrale. Le bilan des autres secteurs fait par EEA ne prévoit pratiquement aucune variation de la demande principalement en raison de la réduction attendue de la consommation du secteur industriel qui contrebalance la croissance du secteur commercial.

En Ontario, les prévisions sont sensiblement les mêmes puisque la production d'électricité représente 106% de la croissance prévue d'ici 2015 et 94% de l'augmentation nette de la consommation ontarienne de gaz naturel. Nous abordons spécifiquement le secteur de la production d'électricité à la section 4.3.2 puisque nous constatons que les prévisions de croissance de ce secteur ont une influence déterminante sur les prévisions faites par Rabaska.

### 3.3.3. Substitution du mazout

Nous estimons que l'évaluation du niveau de substitution faite par Rabaska n'est pas adéquatement supportée par une analyse des facteurs qui l'influencent. En fait, la seule référence au taux de substitution prévu par Rabaska est la suivante :

*Bien qu'ils n'aient pas simulé les phénomènes de substitution du gaz naturel par d'autres combustibles, les spécialistes de EEA estiment que 80 à 100 % de la demande additionnelle engendrée par Rabaska devraient provenir du remplacement de combustibles plus émetteurs, surtout du mazout (Michael Sloan, communication personnelle, octobre 2005). Cette opinion est confortée par les observations antérieures de Gaz Métro qui montrent que les utilisateurs*

<sup>27</sup> Source des données : Rabaska, T2, Annexe G, tableau 2, p. 16

<sup>28</sup> Référence : TransCanada, Centrale de cogénération de Bécancour Étude d'impact sur l'environnement, mai 2003, p. 3-2

# Émissions atmosphériques et alternatives au projet Rabaska

## Raison d'être du projet

*industriels de gaz naturel ont tendance à passer du gaz naturel au mazout lorsque le prix du gaz augmente (tome 2, section 2.5).*

Extrait du Tome 3, Volume 1, Chapitre 6, page 6.20

Rabaska présente cependant des données sur l'effet inverse mais il n'y a aucune référence de mentionnée quant à l'écart de prix entre les deux combustibles ni à sa durée ou à toute autre information factuelle qui explique la substitution du gaz naturel par du mazout #6.

*En ce qui concerne le remplacement du gaz par le mazout, l'année 2001 constitue un exemple de l'impact que peut avoir le prix relatif du gaz naturel sur les objectifs environnementaux du Québec. Face à la hausse et la volatilité des prix du gaz naturel, de grands clients industriels ont opté pour une substitution de combustibles. Ainsi, 20 Gpi<sup>3</sup> (566 Mm<sup>3</sup>) de gaz naturel ont été remplacés par du mazout n° 6, soit l'équivalent d'environ 10 % des volumes distribués par Gaz Métro. L'impact le plus direct de cette substitution pour le Québec a été l'émission additionnelle de près de 540 000 tonnes de GES et de plus de 9 600 tonnes d'oxydes de soufre annuellement.*

Extrait du Tome 2, Chapitre 2, page 2.48

Nous estimons que la logique derrière les hypothèses de substitution de Rabaska est fondée et qu'il est effectivement possible qu'une réduction du prix du gaz naturel entraîne un certain niveau de substitution en faveur du gaz. Cependant, le niveau auquel pourrait avoir lieu cette substitution ne peut pas être aussi simplement évalué que ce qui est présenté dans l'étude d'impact sur l'environnement du projet Rabaska.

La seule opinion de monsieur Michael Sloan ne nous satisfait pas étant donné les implications de cette hypothèse sur les émissions de gaz à effet de serre.

L'étude d'impact de Rabaska présente en fait deux niveaux de substitution<sup>29</sup>, un dans les marchés visés au Québec et en Ontario estimé à 6% et un second pour le gaz libéré dans l'Ouest canadien. Or, c'est ce second niveau qui nous apparaît exagéré.

Rabaska n'a présenté aucune donnée de marché, aucune analyse permettant d'expliquer comment le gaz libéré dans l'Ouest remplace des combustibles plus polluants :

*Le tableau 6.5 montre que si l'on fait le bilan pour les émissions combinées du Canada et des États-Unis, on constate que le projet Rabaska devrait entraîner une importante diminution des émissions (près de 1,9 Mt éq. CO<sub>2</sub> avec les hypothèses retenues). La réduction des émissions aux États-Unis reflète le fait que le projet Rabaska entraînera une augmentation des exportations de gaz du BSOC (de l'ordre de 189 PJ/an) et que le gaz supplémentaire ainsi disponible y déplacera des combustibles plus polluants (mazout et possiblement charbon). D'ailleurs, dans un scénario prévisionnel considéré représentatif par le gouvernement canadien, Ziff Energy (2002) estimait qu'en 2010, des exportations de 4 420 Gpi<sup>3</sup> de gaz naturel permettraient d'éviter des émissions aux États-Unis d'environ 99 Mt éq. CO<sub>2</sub>, soit environ 22 400 t éq. CO<sub>2</sub> / Gpi<sup>3</sup>. Si l'on applique ce facteur au projet Rabaska, on constate que les émissions évitées aux États-Unis seraient de l'ordre de 3,9 Mt éq. CO<sub>2</sub> par an. Nous croyons cependant que le résultat obtenu avec la première approche (1,9 Mt),*

<sup>29</sup> Rabaska, présentation DA36\_1-8, Page E09-5T1

*soit celle qui est aussi utilisée dans le cas du Canada, est plus proche de la réalité, notamment parce qu'il est basé sur des données plus récentes et sur une analyse plus fine des marchés du gaz naturel.<sup>30</sup>*

[Nos soulignés]

Rabaska n'indique pas directement le taux de substitution atteint grâce au remplacement des combustibles plus polluants cependant le tableau 6.5 auquel réfère ce paragraphe présente une réduction de 8 314 000 tonnes de gaz à effet de serre due à la consommation du mazout et une augmentation de 7 666 000 tonnes de GES pour l'utilisation du gaz naturel ce qui correspond à une réduction nette de 648 000 tonnes de GES que l'on peut attribuer au phénomène de substitution.

En se basant sur les facteurs d'intensité des émissions<sup>31</sup> du mazout (84 g/MJ) et du gaz de l'Alberta (60 g/MJ), et sur les réductions de gaz à effet de serre du tableau 6.5, soit -8 314 000 tonnes de GES pour l'utilisation du mazout et 7 666 000 tonnes de GES pour l'utilisation du gaz de l'Alberta. Nous avons estimé qu'un taux de substitution de 77% était nécessaire à la réduction des émissions présentée dans le tableau 6.5 au pour les États-Unis et le Canada. Pour les États-Unis uniquement, nous obtenons un niveau de 80%. Les calculs sont d'ailleurs présentés à l'ANNEXE A.

Les exportations de 189 PJ/an<sup>32</sup> équivalent à 52,5 milliards de kWh/an. Si on fait l'hypothèse que le gaz naturel est utilisé pour produire de l'électricité dans des centrales de cogénération dont le rendement électrique est de 51% (c'est le cas de la centrale de Bécancour), la production totale d'électricité disponible pour remplacer des centrales au mazout serait donc de 26,8 milliards de kWh par an.

La production totale d'électricité générée à partir du mazout aux États-Unis<sup>33</sup> était de 115 milliards de kWh en 2004 et l'IEA prévoit qu'elle ne sera plus que de 95 milliards de kWh en 2010. Si l'ensemble de la substitution prévue aux États-Unis devait avoir lieu dans le secteur de la production d'électricité, c'est 28% de la production de l'ensemble des centrales américaines au mazout qui devraient être fermées puis remplacées par des centrales au gaz naturel.

Nous sommes d'avis qu'un tel niveau de remplacement des centrales au mazout ne peut être attribuable à un seul projet de terminal méthanier puisque, de l'aveu même du promoteur, l'effet du projet sur les prix du gaz naturel s'amenuise avec la distance du terminal. L'avantage économique qui engendre la substitution ne pourrait raisonnablement pas être suffisant pour rentabiliser la conversion de 28% des centrales au mazout américaines.

Évidemment, les autres utilisateurs d'énergie pourraient profiter de la substitution en faveur du gaz naturel. Cependant, dans ces secteurs aussi l'avantage économique de la conversion sera moindre en raison de l'éloignement du projet. De toute manière, même avec l'avantage

<sup>30</sup> Rabaska, T3, V1, p. 6.23

<sup>31</sup> Référence : Rabaska, T3, V1, p. 6.17

<sup>32</sup> Référence : Rabaska, T3, V1 P.6.23

Note : Dans la réponse à la question QE-019 du 12 décembre 2006, Rabaska estime que l'augmentation des exportations de gaz naturel aux États-Unis serait d'environ 143 PJ des 196 PJ importés annuellement au terminal projeté à Lévis. Nous produirons un addenda à cette analyse une fois que nous aurons complété l'analyse des réponses fournies par Rabaska au sujet des émissions de gaz à effet de serre.

<sup>33</sup> IEA, AEO2006, p. 147

## Raison d'être du projet

économique maximal, c'est-à-dire avec la plus forte réduction des prix du gaz naturel générée par la réalisation du terminal, Rabaska évalue le niveau de substitution à 6% dans les marchés directement desservis par le projet.

Pour nous, il est clair que le promoteur a fortement exagéré le niveau de remplacement des combustibles plus polluants attribuable à la réalisation de son projet. Rabaska n'a pas été en mesure de nous fournir des explications permettant d'étayer les réductions de gaz à effet de serre attribuables à la réalisation du projet malgré le grand nombre de questions soulevées au cours des audiences publiques portant sur les émissions évitées ou générées par le terminal.

Dans ces circonstances et à la lumière des évaluations que nous avons menées et des données que nous avons recueillies, nous ne pouvons accorder le niveau de confiance requis aux estimations découlant du niveau de substitution faite par Rabaska. Nous sommes d'avis que Rabaska n'a pas fait preuve de la rigueur que la Commission et les participants pouvaient attendre de l'analyse d'impact.

D'ailleurs, la directive provinciale stipule que la présentation de l'étude d'impact doit présenter et expliquer les méthodes et les critères utilisés et mentionner, lorsque cela est possible, leur fiabilité, leur degré de précision ou leurs limites d'interprétation<sup>34</sup>.

### 3.3.4. Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes

Gaz Métro et ses partenaires ont mis en place un fonds d'aide à substitution d'énergies plus polluantes à la demande de la Régie de l'Énergie<sup>35</sup>. Ce mécanisme, appelé Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes (CASEP). L'objectif du fonds est le suivant :

*Création du Fonds d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes Gaz Métro et ses partenaires ont innové une fois de plus dans la création du nouvel encadrement réglementaire en créant le Fonds d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes. L'objectif de cette initiative est de constituer un fonds qui sera placé à la disposition de Gaz Métro pour qu'elle puisse rentabiliser certains projets de remplacement. Pour chaque mètre cube de nouvelle vente qui déplace du mazout ou du propane, un montant sera versé au Fonds.*

Source : Gaz Métro, Plan volontaire de réduction des émissions de gaz à effet de serre, octobre 2005, p. 23

Ce fonds permet donc d'accroître les incitatifs qui favorisent la réalisation des projets visant spécifiquement à remplacer le propane et le mazout par du gaz naturel afin de réduire les émissions polluantes et de gaz à effet de serre.

Depuis 2001, le CASEP a permis de convertir 268 utilisateurs d'autres combustibles au gaz naturel et a permis que 11,8 millions de m<sup>3</sup> de gaz naturel remplace des combustibles plus polluants. La majeure partie de l'effort a été réalisée en 2004 avec un total de 223 conversions.

Les données à notre disposition ne permettent pas de déterminer le niveau de réduction des émissions qui a été atteint. Cependant, en 2004, le CASEP

<sup>34</sup> Rabaska, T.2, Annexe B, p. 29

<sup>35</sup> Gaz Métro, Conversion au gaz naturel – Un « rabais vert » de 1 000 \$ offert dès le 1<sup>er</sup> septembre, Communiqué du 29 août 2006,

a entraîné une réduction des émissions de 6 696 tonnes de CO<sub>2</sub> selon les données fournies à la Régie de l'énergie. Nous avons reproduit la grille d'évaluation du CASEP déposée à la Régie de l'énergie à l'ANNEXE G.

Le CASEP nécessite des investissements significatifs pour atteindre les objectifs de substitution qui supportent le programme. En 2004, 3,9 M\$ ont été investis par Gaz Métro pour procéder aux raccordements et favoriser la transition énergétique. En 2004, le CASEP nécessitait donc un investissement de près de 580 \$ par tonne de CO<sub>2</sub> non émise. Évidemment, les réductions se reproduiront sur les années subséquentes et ceci aura pour effet d'améliorer l'efficacité de l'investissement en terme de tonne réduite par dollars investis. Notez que le même calcul pour l'année 2003 permet d'estimer l'efficacité économique des conversions effectuées à 4 034 \$ par tonne de réduction.

Le programme CASEP est, à notre connaissance, la seule mesure qui favorise l'utilisation du gaz naturel en remplacement de combustibles plus polluants. Cette mesure est encadrée au niveau réglementaire et dispose de ressources financières qui permettent d'atteindre des réductions tangibles d'émissions de gaz à effet de serre.

Rabaska n'a pas prévu de mécanisme similaire au CASEP. L'initiateur n'a pas non plus prévu de participer aux programmes de substitution déjà en place au Québec ou en Ontario. Nous sommes d'avis que sans mécanisme visant spécifiquement à réduire les émissions de gaz à effet de serre dotés d'objectifs mesurables de substitution.

**L'AQLPA juge qu'un programme doté d'objectifs et des moyens adéquats permettant d'atteindre un niveau de substitution devrait supporter tout développement du secteur du gaz naturel. En l'absence de programme structuré et intégré à une stratégie globale de réduction des émissions de gaz à effet de serre, l'accroissement de l'utilisation du gaz naturel n'assure aucunement une réduction des émissions à l'origine des bouleversements climatiques.**

**L'incertitude entourant les moyens mis en œuvre par Rabaska ou ses partenaires pour concrétiser les niveaux de substitution de combustibles plus polluants a pour effet de rendre les réductions de gaz à effet de serre attribuables à ce changement d'énergie bien trop hypothétique pour trancher.**

Le contexte actuel ne s'accommode pas très bien des hypothèses et des espoirs, des résultats concrets sont attendus et nécessaires. Chaque tonne de gaz à effet de serre demeure dans l'atmosphère pour plus de 100 ans et contribuera au réchauffement global jusqu'à ce qu'elle soit de nouveau captée par la biosphère. La situation commande des actions et chaque action doit reposer sur des informations fiables et rigoureuses. Le dernier rapport du groupe GIEC, comme beaucoup d'autres rapports sur les changements climatiques et les mesures d'adaptation reposent sur des bases solides. Ce n'est, clairement pas le cas des hypothèses concernant la substitution présentée par Rabaska.

## Raison d'être du projet

### 3.4. Prévisions du coût de l'énergie

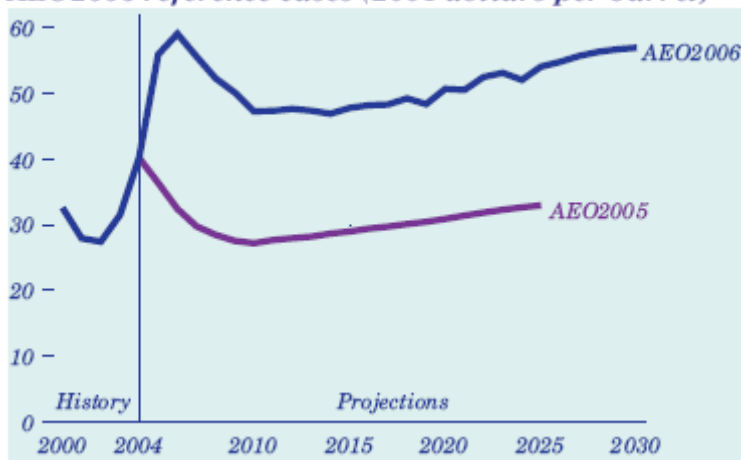
Les prévisions à long terme des prix de l'énergie présentent un grand niveau d'incertitude. La grande variété de paramètres qui influent sur le prix de l'énergie rend toute prévision hasardeuse. Cette situation est en partie causée par le caractère imprévisible de plusieurs facteurs déterminants dans la fixation du prix du pétrole, le combustible dominant du secteur énergétique. Que ce soit les conditions climatiques comme le temps froid qui influence considérablement la demande ou une tempête comme Katrina qui réduit l'offre sont pratiquement impossibles à prédire et donc à intégrer dans les prévisions.

Une étude, sur la volatilité des prix de l'énergie et du gaz<sup>36</sup> réalisée par EEA pour le compte de *Oak Ridge National Laboratory*, explique comment les conditions météorologiques influencent les prix de du gaz naturel. Cette étude montre aussi que la spéculation sur les prix de l'énergie amplifie le phénomène.

Ce phénomène de volatilité extrême des prix à court terme n'est pas le seul facteur qui influence les prix du gaz naturel à long terme. La situation serrée entre l'offre et la demande générale d'énergie crée une pression très importante sur les prix de l'ensemble des énergies et la situation du gaz naturel en Amérique du Nord est peut-être simplement un cas extrême de cette situation générale.

Il n'en résulte pas moins que les prévisions des prix dans ce contexte se révèlent être considérablement imprécises. La comparaison des prévisions de l'EIA de 2005 et de 2006 illustre de manière flagrante l'erreur sur les prix qui peut résulter de cette situation imprévisible.

*Figure 10. World oil prices in the AEO2005 and AEO2006 reference cases (2004 dollars per barrel)*



*Figure 7 : Importance des corrections aux prévisions annuelles des prix de l'énergie de l'EIA*

En 2006, l'EIA a révisé ses prévisions et prévoit maintenant que le prix du baril de pétrole devrait descendre sous les 50\$ entre 2010 et 2015 pour croître lentement par la suite. Comparativement à 2005, la révision a, de manière générale, haussé les prévisions d'environ 20\$ par baril pour tenir compte de la hausse du prix qui s'est poursuivie après 2004.

<sup>36</sup> Bruce Henning, Michael Sloan, Maria de Leon - EEA, Natural Gas and Energy Price Volatility, Octobre 2003, 73 p.

La différence entre les prévisions est de l'ordre de 40% ce qui est considérable. Si l'on considère la très grande corrélation entre les prix du GNL et du pétrole, il y a lieu de se questionner sur le degré de précision des prix prévus ou sur la probabilité que se concrétisent les prévisions.

### 3.4.1. Persistance de la fluctuation des prix

Même avec la réalisation du projet Rabaska, le Québec et l'Ontario devraient toujours importer du gaz naturel en provenance de l'Ouest canadien aux périodes de pointe de consommation, en hiver principalement. La figure suivante présente l'importance relative des besoins d'importation de gaz naturel et la contribution du terminal de Rabaska.

### Variation saisonnière de la consommation de gaz selon les secteurs au Québec et en Ontario

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

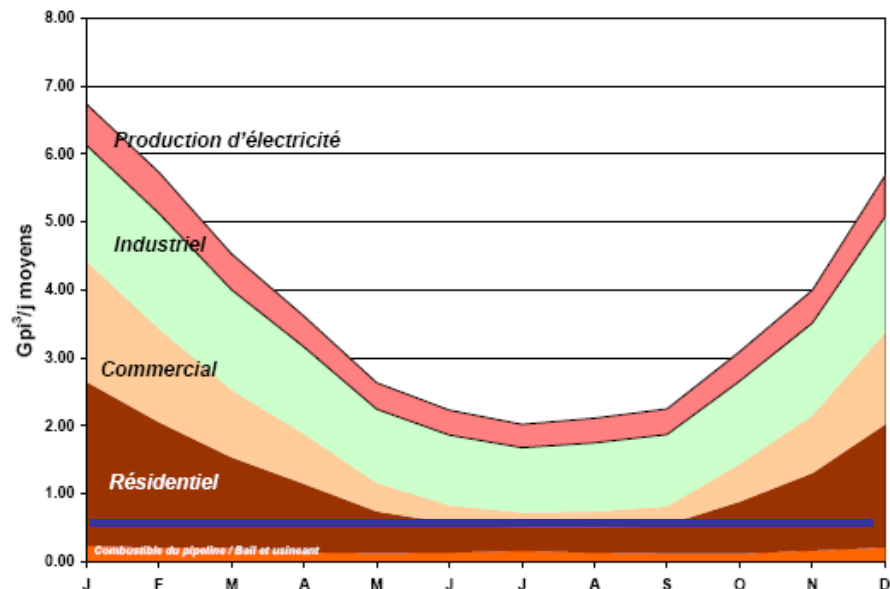


Figure 8 : Variation de la consommation mensuelle de gaz au Québec et en Ontario

Note : la droite bleue correspond approximativement au volume livré par le terminal de Rabaska.

Malgré l'implantation du terminal méthanier proposé, le volume importé en hiver demeure en tout temps moindre que le niveau actuel de consommation quotidienne. Les livraisons de gaz naturel du terminal sont largement inférieure à la consommation hivernale et nécessite l'importation de gaz en provenance du BSOC précisément au moment où les prix sont les plus élevés.

Selon la Figure 8, le projet Rabaska permet de réduire les importations de gaz naturel en provenance du BSOC d'environ 8%

La Figure 9 illustre d'ailleurs très bien les fluctuations très importantes des prix du gaz naturel en période de pointe.



## Raison d'être du projet

### Fluctuation mensuelle des prix du gaz naturel

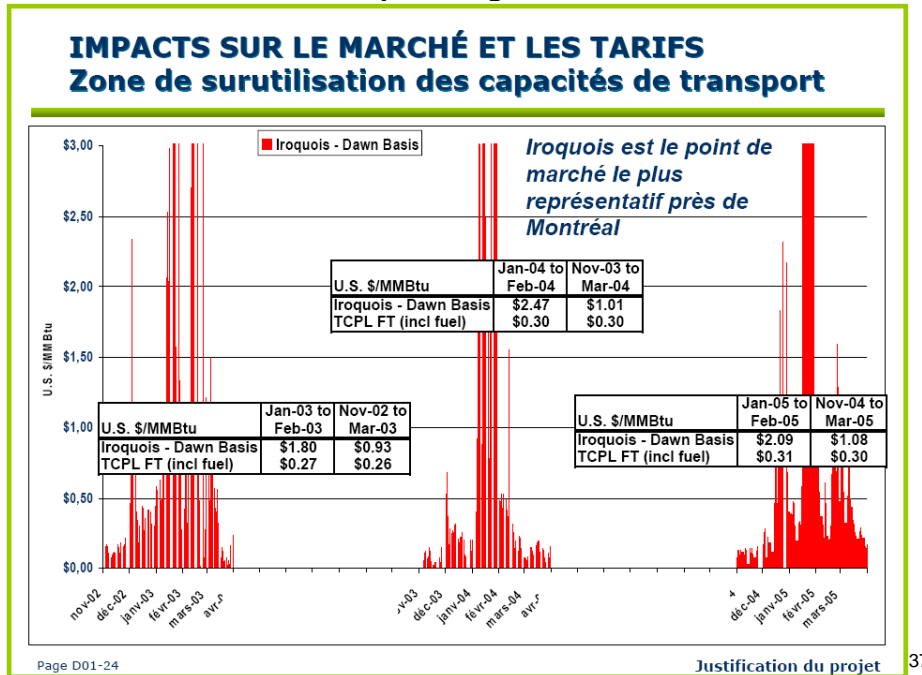


Figure 9 : Fluctuation mensuelle des prix du gaz naturel

La hausse des prix serait attribuable à l'atteinte de la capacité de transport maximale ou à la pointe importante de la demande ou à la réduction temporaire de la production ou à la spéculation ou encore à une combinaison de facteurs. Il nous semble clair que le facteur déterminant est lié à la pointe de la demande qui se produit en raison de la croissance très importante de la demande des secteurs résidentiels et commerciaux.

La demande importante, mais temporaire, nécessite l'installation de systèmes de transport et de distribution ayant une capacité bien supérieure à la demande moyenne. Comme la capacité est excédentaire sur une bonne partie de l'année, le prix du combustible est réduit de manière importante puisque l'offre est largement supérieure à la demande les mois où les besoins en chauffage sont moindres. En période froide, la demande croît de manière très importante et entraîne une forte croissance des prix.

Le terminal Rabaska ne pourra avoir d'effet sur ce phénomène que dans la mesure où il pourrait éventuellement réduire légèrement l'amplitude de la variation des prix. En effet, les terminaux méthaniers n'ont pas une grande capacité à moduler les volumes de gaz livrés dans le réseau gazier. Cette incapacité est liée à la nature des contrats d'approvisionnements et à la capacité de stockage relativement limitée dans le temps en raison de l'absence de systèmes permettant de maintenir le froid à l'intérieur des réservoirs de GNL.

Inversement, en période chaude, l'opération du terminal pourrait entraîner une réduction encore plus importante des prix du gaz naturel. La réduction moyenne des prix pourrait bien être effectivement de 5% si l'on accepte les théories avancées par Rabaska. Mais il y a lieu de se questionner sur le moment où se produirait cette réduction. Nous sommes d'avis que la mise en service du terminal méthanier Rabaska provoquerait une réduction du

<sup>37</sup> Source : Rabaska, DA21-ptie2

prix du gaz naturel sur le marché plus accentuée en période estivale et pratiquement imperceptible en période de consommation de pointe. Les consommateurs bénéficiant de contrats d'approvisionnement spécifiques qui préviennent les plus grandes variations de prix pourraient effectivement bénéficier de l'effet de la réalisation du projet. Cependant, la plus grande majorité des clients ne pourront bénéficier de l'effet que pourrait éventuellement avoir le projet sur les prix du gaz naturel.

L'effet du projet sur les prix risque aussi d'être limité par la répartition convenue des volumes de gaz naturel entre les différents partenaires du projet. En effet, 40% du volume du gaz mis en marché par le terminal projeté sera vendu directement à de grands consommateurs qui ont une consommation plus stable que les clients des réseaux gaziers qui se partagent le reste du gaz pompé dans le réseau.

En définitive, les plus grands consommateurs de gaz naturel seront ceux qui pourraient bénéficier le plus du projet alors que l'ensemble des petits consommateurs, qui ont tout de même une consommation globale plus importante, ne pourra bénéficier des avantages induits par Rabaska.

**Une réduction éventuelle des prix du gaz naturel ne se produirait pas uniformément dans l'année et bénéficierait davantage aux grands consommateurs profitant de contrats les plaçant à l'abri des fluctuations les plus importantes. Le terminal projeté réduira l'intérêt des plus grands consommateurs d'énergie à investir dans les alternatives tout en offrant relativement peu d'avantage clients résidentiels. L'avantage comparatif du gaz naturel sera le plus faible dans le secteur résidentiel, un grand consommateur de mazout.**

### **3.5. La substitution énergétique**

Nous convenons qu'il est avantageux d'utiliser du gaz naturel au lieu d'utiliser des produits du pétrole ou du charbon et ce, tant du point de vue des émissions de gaz à effet de serre que des émissions de contaminants dans l'atmosphère. Cet avantage provient de la chimie physique de la combustion de la molécule de méthane, principal constituant du gaz naturel. Cet avantage n'est pas dû à une quelconque technologie de combustion bien que la conception des brûleurs et leur contrôle ait un rôle à jouer dans l'histoire.

Même avec les meilleures technologies que l'on puisse imaginer, le gaz naturel demeurera le combustible fossile le plus intéressant au niveau des émissions polluantes. Cependant, la combustion de la molécule de CH<sub>4</sub> (méthane) a beau être idéale, il n'en demeure pas moins que de nombreux procédés industriels sont nécessaires pour en permettre la combustion et l'usage final.

Lorsque l'on considère les émissions de l'ensemble du cycle de vie des différents combustibles fossiles disponibles au Canada et le GNL, c'est le gaz naturel canadien qui génère le plus faible taux d'émission.

Pour la même quantité d'énergie livrée, le GNL émet au moins 9% de plus de gaz à effet de serre que le gaz d'origine canadien.

La substitution énergétique est un aspect fondamental dans le développement gazier. Mais elle revêt une importance accrue au Québec

## Raison d'être du projet

puisque celui-ci jouit d'une énergie propre, renouvelable et abondante, soit l'hydro-électricité, à laquelle viennent s'ajouter des énergies vertes au potentiel très important. Dans ce contexte, pour participer à une substitution énergétique souhaitable, le gaz doit remplacer des combustibles fossiles plus polluants tel le charbon et le mazout lourd.

Il faut éviter que le développement gazier ne vienne nuire au développement des énergies vertes comme l'éolien et le géothermique. Il faut également veiller à ce qu'il ne vienne remplacer de l'hydro-électricité déjà utilisée dans le domaine des grands consommateurs par exemple.

La substitution énergétique doit être considérée aux quatre niveaux suivants : planétaire, continentale, canadien et provincial (québécois). Elle doit aussi être cohérente avec la réduction des émissions de gaz à effet de serre globale.

On note dans une perspective planétaire, une augmentation constante et importante de l'utilisation de toutes les formes d'énergies. L'apparition de nouveaux marchés très énergivores comme la Chine et l'Inde, grands consommateurs de charbon, représente un problème majeur, voir même une menace immédiate au niveau des bouleversements climatiques. Une stratégie internationale doit permettre de concentrer les efforts pour assurer le développement des énergies plus propres et le gaz pourrait trouver, sur ces marchés, un intérêt en terme de substitution énergétique.

Du point de vue canadien, la substitution énergétique souhaitée ne semble pas vouloir se concrétiser. Au contraire, la production de pétrole à partir des sables bitumineux draine littéralement le gaz canadien disponible et on prévoit tripler et même quintupler la production de pétrole d'ici 2015. Dans ces conditions, même en utilisant ses réserves connues de gaz, le Canada prévoit importer du gaz pour remplacer le gaz canadien qui alimente l'est du Canada, l'Ontario et le Québec principalement, et ce juste pour supporter le développement de la production de pétrole provenant des sables bitumineux nécessaire pour le parc automobile américain.

Il existe bien sûr des possibilités intéressantes en matière de substitution énergétique au Canada. Le cas de l'Ontario est un bon exemple. Une partie importante de l'électricité produite en Ontario provient à nouveau du charbon, suite aux déboires des centrales nucléaires. On aurait pu s'attendre que l'Ontario, qui avait promis la fermeture rapide en 2006 de ces cinq vieilles centrales thermiques au charbon, opte pour le gaz naturel, ce qui aurait été souhaitable. Contre toute attente, l'Ontario a préféré fermer trois de ces vieilles centrales au charbon et les remplacer par de la production nucléaire.

### **3.6. La substitution énergétique à l'échelle internationale**

Actuellement, la formidable demande pour les énergies fossiles des pays développés crée une pression à la hausse sur les prix de l'énergie ce qui nuit au développement économique de la plupart des autres pays de la planète. L'adoption des énergies vertes par les pays développés pourrait favoriser l'accès, entre autre, au gaz naturel des pays en voie de développement. L'accès à cette ressource aurait pour effet d'accélérer leur développement économique, pourrait contribuer à limiter la déforestation et serait aussi une forme d'aide brisant la dépendance constante à l'assistance étrangère.

Si le gaz naturel est aussi avantageux pour l'économie du Québec et du Canada, il nous semble encore plus avantageux de favoriser son adoption en Afrique, en Inde et en Chine, par exemple.

Par exemple, l'Inde a reçu sa première cargaison de GNL en janvier 2004 à Dahej sur la côte ouest du sous-continent<sup>38</sup>. La capacité de ce terminal est actuellement de 5 millions de tonnes par année (17,54 millions de m<sup>3</sup> par jour ou 6,4 milliards de m<sup>3</sup> par an). Depuis, un autre terminal d'importation de GNL a été construit et il est prévu d'accroître la capacité de regazéification jusqu'à un total de 10 millions de tonnes par année pour les 2 terminaux.

Actuellement, le gaz naturel fournit environ 7% de la consommation d'énergies fossiles en Inde et près de 3% en Chine. Par contre, le charbon représente 57% de l'énergie fossile consommée en Inde et près de 73% en Chine.

En Inde, la demande de gaz naturel devrait croître pour atteindre 20% du bilan énergétique en 2025. La production de gaz Indienne a été de 30,4 milliards de m<sup>3</sup> ce qui n'a pas été suffisant pour satisfaire les besoins puisque la consommation a excédé la production de 6,4 milliards de m<sup>3</sup> en 2005. De plus, l'Inde détient seulement 0,6% des réserves prouvées de gaz et sa capacité de production devrait croître de 0,1% par année. Tous ces éléments contribuent à limiter la capacité de ce pays à favoriser le recours au gaz au lieu du charbon.

La Chine, quant à elle, a reçu sa première livraison de GNL en mai 2006 au terminal méthanier de Shenghen dont la capacité est de 3,7 millions de tonnes de GNL par année (4,7 milliards de m<sup>3</sup> par an). Selon l'*Energy Information Administration* (EIA), la Chine et l'Inde devront importer 40% de leur gaz naturel, principalement par méthaniers puisque les projets de gazoducs ne semblent être près d'être concrétisés.

Voici les sources d'énergies fossiles utilisées en Afrique, en Inde et en Chine :

Utilisation des combustibles fossiles de certains pays en développement						
Région / Pays	Pétrole 10 <sup>3</sup> barils par jour	Gaz		Charbon		
		%	Gm <sup>3</sup>	%	Mtpe	%
Afrique	2 763	3,4	71,2	2,6	100,3	3,4
Inde	2 485	3,0	36,6	1,3	212,9	7,3
Chine	6 988	8,5	47,0	1,7	1081,9	36,9

Tableau 10 : Bilan des combustibles fossiles dans

Mtpe : Million de tonnes de pétrole équivalent

Gm<sup>3</sup> : milliards de m<sup>3</sup>

<sup>38</sup> Source : PetronetLNG, [www.petronetlng.com](http://www.petronetlng.com)

## Raison d'être du projet

### Expansion du marché du GNL en Inde

#### LNG Terminal in India Is Completed



The completion ceremony of India's first LNG terminal (capacity 5,000,000t/y) was held at Dahej, Gujarat by Petronet LNG Limited in February 2004. The ceremony was attended by more than 1,000 delegates including dignitaries such as the Union Minister of India Petroleum and Natural Gas, Mr. Ram Naik; Chief Minister of Gujarat, Mr. Narendra Modi; and Mr. Youssef Hussain Kamal, Minister for Finance of Qatar, from the country supplying the gas.

TOYO received this order in January 2001 as part of a six-company consortium, led by Ishikawajima-Harima Heavy Industries Co., Ltd. (IHI), consisting of TOYO, Toyo Engineering India Limited (TEIL),

Ballast Nedam International B.V. (BNI), Mitsui & Co., Ltd. and Itochu Corporation. TOYO and TEIL handled the detailed design, procurement of equipment and materials, and construction for all land-based facilities except the LNG tank systems and marine systems.

In the LNG field, TOYO has experience in such areas as gas processing facilities in Qatar for Qatar Liquefied Gas Company Ltd. and in Indonesia for Mobil Exploration Indonesia. Currently, TOYO is participating in the Sakhalin II LNG project in Russia, with a joint venture led by Chiyoda Corporation. It will be the largest LNG plant in the world with two trains having a capacity of 4,800,000 t/y each.

J  
N  
G  
T  
E  
R  
M  
I  
N  
A  
L

39

Figure 10 : Mise en service du premier terminal d'importation de GNL en Inde en 2004

L'Inde et la Chine comme tous les autres pays, auront recours au gaz naturel si ce dernier est capable de concurrencer les autres formes d'énergie plus polluantes. La logique économique présentée par Rabaska est tout aussi valable en Asie qu'au Québec. Cependant, pour être concurrentiel, il est impératif que l'offre de gaz naturel soit suffisante pour couvrir la demande, voire légèrement supérieure. Or, EIA prévoit que les importations de gaz naturel en Chine et en Inde totaliseront 4 800 milliards de pieds cubes par an, pratiquement 26 fois la capacité de Rabaska.

Le nombre de pays producteurs de GNL est aujourd'hui de 14 et pourrait augmenter légèrement sans toutefois garantir une capacité suffisante pour suffire à l'ensemble de la demande additionnelle. En fait, la demande prévue de gaz en Chine et en Inde représente 72% du volume de GNL produit en 2005. Si l'on ajoute la croissance prévue des importations de GNL aux États-Unis, la demande supplémentaire de GNL correspond à 137% de la production totale de 2005 pour ces pays seulement.

La multiplication des projets de terminaux d'importation de GNL crée déjà une pression hausse sur les prix du GNL et rend difficile la signature des contrats d'approvisionnement. C'est d'ailleurs le frein le plus important au développement des terminaux d'importation. La problématique est causée par la croissance plus rapide de la capacité de regazéification que la capacité de liquéfaction dans le monde.

La version finale devrait présenter un tableau comparant les projets d'importation de GNL en terme de volume projeté d'importation (terminaux de regazéification) et d'expédition (terminaux de liquéfaction).

<sup>39</sup> Référence : Toyo Engineering Corporation, [www.toyo-eng.co.jp](http://www.toyo-eng.co.jp)  
Source : [http://www.toyo-eng.co.jp/e/IR/TECCOMM/pdf/6pm\\_e.pdf](http://www.toyo-eng.co.jp/e/IR/TECCOMM/pdf/6pm_e.pdf)

### 3.6.1. Utilisation du gaz naturel dans la production de pétrole

La croissance de l'utilisation du gaz naturel pour l'extraction du pétrole des sables bitumineux a été très forte au cours des dernières années. Cette croissance de la consommation de gaz est intimement liée à la croissance de la production de pétrole en Alberta mais elle est amplifiée par les efforts de réduction de la pollution de l'air.

L'exploitation des sables bitumineux nécessite d'énormes quantités d'énergie en raison des procédés d'extraction. Selon l'Office national de l'énergie [P], l'approvisionnement et les prix du gaz naturel sont une importante source de préoccupation :

*L'extraction et la valorisation du pétrole des sables bitumineux demandent des quantités considérables de gaz naturel. Le gaz naturel est utilisé comme source de chaleur et charge d'alimentation dans les installations d'exploitation minière et valorisation intégrée, à raison d'environ  $0,4 \times 10^3$  pi<sup>3</sup> par baril de pétrole produit. Le gaz naturel est également utilisé pour la récupération in situ, c'est-à-dire comme source de chaleur pour produire de la vapeur, à raison d'environ  $1,0 \times 10^3$  pi<sup>3</sup> par baril. Le total des besoins en gaz naturel, selon les scénarios PO et TV, est estimé respectivement à  $1,8 \times 10^9$  pi<sup>3</sup>/j et  $1,6 \times 10^9$  pi<sup>3</sup>/j d'ici à 2025. Par conséquent, les approvisionnements en gaz naturel et les prix du gaz préoccupent beaucoup les exploitants de sables bitumineux. Si le prix du gaz devient inabordable, ou en cas de pénurie, d'autres combustibles seront requis. Parmi les solutions proposées sont la gazéification du bitume, l'utilisation de charbon épuré et l'énergie nucléaire.<sup>40</sup>*

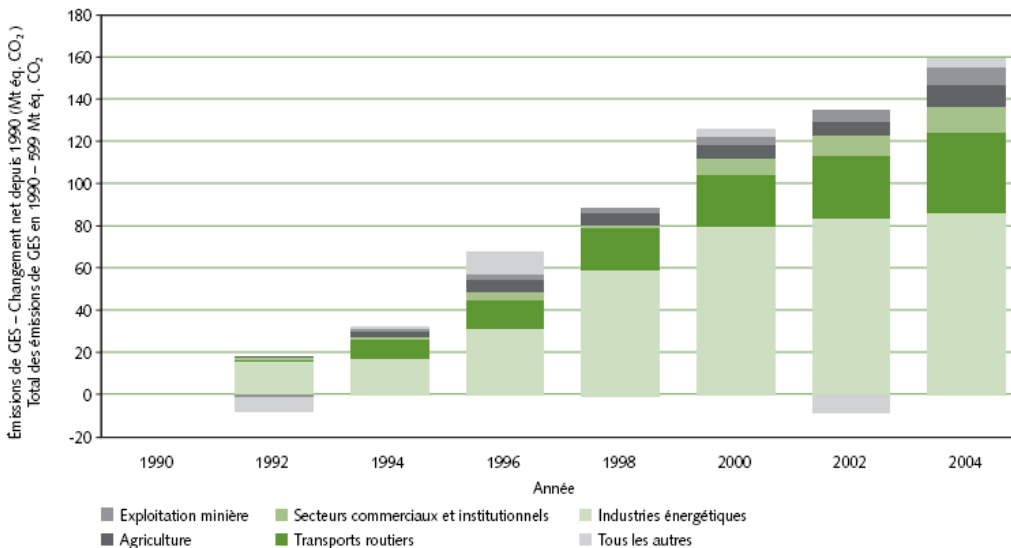
L'Office national de l'énergie affirme que les approvisionnements et les prix du gaz naturel sont des sources d'inquiétude importantes des exploitants des sables bitumineux. La demande considérable de gaz naturel de ce secteur le rend particulièrement vulnérable à une situation de pénurie ou de croissance importante des prix. La perspective de recourir à la production d'énergie nucléaire laisse songeur quant aux efforts que cette industrie pourrait éventuellement déployer pour poursuivre l'exploitation de cette ressource fortement émettrice de gaz à effet de serre.

La production de pétrole à partir des sables bitumineux draine d'importantes quantités de gaz naturel et crée une pression importante sur la disponibilité du gaz naturel. De plus, la production génère des émissions de gaz à effet de serre considérables au Canada. La figure suivante, extraite du Rapport d'inventaire national d'Environnement Canada, illustre de manière assez convaincante l'importance du secteur énergétique, dans l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre depuis 1990. Le secteur énergétique inclut la production de pétrole à partir des sables bitumineux de même que leur extraction minière. La croissance de ce secteur est plus du double de celle observée dans les transports.

<sup>40</sup> Source : Office national de l'énergie, L'avenir énergétique au Canada, 2003, p. 66

## Raison d'être du projet

### Augmentation des émissions de gaz à effet de serre au Canada depuis 1990 par secteur



Note :

L'exploitation minière exclut la partie des émissions qui se rattachent à l'industrie des sables bitumineux (qui sont comprises dans les industries énergétiques). Les industries énergétiques englobent à la fois les industries à base de combustibles fossiles et la production d'électricité et de chaleur.

41

Figure 11 : Fluctuation des émissions de GES au Canada de 1990 à 2004 par grands secteurs

La prochaine section traite des perspectives de développement de ce secteur qui pourrait bénéficier de manière importante de la réalisation du projet Rabaska.

### 3.7. L'effet du projet sur l'exploitation des sables bitumineux

Les réserves énergétiques canadiennes enfouies dans les sables bitumineux sont colossales et présentent un attrait considérable pour l'industrie pétrolière. Le prix élevé du baril de pétrole, la forte tendance à l'augmentation du cours du pétrole, l'importance de ce combustible dans notre portefeuille énergétique et la demande mondiale sont tous des facteurs qui encouragent fortement l'exploitation de cette ressource. La rentabilité de pratiquement tous les projets pétroliers au monde est assurée ce qui nous permet d'affirmer avec un niveau de certitude confortable que ce secteur continuera de se développer à moins que les conditions actuelles changent de façon importante.

Malgré les avantages économiques considérables, plusieurs contraintes limitent l'exploitation de cette ressource. L'Office national de l'énergie a publié l'été dernier une étude présentant les contraintes au développement des sables bitumineux. La capacité de production de l'ensemble des projets est considérable et se rapproche du niveau attendu par les États-Unis, soit 5 millions de barils par jour. L'Office national de l'énergie écrit :

*Le scénario regroupant « tous les projets » suppose que ceux ayant fait l'objet d'une annonce publique à ce jour entreront en exploitation à la date prévue et*

<sup>41</sup> Source : Environnement Canada, Rapport d'inventaire national 1990-2004, 2006, p. 10

produiront les volumes anticipés. La production en 2015 se chiffrerait alors à environ 699 500 m<sup>3</sup>/j (4,4 Mb/j), ce qui est considéré irréaliste en termes de croissance de la capacité à laquelle il est raisonnable de s'attendre d'ici là.<sup>42</sup>

### Projection de la production de pétrole à partir des sables bitumineux jusqu'en 2015

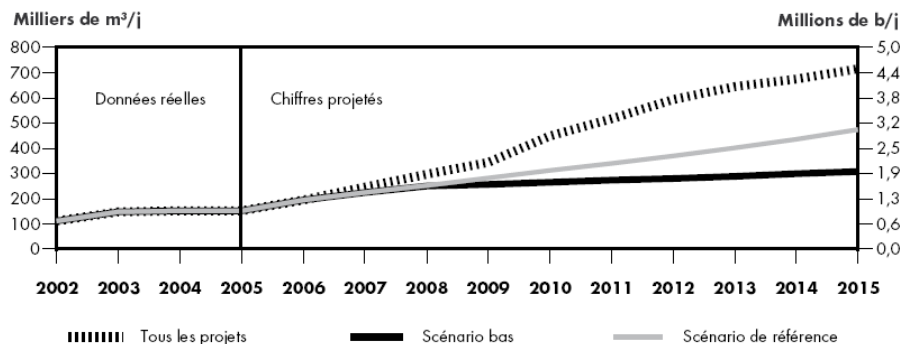


Figure 12 : Prévion de croissance de l'exploitation des sables bitumineux jusqu'en 2015

Ce niveau de production pourrait ne pas être atteint mais une augmentation considérable de la production est tout me même prévue :

Pour les projections propres au scénario de référence, l'offre de bitume valorisé ou non passe d'environ 175 000 m<sup>3</sup>/j (1,1 Mb/j) en 2005 à 472 000 m<sup>3</sup>/j (3,0 Mb/j) en 2015. Comparativement au rapport de 2004, les projections sont en hausse de 43 % pour le bitume valorisé et de 13 % dans le cas du bitume non valorisé. La séparation in situ sans recours à des méthodes thermiques connaît une croissance de 5 % alors que cette croissance était nulle dans le rapport précédent.<sup>44</sup>

L'Office national de l'énergie prévoit donc une production de 3 millions de barils par jour uniquement à partir des sables bitumineux. Avec la production prévue de pétrole conventionnel, c'est plus de 3,8 millions de barils de pétrole qui seront produits.

<sup>42</sup> Office National de l'énergie; Les sables bitumineux du Canada Perspectives et défis jusqu'en 2015 : Mise à jour, juin 2006 (ONE2006)

<sup>43</sup> Source : ONE2006, p. 14

<sup>44</sup> ONE2006, p. 15



## Raison d'être du projet

### Projection de la production de pétrole brut par type jusqu'en 2015 (scénario de référence)

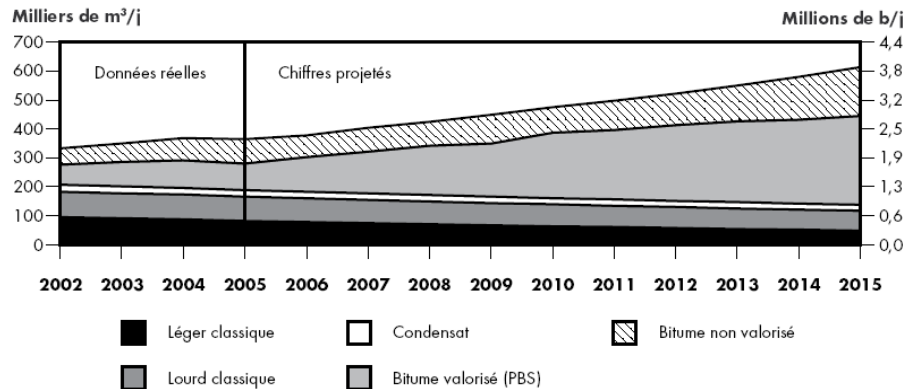


Figure 13 : prévision de la production de pétrole au Canada jusqu'en 2015.

Si tous les projets annoncés devaient être en exploitation tel que prévu en 2015, la production albertaine de pétrole s'élèverait à 5,2 millions de barils de pétrole. La volonté américaine de réduire la dépendance des États-Unis envers le pétrole importé du Moyen-Orient garantit un accès au plus important marché de consommation et par le fait même la rentabilité économique.

Les limites à l'expansion des projets d'exploitation des sables bitumineux ne sont pas économiques mais environnementales et sociales. Premièrement, la rapidité de la croissance pose d'importants problèmes de main d'œuvre. Ensuite, les besoins en énergie et en eau ainsi que les rejets polluants dans l'eau et l'air atteignent des niveaux qui menacent gravement la qualité de l'environnement et la santé.

Une contrainte importante est la disponibilité de gaz naturel nécessaire à la production de vapeur servant à extraire le bitume du sable.

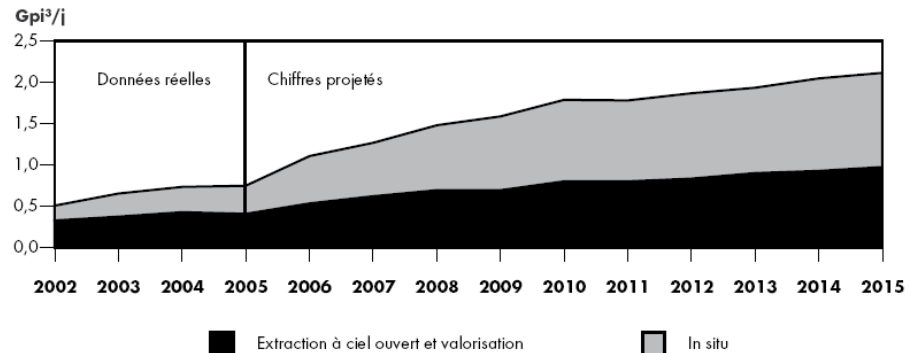
*Les projets de sables bitumineux sont très énergivores et nécessitent des quantités importantes de gaz naturel. Dans ce contexte, la demande totale de gaz naturel est établie en examinant les niveaux de production projetés et les facteurs d'utilisation de gaz pour chacun des grands projets. La figure 3.7 (Figure 14) illustre le total des besoins en gaz acheté, selon le scénario de référence, pour les projets d'extraction à ciel ouvert, de séparation in situ et de valorisation. Les chiffres présentés comprennent les besoins en gaz acheté pour la production d'électricité sur place. Ils ne comprennent pas les besoins des usines de valorisation marchandes ou autonomes. D'ici 2015, le total des besoins en gaz est évalué à 2,1 Gpi<sup>3</sup>/j.<sup>46</sup>*

<sup>45</sup> ONE2006, p. 16

<sup>46</sup> ONE2006, p.17

### Demande de gaz naturel pour l'exploitation du pétrole des sables bitumineux

**Total des besoins en gaz acheté**



Sources : EUB et ONÉ

47

*Figure 14 : Besoins en gaz naturel pour l'exploitation des sables bitumineux jusqu'en 2015*

À la lumière de ces informations, et si la production passe à 3 millions de barils par jour comme le scénario de référence de l'Office national de l'énergie le prévoit, les besoins en gaz naturel de l'industrie des sables bitumineux atteindront plus de 4 fois la capacité de liquéfaction du terminal Rabaska. Si tous les projets devaient être en exploitation et ainsi produire 4,4 millions de barils par jour, les besoins en gaz naturel seraient de 3,1 Gpi³/j, ou 6 fois le volume de gaz importé par Rabaska. Ces estimations de la demande de gaz naturel tiennent compte de l'amélioration prévue de l'efficacité énergétique dans l'extraction et des usines de cogénération mais pas des besoins induits par les usines de valorisation, du transport du diluât et du pétrole produit.

Il est donc pratiquement impossible que le gaz naturel libéré dans l'Ouest canadien par le projet Rabaska ne soit pas produit ou entraîne une augmentation des exportations de gaz naturel vers les États-Unis et s'y substitue au mazout ou au charbon. La croissance des besoins en gaz naturel de l'industrie des sables bitumineux surpasse largement la capacité de production des bassins de production actuels, même en considérant l'augmentation en provenance des régions pionnières.

L'Office national de l'énergie croît que les besoins de gaz naturel pourraient tripler d'ici 2015 ce qui entraînera une réduction des exportations de gaz naturel vers les États-Unis :

*« À l'heure actuelle, on considère le gaz naturel comme le meilleur combustible pour produire les immenses quantités d'énergie thermique nécessaires à l'extraction de la ressource.*

*Quoi qu'il en soit, nous croyons que le besoin en gaz naturel pourrait tripler au cours de la prochaine décennie et continuer d'augmenter par la suite.*

<sup>47</sup> Source : ONE2006, p. 18

# Émissions atmosphériques et alternatives au projet Rabaska

## Raison d'être du projet

*Bien que la production de gaz demeurera probablement stable, l'Alberta exportera moins de gaz en raison des besoins croissants dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. »*

Extrait d'une présentation de monsieur Ken Vollman, Président de l'Office national de l'énergie du Canada, faite au Forum mondial sur la réglementation de l'énergie le 10 octobre 2006. **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

Nous établissons un lien entre le resserrement de l'offre de gaz naturel en provenance du BSOC au Québec et en Ontario et l'exploitation des sables bitumineux. L'arrivée à maturité des bassins exploités n'est pas la seule raison de la diminution de l'offre, il y a une augmentation très importante de la demande dans le même secteur ce qui réduit d'autant l'excédent de la production disponible pour l'exportation.

### Prévision de la demande de gaz naturel dans l'ouest canadien selon EEA et comparaison avec la croissance prévue dans le secteur des sables bitumineux

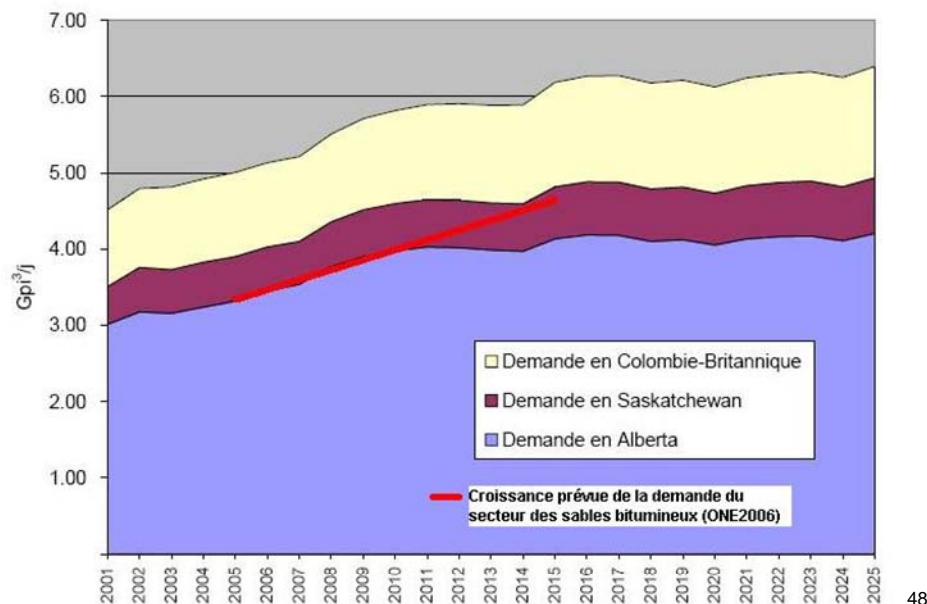


Figure 15 : Prévisions de la demande de gaz naturel dans l'Ouest canadien selon EEA

Selon les données de l'Office national de l'énergie, le seul secteur de la production de pétrole des sables bitumineux entraînera une croissance de la demande de 1,4 Gpi³/jour de gaz naturel supplémentaire<sup>49</sup>. La droite rouge sur la Figure 15 illustre la progression prévue par l'Office national de l'énergie en 2006. Pour sa part, EEA évalue que la croissance de la demande en Alberta devrait se stabiliser à un peu plus de 4 Gpi³/j à partir de 2010. Nous faisons remarquer que cette stabilisation de la consommation de gaz naturel n'est pas le scénario retenu par l'Office national de l'énergie.

EEA reconnaît spécifiquement que la croissance de la demande, principalement en Alberta vise à « satisfaire aux besoins de mise en valeur des sables bitumineux ».

<sup>48</sup> Source : Rabaska, T2, Annexe G, p. 62

<sup>49</sup> Référence : ONE2006, données de la figure 3.7, p.

*EEA prévoit une importante hausse de la demande dans l'ouest du Canada (voir la Figure 22), la demande totale de gaz naturel en Colombie-Britannique, en Alberta et en Saskatchewan croissant de plus de 0,9 Gpi3/j entre 2004 et 2010, de presque 1,3 Gpi3/j entre 2004 et 2015 et de 1,4 Gpi3/j d'ici 2025. La majeure partie de cette croissance devrait se produire en Alberta et viser à satisfaire aux besoins de mise en valeur des sables bitumineux<sup>EEA29</sup>.*

*EEA29 Sachant la valeur élevée du gaz naturel, les exploitants de sables bitumineux sont à la recherche d'approches substitutives de production nécessitant moins de gaz naturel. Cependant, l'utilisation du gaz naturel dans la mise en valeur des sables bitumineux génère ordinairement une cogénération d'électricité et par conséquent, toute réduction de l'utilisation du gaz pour les sables bitumineux devrait s'accompagner d'une hausse du besoin de gaz pour la production d'électricité. Tenant compte de la politique canadienne en matière d'émissions de CO<sub>2</sub>, EEA croit probable que le besoin supplémentaire de production d'électricité soit satisfait par production thermique alimentée au gaz naturel. Ainsi, toute réduction de la demande de gaz en vue de la mise en valeur des sables bitumineux sera, du moins partiellement, compensée par la hausse de la consommation de gaz naturel pour la production d'électricité.*

Source : Rabaska, T2, Annexe G, p. 61

Note : la note de bas de page de EEA reproduite ici, indique en fait que certains projets d'extraction du pétrole des sables bitumineux peuvent être accompagné d'une production d'électricité appréciable par des centrales de cogénération fonctionnant au gaz naturel. Cependant, c'est bien la production d'électricité qui réduit la consommation de gaz pour la production de vapeur et qu'il existe une limite importante cette amélioration de l'efficacité du système : le réseau de transport d'électricité et la croissance de la demande d'électricité qui ne se produit pas au même rythme que la croissance des besoins de vapeur.

Les prévisions d'EEA correspondent à celles faites par l'Office national de l'énergie mais diverge à partir de 2010. EEA semble prévoir une stabilisation de la demande à partir de ce moment alors que l'Office national de l'énergie anticipe une croissance continue. Cette stabilisation pourrait effectivement être due à l'utilisation d'autres formes d'énergie tel que permet de penser la note en bas de page du rapport préparé par EEA. Cependant, il s'agit d'une hypothèse qui contredit l'analyse de l'Office national de l'énergie, qui a, selon nous toute l'information nécessaire pour faire des prévisions en ce domaine. Comme l'hypothèse de EEA nous apparaît contradictoire avec les projets d'expansion de l'exploitation des sables bitumineux mentionnés par l'Office national de l'énergie, elle devrait être davantage soutenue pour pouvoir être retenue.

La Figure 16 montre la variation entre l'offre et la demande de gaz naturel au Canada et aux États-Unis entre 2004 et 2006. Les variations les plus importantes sont toutes situées dans les bassins de production de gaz naturel. Au Canada, on remarque que le BSOC a enregistré une faible augmentation de l'offre (en bleu) mais une augmentation majeure de la demande (rouge). Aux États-Unis, les bassins des Rocheuses et du Golf du Mexique ont ajusté leur production pour répondre au déplacement de la demande. Notez qu'il y a eu une importante réduction de la demande et de la production dans le Golf du Mexique dans l'intervalle en raison des ouragans que cette région a connus en 2005.

## Raison d'être du projet

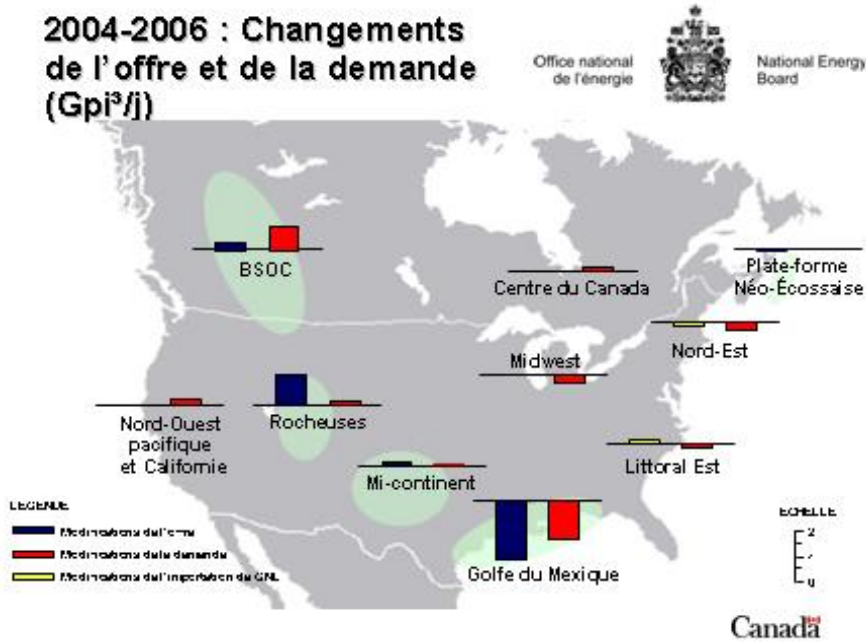


Figure 16 : modifications de l'offre et de la demande de gaz naturel au Canada et aux États-Unis entre 2004 et 2006

L'ajout de terminaux méthaniers sur la côte Est et Ouest du continent vise à combler une partie importante du déficit de l'offre par rapport à la demande de gaz naturel. L'ensemble des projets actuels permettrait d'ajouter plus de 60 Gpi<sup>3</sup>/j soit plus de 4 fois les besoins prévus en 2020. Il y a donc suffisamment de projets proposés ce qui permet aux autorités réglementaires de choisir les projets qui pourront voir le jour si nous continuons de faire abstraction de nos responsabilités face aux changements climatiques.

### Comment combler le « déficit » d'ici à 2020



### Comment combler le « déficit »?

- GNL
- Alaska
- Côte américaine
- Régions pionnières du Canada
- Ressources canadiennes non classiques
- Gaz méthanier
- Conservation

Canada

Figure 17 : Ajouts de gaz naturel en Amérique du Nord

Le lien entre le projet Rabaska en tant que tel et un projet d'exploitation des sables bitumineux spécifique n'a pu être identifié. C'est-à-dire que nous ne pouvons affirmer qu'un des partenaires de Rabaska a des intérêts directs dans l'un des projets albertains de production de pétrole à partir des sables bitumineux. Par contre Enbridge est directement impliquée dans plusieurs projets puisque c'est elle qui opère et développe le réseau de pipeline nécessaire à l'exportation du pétrole brut vers les raffineries de même que les produits légers servant à la fabrication du pétrole synthétique.

D'ailleurs Enbridge prévoit mettre en service le pipeline Waupisoo, qui desservira le plus important projet d'exploitation des sables bitumineux actuellement en construction au Canada, soit le projet Horizon de Canadian Natural Resources Limited (CNRL) dans la région de Fort McMurray.

En investissant dans le projet Rabaska, Enbridge favorisera la libération de gaz naturel ce qui profitera à CNRL et pourrait ainsi accroître le volume de pétrole produit et transporté. Enbridge profiterait donc du projet Rabaska par les « deux bouts du tuyau » : plus de pétrole transitant par son réseau de pipeline, pourra bénéficier de 30% de la capacité de liquéfaction du terminal de Rabaska en plus de percevoir 1/3 des bénéfices d'opération du projet.

L'AQLPA a questionné le promoteur de Rabaska au sujet du lien entre les sables bitumineux et le projet d'importation de gaz naturel liquéfié. Les questions et les réponses de monsieur Kelly, sont les suivantes :

*« la première question qui s'adresse au promoteur, est-ce que les promoteurs du projet Rabaska reconnaissent un lien entre leur projet et l'augmentation de la production de pétrole provenant des sables bitumineux de l'Alberta et une pression importante sur la disponibilité du gaz naturel au Canada, et donc au Québec également.*

## Raison d'être du projet

### **La réponse de monsieur GLENN KELLY :**

*Non, on ne reconnaît pas de lien entre notre projet et l'augmentation de la capacité de produire du pétrole au Canada.*

*On reconnaît toutefois que les sables bitumineux vont potentiellement utiliser du gaz naturel dans leur schéma de production.*

*Mais s'il n'y avait pas Rabaska, et encore une fois on est au bout du réseau, dépendant des approvisionnements de l'Ouest canadien, on serait encore dans une position plus vulnérable, sans Rabaska, avec le développement des sables bitumineux et le gaz naturel de l'Ouest canadien qui desservirait ces projets au lieu du Québec et de l'est de l'Ontario.*

### **Intervention du président de la commission :**

*Mais la question, quand même, j'aimerais, vous me permettez monsieur Bélisle de continuer la question, il y a quand même en toute logique, si le marché du projet Rabaska est l'Ontario, et dans la mesure où ça comble un besoin pour l'Ontario côté gaz naturel, ça libère une capacité quand même dans l'Ouest qui pourrait être utilisée dans le développement des sables bitumineux. C'est comme un raisonnement possible aussi, non ?*

### **La réponse de monsieur Glenn Kelly :**

*Oui, c'est ce qu'on a démontré dans l'étude, compte tenu qu'on va déplacer une partie du gaz provenant de l'Ouest canadien, on en libère une partie qui peut aller dans d'autres marchés, qui peut aller desservir les sables bitumineux.*

*Mais regardons aussi l'autre côté de la médaille, c'est-à-dire s'il y a pas Rabaska, est-ce que le gaz qui vient au Québec présentement, et qui nous empêche de brûler d'autres formes d'énergie telles le mazout lourd, est-ce que ce gaz va toujours venir et est-ce qu'il va toujours être disponible à un coût concurrentiel avec ces autres formes d'énergie au Québec.*

La réponse de monsieur Kelly nous laisse très songeurs, et ce, à plusieurs niveaux. Premièrement, que Rabaska n'admette pas de lien entre le projet et la production des sables bitumineux est en parfaite contradiction avec les études de l'Office national de l'énergie et les données sur les niveaux de production et de consommation du gaz naturel au Canada. Depuis au moins l'année 2001, les projets de terminaux d'importation de GNL au Canada représentent une alternative pour satisfaire à la demande croissante et à l'atteinte de la maturité des sources conventionnelles de gaz naturel.

Deuxièmement, les sables bitumineux ne vont pas « *potentiellement utiliser du gaz naturel dans leur schéma de production* », le gaz naturel est actuellement le meilleur combustible utilisé dans la production des sables bitumineux. De plus, les autres sources d'approvisionnement en gaz naturel ou en vapeur sont encore à l'état de projets ou d'éventualités. Il est faux de prétendre « qu'éventuellement » le gaz sera utilisé dans la production de pétrole, c'est ce qui est prévu par les promoteurs<sup>50</sup>, les gouvernements et les autorités réglementaires.

Troisièmement, est-il envisageable que les sables bitumineux privent les ontariens et les québécois de l'accès au gaz naturel. En d'autres termes,

<sup>50</sup> Référence : Rabaska, T2, Annexe G, p. 61

pouvons-nous légitimement croire que les gouvernements fédéral et provinciaux permettraient que le gaz naturel ne soit plus acheminé dans l'Est du pays et que le chauffage de près de 75% des résidences et commerces en Ontario soit menacé ? L'exploitation des sables bitumineux ne peut être priorisée au détriment d'un besoin aussi essentiel. D'ailleurs, le rôle du gouvernement fédéral consistant à favoriser le développement de l'ensemble des régions du pays lui donne toute la latitude nécessaire pour éviter qu'une province, en l'occurrence l'Alberta, soit favorisée au détriment des autres. Nous estimons que l'appropriation actuelle des réserves de gaz naturel pour la production de pétrole à des fins d'exportation crée déjà une situation très tendue sur les prix du gaz naturel et qu'il y a lieu d'avoir une réflexion importante sur l'opportunité de développer ou non cette industrie considérant son effet environnemental, ses émissions de gaz à effet de serre et l'accélération de l'épuisement du combustible le plus propre pour produire un combustible plus polluant.

Enfin, le gaz naturel n'empêche absolument pas le recours à des combustibles plus polluants. La seule chose qui empêche ou freine l'utilisation de combustibles polluants ou plus émetteurs de gaz à effet de serre est la réglementation environnementale. Le prix du combustible est actuellement déterminé par le marché et la concurrence entre les énergies, pas en raison de leur effet sur l'environnement. Si le coût du gaz naturel devait augmenter au point de le rendre inabordable, ce serait aussi le cas du pétrole puisque les prix de ces deux formes de combustibles sont étroitement liés. De plus, comme le gaz naturel est actuellement nécessaire à la production du pétrole, son prix influe sur la production, la rentabilité des projets et par conséquent sur le prix du baril qui est lui-même dépendant d'une variété d'autres facteurs.

Il ressort que vu la meilleure efficacité économique à limiter les opérations de transformation d'une même forme d'énergie (gaz-pétrole-mazout-électricité-chauffage versus gaz-électricité-chauffage ou gaz-chauffage), nous croyons qu'il y aura toujours un avantage économique à utiliser le gaz par rapport au mazout lorsque les deux sont disponibles. Il existe certaines distorsions induites par le bunker puisqu'il est un sous-produit mais les normes environnementales, principalement au chapitre de la qualité de l'air et éventuellement de la taxe sur le carbone corrigent ces distorsions. Elles pourraient même favoriser le gaz, même s'il devait être plus dispendieux. La véritable question est celle-ci : est-ce qu'une autre forme d'énergie peut être utilisée à meilleur coût ? La réponse est oui !

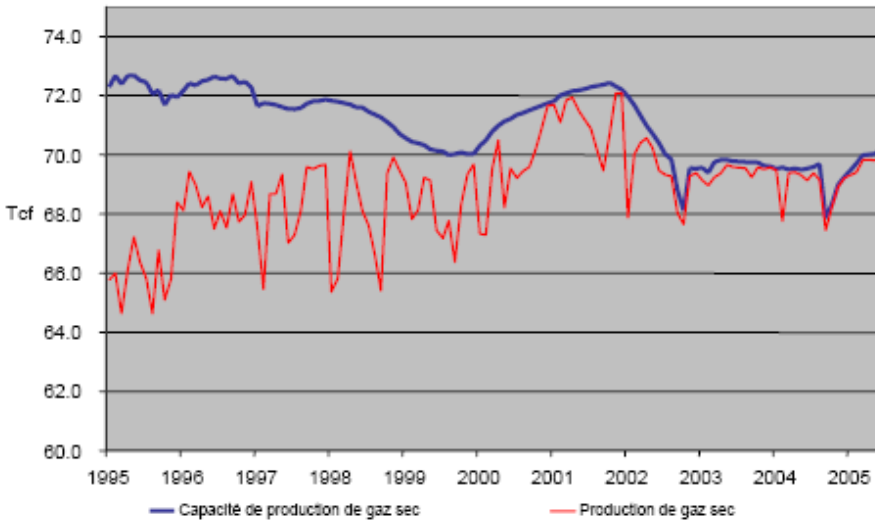
Notre analyse de l'étude d'impact de Rabaska et des informations sur l'exploitation des sables bitumineux montre que la consommation de gaz naturel de ce secteur est très considérable. Tant l'extraction du pétrole des sables bitumineux que la valorisation du pétrole et même son raffinage consomment du gaz naturel. Malgré l'amélioration de l'efficacité énergétique globale qui conduit à une réduction de l'intensité de la consommation de gaz naturel par baril, la croissance plus rapide de la production conduit à une augmentation nette de la consommation.

Cependant la l'atteinte de la capacité de production en Amérique du Nord a eu pour effet de faire plafonner la production de pétrole à partir des sables bitumineux. Il ne s'agit pas là du seul élément qui a conduit à cette situation mais la Figure 18 et la Figure 19 illustrent tout de même le lien.



## Raison d'être du projet

### Production nord-américaine de gaz sec. Capacité de production de gaz sec



51

Figure 18 : Resserrement de la capacité de production

La capacité de production excédentaire est pratiquement inexistante depuis l'an 2000. La production de pétrole des sables bitumineux plafonne à 949 000 barils par jour<sup>52</sup> en moyenne entre 2003 et 2005.

#### Production projetée dans la région des sables bitumineux

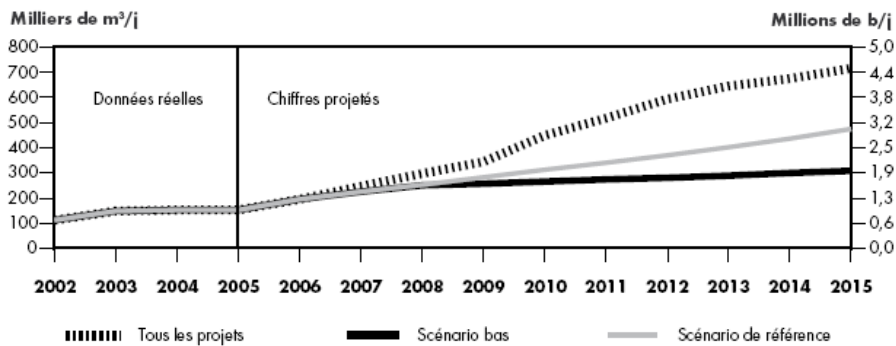


Figure 19 : production de pétrole des sables bitumineux

Rabaska a négligé d'évaluer comment l'industrie du pétrole pourrait réagir à une augmentation de la disponibilité de gaz mais précise que « le projet Rabaska entraînera une augmentation des exportations de gaz du BSOC (de l'ordre de 189 PJ/an) »<sup>53</sup> ce qui ne correspond pas à la tendance qui est plutôt à l'effet que le Canada exporte davantage de pétrole et réduit ses exportations de gaz naturel comme le montre le Tableau 11 :

<sup>51</sup> Source : Rabaska, T2, Annexe G, p. 28

<sup>52</sup> Référence : données numériques de la figure 3.3 de ONE2006, p. 14

<sup>53</sup> Source : Rabaska, T3, V1, p. 6.23

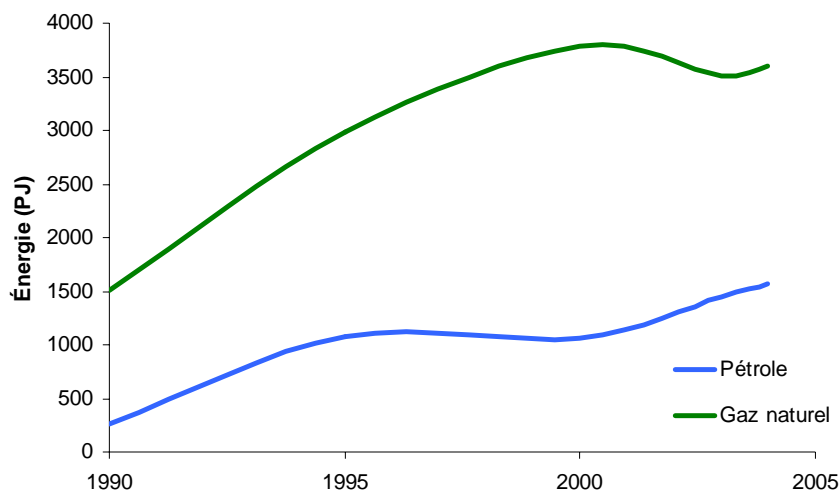
TABLEAU S-4 : Pétrole brut : Tendances de la production, des exportations nettes et des émissions de GES de 1990 à 2004						TABLEAU S-5 : Gaz naturel : Tendances de la production, des exportations nettes et des émissions de GES de 1990 à 2004					
Pétrole brut	1990	1995	2000	2003	2004	Gaz Naturel	1990	1995	2000	2003	2004
Production intérieure (PJ)	3562	4170	4669	5427	5648	Production intérieure (PJ)	4184	6129	7060	7065	7136
Croissance depuis 1990	S/O	17%	31%	52%	59%	Croissance depuis 1990	S/O	47%	69%	69%	71%
Énergie exportée (PJ)	1526	2466	3227	3596	3783	Énergie exportée (PJ)	1537	3011	3846	3876	4015
Croissance depuis 1990	S/O	62%	111%	136%	148%	Croissance depuis 1990	S/O	96%	150%	152%	161%
Exportations nettes d'énergie (exportations moins importations) PJ	256	1070	1067	1452	1572	Exportation nette d'énergie (PJ)	1513	2985	3785	3506	3600
Croissance depuis 1990	S/O	318%	316%	466%	513%	Croissance depuis 1990	S/O	97%	150%	132%	138%
Émissions associées aux exportations nettes (Mt éq. CO <sub>2</sub> )	8.8	17.8	16.5	20.7	22.0	Émissions associées aux exportations nettes (Mt éq. CO <sub>2</sub> )	12.7	25.1	31.1	25.6	25.9
Croissance depuis 1990	S/O	102%	87%	135%	150%	Croissance depuis 1990	S/O	98%	145%	101%	104%
Note :						Note :					
S/O = sans objet						S/O = sans objet					

54

Tableau 11 : Production et des exportations de combustibles fossiles du Canada entre 1990 et 2004

La Figure 20 présente l'évolution de la production et des exportations nettes de pétrole et de gaz naturel :

### Tendance des exportations canadiennes de combustibles



55

Figure 20 : Exportation canadiennes de combustibles

Les exportations de gaz naturel ont atteint un sommet en 2000 et plafonnent depuis alors que les exportations de pétrole ont connu une croissance. Les conditions qui provoquent cette situation sont certes complexes mais, avec le récent reportage de Radio Canada sur la demande de pétrole aux États-Unis, nous pensons que le Canada poursuivra d'exporter davantage de

<sup>54</sup> Source : Environnement Canada, Rapport d'inventaire national 1990-2004, 2006, p. 12 et p. 13

<sup>55</sup> Source : Environnement Canada, Rapport d'inventaire national 1990-2004, 2006, p. 12 et p. 13

# Émissions atmosphériques et alternatives au projet Rabaska

## Raison d'être du projet

pétrole même si cela implique une réduction des livraisons de gaz naturel. Pour l'AQLPA, les tendances opposées des exportations de pétrole de observées depuis l'an 2000 devraient se poursuivre.

**Nous demandons que soit évalué l'effet du projet sur l'utilisation du gaz qui sera libéré dans l'ouest canadien. Nous invitons la Commission à demander aux gouvernements fédéral et provinciaux d'élaborer d'une stratégie énergétique nationale visant à maximiser l'efficacité de l'utilisation globale de l'énergie au pays.**

**Une stratégie énergétique globale est nécessaire pour permettre à l'ensemble des régions du pays de contribuer à la réduction des émissions de gaz à effet de serre tout en assurant une équité dans les efforts et les investissements nécessaires.**

### 3.7.1. Évaluation de la production de pétrole pouvant être attribuable à l'effet du projet Rabaska

Le projet Rabaska, avec sa capacité de regazéification de 500 Mpi<sup>3</sup>/j aura pour effet de libérer une quantité quasi équivalente dans l'Ouest canadien. Le tableau 22 de l'étude de EEA<sup>56</sup> présente l'effet du projet sur les débits des gazoducs reliés aux marchés desservis par le projet. Il en ressort une réduction de 440,3 Mpi<sup>3</sup>/j en moyenne entre 2010 et 2025. Si on suppose que 92% du gaz naturel provenant de Rabaska remplace du gaz provenant de l'Ouest canadien, c'est 460 Mpi<sup>3</sup>/jour qui seraient libérés, principalement en Alberta.

#### Utilisation du gaz naturel livré au terminal Rabaska

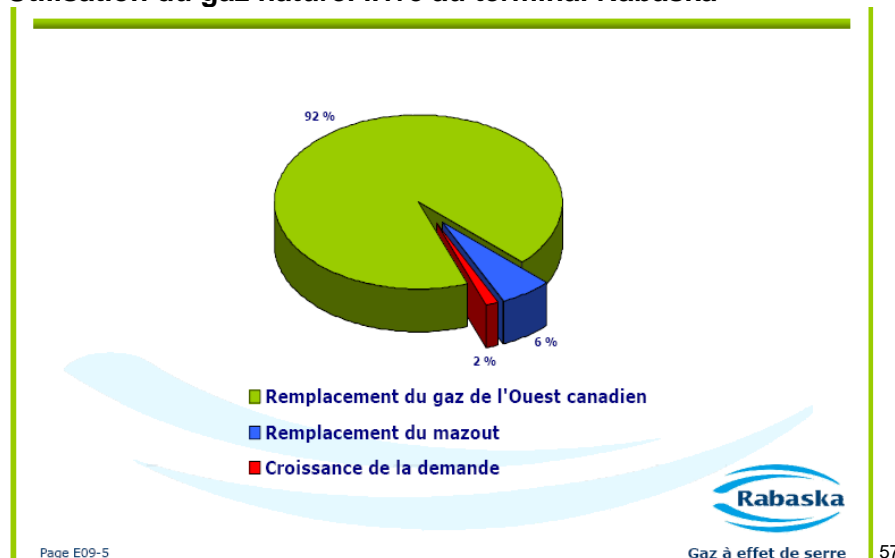


Figure 21 : Utilisation du gaz naturel livré par Rabaska

En faisant l'hypothèse que tout le gaz libéré dans l'ouest serait utilisé pour la production de pétrole à partir des sables bitumineux et en supposant que ce

<sup>56</sup> Rabaska, Étude d'impact sur l'environnement, Tome 2, Annexe G, p.91

<sup>57</sup> Source : Rabaska, présentation DA36\_1-8, Page E09-5.

volume libéré est de 440 Mpi<sup>3</sup>/jour, la production supplémentaire de pétrole pouvant être mise en marché serait de 440 000 barils par jour. Les émissions de gaz à effet de serre seraient dues à cette production seraient considérables, soit 11,7 millions de tonnes par année. Nous traitons plus en détail de cet aspect au chapitre 7.2.2.

*La réduction des émissions aux États-Unis reflète le fait que le projet Rabaska entraînera une augmentation des exportations de gaz du BSOC (de l'ordre de 189 PJ/an) et que le gaz supplémentaire ainsi disponible y déplacera des combustibles plus polluants (mazout et possiblement charbon).*

Référence : T3, V1 P.6.23

Pour nous, l'hypothèse que les volumes de gaz libérés dans l'ouest canadien seront exportés aux États-Unis à hauteur de 189 PJ/an n'est tout simplement pas réaliste.

Notez que 189 PJ/an c'est l'énergie dégagée par la combustion d'environ 174 Gpi<sup>3</sup> par an, soit 95% des importations de gaz naturel de Rabaska. Ceci correspond pratiquement à ce qui est représenté dans la répartition graphique de l'utilisation du gaz présentée au cours des audiences.

Cette affirmation de Rabaska contredit les projections de l'Office national de l'énergie et les prévisions d'approvisionnement en gaz naturel du Département de l'énergie des États-Unis<sup>58</sup>.

### *Perspectives*

*La croissance rapide des aménagements dans la région des sables bitumineux du Canada devrait normalement se poursuivre. Cependant, certains problèmes et incertitudes sont associés à la mise en valeur de la ressource. Le rythme des travaux dépendra de l'atteinte d'un équilibre entre les forces s'opposant à cet égard. Les prix élevés du pétrole, la reconnaissance internationale, les inquiétudes géopolitiques, la croissance de la demande de produits pétroliers à l'échelle mondiale, la taille des réserves et la proximité de l'important marché américain ainsi que le développement éventuel d'autres marchés sont autant de facteurs favorables aux aménagements. À l'inverse, les coûts du gaz naturel, l'écart élevé des prix du pétrole léger/lourd, la gestion des émissions atmosphériques et de l'utilisation de l'eau et la pénurie de main-d'oeuvre ainsi que d'infrastructures et de services pourraient faire obstacle à la mise en valeur de la ressource.*

*Office national de l'énergie, Les sables bitumineux du Canada Perspectives et défis jusqu'en 2015 : mise à jour p. xi*

Il ressort de l'étude de l'Office national de l'énergie que la disponibilité de volumes importants de gaz naturel à un prix acceptable est un facteur déterminant de la croissance de l'exploitation des sables bitumineux.

---

<sup>58</sup> La version finale de ce rapport présentera en annexe des extraits des prévisions américaines de la consommation et des approvisionnements en gaz naturel.

## Le marché du gaz naturel

### 4. LE MARCHÉ DU GAZ NATUREL

Rabaska entend réaliser le projet de terminal méthanier pour satisfaire à long terme les besoins énergétiques du Québec et de l'Ontario. Cependant les interconnexions des réseaux gaziers en Amérique du nord font en sorte que tout volume injecté dans un réseau a un effet sur les autres réseaux. Même dans le cas où le gaz injecté dans le réseau à Lévis ne traverserait pas la frontière avec les États-Unis, il aura pour effet de libérer des ressources actuellement consommées dans les marchés visés par Rabaska. C'est donc le gaz libéré qui sera utilisé dans d'autres marchés ce qui revient exactement au même que d'augmenter les volumes disponibles ailleurs en Amérique du Nord. De plus, le gaz naturel est déjà présent dans ces marchés et selon Ressources naturelles Canada [G], les réserves canadiennes et états-uniennes de gaz sont encore importantes<sup>59</sup> :

*« Les ressources fondamentales totales restantes en gaz naturel des États-Unis, réserves prouvées y compris, totalisent  $1\,620 \times 10^{12}$  pi<sup>3</sup>. Si l'on tient des niveaux de production intérieure de 2004, les États-Unis disposent de suffisamment de gaz naturel pour répondre à leurs besoins durant 86 ans environ.*

*Selon les estimations formulées par l'ONÉ et l'ACPP, le Canada possède encore des ressources fondamentales totales en gaz naturel, réserves prouvées y compris, de  $594 \times 10^{12}$  pi<sup>3</sup>. Compte tenu des niveaux de production intérieure de 2004, le Canada pourrait subvenir à ses besoins en gaz naturel pendant environ 100 ans. »*

L'estimation des réserves canadiennes est très proche de celle présentée dans le rapport *Natural Gas Potential in Canada* du *Canadian Gas Potential Committee* qui estime les réserves canadiennes de gaz de houille à 528 Tpi<sup>3</sup>. Pour sa part, l'Association canadienne du gaz [H] estimait en 2003 à 575 Tpi<sup>3</sup> les réserves de gaz naturel au Canada<sup>60</sup>; soit l'équivalent de 90 ans de production au rythme actuel.

**Les réserves canadiennes de gaz naturel permettent de soutenir le niveau de consommation actuel pour une période de 90 ans**

*« En 2003, les réserves prouvées du Canada étaient de 59 billions de pieds cubes (TCF) : 9 fois la production annuelle du pays et 19 fois la consommation [...].*

*En plus des réserves prouvées, le Canada possède des ressources dites « découvertes », dans des gisements connus et forés, qu'on pourrait exploiter par les moyens conventionnels, mais trop loin des gazoducs pour qu'on puisse commercialiser leur production. [...]*

*Les réserves prouvées et découvertes du pays font donc 33 fois la production annuelle et 68 fois la consommation. Les ressources découvertes deviendront graduellement des ressources prouvées à mesure qu'on les raccordera aux gazoducs existants ou à de nouveaux gazoducs.*

*Les ressources « non découvertes » [...], catégorie [à laquelle] appartient la majeure partie des réserves canadiennes de gaz enfouies dans des gisements de houille, dans certains gisements profonds du bassin sédimentaire de l'Ouest, dans des gisements côtiers, à l'Est comme à l'Ouest, et dans des gisements*

<sup>59</sup> Gaz naturel canadien – Revue de 2004 et perspectives jusqu'à 2020, [G], p.9

<sup>60</sup> Marché du gaz naturel – Rapport sur l'offre, [H], p.2 (en français)

*arctiques. Ensemble, ces ressources font 365 TCF de plus, ce qui porte les réserves totales à 575 TCF ou 90 ans de production au rythme actuel. »*

Il semble donc que l'approvisionnement canadien en gaz naturel ne soit pas près d'être interrompu en raison de l'épuisement de la ressource. La durée prévisible de l'exploitation des réserves canadiennes de gaz serait donc pratiquement équivalente à la perspective d'exploitation des ressources mondiales.

L'étude d'impact sur l'environnement ne présente pas de données ou d'études qui démontrent que les réserves canadiennes pour cette ressource diffèrent de ce que les références citées affirment. Nous ne contestons pas le fait que les ressources du BSOC diminuent et finiront par être épuisées. Simplement, il semble que la perspective de cet épuisement semble relativement lointaine et similaire à la perspective de production des ressources mondiales.

### 4.1. Le marché nord-américain, parallèle au marché mondial

En 2004, le gaz naturel fournissait 23,7%<sup>61</sup> de toute l'énergie consommée mondialement. La Figure 22 présente l'évolution de la consommation mondiale d'énergie.

#### Consommation d'énergie par type En tonne de pétrole équivalent

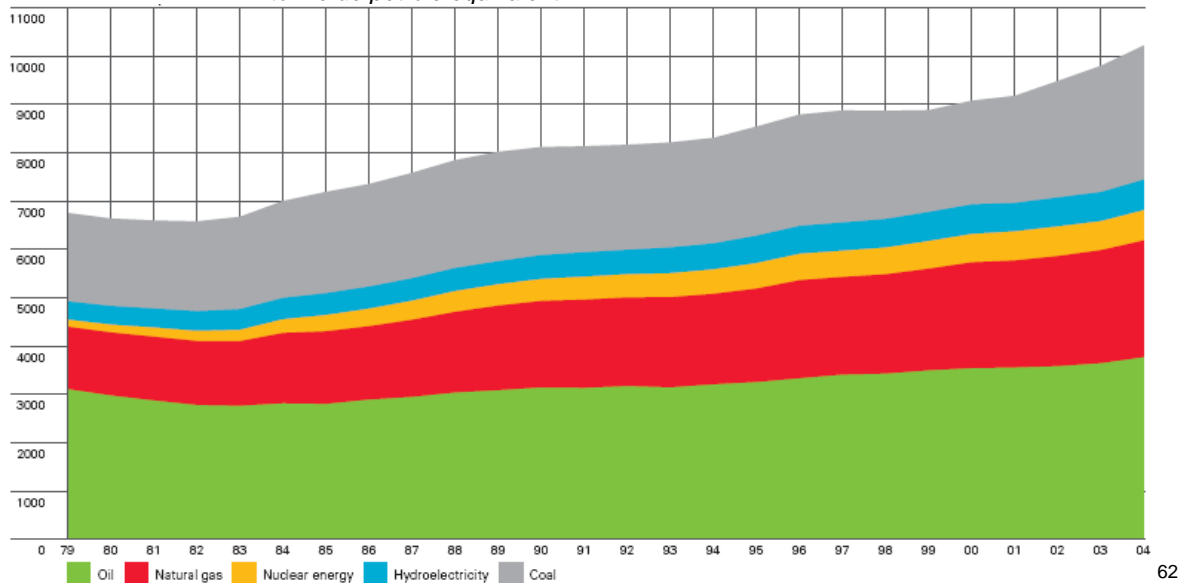


Figure 22 : Consommation mondiale d'énergie

La consommation du gaz naturel a connu une accélération de la croissance et de la consommation en 2004 (3,3%). Cependant, la croissance de la demande aux États-Unis a été très faible (0,2%) en raison des prix élevés du gaz naturel sur le marché américain comparé aux autres formes d'énergie.

<sup>61</sup> [F.] p. 38

<sup>62</sup> Source : BP2005

# Émissions atmosphériques et alternatives au projet Rabaska

## Le marché du gaz naturel

Aux États-Unis et au Canada, le gaz naturel assure environ le quart<sup>63</sup> de la demande en énergie. Le Tableau 12 présente la répartition des sources d'énergie consommées aux États-Unis et au Canada.

Portefeuille énergétique du Canada et des États-Unis					
	Pétrole	Gaz naturel	Charbon	Nucléaire	Hydroélectricité
États-Unis	40,2%	25,0%	24,2	8,1%	2,6%
Canada	32,4%	26,2%-	9,9	6,7%	24,8%
Monde	36,8%	23,7%	27,2%	6,1%	6,2%

Tableau 12 : Portefeuille énergétique du Canada et des États-Unis

Le portefeuille énergétique des États-Unis ressemble davantage au reste du monde que celui affiché par le Canada. En fait, la différence la plus remarquable est l'inversion générale des portions assumées par l'hydroélectricité et par le charbon. Cette proportion avantageuse de l'énergie renouvelable réduit considérablement le potentiel de substitution des énergies plus polluantes.

Nous présentons la similitude du portefeuille énergétique américain avec le reste du monde dans le but de faire ressortir que les solutions envisagées au niveau de la substitution énergétique aux États-Unis sont applicables globalement. C'est-à-dire que la stratégie empruntée aux États-Unis risque fort d'être reproduite ailleurs.

Or, si le gaz naturel occupe une trop grande place dans cette stratégie de transition énergétique, il y a fort à parier que de nombreuses régions du monde cherchent à obtenir cette forme d'énergie. Cette situation aurait pour effet d'accroître la pression à la hausse sur les prix de cette ressource et pourrait aussi entraîner des conflits.

Cette problématique n'a pratiquement aucune chance de se produire si la transition énergétique nécessaire repose sur les ressources disponibles sur le territoire américain. Le Canada et le Québec peuvent jouer un rôle dans la transition énergétique aux États-Unis puisque les réseaux énergétiques sont fortement intégrés et que nous pouvons choisir les filières que nous entendons développer de manière prioritaire.

Puisque dans une stratégie de réduction des émissions de gaz à effet de serre, les formes les plus profitables en terme de réduction des émissions offrent encore un potentiel de développement important il nous apparaît beaucoup plus intéressant de favoriser les conditions qui permettent d'en maximiser les avantages. Pour nous, il est globalement plus avantageux que le gaz naturel soit à un prix le plus élevé possible puisqu'il est très largement utilisé dans la production d'électricité de nos voisins les plus près et pratiquement pas utilisé à cette fin ici. L'augmentation du prix du gaz naturel permet d'accroître les revenus tirés de l'exportation d'électricité.

D'ailleurs, les revenus tirés des exportations québécoises d'électricité ont connu une hausse significative à partir de 1996 et connaît des sommets depuis 2000 et 2001. Une éventuelle réduction des prix du gaz naturel pourrait entraîner une réduction de la rentabilité des exportations d'énergie québécoises. L'ensemble des québécois pourrait s'en trouver pénalisés puisque les dividendes versés par Hydro Québec seraient moins

**Rabaska pourrait entraîner une réduction des dividendes versés au gouvernement par Hydro Québec au**

<sup>63</sup> D'après les données de 2004,

importantes en plus de réduire le niveau de réduction des émissions de gaz à effet de serre qui auraient atteint autrement.

La Figure 23 présente la hausse des revenus tirés des exportations d'électricité.

### Revenus et exportations nettes d'électricité entre 1981 et 2005 au Québec

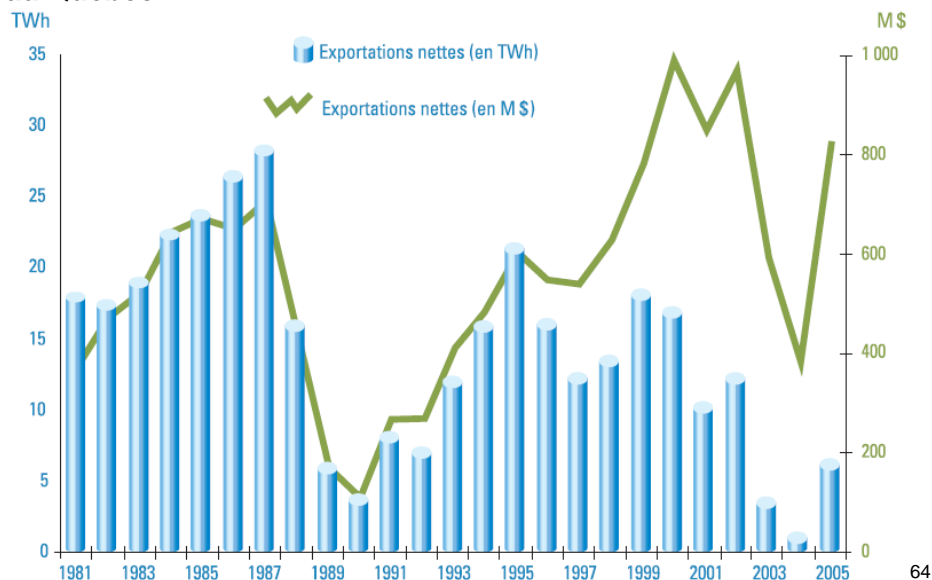


Figure 23 : Revenus et niveau d'exportation nets d'électricité au Québec 1981-2005

Nous tenons également à souligner que la réduction des revenus tirés de l'exportation d'électricité réduit notre capacité à investir dans des mesures d'efficacité énergétiques, le développement de nouvelles sources d'approvisionnement et les nouvelles filières.

Nous convenons que Rabaska n'est pas le seul projet susceptible d'avoir un impact sur les prix de l'énergie aux États-Unis et que la réalisation ou non de ce projet spécifique n'aura pratiquement pas d'effet au niveau global. Cependant, la proximité des états de la Nouvelle-Angleterre, qui dépendent beaucoup du gaz naturel pour la production d'électricité, pourrait tout de même permettre d'observer une réaction régionale des prix de l'électricité suite à la mise en service d'un terminal méthanier desservant la région.

<sup>64</sup> Source : ministère des Ressources naturelles et de la Faune, La stratégie énergétique du Québec 2006-2015, 2006, p. 21



## Le marché du gaz naturel

### 4.2. *L'effet du projet Rabaska sur les prix du gaz naturel*

L'effet du projet Rabaska sur les prix du gaz naturel est issu d'une modélisation qui ne peut tenir compte de l'ensemble des facteurs influençant les prix du gaz naturel pas plus qu'il ne considère les fluctuations des prix des autres combustibles.

La grande instabilité qui caractérise les prix des combustibles fossiles et particulièrement du pétrole et du gaz naturel induit une marge d'erreur très significative sur les prévisions des prix et du comportement du marché.

D'ailleurs, l'EIA avait sous-estimé d'environ 40% le prix du pétrole dans ses projections annuelles de 2005 et a dû hausser l'ensemble de ses prévisions du prix du pétrole d'environ 20\$ US en 2006.

Même si la réduction du prix prévue par EEA en raison du projet Rabaska se produisait effectivement et que les conditions de stabilité des prix s'avéraient, les prix des autres combustibles pourraient varier de manière à réduire voire annuler l'attrait pour le gaz naturel provoqué par la plus grande disponibilité du gaz. En effet, le mazout lourd et léger est un concurrent direct du gaz naturel dans certains marchés et les producteurs, les distributeurs et les autres intervenants impliqués dans la commercialisation de ce combustible risquent de réagir à la concurrence accrue du gaz naturel.

Le secteur de la production d'électricité a lui aussi une certaine marge de manœuvre quant à l'utilisation du combustible le moins cher en modulant la production des centrales au charbon ou au gaz naturel. Il leur est donc possible de recourir davantage au charbon si le prix du gaz naturel devient trop élevé et réduit la rentabilité des centrales les moins polluantes. Cet avantage est purement comparatif, c'est-à-dire que ce n'est pas le prix du combustible qui importe mais la différence entre les prix des combustibles impliqués.

Dans le cas où il y aurait effectivement une différence de prix favorisant une plus grande utilisation du gaz naturel, la capacité de production de charbon deviendrait de plus en plus excédentaire par rapport à la demande, les stocks pourraient augmenter si la production n'est pas ralentie proportionnellement à la réduction de la demande. Cette augmentation de l'écart entre l'offre et la demande de charbon en faveur de l'offre conduira à une réduction des prix du charbon qui favorisera la demande de charbon. Ceci provoquera une nouvelle situation d'équilibre où il est possible que le niveau de production d'électricité à partir du gaz soit équivalent à ce qu'il était avant la réduction du prix du gaz naturel.

La modification de la production d'électricité du charbon vers le gaz naturel est limitée par la capacité excédentaire de production d'électricité et elle n'est pas uniforme entre les creux et les pointes de consommation d'électricité. Cette variation est aussi freinée par les impacts économiques régionaux de la réduction de la production du charbon ce qui se traduit inévitablement par des pertes d'emplois dans ce secteur. De plus, le recours au gaz naturel importé pour produire de l'électricité contribue au déficit de la balance commerciale des États-Unis et s'oppose à la volonté de réduire la dépendance face aux combustibles importés du moyen-orient. Des pressions politiques et économiques sont donc susceptibles d'être exercées



<sup>65</sup> Source : Rabaska, Complément d'information en réponse à certaines interrogations formulées au cours de la séance du 15 décembre 2006 en avant-midi, transparent 5, BAPE : DA41

sur les intervenants pour minimiser les conséquences de cette variation dans l'utilisation des combustibles pour la production d'électricité. Nous faisons remarquer que les mêmes contraintes freinent le déploiement des efforts pour lutter contre les bouleversements climatiques.

### 4.3. Les utilisations du gaz naturel

Le gaz naturel a de nombreux usages autres que le seul chauffage des bâtiments ou la production d'électricité. L'utilisation du gaz naturel est particulièrement importante dans le secteur industriel où il est utilisé comme combustible mais aussi comme matière première. Nous nous sommes intéressés au secteur de la production d'électricité et au chauffage des locaux dans notre analyse du projet Rabaska.

Nous présentons certaines données concernant le chauffage des locaux qui nous ont servi dans l'élaboration des alternatives au projet Rabaska. Au chapitre 4.3.2, nous abordons la production d'électricité grâce aux centrales au gaz naturel. Notre analyse diffère substantiellement de celle faite par Rabaska et elle a un impact direct sur la raison d'être du projet.

Finalement, nous abordons les autres usages possibles du gaz naturel et nous présentons notre vision de l'utilisation responsable de cette énergie de transition.

#### 4.3.1. Chauffage des locaux

L'électricité est la première source d'énergie pour le chauffage des résidences au Québec. En Ontario, c'est le gaz naturel qui est la première source d'énergie pour le chauffage des résidences.

Le Tableau 13 présente l'utilisation de l'énergie pour le chauffage domestique en entre 2000 et 2004 au Québec et le Tableau 14 présente les mêmes informations pour l'Ontario.

Énergies utilisées pour le chauffage domestique au Québec entre 2000 et 2004					
Énergie <sup>66</sup>	2000	2001	2002	2003	2004
Électricité GWh et %	18 827,5 35,0%	17 706,3 36,4%	19 214,3 37,4%	21 608,2 38,4%	22 075,1 38,3%
Gaz naturel GWh équivalent et %	5 547,7 10,3%	4 494,7 9,2%	4 966,4 9,7%	5 414,3 9,6%	5 340,7 9,3%
Mazout de chauffage GWh équivalent et %	12 823,9 23,9%	11 241,9 23,1%	11 018,1 21,4%	12 117,4 21,5%	12 428,0 21,6%
Bois de chauffage GWh équivalent et %	16 294,2 30,3%	14 942,7 30,7%	15 943,1 31,0%	16 923,8 30,1%	17 457,9 30,3%
Autres <sup>(1)</sup> GWh équivalent et %	264,5 0,5%	270,6 0,6%	291,5 0,6%	243,2 0,4%	276,5 0,5%

Tableau 13 : Utilisation de l'énergie pour le chauffage résidentiel au Québec.

<sup>66</sup> Source : Ressources naturelles Canada, Office de l'efficacité énergétique, Base de données complète sur la consommation d'énergie

# Émissions atmosphériques et alternatives au projet Rabaska

## Le marché du gaz naturel

Énergies utilisées pour le chauffage domestique en Ontario entre 2000 et 2004					
Énergie <sup>67</sup>	2000	2001	2002	2003	2004
Électricité GWh et %	9 631,6 11,2%	8 857,1 11,1%	8 920,8 10,6%	9 980,2 10,7%	9 967,4 11,4%
Gaz naturel GWh équivalent et %	62 221,9 72,0%	58 042,5 72,7%	61 572,0 73,4%	68 969,9 73,8%	65 483,0 74,8%
Mazout de chauffage GWh équivalent et %	8 486,8 9,8%	7 343,8 9,2%	7 597,7 9,1%	8 095,1 8,7%	5 814,8 6,6%
Bois de chauffage GWh équivalent et %	4 738,6 5,5%	4 363,6 5,5%	4 653,9 5,5%	5 062,9 5,4%	4 923,7 5,6%
Autres <sup>(1)</sup> GWh équivalent et %	1 286,6 1,5%	1 209,9 1,5%	1 167,8 1,4%	1 356,6 1,5%	1 393,8 1,6%

Tableau 14 : Utilisation de l'énergie pour le chauffage résidentiel en Ontario.

(1) « Autres » inclut le charbon et le propane.

Au Québec, les combustibles fossiles représentaient 30,9% de l'ensemble de l'énergie nécessaire au chauffage des résidences en 2004. Cette proportion est comparable à l'énergie fournie par le bois de chauffage puisqu'il fournissait 30,3% de l'énergie consommée cette même année. En Ontario, la situation est différente puisque 81,4% de l'énergie utilisée pour chauffer les résidences provient des combustibles fossiles dont 74,8% pour le gaz naturel.

Le Tableau 15 présente la consommation d'énergie du chauffage commercial au Québec entre 2000 et 2004 et le Tableau 16 présente la même information pour l'Ontario.

Énergies utilisées pour le chauffage commercial et institutionnel au Québec entre 2000 et 2004					
Énergie <sup>68</sup>	2000	2001	2002	2003	2004
Électricité GWh et %	4 510,3 15,5%	2 893,7 11,0%	2 839,1 9,8%	2 860,3 8,5%	3 721,8 11,9%
Gaz naturel GWh équivalent et %	17 769,4 61,1%	15 540,4 59,2%	16 603,3 57,3%	17 597,7 52,2%	17 338,1 55,4%
Mazouts légers et kérosène GWh équivalent et %	4 931,1 17,0%	5 579,0 21,3%	6 469,5 22,3%	7 379,6 21,9%	6 612,8 21,1%
Mazouts lourds GWh équivalent et %	659,6 2,3%	1 157,9 4,4%	1 677,2 5,8%	4 725,7 14,0%	2 315,1 7,4%
Vapeur GWh équivalent et %	0,0 0,0%	0,0 0,0%	0,0 0,0%	0,0 0,0%	0,0 0,0%
Autres <sup>(1)</sup> GWh équivalent et %	1 218,5 4,2%	1 066,3 4,1%	1 375,4 4,7%	1 126,0 3,3%	1 316,8 4,2%

Tableau 15 : Utilisation de l'énergie pour le chauffage commercial au Québec

<sup>67</sup> Source : Ibid.

<sup>68</sup> Source : Ressources naturelles Canada, Office de l'efficacité énergétique, Base de données complète sur la consommation d'énergie

Énergies utilisées pour le chauffage commercial et institutionnel en Ontario entre 2000 et 2004					
Énergie <sup>69</sup>	2000	2001	2002	2003	2004
Électricité GWh et %	3 248,1 7,8%	44,8 0,1%	982,7 2,4%	3 475,0 6,2%	4 107,1 8,2%
Gaz naturel GWh équivalent et %	14 449,7 34,6%	8 086,5 24,7%	8 476,6 20,8%	9 025,3 16,1%	11 567,3 23,1%
Mazouts légers et kérosène GWh équivalent et %	23 159,1 55,5%	22 892,3 70,0%	28 357,0 69,7%	34 290,0 61,3%	30 278,0 60,6%
Mazouts lourds GWh équivalent et %	857,1 2,1%	1 702,3 5,2%	2 859,4 7,0%	9 190,1 16,4%	4 034,3 8,1%
Vapeur GWh équivalent et %	0,0 0,0%	0,0 0,0%	0,0 0,0%	0,0 0,0%	0,0 0,0%
Autres <sup>(1)</sup> GWh équivalent et %	0,0 0,0%	0,0 0,0%	0,0 0,0%	0,0 0,0%	0,0 0,0%

Tableau 16 : Utilisation de l'énergie pour le chauffage commercial en Ontario

(1) « Autres » inclut le charbon et le propane.

Le gaz naturel est donc une source d'énergie très importante qui fournit globalement à 49,4% de l'énergie nécessaire au chauffage des locaux (moyenne entre 2000 et 2004 de la consommation totale d'énergie des secteurs résidentiels, commerciaux et institutionnels au Québec et en Ontario). Nous convenons donc qu'il est strictement impossible d'éliminer cette source d'énergie du secteur de la chauffe des locaux.

Nous pensons toutefois qu'il y a lieu d'opérer certaines modifications dans l'utilisation de l'énergie pour le chauffage des locaux. Ces orientations sont présentées au chapitre 9 qui porte sur les alternatives.

#### 4.3.2. Secteur de la production d'électricité et des Centrales au gaz naturel

Rabaska estime que la croissance annuelle moyenne du secteur de la production d'électricité connaîtra une croissance constante au Québec entre 2010 et 2025. Selon nous, cette hypothèse ne pourra se concrétiser puisque la seule centrale au gaz naturel québécoise est la centrale de TransCanada à Bécancour qui n'est pas en mesure d'augmenter la production comme le laisse croire la croissance de la demande de gaz naturel de ce secteur présentée par EEA.

En Ontario, le gouvernement a présenté un « plan équilibré pour l'avenir énergétique de l'Ontario » à l'été 2006. Ce plan prévoit la fermeture graduelle des centrales au charbon, la rénovation des centrales nucléaires et d'importantes mesures d'économies d'énergie. Le plan prévoit un rôle bien spécifique pour les centrales au gaz :

*« Le gouvernement a aussi accepté le conseil de l'Office qui estime qu'il faudrait avoir recours au gaz naturel seulement pour répondre à la demande durant les périodes de pointe dans les utilisations à haut rendement énergétique et pour assurer la fiabilité de l'approvisionnement au niveau local quand il n'y a aucun autre moyen. »*

Source : Dwight Duncan, Ministre de l'Énergie, Communiqué<sup>70</sup>, du 13 juin 2006.

<sup>69</sup> Source : Ibid.

## Le marché du gaz naturel

L'augmentation prévue de la capacité de production d'électricité à partir du gaz naturel en Ontario ne devrait pas avoir un effet d'augmenter la consommation de gaz du même ordre. En effet, le coût élevé de la production d'électricité par des centrales au gaz conjugué à la volonté du gouvernement ontarien de n'y recourir qu'en dernier recours auront pour effet de réduire le niveau moyen d'utilisation des centrales au gaz.

D'ailleurs, l'*Ontario Power Authority* présente les avantages et les inconvénients des centrales au gaz et leur rôle dans la production d'électricité :

**L'Ontario entend recourir au gaz naturel seulement en période de pointe afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement et lorsqu'il n'y a aucun autre moyen d'y parvenir.**

### *3. Gas-fired generation will play a targeted, but critical role:*

*• Gas-fired generation has a number of attractive features; it can be built quickly, can be located to relieve transmission bottlenecks, and can be used for district energy and cogeneration. It can complement wind generation in meeting demand, particularly in summer.*

*• The price of natural gas has increased four-fold in the past five years and is expected to remain high and volatile. Residential and commercial space heating and industrial processes compete for supply and several nearby jurisdictions also rely heavily on gas, all of which puts its availability at a premium or even at risk.*

*• Gas-fired generation is not recommended for base-load generation because in that role it presents risks across all three dimensions of cost, environmental impact and financial risk.*

*Together, natural gas and renewable sources can replace coal generation.*

---

<sup>70</sup> Source : Ministère de l'Énergie de l'Ontario,  
[http://www.energy.gov.on.ca/index.cfm?fuseaction=français.communique&body=yess&news\\_id=134](http://www.energy.gov.on.ca/index.cfm?fuseaction=français.communique&body=yess&news_id=134)

## Évolution prévue de la puissance installée et de la production d'électricité en Ontario

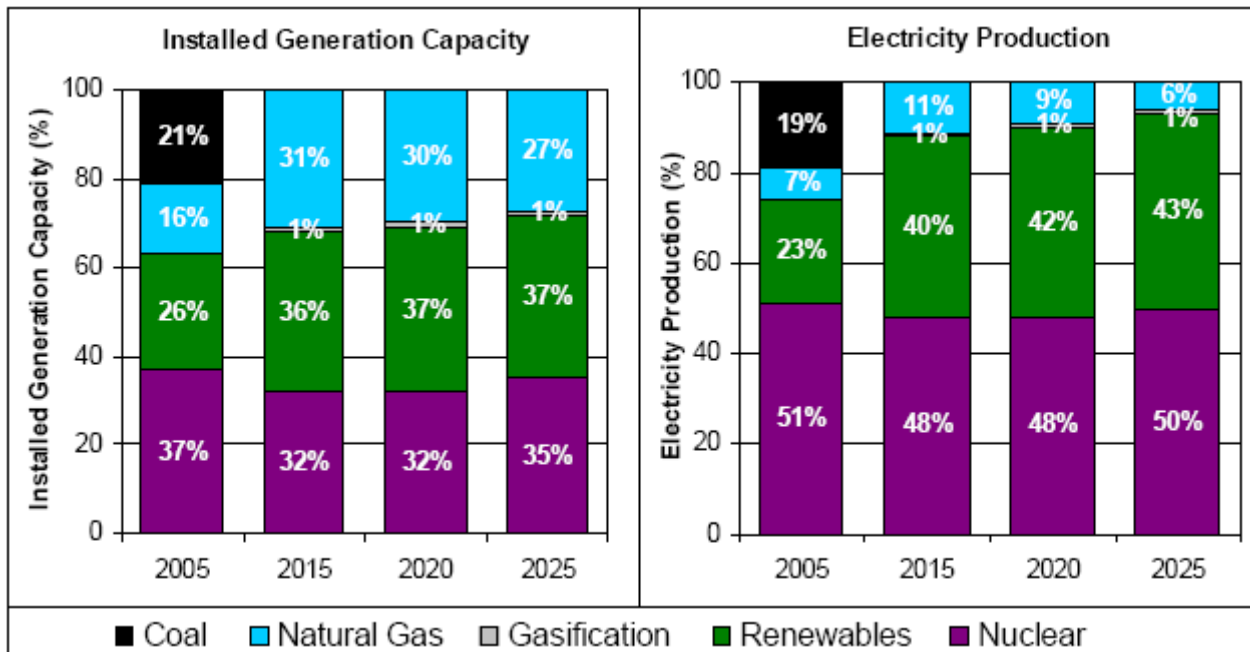


Figure 24 : Combinaison de la production d'électricité prévue au plan du gouvernement ontarien en 2025

## Évolution de la production d'électricité en Ontario entre 2005 et 2025

(TWh)	2005 (Estimate)	2015	2020	2025
Nuclear	79	76	81	89
Renewables	36	64	71	77
Gasification	0	2	2	2
Gas	11	17	15	11
Coal	29	0	0	0
Total	155	159	169	179

Tableau 17 : Évolution prévue de la production d'électricité en Ontario jusqu'en 2025

La demande du secteur de la production d'électricité en Ontario reviendra au niveau actuel en 2020 grâce aux investissements dans les énergies renouvelables.

Le scénario de remplacement des centrales thermiques au charbon du gouvernement ontarien prévoit à la fois des économies d'énergie, le développement des énergies renouvelables, la rénovation des centrales nucléaires et le recours aux centrales au gaz naturel vise à assurer la sécurité énergétique en Ontario.

Les réductions de gaz à effet de serre seront considérables et elles ne peuvent être attribuées à la substitution du charbon par le gaz naturel puisque la production d'électricité par les centrales à cycle combiné devrait retrouver le niveau de production actuel une fois la transition vers les énergies renouvelable effectuée. La Figure 25 : Prévisions du secteur de la

<sup>71</sup> Source : Ontario Power Authority, <http://www.energy.gov.on.ca/english/pdf/electricity/Part%201-1%20Supply%20Mix%20Summary.pdf>

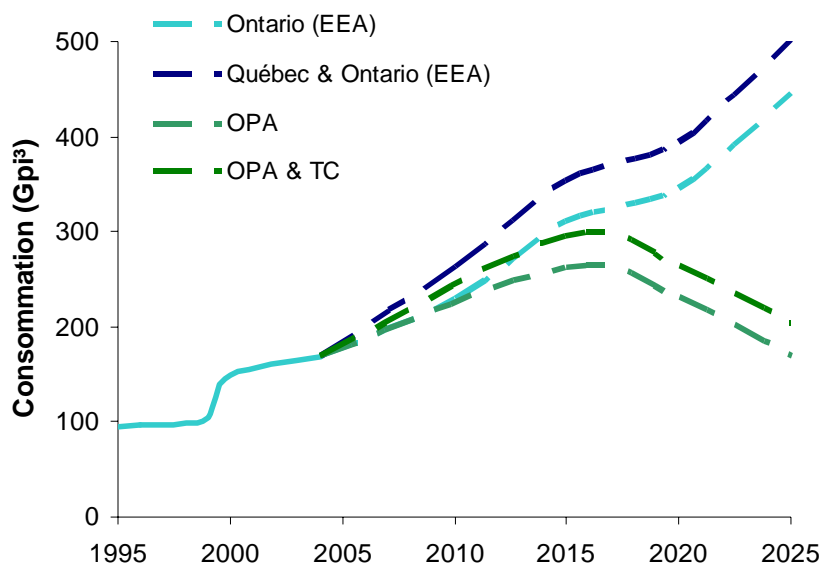
<sup>72</sup> Ontario Power Authority, Supply Mix Advice Report, décembre 2005, p. 6

# Émissions atmosphériques et alternatives au projet Rabaska

## Le marché du gaz naturel

production d'électricité au Québec et en Ontario selon EEA. Figure 25 présente la consommation attendue du secteur de la production d'électricité basée sur la politique ontarienne et l'arrêt du développement de ce secteur au Québec après la mise en service de la centrale de Bécancour :

### Prévision de la croissance du secteur de la production d'électricité selon EEA



73

Figure 25 : Prévisions du secteur de la production d'électricité au Québec et en Ontario selon EEA.

Légende :

- Ontario (EEA) : prévisions de la consommation de gaz naturel de EEA en Ontario
- Québec & Ontario (EEA) : prévisions de la consommation de gaz naturel de EEA au Québec et en Ontario
- OPA : consommations basées sur la production prévue d'électricité de l'Ontario Power Authority et la consommation de ce secteur de l'année 2004
- OPA & TC : même estimation que pour la courbe OPA mais en ajoutant la consommation annuelle prévue de la centrale de TransCanada à Bécancour.

Les prévisions de EEA et de l'Ontario Power Authority divergent de manière importante à partir de 2015. Les mesures déjà annoncées au Québec et en Ontario permettent de prévoir une croissance de la consommation de gaz naturel atteignant environ 295 Gpi³ en 2015 puis une réduction ramenant la consommation à 203 Gpi³ en 2025 (Courbe OPA & TC).

<sup>73</sup> Source des données : Rabaska, T2, Annexe G, tableau 2, p. 16 & TransCanada, Centrale de cogénération de Bécancour Étude d'impact sur l'environnement, mai 2003, p. 3-2 & Ontario Power Authority, Supply Mix Advice Report, décembre 2005, p. 6

La différence entre les scénarios est de 299 Gpi<sup>3</sup> par an. En 2025, l'hypothèse posée par Rabaska et EEA relativement au seul secteur de la production d'électricité surestime les besoins de ce secteur de 248% par rapport aux projets prévus dans les stratégies énergétiques des provinces visées par le terminal.

Nous pensons que l'hypothèse présentée par Rabaska dans l'étude d'impact n'est pas suffisamment appuyée de projets de centrales de cogénération ou de politiques annoncées de choix de développement de filières énergétiques par les gouvernements ontarien et québécois. Cette hypothèse a pour effet d'augmenter sensiblement les besoins attendus de gaz naturel ce qui renforce la justification du projet.

### **L'AQLPA demande à Rabaska de justifier les hypothèses posées quant aux besoins en gaz naturel du secteur de la production d'électricité et d'expliquer comment elles correspondent aux politiques énergétiques annoncées au Québec et en Ontario.**

Selon le rapport annuel de l'*Energy Information Administration*, la croissance de la production d'électricité des centrales au gaz naturel devrait être contenue alors que les centrales au charbon devraient connaître une croissance beaucoup plus importante :

*Electricity generation from natural-gas-fired power plants, which have relatively low capital costs and emissions levels, increased in the early years of this decade. More recently, higher fuel prices have increased the cost of natural-gas-fired generation. For example, the price of natural gas to generators jumped by 37 percent from 2004 to 2005. With natural gas prices rising after 2016 in the reference case, the natural gas share of total electricity generation drops, and both coal-fired and renewable generation increase.*

Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2006 with projections to 2030, February 2006

Le Tableau 18 est extrait de l'AEO2006 et présente les taux de croissance de la capacité de production prévue par combustible jusqu'en 2030 dans le scénario de référence :

**Table A9. Electricity Generating Capacity (Continued)**  
(Gigawatts)

Net Summer Capacity <sup>1</sup>	Reference Case							Annual Growth 2004-2030 (percent)
	2003	2004	2010	2015	2020	2025	2030	
<b>End-Use Generators<sup>11</sup></b>								
Coal .....	4.2	4.1	4.2	6.2	10.2	19.2	23.6	6.9%
Petroleum .....	0.8	1.6	1.8	1.8	2.0	1.8	1.9	0.7%
Natural Gas .....	15.7	15.8	17.7	19.6	22.1	24.5	26.7	2.0%
Other Gaseous Fuels .....	1.8	1.8	1.5	1.5	1.5	1.5	1.6	-0.5%
Renewable Sources <sup>9</sup> .....	5.3	5.4	6.6	7.1	7.7	8.4	9.9	2.4%
Other .....	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	N/A
<b>Total .....</b>	<b>28.5</b>	<b>29.3</b>	<b>32.4</b>	<b>36.9</b>	<b>44.2</b>	<b>56.3</b>	<b>64.3</b>	<b>3.1%</b>
<b>Cumulative Capacity Additions<sup>9</sup></b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>3.1</b>	<b>7.6</b>	<b>14.8</b>	<b>26.9</b>	<b>35.0</b>	<b>N/A</b>

74

*Tableau 18 : Prévisions de l'IEA de la production d'électricité par type combustible.*

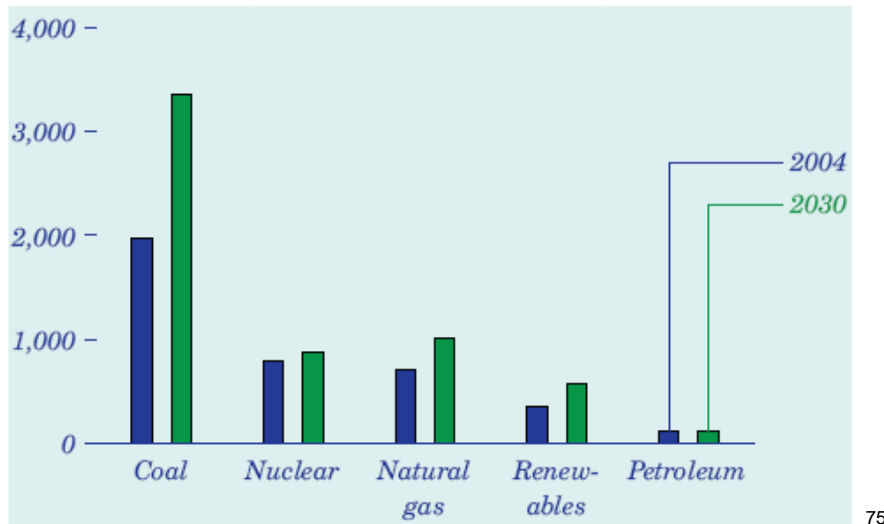
<sup>74</sup> IEA, AEO2006, p. 150



## Le marché du gaz naturel

Le Tableau 18 montre aussi que la substitution du pétrole et du charbon par le gaz naturel ne fait pas partie du scénario de croissance de la production électrique prévu par l'IEA. Ce scénario prévoit donc une faible augmentation de la production d'énergie à partir du gaz naturel comparativement à celle prévue pour le charbon. La Figure 26 illustre la progression prévue des formes de production d'énergies et permet d'apprécier le faible potentiel de substitution du mazout et le caractère incompatible du remplacement du charbon par le gaz naturel.

*Figure 62. Electricity generation by fuel, 2004 and 2030 (billion kilowatthours)*

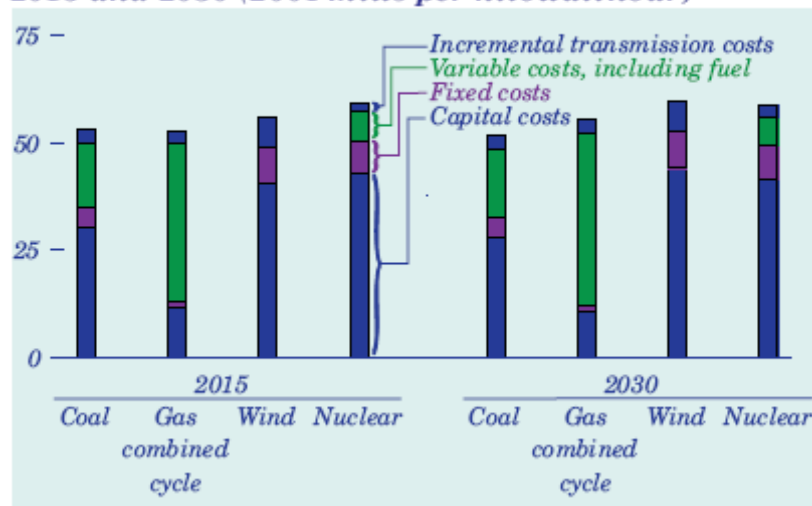


*Figure 26 : Progression prévue de la production d'électricité par type d'énergie entre 2004 et 2030 selon l'EIA*

La faible croissance de la production d'énergie à partir du gaz naturel s'explique par la différence caractéristique de ce type de production qui est fortement dominée par le coût du combustible.

<sup>75</sup> Source : EIA, AEO2006, p. 80

*Figure 58. Levelized electricity costs for new plants, 2015 and 2030 (2004 mills per kilowatthour)*



76

*Figure 27 : Sensibilité aux prix du combustible des nouvelles centrales au gaz, au charbon et nucléaires.*

La Figure 27 illustre la répartition des coûts de production d'électricité des centrales au charbon, à cycle combiné au gaz naturel, de parcs éoliens et de centrales nucléaires. Comparativement aux centrales au charbon ou nucléaires, le coût d'exploitation des nouvelles centrales au gaz naturel est très largement dominé par le prix du combustible. Cette situation rend les centrales au gaz très sensibles aux fluctuations du prix du gaz et c'est exactement ce phénomène qui a fait défrayer les manchettes à la centrale de TransCanada à Bécancour et qui explique le prix élevé de l'électricité qui y est produite. Cette situation particulière des centrales au gaz naturel conjuguée à l'évolution récente des prix nous amène à penser qu'il y a une incertitude importante sur les perspectives de croissance du secteur de la production d'électricité à partir du gaz naturel.

Il nous semble que l'avis de l'Ontario Power Authority, la décision du gouvernement ontarien et les prévisions de l'IEA tendent à confirmer que nous avons raison de douter des prévisions de la consommation de gaz naturel du secteur de la production d'électricité.

Nous présentons à la section 6.1 nos observations concernant la politique énergétique et les conditions du développement de la production d'électricité thermique au Québec.

#### 4.3.3. Autres utilisations

L'utilisation la plus préoccupante du gaz naturel demeure la production de pétrole à partir des sables bitumineux. Nous avons déjà traité de ce sujet au chapitre 3.7. Nous n'y reviendrons donc pas si ce n'est pour dire de nouveau qu'il s'agit d'une utilisation particulièrement peu responsable d'une ressource qui présente des avantages considérables malgré sa contribution significative aux bouleversements climatiques.

Nous n'avons pas étudié l'utilisation du gaz naturel dans le secteur industriel pas plus que dans les autres secteurs qui ont recours à cette forme d'énergie. Nous sommes d'avis que dans la grande majorité des cas, il est plus avantageux de recourir au gaz naturel qu'aux autres combustibles à

<sup>76</sup> Source : EIA, AEO2006, p. 84

## Le marché du gaz naturel

l'exception de la biomasse. À notre avis, l'utilisation de la biomasse comme source d'énergie est une option à considérer sérieusement lorsque des conditions permettant un contrôle adéquat des émissions polluantes sont en place et que l'utilisation de cette ressource énergétique n'aggrave pas un problème écologique ni n'entraîne l'épuisement de la ressource.

Les usages du gaz naturel sont nombreux et diversifiés. Nous n'avons pas abordé les autres usages du gaz naturel pour différentes raisons.

Dans un premier temps, de très nombreuses utilisations du gaz naturel sont encore marginales dans les marchés visés par Rabaska et leur impact sur les émissions de gaz à effet de serre est encore modeste. Nous convenons que certaines utilisations du gaz naturel liquéfié, dans les transports publics entre autre, constituent une amélioration notable au plan des rejets de polluants atmosphériques.

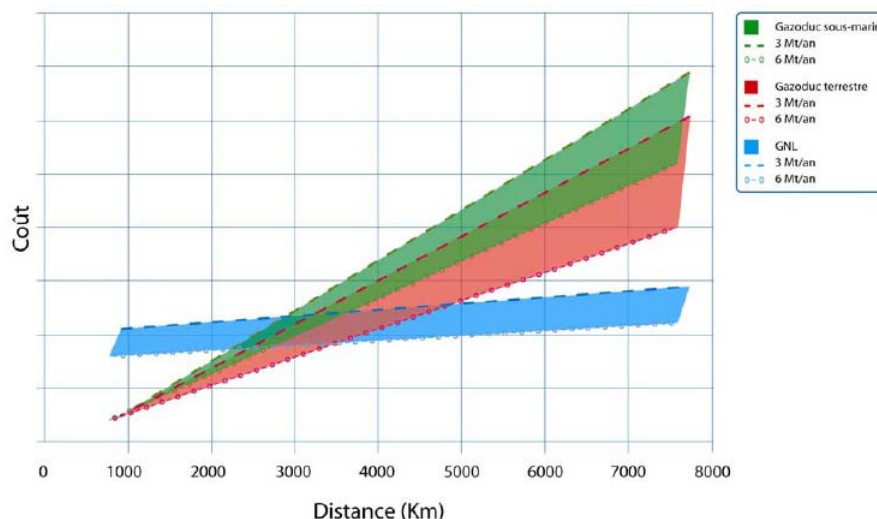
Le développement de ces secteurs d'utilisation du gaz n'est toutefois pas tributaire de la réalisation ou non du projet Rabaska. En effet, il est possible de libérer des ressources importantes de gaz aux moyens de politiques de conservation et d'économie d'énergie bien articulées.

### **4.4. Ressource limitée**

L'accès aux réserves mondiales de gaz naturel ne signifie pas que la ressource est illimitée. Il est vrai que certains pays ont d'importantes réserves et que plusieurs pays profitent de l'exploitation de cette ressource n'est pas synonyme d'abondance et de prix faibles et prévisibles comme on pourrait le penser suite à la lecture de l'étude d'impact de Rabaska.

Les investissements nécessaires à la construction de terminaux de liquéfaction sont considérables et leur coût d'opération est supérieur à un gazoduc à l'intérieur d'un rayon considérable. La Figure 28 illustre ce phénomène :

## Effet de la distance sur le coût du transport du gaz naturel selon le mode utilisé



Source : Groupe de travail 3.4 – 21<sup>e</sup> Conférence mondiale du gaz – Nice, 2000.

77

Figure 28 : Effet de la distance et du mode de transport sur le coût du transport du gaz naturel

Selon l'étude d'impact de Rabaska, il est plus économique de transporter le gaz naturel par gazoduc lorsque la distance est inférieure à 3 000 km. Il est clair que le transport par gazoduc pose souvent des problèmes géopolitique et technique mais ces problèmes ne sont par forcément insurmontable étant donné les intérêts économiques en jeu.

Nous faisons remarquer que l'augmentation des prix de l'énergie a un effet sur le coût du transport du gaz naturel. Cet effet est cependant plus important dans le cas du GNL puisqu'il consomme davantage d'énergie par m<sup>3</sup> transporté. Il serait donc nécessaire à notre avis de mettre à jour ce graphique pour déterminer la distance où le GNL devient actuellement plus économique. À défaut, supposons qu'elle demeure la même, cela signifie que tout pays producteur de gaz naturel peut livrer sa production de gaz à meilleur prix à l'intérieur d'un rayon de 3 000 km. Pour le Qatar, le marché à l'intérieur de cette zone atteint le centre de l'Inde<sup>78</sup> et la majeure partie du trajet serait sous-marine ce qui limiterait possiblement les problèmes géopolitiques.

Les pays producteurs ont donc souvent la possibilité de vendre leur gaz naturel de manière plus profitable s'ils ont accès à un marché accessible par gazoduc. Ce phénomène pourrait les inciter à accroître les prix du gaz naturel livré sous forme liquide comparativement au gaz naturel vendu autrement.

Ce phénomène contribue certainement à expliquer une partie des difficultés rencontrées par certains promoteurs de terminaux méthaniers. Pierre Couture, révélait justement le problème posé par l'approvisionnement des terminaux méthaniers dans un article du 9 février 2007 intitulé « Rabaska pourrait manquer de gaz ». L'exemple du projet de terminal méthanier à Bear Head en Nouvelle Écosse en est un exemple frappant.

<sup>77</sup> Source : Rabaska, T2, p. 2.28

<sup>78</sup> Distance directe mesurée sur Google Earth

### Le marché du gaz naturel

*Les gros travaux de construction (ce qui comprend les cuves de stockage, la jetée et les installations d'accostage), devaient débuter au milieu de 2006. Toutefois, le 14 mars 2006, Anadarko a annoncé qu'elle reportait la construction jusqu'à ce qu'elle trouve des approvisionnements fiables en GNL, probablement au cours des quelques trimestres subséquents.*

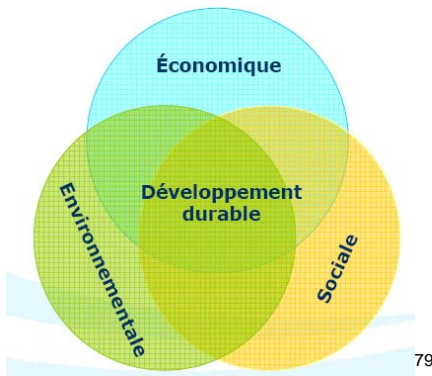
Référence : Ressources naturelles Canada, Projets canadiens d'importation de gaz naturel liquéfié (GNL) : Mise à jour de septembre 2006, p. 12

Le projet d'Anadarko est autorisé et les travaux de construction ont débuté. Il a donc rencontré toutes les mêmes conditions nécessaires à conclusion d'un contrat d'approvisionnement mais n'y est pas parvenu à ce jour.

En considérant le caractère plus économique du transport du gaz naturel par gazoduc et la difficulté d'élaborer des ententes d'approvisionnement de GNL, il nous semble que la possibilité d'associer Rabaska au projet de Bear Head pourrait aider à régler les problèmes rencontrés par les deux terminaux.

S'il était démontré que le GNL est nécessaire, nous soumettons que Rabaska devrait s'associer à Anadarko et construire le gazoduc nécessaire et obtenir une partie du volume livré à Bear Head. La distance séparant les deux projets étant bien inférieure à 1 000 km, le projet serait bien moins coûteux puisqu'il permettrait de limiter l'augmentation de la capacité de liquéfaction, l'opération la plus onéreuse.

### 5. DÉVELOPPEMENT DURABLE



Le développement durable est devenu un concept particulièrement à la mode depuis quelques années, le terme est tellement en vogue qu'il a bien souvent perdu le sens qu'il avait lors de l'élaboration du concept. Le terme est aujourd'hui tellement galvaudé qu'il est de plus en plus souvent remplacé par le développement soutenable lorsqu'un projet réfère aux concepts à la base du développement durable.

Nous pensons qu'il est pertinent de rappeler ce qu'est le développement durable.

L'article 2 de la Loi sur le développement durable [F] présente ce que le Gouvernement du Québec entend par Développement durable :

*2. Dans le cadre des mesures proposées, le « développement durable » s'entend d'un développement qui répond aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures à répondre aux leurs. Le développement durable s'appuie sur une vision à long terme qui prend en compte le caractère indissociable des dimensions environnementale, sociale et économique des activités de développement.*

Le développement durable est donc une manière de répondre aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures à répondre aux leurs. C'est un concept particulièrement engageant. Comment ne pas compromettre la satisfaction des besoins des générations futures ?

#### 5.1. La politique québécoise du développement durable

Ce qui caractérise le développement énergétique au Québec c'est le manque de cohérence, cela est également applicable au domaine du développement durable.

##### 5.1.1. Un urgent besoin de cohérence

L'État québécois regorge de déclarations de principe généreuses et d'énoncés de politique tous plus inspirants les uns que les autres.

La capacité de l'État québécois de générer de telles déclarations de principe et politiques apparaît comme une ressource inépuisable, et souvent renouvelable tous les 4 ou 8 ans selon les changements de mandat électoral.

Une ressource est cependant rare : la cohérence.

La cohérence politique fait souvent cruellement défaut dans l'État québécois à deux niveaux :

- En premier lieu, un manque de cohérence entre les déclarations ou politiques dont l'État se dote.
- En second lieu, un manque de cohérence entre ces déclarations et politiques d'une part, et les actions gouvernementales spécifiques d'autre part (le manque de cohérence entre les paroles et les gestes).

<sup>79</sup> Source : Rabaska, document DA11

## Développement durable

Ces remarques ne sont d'ailleurs pas spécifiques au Québec. Elles pourraient tout autant s'appliquer au gouvernement du Canada et à ceux d'autres provinces.

Le manque de cohérence gouvernementale est souvent lié :

- au caractère trop général des déclarations de principe et des politiques de l'État;
- à l'absence d'objectifs précis et mesurables;
- à l'absence de mécanismes de suivis rapides et efficaces permettant de vérifier l'atteinte des objectifs et, le cas échéant, d'apporter des correctifs en temps réel;
- à l'insuffisance des ressources budgétaires allouées.

La nécessaire cohérence entre les paroles et les gestes de l'État est d'autant plus ardue que, de plus en plus, les politiques gouvernementales nécessitent une mobilisation de l'ensemble des ministères et organismes de l'Administration.

Cela est particulièrement vrai en matière de politiques environnementales.

De plus en plus, les politiques fiscales, les politiques en matière industrielle, en matière de développement économique régional, d'aménagement du territoire, de transport, d'énergie, de santé, de sécurité publique et de plusieurs autres ministères doivent prendre en considération les enjeux environnementaux et du développement durable.

Le besoin de cohérence entre l'ensemble des actions gouvernementales est continuellement rappelé dans des énoncés récents de politique, qu'il s'agisse du Plan d'action québécois sur les changements climatiques ou des politiques énergétiques, d'aménagement du territoire et de transport, pour ne citer que ceux-ci :

*« Consommateurs, entreprises, groupes environnementaux, organismes gouvernementaux, institutions d'enseignement, tous les représentants québécois de toutes les sphères d'activité du Québec sont concernés par les changements climatiques. Le consensus et la responsabilité de chacun doivent être le fil conducteur des mesures à prendre. [...] »*

*De façon générale, il est proposé que tous les ministères et les organismes publics et parapublics prennent en considération l'objectif de stabilisation des émissions de gaz à effet de serre dans leurs politiques, leurs programmes et leurs stratégies. »*

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC, Mise en oeuvre de la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques. Plan d'action du Québec, 1995, section 5.

*« Un plan d'action interministériel*

*La consommation d'énergie à des fins de transport est le résultat d'un ensemble complexe de facteurs et de décisions. Ces facteurs et décisions touchent à l'évolution des différentes régions du Québec, à la structure industrielle, aux modes de transport utilisés, au comportement des utilisateurs, à la nature des équipements utilisés, à l'aménagement du territoire et à la localisation des lieux de résidence, de travail, de loisirs et d'échanges divers. [...] »*

*Les interventions permettant d'optimiser la consommation d'énergie utilisée pour le transport relèvent de plusieurs organismes et ministères. Il en est ainsi en particulier des questions relatives à l'aménagement du territoire, qui influent grandement sur les besoins de déplacement, et qui dépendent du ministère des Affaires municipales. Le ministère des Transports a également un rôle majeur à jouer en matière de disponibilité des divers modes de transport et de planification du réseau routier. Diverses mesures de réglementation à des fins de sécurité et de protection de l'environnement affectent aussi la consommation d'énergie. Enfin, le développement de carburants de substitution moins polluants touche à la fois aux politiques industrielles et environnementales.*

*Il est donc nécessaire qu'en ce domaine, on procède à une véritable coordination des efforts des ministères concernés, dans le cadre d'un plan d'action interministériel visant l'optimisation de la consommation d'énergie. Ce plan d'action complètera la nouvelle politique énergétique et la politique des transports en cours d'élaboration. Son élaboration impliquera notamment les ministères des Ressources naturelles, des Transports, de l'Environnement et de la Faune, de l'Industrie, du Commerce, de la Science et des Technologies, et des Affaires municipales.»*

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC, L'énergie au service du Québec. Une perspective de développement durable, Québec, Publications du Québec, 26 novembre 1996, pp. 33 & 34.

*« La coordination de l'action gouvernementale [...] la réalisation des objectifs retenus en matière d'économies d'énergie nécessite un très haut degré d'harmonisation et de coordination avec les principaux organismes gouvernementaux impliqués. Pour la réalisation ou le suivi des mesures retenues, un grand nombre d'administrations auront un rôle important à jouer. Outre le ministère des Ressources naturelles, on doit mentionner le Conseil du trésor, les ministères des Finances, des Transports, de l'Environnement et de la Faune, des Affaires municipales, de l'Industrie, du Commerce, de la Science et de la Technologie, la Régie du bâtiment, la Société de l'assurance automobile du Québec et la Société d'habitation du Québec. »*

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC, L'énergie au service du Québec. Une perspective de développement durable, Québec, Publications du Québec, 26 novembre 1996, p. 37.

Or, le manque de cohérence des politiques gouvernementales entre elles et le manque de cohérence entre ces politiques et les gestes posés sont continuellement rappelées dans de nombreux rapports publiés depuis plusieurs années :

*« Le non-respect de la Politique énergétique en matière d'efficacité énergétique et le manque d'harmonisation de la stratégie industrielle du Québec avec cette politique ont permis et même suscité l'emballement actuel de la demande en électricité. [...] De plus, l'attribution d'importantes ressources énergétiques à certaines industries énergivores, sans égard à la disponibilité de l'énergie et ne cadrant pas avec les priorités recommandées dans la Politique énergétique, a contribué à l'inflation de la demande d'électricité et au resserrement de l'écart avec l'offre. »*

BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR  
L'ENVIRONNEMENT (BAPE), Rapport 188, Projet de  
centrale de cogénération à Bécancour par TransCanada



## Développement durable

Energy Ltd., Rapport d'enquête et d'audience publique, Mars 2004, pp. 82-83.

*« La dispersion de la population sur le territoire, entraînant du même coup une surconsommation des sols, la destruction d'une part importante de la zone agricole et des coûts publics en matière d'infrastructures et de services publics. Il en est résulté également une croissance phénoménale du nombre d'automobiles sur les routes et la congestion de tous les ponts vers l'île de Montréal. L'accentuation du transport dans la région se traduit par l'émission quotidienne de près de 33 000 tonnes de CO<sub>2</sub>e et de bien d'autres contaminants, qui menacent la qualité de l'air et la santé publique.*

*Ces tendances s'affirment alors que le gouvernement québécois a pourtant adhéré aux grands objectifs de Kyoto, établis en 1997, et en particulier à l'objectif canadien, soit la réduction des émissions de gaz à effet de serre de 6 % par rapport à leur niveau de 1990. Un changement de cap s'impose.»*

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC, MINISTÈRE DES  
AFFAIRES MUNICIPALES ET DE LA MÉTROPOLE, Cadre  
d'aménagement et orientations gouvernementales. Région  
métropolitaine de Montréal 2001-2021, juin 2001, 3<sup>e</sup> partie.

Stratégies Énergétiques (S.É.) et l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) ont donc accueilli donc très favorablement la volonté du ministre du Développement durable et des Parcs, d'assurer la cohérence de l'ensemble de l'action gouvernementale avec les objectifs et une stratégie nationale de développement durable, accompagnée d'objectifs dans chacun des ministères et organismes de l'État et de mécanismes de reddition de compte et de suivis.

S.É. l'AQLPA ont accordé ainsi leur appui de principe au Plan de développement durable du Québec, présenté par le ministre.

S.É. et l'AQLPA souhaitent cependant, par leur commentaires, amener un renforcement de ce Plan et des mécanismes qui y sont énoncés pour assurer la cohérence des objectifs de l'État québécois entre eux, ainsi que la cohérence entre ces objectifs et les actions gouvernementales posées et les mécanismes prévus pour apporter des correctifs.

### **5.1.2. La planification gazière à long terme du Québec**

L'AQLPA a aussi soumis un document portant sur le développement du secteur du gaz naturel au Québec. Nous reprenons en certains éléments ici qui sont toujours pertinents puisque ce n'est pas seulement la production, le transport et la distribution électriques qui requièrent une planification appropriée à long terme.

L'approvisionnement à long terme du Québec en gaz naturel et les moyens de transport qui seront utilisés (terminaux méthaniers, entreposage, approvisionnement direct par gazoducs) nécessitent également une planification à long terme, indissociable de celle qui sera réalisée sur un horizon de 15 ans, tel que nous le proposons, dans le domaine électrique.

Ainsi, les besoins en gaz naturel sur 15 ans dépendront fortement des choix de filières retenus pour la production d'électricité, de la position de l'électricité, de l'huile à chauffage et du propane dans les différents marchés et du rôle qui en résultera pour le gaz naturel dans la satisfaction des besoins énergétiques des Québécois. La rentabilité et la justification de

terminaux méthaniers dépend en effet de la prévisibilité de contrats de livraison à long terme de ce gaz. Ceci suppose que des décisions aient préalablement été prises quant au caractère opportun de cette filière dans des nouveaux marchés de distribution tels que ceux des centrales de production thermique d'électricité ou un accroissement considérable des besoins en gaz pour les procédés industriels (y compris la cogénération), la chauffe et, si ce marché se développe au Québec, les transports publics.

Nous recommandons donc que la planification gazière à long terme du Québec fasse l'objet d'un avis consultatif de la Régie de l'énergie et d'un examen par la Commission de l'économie et du travail suivant le même horizon et la même fréquence que la planification électrique à long terme (Plans stratégiques d'Hydro-Québec). À l'issue du processus, le gouvernement du Québec adoptera un Plan gazier énonçant les orientations qui guideront l'action gouvernementale future. De telles orientations seront d'une utilité majeure et serviront de cadre pour évaluer la pertinence des investissements projetés, notamment les projets de terminaux méthaniers et ceux d'exploration et d'exploitation.

D'ici octobre 2005, un Plan sur un horizon de 15 ans (2006-2020) délimitant le rôle de l'énergie thermique au Québec et les besoins d'approvisionnement et transport en gaz (incluant les besoins ou non de terminaux méthaniers). Dans l'intérim et afin d'éviter de placer les Québécois devant un fait accompli, l'on devrait suspendre les projets thermiques actuels (TCE-Bécancour, appel d'offres de cogénération, tout nouvel appel d'offres thermique d'Hydro-Québec Distribution et tout terminal méthanier) ainsi que tout projet d'exploration et d'exploitation gazière et pétrolière dans l'Estuaire du Saint-Laurent.

Le Plan gazier devrait être en harmonie avec le Plan stratégique d'Hydro-Québec de la même période, avec la politique industrielle du gouvernement et avec son Plan national interministériel en efficacité énergétique. De façon toute particulière, nous notons que la combustion directe du gaz naturel à des fins de chauffe est un procédé plus efficace et préférable au niveau environnemental à l'utilisation du gaz naturel à des fins de production électrique elle-même destinée à la chauffe. Toutefois, la baisse des prix des installations géothermiques et leur très grande versatilité rend ces dernières encore plus intéressantes que la chauffe au gaz naturel, tant du point de vue économique qu'environnemental, amenant des réductions de 60-70% par rapport à la consommation d'un système de chauffage électrique. L'usage du gaz naturel à des fins de chauffe devrait donc se faire en complémentarité et non en opposition à la géothermie, qui est déjà apte à alimenter en chauffage la plupart des bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels; la chauffe directe au gaz naturel pourrait être ciblée vers les clients à très grande consommation et également servir aux systèmes d'appoint à la géothermie. À plus long terme, le gaz naturel pourrait également être utilisé directement dans les compresseurs des moteurs des systèmes géothermiques, ce qui nécessitera un certain développement préalable de ces équipements.

Il est à noter que, dans un projet résidentiel récent à Montréal, les promoteurs ont été contraints, à regret, de retirer de leurs plans les installations géothermiques qu'ils y avaient prévu, en raison de la stratégie commerciale plus agressive du distributeur gazier, qui leur offrait des aides financières que l'installation géothermique ne pouvait concurrencer. Le gouvernement du Québec doit donc, en harmonisant son Plan gazier, le Plan stratégique d'Hydro-Québec et le Plan national interministériel en efficacité énergétique, veiller à ce que les choix énergétiques du Québec en

## Développement durable

matière de chauffage ne deviennent pas les otages d'une guerre commerciale mais résultent plutôt d'une stratégie réfléchie, dans l'intérêt public.

L'AQLPA faisait à l'époque certaines recommandations dont nous en présentons une ici :

### RECOMMANDATION No 5

*Que la Commission recommande au gouvernement du Québec que la planification gazière à long terme du Québec fasse l'objet d'un avis consultatif de la Régie de l'énergie et d'un examen par la Commission de l'économie et du travail suivant le même horizon et la même fréquence que la planification électrique à long terme (Plans stratégiques d'Hydro-Québec). À l'issue du processus, le gouvernement du Québec adoptera un Plan gazier énonçant les orientations qui guideront l'action gouvernementale future. De telles orientations seront d'une utilité majeure et serviront de cadre pour évaluer la pertinence des investissements projetés, notamment les projets de terminaux méthaniers.*

*Le Plan gazier devrait être en harmonie avec le Plan stratégique d'Hydro-Québec de la même période, avec la politique industrielle du gouvernement et avec le Plan national interministériel en efficacité énergétique, notamment en ce qui a trait aux procédés industriels, à la chauffe et au rôle de la géothermie.*

*Le Plan gazier devrait également faire état des axes de recherche et développement en cours et des perspectives de débouchés, particulièrement dans les domaines stratégiques des véhicules au gaz naturel, des technologies de l'hydrogène et autres technologies gazières.*

### **5.1.3. Une approche durable et une vision à long terme**

Lorsque l'on considère le développement du secteur gazier au Québec dans une perspective de développement durable nous considérons qu'il faut établir tous les liens et interactions dans le domaine de la production gazière et pétrolière au Canada et non seulement au Québec en matière de consommation, il faut replacer ce projet dans la stratégie canadienne de production gazière et pétrolière et en matière de consommation au Québec, au Canada et aux États-Unis d'abord. Il faut aussi considérer les impacts au niveau mondial en fonction des gaz à effet de serre, de la raréfaction du gaz et du pétrole ainsi que de l'équité internationale et intergénérationnelle.

Il est d'une très grande importance d'établir des plans au Québec et au Canada en matière de planification gazière à long terme cohérents avec la réalité globale et non pas sectorielle ou strictement corporative. Nous constatons un manque de planification globale et à long terme.

### 5.2. *Notre vision du développement durable*

Qui peut dire quels seront les besoins des générations futures ? Le contexte socioéconomique, démographique et politique continuera d'évoluer. Chaque élément influençant notre société est susceptible d'induire une modification dans le futur et par conséquent affecter les besoins et par ce fait même, les ressources pour les générations futures. Les exemples de développement non durable sont fort nombreux et notre objectif n'est pas d'en faire la liste. Nous pensons qu'il est sage, par contre, de considérer certains exemples pour ne pas reproduire sans cesse les mêmes erreurs.

**La gestion des forêts et des stocks de morue, des exemples de développement insoutenable.**

La gestion des forêts est un exemple d'exploitation d'une ressource naturelle qui présente des signes d'épuisement et dont l'économie de certaines régions québécoises est fortement tributaire. L'avenir jugera des mesures qui ont été mises en place pour en assurer la conservation à long terme. Nous souhaitons que la réaction ait été adéquate et suffisamment rapide pour porter ses fruits.

La gestion des stocks de morue de l'atlantique est un exemple d'exploitation d'une ressource naturelle qui n'a pas été géré d'une manière durable. Nous n'avons pas encore fini de mesurer l'impact écologique de la chute des populations de poissons mais les impacts sociaux et économiques de ce désastre écologique ont été très importants.

Il nous semble que ces seuls exemples suffisent pour montrer que nous ne sommes encore qu'à l'aube du développement durable. Nous avons pourtant, connaissance des problèmes et de certaines solutions, nous avons même les capitaux suffisants pour en mettre plusieurs en œuvre mais nous hésitons parce que nous n'avons pas l'expérience du développement durable. Collectivement, nous n'avons pas la même confiance dans les projets durables que celle que nous avons dans les projets classiques où il n'y a que les principes économiques et la faisabilité technique qui entrent en jeu.

Nous pensons qu'il est temps d'accélérer la cadence du développement durable et de chercher à développer le Québec dès maintenant de manière à nous positionner avantageusement face aux défis qui se dressent devant nous. Nous devons rapidement prendre de l'expérience, développer notre expertise parce que nous avons conscience de l'accélération des bouleversements climatiques et des autres atteintes à l'environnement et qu'il nous est strictement impossible d'en éviter les conséquences. Nous devons nous adapter, et une des mesures d'adaptation passe par la concrétisation des principes de durabilité.

Certaines prédictions des futurologues se réaliseront certainement mais des événements complètement imprévus surviendront aussi. Les besoins des générations à venir en seront forcément affectés.

Il n'est pas nécessaire d'être futurologue pour comprendre que d'importants changements pourraient survenir dans l'avenir. Que l'on songe à la destruction causée par les catastrophes naturelles associés aux bouleversements climatiques, aux tensions internationales ou à la montée du terrorisme et on peut raisonnablement penser que ces événements auront un impact sur les besoins à venir.

## Développement durable

Il est cependant raisonnable de penser que nos descendants auront des besoins similaires aux nôtres.

Aucune analyse de l'impact du projet sur le maintien de la capacité des générations futures à répondre à leurs besoins n'est présente dans l'étude d'impact. Ainsi, le promoteur ne précise pas quel serait l'effet du projet sur les réserves de gaz naturel au Canada et aucune information n'est présentée relativement aux impacts environnementaux générés par l'exploitation de ces réserves. Cependant, l'initiateur a soutenu que le projet n'aurait pratiquement pas d'effet sur la durée des réserves exploitables de gaz naturel au Canada vu le trop faible apport de gaz qu'il représente par rapport à ce qui est consommé actuellement.

La croissance de la demande pour les énergies fossiles observée dans le monde peut-elle être considérée durable? Selon les informations présentées par Énergie Cacouna dans l'étude d'impact sur l'environnement, les réserves de gaz naturel connues ou certaines<sup>80</sup> seront épuisées dans 70 ans. Plusieurs autres publications et études arrivent à des conclusions similaires.

L'épuisement d'une ressource énergétique présentant plusieurs caractéristiques intéressantes en moins d'un siècle ne nous apparaît pas correspondre à une utilisation durable d'une ressource. Il est clair que la période où cette ressource pourra continuer à être exploitée relève de ce que nous qualifions de « long terme ». Cependant long terme ne peut être assimilé à durable, d'autant plus que dans la définition de développement durable, il est question « des générations futures » au pluriel, ce qui laisse entendre l'ensemble des générations à venir, ou à tout le moins plusieurs générations.

### **5.3. Politique environnementale de Gaz Métro**

Gaz Métro a modifié sa politique environnementale en 2004 et a modifié sa politique de réduction des émissions de GES. Entre 1996 et 2004, Gaz Métro avait des objectifs de réduction absolue de ses émissions de gaz à effet de serre. Cet objectif a même été largement dépassé puisque les émissions de Gaz Métro étaient 28,2% sous l'objectif de les ramener sous le niveau d'émission de 1990.

L'étude d'impact de Rabaska évalue les émissions de gaz à effet de serre du terminal à environ 146 000 tonnes de GES. Ceci annule complètement les efforts de réduction effectués par Gaz Métro depuis 1990. Ces émissions représentent à elles seules l'équivalent de 6,7 fois les efforts de réduction faits par Gaz Métro. Comme Gaz Métro a émis 59 008 tonnes<sup>81</sup> de GES en 2004, il lui serait impossible d'absorber la hausse des émissions en implantant de nouvelles mesures de réduction à l'interne.

Nous ne pouvons évaluer les investissements totaux consentis par Gaz Métro pour mettre en œuvre son plan de réduction volontaire et les 22 programmes qui le composent. Les sommes versées au Fonds d'efficacité énergétique par Gaz Métro s'élevaient à 4,3 millions de dollars<sup>82</sup> en 2004. Par exemple le seul remplacement des conduites en fonte a nécessité un

**Rabaska donne accès à de nouvelles ressources de gaz qui finiront par être épuisées à leur tour.**

<sup>80</sup> Énergie Cacouna, *La justification du projet – Fiche d'information*, 10 mars 2005, p. 9. Réf : [A] Annexe 4, La justification du projet.

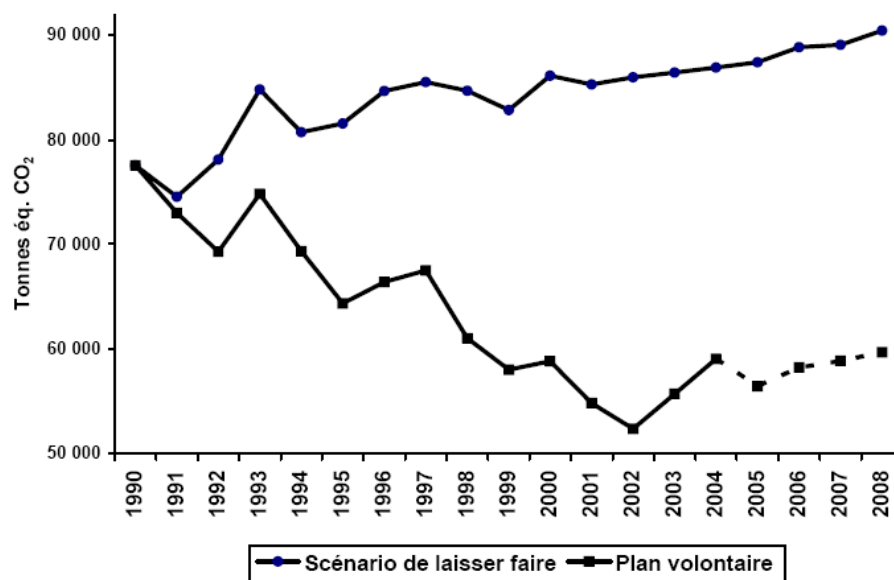
<sup>81</sup> Source : Gaz Métro, Plan volontaire de réduction des émissions de gaz à effet de serre – Rapport d'étape octobre 2005, Annexe 1 p.16, [http://www.ghgregistries.ca/registry/out/rf\\_7778\\_1216.pdf](http://www.ghgregistries.ca/registry/out/rf_7778_1216.pdf)

<sup>82</sup> Source : Ibid, p. 2

investissement de 50 millions de dollars et a permis d'éviter un total de 20 400 tonnes de GES. C'est un investissement de 2 451\$ par tonne évitée<sup>83</sup>. Ceci illustre bien que les efforts de réduction sont parfois considérables et qu'ils ne peuvent être consentis que pour réduire les GES.

La Figure 29 présente les émissions de gaz à effet de serre de Gaz Métro entre 1990 et 2004. Nous faisons remarquer que s'il fallait attribuer 30% des émissions du terminal Rabaska, soit le niveau de participation de Gaz Métro dans la société, les émissions seraient supérieures de 43 800 tonnes au niveau prévu en 2010.

### Émissions de gaz à effet de serre de Gaz Métro de 1990 à 2004



84

Figure 29 : Émissions de GES de Gaz Métro entre 1990 et 2004

Les différents programmes et fonds mis en place par Gaz Métro et ses partenaires ont permis de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 1,8% en moyenne par année. Gaz Métro a très largement surpassé la réduction annuelle des émissions nécessaire à l'atteinte des objectifs de Kyoto appliqués à partir de 1990, soit une réduction moyenne de 0,3% par année.

Gaz Métro a donc agi de manière proactive et efficace mais les efforts pourraient être vains à moins de pouvoir bénéficier de crédits d'émissions associés à un meilleur usage de l'énergie qui entraîne une réduction effective, mesurable et durable des émissions de gaz à effet de serre.

<sup>83</sup> Ce programme n'est pas motivé seulement par les réductions de gaz à effet de serre mais aussi par des aspects de sécurité et de fiabilité du réseau.

<sup>84</sup> Source : Gaz Métro, Plan volontaire de réduction des émissions de gaz à effet de serre – Rapport d'étape octobre 2005, p. 9, [http://www.ghgregistries.ca/registry/out/7778\\_1216.pdf](http://www.ghgregistries.ca/registry/out/7778_1216.pdf)

## Développement durable

**Sans mécanisme de contrôle et de certification des réductions des émissions de gaz à effet de serre, les efforts de réduction consentis par Gaz Métro et les autres intervenants du secteur gazier au Québec jusqu'à maintenant seront entièrement annulés par l'augmentation des émissions dues au terminal méthanier.**

Nous n'avons relevé aucun programme, aucun mécanisme ni fonds et aucune proposition de cette nature qui viserait à atteindre une cible de réduction de gaz à effet de serre quelconque pas plus que le niveau de substitution de combustibles plus polluants attendu dans l'étude d'impact du terminal Rabaska. En fait, Rabaska ne propose aucun mécanisme ni n'offre de garantie qui assure la moindre réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Un mécanisme comparable à celui intégré au Protocole de Kyoto, qui permet d'acheter des crédits attribués à une entreprise ou à un secteur de l'économie ou encore à un pays pour compenser une augmentation des émissions dans une autre entreprise, un autre secteur ou pays aurait pu être proposé par le promoteur de Rabaska. Les critères, normes et procédures permettant de certifier une réduction qui donne droit à des crédits sont reconnus et les organismes de certification existent.

Un tel mécanisme est en fait le seul moyen à la disposition de Rabaska qui pourrait être envisagé pour effectivement réduire les émissions de gaz à effet de serre et ainsi apporter une contribution à l'effort de lutte aux bouleversements climatiques.

À notre avis, l'absence d'une proposition de mécanisme permettant de comptabiliser les crédits que pourraient obtenir les utilisateurs du gaz livré par Rabaska signifie que les réductions de gaz à effet de serre attribuables à Rabaska vont demeurer dans les tableaux de l'étude d'impact et ne se retrouveront pas en « l'air ».

La contribution financière de Rabaska au service de transport en commun de Lévis et de la chaire de recherche en efficacité énergétique pourraient potentiellement donner droit à des crédits mais probablement pas suffisants pour annuler les émissions directes du projet.

**Sans mécanisme de crédits d'émission associé au projet Rabaska, les réductions de GES risquent de demeurer dans les tableaux de l'étude d'impact de Rabaska.**

### 5.4. Besoins énergétiques dans le futur

Nous sommes perplexes quant à la concordance entre le recours à une énergie fossile, qui est appelée inévitablement à être épuisée un jour, et la capacité des générations futures à répondre à leurs besoins en énergie. Comme nous l'avons rappelé précédemment, la perspective de l'épuisement des réserves de gaz naturel en moins d'un siècle n'est certes pas de nature à garantir l'approvisionnement énergétique et ainsi contribuer au développement de nos descendants.

Cependant la société québécoise, à l'instar de toutes les autres sociétés humaines, aura encore besoin d'énergie une fois ces ressources épuisées. Ces énergies seront forcément beaucoup moins dépendantes du carbone.

Il est possible que nous parvenions à mettre au point des technologies capables de répondre même à un niveau bien supérieur à ce que nous consommons actuellement et ce, sans émettre de gaz à effet de serre. Le projet ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor), dont le design a été présenté en 2001, pourrait bien marquer le début de l'essor d'une nouvelle génération de centrales véritablement durables. La fusion nucléaire est l'énergie qui alimente les étoiles, consomme de l'hydrogène et génère une quantité considérable d'énergie tout en ne rejetant que de l'hélium.

Cependant, nous ne maîtrisons pas cette énergie et il n'est pas raisonnable de nous reposer sur quelque chose qui n'existe pas encore pour assurer notre avenir. Même si le développement de sources d'énergies de haute puissance telle que la fusion nucléaire se réalisait avant le milieu du siècle, les conséquences des bouleversements climatiques seraient beaucoup plus dramatiques que ce que nous connaissons actuellement et risqueraient de modifier radicalement plusieurs sociétés humaines à un point où même les besoins en énergie risquent d'être forts différents.

### 5.5. La transition énergétique

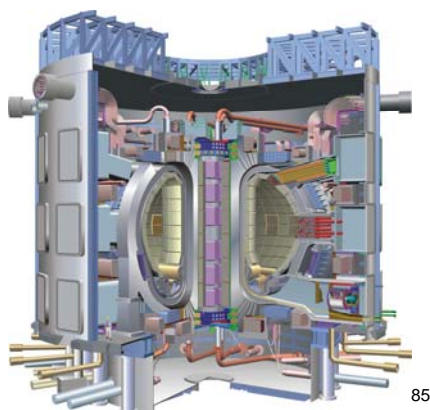
Le gaz naturel est souvent présenté comme une énergie de transition vers les énergies renouvelables. Dans les faits, c'est loin d'être aussi évident et particulièrement dans le cas de Rabaska.

Pour parler de transition énergétique, il est nécessaire de passer d'une forme d'énergie vers une autre, habituellement du charbon vers le gaz naturel (le pétrole n'est que relativement peu utilisé pour produire de l'électricité à travers le monde).

#### 5.5.1. Transition énergétique au Québec

Au Québec, l'électricité est très largement produite à partir de centrales hydroélectriques qui constituent déjà une des formes de production vers laquelle s'effectue la transition énergétique. Pour ce qui est de l'Ontario, la transition du charbon vers le gaz naturel est théoriquement possible en raison de la présence de centrales thermiques alimentées au charbon. Cependant, les projets de fermeture et de remplacement des centrales électriques les plus polluantes reposent sur le développement et la remise en service de centrales nucléaires.

<sup>85</sup> Référence : International Thermonuclear Experimental Reactor (ITER)  
[www.iter.org](http://www.iter.org)



ITER



## Développement durable

Nous ne pensons donc pas que le phénomène de transition énergétique est susceptible de se produire dans le cas du projet Rabaska. En effet, le combustible le plus générateur de gaz à effet de serre sera remplacé en Ontario que le projet voie le jour ou non. Mais surtout, le projet remplacera du gaz dont l'approvisionnement et les réserves sont suffisantes pour assurer la transition.

Selon les prévisions de l'initiateur, le gaz du projet Rabaska remplacera à 92% du gaz naturel en provenance de l'Ouest canadien et seulement 6% du gaz importé pourrait substituer du mazout<sup>86</sup>.

Ce niveau de substitution attendu par Rabaska ne suffit pas à faire une véritable transition énergétique puisqu'il s'agit en fait du niveau global de substitution qui peut être atteint par le projet.

Le remplacement du mazout par le gaz naturel pourrait se produire chez certains clients industriels et institutionnels s'ils trouvent un avantage suffisant et s'ils ont la capacité d'avoir recours au gaz naturel. Il est évident que dans la plupart des cas, il y a un gain environnemental à utiliser le gaz naturel et qu'il est techniquement possible d'y recourir. Cependant, il ne s'agit pas d'une transition énergétique mais d'une décision principalement économique en se résumant à utiliser le combustible qui présente le coût global le plus faible.

Au Québec et en Ontario, il n'y a pas de politique de transition énergétique et il n'y a pas eu non plus de consultation sur les objectifs à atteindre ou les moyens à prendre pour atteindre un quelconque niveau de remplacement des combustibles identifiés. En l'absence d'encadrement et de direction claire, les forces du marché détermineront la direction de la transition énergétique et les moyens financiers de l'industrie des combustibles fossiles pèseront d'une manière incomparable par rapport au seul souhait de tendre vers « la bonne énergie à la bonne place ».

### **5.6. L'équité internationale et l'énergie**

L'accroissement de la demande d'énergie, si elle se poursuit avec la logique actuelle, aura tout de même une fin. En fait, lorsque l'on considère qu'environ un quart de la population mondiale consomme les trois quarts de l'énergie primaire et que la majorité restante a légitimement le droit à une part équitable de cette énergie, la fin de l'énergie abondante à la minorité pourrait survenir très rapidement.

La Figure 30 présente l'état des réserves prouvées de combustibles fossiles sur la planète au rythme de consommation actuel.

---

<sup>86</sup> Source : Rabaska, présentation aux audiences de la commission conjointe, DA36\_1-8, p. 2

### Réserves énergétiques mondiales selon le niveau de consommation actuel

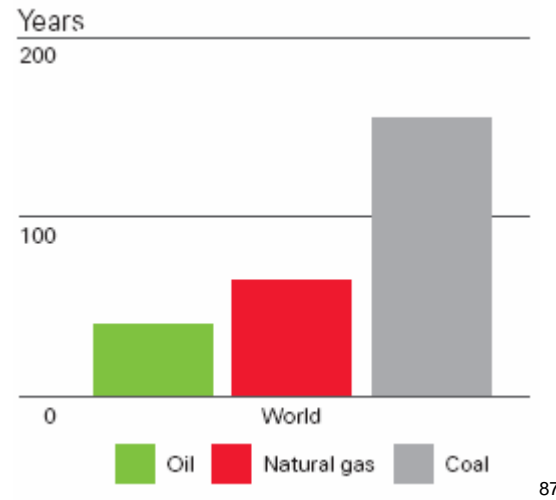


Figure 30 : Réserves énergétiques mondiales en 2005

Les réserves prouvées de gaz naturel dans le monde permettaient de subvenir aux besoins actuels (2005) pendant 65,1 ans encore<sup>88</sup>. Si l'on considère que les trois quarts de l'humanité, devraient avoir au même niveau de ressource énergétique, les réserves ne suffiraient que pour 23,7 années<sup>89</sup> pour le gaz naturel, 56,4 années<sup>90</sup> pour le charbon et 14,8 années<sup>91</sup> pour le pétrole.

Évidemment, ces durées sont parfaitement impossibles puisque l'ensemble de la population ne peut se mettre à consommer le même niveau d'énergie simultanément. Nous avons fait ces estimations uniquement pour illustrer à quel point il est nécessaire de préserver des décalages d'accès à l'énergie aussi importants que ce qui existe aujourd'hui si nous pensons conserver le modèle de développement qui nous gouverne actuellement. Pourtant un tel décalage d'accès à l'énergie n'est pas conforme à nos valeurs profondes.

Accentuer ce décalage en poursuivant notre croissance de la consommation d'énergie va à l'encontre de notre éthique et confronte durement nos valeurs qui ont, malgré tout, inspiré la Charte des droits de l'Homme.

L'accès aux ressources énergétiques est un élément capital pour le développement économique et social de tous les pays. Les pays développés ont connu un tel progrès parce qu'ils pouvaient compter sur des ressources énergétiques importantes.

Aujourd'hui, de très nombreuses technologies de production d'énergie se sont développées parce que les inconvénients de certaines formes d'énergie sont devenus problématiques. L'innovation technologique est accessible aux pays développés et permet de réduire, voire éliminer, certains problèmes inhérents à certaines technologies ou permet d'améliorer la performance ou l'efficacité de l'économie.

<sup>87</sup> Source : BP2006, p. 43

<sup>88</sup> Référence : BP2006, p. 22

<sup>89</sup> Référence : Ibid

<sup>90</sup> Référence : Ibid, 32

<sup>91</sup> Référence : Ibid, p. 6

## Développement durable

Le charbon a été remplacé par d'autres combustibles où les installations l'utilisant encore ont été améliorées avec le temps pour limiter les impacts sur la qualité de l'air local. Ce changement était nécessaire pour protéger la santé des citoyens et a contribué à accélérer le développement économique malgré l'investissement qu'il représentait.

Les bouleversements climatiques imposent désormais un nouvel effort de développement technologique. En fait, il ne s'agit pas tellement de développer de nouvelles technologies mais d'utiliser ce qui existe d'une manière efficace. Cela est nécessaire en raison de l'urgence d'agir pour éviter l'emballement du phénomène des changements climatiques et de l'accélération observable du phénomène.

Cependant, plusieurs technologies efficaces sur un plan environnemental ne sont pas encore commercialement profitables en raison de la concurrence des énergies fossiles qui sont encore bon marché. Cette situation est appelée à s'inverser, c'est inévitable. Mais sera-t-il trop tard ?

L'application de technologies vertes dans les économies des pays développés réduit leur dépendance aux énergies fossiles, freine la hausse des prix de l'énergie, favorise les investissements et libère des ressources énergétiques permettant aux pays en développement d'y avoir accès.

De plus l'accès à l'énergie permet d'augmenter très significativement le niveau de vie de toute personne qui y peut en bénéficier. Les énergies fossiles ne permettent pas d'atteindre un niveau de pénétration dans la population mondiale élevé à long terme. Lorsque l'on prends le temps de regarder la situation actuelle, on constate rapidement qu'il n'y a que les énergies renouvelables qui ont la capacité de fournir l'énergie à l'ensemble de l'humanité qui en ferait le choix.

Mais pourquoi penser alimenter en énergie l'ensemble de l'humanité si ce n'est pour des raisons humanitaires ou éthiques ? En fait, c'est parce que c'est payant. L'augmentation du niveau de vie accroît le pouvoir d'achat et par conséquent les marchés. Le développement international, la résolution de bien des conflits et de nombreux enjeux environnementaux seraient favorisés par une répartition plus équitable des ressources énergétiques et si les principes de développement durables sont étendus à tous les secteurs de l'économie.

### **5.7. La multiplication des impacts environnementaux**

Les bouleversements climatiques menacent grandement la planète, ses habitats, ses ressources naturelles, de très nombreuses espèces animales et végétales et même les sociétés humaines et l'économie. Même si le réchauffement global est, de loin, la plus grande menace écologique que nous ayons provoquée, elle n'est pas la seule. L'extinction de nombreuses espèces, la destruction des habitats naturels, la contamination de la chaîne alimentaire par des substances toxiques, la dérivation de fleuves et l'assèchement de mers et de lacs sont toutes des atteintes graves à notre environnement.

Notre mode de vie nous mène vers une destruction progressive de notre planète. Nous constatons depuis longtemps les dommages que nous infligeons à notre environnement et souvent nous en subissons les conséquences. Mais même avec cette connaissance, notre capacité de réaction nous semble complètement inefficace et nous continuons d'observer les dommages que nous causons avec des outils de plus en plus

poussés qui nous permettent de documenter encore davantage à quel point nous portons atteinte à notre support de vie.

Le projet Rabaska s'inscrit dans la parfaite continuité de cette manière de nous développer : documenter précisément comment notre action portera atteinte à l'environnement puis, le dégrader pour ensuite faire un suivi et mesurer le niveau de l'impact. Que ce soit au niveau de la tourbière, des boisés, des cours d'eau et de la berge du fleuve, le projet porte atteinte à des milieux naturels relativement peu perturbés malgré la proximité de populations importantes sans chercher d'aucune manière des solutions ou des façon de faire innovatrices qui limitent l'impact au maximum.

Mais le plus dramatique, c'est que le projet est présenté comme une manière de réduire les émissions de gaz à effet de serre alors que le gaz naturel représente 20% des émissions de gaz à effet de serre produits par les combustibles fossiles. En 2003, le recours au gaz naturel a provoqué l'émission de 5,2 milliards de tonnes<sup>92</sup> de GES et a, par conséquent, contribué à amplifier le phénomène du réchauffement planétaire bien plus qu'il ne l'a freiné.

Nous ne souhaitons pas passer en revue les grandes menaces écologiques que nous faisons peser sur notre planète pas plus que nous ne pensons que le projet Rabaska contribue directement ou indirectement à chacune d'elle. Simplement, nous rappelons que les défis à surmonter dans un proche avenir sont fort nombreux et qu'il est impératif d'agir dès maintenant pour cesser de détériorer davantage la situation puisqu'il ne sera que plus difficile d'y faire face.

Nous ne pouvons pas laisser nos enfants se débrouiller avec les problèmes que nous avons provoqués, nous devons minimalement leur transmettre les outils pour relever les incroyables défis que nous avons placés devant eux. Nous devons leur donner un peu d'espoir et faire la démonstration que l'on est en mesure de réagir face à la situation dans laquelle nous les avons placés.

### **5.8. La qualité de l'environnement pour les générations futures**

Les bouleversements climatiques sont susceptibles d'entraîner une détérioration profonde de la qualité de l'environnement. Les prévisions à ce sujet sont inquiétantes : disparition d'espèces, modification des aires de répartition des espèces végétales et animales, diminution de la productivité des écosystèmes, perte d'habitats, etc.

La perturbation du cycle des précipitations entraîne une perte de productivité des sols en culture. L'exemple de la production de blé dans l'Ouest canadien semble correspondre aux modèles climatiques. Plusieurs modèles prédisent une baisse des précipitations dans cette région et une augmentation de l'érosion par le vent. Une hausse des inondations printanières semble aussi apparaître. L'ensemble de ces perturbations entraîne une diminution de la production agricole, réduit les revenus des agriculteurs et, si le phénomène continue de s'amplifier, finira par réduire l'abondance de cette importante source alimentaire.

Combiné avec la réduction des stocks de poissons, de la superficie des forêts et des espaces naturels partout à travers le monde, l'environnement

---

<sup>92</sup> Source : EIA, International Energy Outlook 2006, fig. 66

## Développement durable

dont hériteront les prochaines génération sera certainement en bien piètre état. Est-ce que nous souhaitons leur léguer ?

L'apport économique de l'environnement pour toutes les sociétés est d'une importance capitale. Préserver la qualité de l'environnement c'est favoriser la santé des populations puisque aucune activité humaine n'arrive à épurer l'eau et l'air d'une manière aussi efficace que les espaces naturels.

## 6. CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE

### 6.1. Politique énergétique du Québec

La nouvelle stratégie énergétique du Québec a été publiée à l'été 2006 et donne les grandes orientations qui visent à orienter le développement de ce secteur clé de l'économie. Nous faisons remarquer que les terminaux méthaniers y sont abordés en traitant de la condition posée par une analyse environnementale rigoureuse, une considération qui ne se retrouve pas dans les autres éléments de la politique. Cette condition posée aux terminaux méthaniers est surprenante considérant que les autres projets énergétiques ont souvent des impacts environnementaux considérables. Même le développement éolien provoque son lot de critiques et doit être soumis à une évaluation tout aussi rigoureuse. Cependant, la politique ne pose pas une telle condition aux autres éléments de la stratégie énergétique.

Voici la condition posée spécifiquement aux terminaux méthaniers et qui a pour effet de rendre, d'une manière surprenante, exécutoire la décision de la présente Commission :

#### *2) DIVERSIFIER LES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT DE GAZ NATUREL*

*Les projets de terminaux méthaniers pourraient présenter un grand intérêt pour le Québec. Leur réalisation éventuelle permettrait de diversifier nos approvisionnements et aurait des impacts très positifs sur les économies régionales, en raison à la fois des emplois créés lors de la construction et de l'effet d'entraînement sur plusieurs investisseurs industriels.*

*Pour le gouvernement, il importe de souligner que les analyses et les évaluations actuellement en cours seront effectuées de la façon la plus rigoureuse qui soit, afin que les décisions finales concernant ces projets soient prises en connaissance de cause.*

*Rappelons que plusieurs processus d'examen et d'évaluation, fédéraux comme provinciaux, s'enclenchent pour examiner à fond ce type de projet. Les aspects sécurité et impacts sur l'environnement font évidemment l'objet d'une attention particulière, et ce, à la fois sur la base des avis d'experts et des préoccupations des citoyens. Le gouvernement respectera bien évidemment ces processus et n'entend pas s'y substituer en aucune façon.*

*Le gouvernement veillera en outre à ce que tous les citoyens concernés puissent recevoir l'ensemble de l'information pertinente sur les risques éventuels liés à ces projets, en même temps que les avantages qui en découleront. Les citoyens auront la possibilité d'exprimer leurs préoccupations et d'obtenir des réponses rigoureuses aux questions qu'ils se poseront éventuellement.*

Source : Ministère des Ressources naturelles et de la Faune, Stratégie énergétique du Québec 2006-2015, 2006, pp. 89 & 90

Une description du processus d'approbation et d'évaluation des impacts sur l'environnement suit directement ce passage de la stratégie énergétique. Le gouvernement a donc prévu qu'il était nécessaire d'évaluer d'une manière particulièrement rigoureuse la pertinence de ces projets.

## Contexte réglementaire

Nous avons d'ailleurs soumis d'autres moyens permettant d'atteindre le même objectif, à savoir diversifier les sources d'approvisionnement, sans pour autant qu'il soit nécessaire de construire le moindre terminal méthanier au Québec. Le chapitre 4.4 présente justement une alternative qui nous apparaît réalisable et qui permet de limiter les perturbations du littoral du Saint-Laurent. Évidemment, le recours au GNL ne constitue pas le meilleur moyen d'utiliser le gaz naturel.

Notre interprétation du traitement des terminaux méthaniers à l'intérieur de la stratégie énergétique du Québec est à l'effet que les terminaux méthaniers sont une option parmi d'autre pour améliorer la diversité des approvisionnements. Cependant, bien qu'elle soit avantageuse, la diversité des approvisionnements n'apparaît pas comme une priorité si on la compare aux mesures prévues pour améliorer l'efficacité énergétique.

*Le gouvernement demande à Gaz Métro et à Gazifère d'accroître de 96,9 millions de mètres cubes (Mmc)<sup>7</sup> à 350 Mmc – soit de 90 000 tep à 310 000 tep – la cible d'économies d'énergie visée et de prolonger de 2008 à 2015 leur plan d'efficacité énergétique. L'augmentation de la cible représente des économies annuelles d'environ 100 millions de dollars pour les consommateurs, au prix actuel du gaz naturel.*

<sup>7</sup> Ce total comprend la cible définie dans le Plan global en efficacité énergétique de Gaz Métro (79,7 millions de mètres cubes), les économies d'énergie financées par le Fonds en efficacité énergétique de Gaz Métro (16,1 millions de mètres cubes) et la cible déterminée par Gazifère (1,1 million de mètres cubes).

Gaz Métro avait d'ailleurs atteint 53% de l'objectif fixé jusqu'à 2008 :

*Gaz Métro consacre depuis plusieurs années d'importantes ressources à la recherche et à la promotion de l'efficacité énergétique auprès de ses clients<sup>2</sup>. Au 31 décembre 2004, les clients participants aux différents programmes<sup>3</sup> ont réduit leur consommation de gaz naturel de près de 51 millions de m<sup>3</sup> depuis 2000.*

<sup>2</sup> En 2004, 4,3 millions de dollars ont ainsi été versés au Fonds d'efficacité énergétique créé de concert avec la Régie de l'énergie et des représentants de clients et de groupes environnementaux. Ce fonds, alimenté à partir des gains de productivité de Gaz Métro, sert à financer de nouvelles activités en la matière chez les clients de l'entreprise. Le fonds a donc une incidence positive sur la réduction des émissions de GES au Québec.

Référence : Gaz Métro, Plan volontaire de réduction des émissions de gaz à effet de serre – Rapport d'étape octobre 2005, Annexe 1 p. 2.

La stratégie énergétique du Québec a pour effet de contraindre la croissance du volume des ventes de gaz naturel et a contribué au plafonnement de l'utilisation de ce combustible. Cependant, la nouvelle cible est beaucoup plus ambitieuse et pourrait conduire à une réduction du volume des ventes puisque la réduction annuelle du volume vendu est près de 5 fois plus importante qu'auparavant. La Figure 31 présente les cibles prévues selon la Stratégie énergétique du Québec.

## Cibles d'efficacité énergétique prévues d'ici 2015

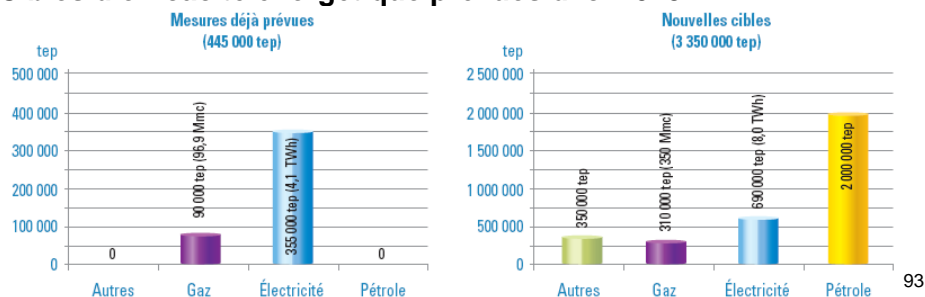


Figure 31 : Cibles de réduction prévues à la Stratégie énergétique du Québec par forme d'énergie

Cette demande est une indication claire que le Québec souhaite que le développement du secteur gazier soit basé sur les volumes libérés par l'amélioration de l'efficacité énergétique. Cette orientation pourrait aussi avoir pour effet de réduire les volumes de gaz importé si la situation du marché de l'énergie n'évolue pas dans le sens de favoriser le recours au gaz naturel. Il est toutefois envisageable que la nouvelle taxe sur le carbone mise en place cette année influe sur la situation du marché mais pas nécessairement à l'avantage du gaz naturel.

## 6.2. Plan d'action 2006-2012 sur les changements climatiques

Le gouvernement du Québec a déposé un plan d'action pour lutter contre les changements climatiques en juin 2006. Ce plan est intitulé : LE QUÉBEC ET LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES, Un défi pour l'avenir. Pour nous, ce n'est pas simplement un titre, c'est aussi une réalité à laquelle nous sommes confrontés, une réalité que nous devons affronter mais aussi une réalité qui nous rattrape très rapidement.

Le plan d'action 2006-2012 est une étape importante d'un processus qui pourrait nous aider à surmonter le défi que posent les changements climatiques. Ce plan est le fruit d'une réflexion très sérieuse visant à mettre en place les outils nécessaires à la réduction de notre consommation de combustibles fossiles et notre contribution aux bouleversements du climat. Bien que nous critiquions sérieusement plusieurs mesures présentées dans ce plan et le niveau insatisfaisant des réductions prévues, nous le considérons sérieux et nécessaire.

Les changements climatiques sont un défi très considérable et voici comment le plan d'action 2006-2012 présente :

**LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES IMPOSE D'IMMENSES DÉFIS SI NOUS VOULONS VIVRE DANS UN ENVIRONNEMENT SAIN, RESPIRER UN AIR DE QUALITÉ ET LÉGUER CE DROIT À NOS ENFANTS. LA MISE EN OEUVRE DU PROTOCOLE DE KYOTO NOUS IMPOSE, BIEN SÛR, DE LA DISCIPLINE ET DE LA PERSÉVÉRANCE SI NOUS VOULONS ATTEINDRE LE FIL D'ARRIVÉE. NOUS SOMMES TOUS CONCERNÉS INDIVIDUELLEMENT ET COLLECTIVEMENT PAR CETTE LUTTE QUE NOUS DEVONS REMPORER AU NOM DES GÉNÉRATIONS FUTURES.**

<sup>93</sup> Source : Stratégie énergétique du Québec



## Contexte réglementaire

*CETTE LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES EXIGE DES ACTIONS IMMÉDIATES ET CONCERTÉES. IL NOUS FAUT TRAVAILLER AVEC CE QUE NOUS AVONS MAINTENANT POUR ASSURER LA QUALITÉ DE VIE À LAQUELLE NOUS ASPIRONS, SAUVEGARDER NOS ÉCOSYSTÈMES, PROTÉGER NOS INFRASTRUCTURES ET FAIRE EN SORTE QUE NOTRE ÉCONOMIE DEMEURE CONCURRENTIELLE. C'EST UN DEVOIR QUI INCOMBE NON SEULEMENT AUX CHEFS DE GOUVERNEMENT ET À LA COMMUNAUTÉ SCIENTIFIQUE, MAIS À L'ENSEMBLE DES PERSONNES, DES INSTITUTIONS ET DES ENTREPRISES QUI COMPOSENT NOTRE SOCIÉTÉ.*

*LE QUÉBEC AFFICHE DÉJÀ UN BON BILAN EN VUE DE LIMITER L'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE (GES), NOTAMMENT EN RAISON DE SES INVESTISSEMENTS MASSIFS DANS LA PRODUCTION D'ÉNERGIE PROPRE SOUS FORME D'ÉLECTRICITÉ. AVEC LE PLAN D'ACTION 2006-2012 ADOPTÉ PAR LE GOUVERNEMENT, LE QUÉBEC PREND RÉSOLUMENT LE LEADERSHIP DU DÉVELOPPEMENT DURABLE EN AMÉRIQUE DU NORD EN SE DONNANT LES MOYENS DE RÉDUIRE SES ÉMISSIONS SOUS LE NIVEAU DE 1990.*

Nous faisons remarquer que c'est la seule page du document entièrement écrite en lettre majuscule, comme pour insister sur l'importance de l'enjeu et des défis qu'il pose. Une autre remarque intéressante sur la typographie, c'est que les actions prévues sont elles aussi écrites en majuscule. Ceci montre une chose : le constat est clair, préoccupant l'enjeu et l'échec n'est pas envisageable. Mais aussi, l'action est capitale.

Nous avons étudié attentivement le plan d'action du Québec et pensons que le projet Rabaska ne s'intègre dans aucune des mesures prévues et qu'il viendra annuler certains gains que nous pourrions atteindre grâce aux investissements prévus dans ce plan.

### 7. LES ÉMISSIONS DANS L'ATMOSPHÈRE



Pratiquement toutes les activités humaines génèrent des émissions dans l'atmosphère. Au début de l'ère industrielle, les émissions de polluants atmosphériques ont commencé à être émis en quantité suffisante pour que les effets se fassent sentir localement. Avec le développement technologique, les industries sont devenues de plus en plus performantes au plan environnemental au point qu'aujourd'hui les émissions polluantes à la source n'ont plus qu'un effet limité dans la région d'émission. Cependant, les effets sont aujourd'hui diffus et difficiles à mesurer. L'exemple de la contamination de l'Arctique par les substances chimiques d'origine industrielle est une illustration troublante de la diffusion dans l'environnement de ces substances.

Même avec le resserrement généralisé des normes d'émission, la multiplication des sources, tant mobiles que fixes, réduit l'efficacité de l'application des normes visant les émissions à la source. La mise en place de plafond d'émission ou de norme de qualité de l'air ambiant a pour effet d'entraîner une réduction puis une stabilisation des quantités de polluant émis. Dans un cas comme dans l'autre, les normes ne permettent pas d'éviter que les concentrations de pollution émises ne représentent pas de risque pour la santé humaine et l'intégrité des écosystèmes.

Le gaz naturel est souvent qualifié de combustible propre. Le concept « propre » sous entend que le combustible n'est pas polluant, on pourrait aussi penser qu'il est le combustible fossile idéal puisqu'il est le plus propre. Le pétrole est plus « propre » que le charbon mais il est néanmoins une source importante de pollution de l'air et de bien d'autres choses.

<sup>94</sup> Source : World Meteorological Organization, Bulletin, Vol. 54 (4), October 2005.

## Les émissions dans l'atmosphère

### 7.1. Effet du projet sur la qualité de l'air

Nous quelques remarques concernant les effets du projet sur la qualité de l'air et l'analyse qu'en fait le promoteur. Nous n'avons pas procédé à des modélisations de la contamination de l'air ni ne contestons celles du promoteur. Comme le gaz naturel est un combustible qui émet relativement peu de contaminants, les évaluations faites par Rabaska nous apparaissent plausibles.

Cependant, nous avons certains commentaires à formuler.

#### 7.1.1. Vaporisateurs

Dans un premier temps, l'estimation du niveau de la rétention des particules fines dans l'eau du système de vaporisation (estimé à 50% par Rabaska)<sup>95</sup> mériterait d'être documenté. Nous pensons qu'il est possible qu'une partie des particules et autres contaminants soient effectivement captés par l'eau mais il est possible que cette rétention diffère avec la composition et la taille des particules ou avec leurs propriétés chimiques. De plus, les contaminants qui se retrouvent dans l'eau devraient être identifiés et il nous semble nécessaire d'en mesurer les effets sur la vie aquatique.

#### 7.1.2. Méthaniers

Rabaska présente deux types de navires méthaniers dans l'étude d'impact. Les premiers méthaniers décrits fonctionnaient au gaz naturel mais Rabaska semble désormais vouloir utiliser des navires plus grands fonctionnant à l'huile lourde.

*En outre, les méthaniers **actuels** sont des navires qui utilisent les vapeurs de GNL comme carburant principal. La quantité d'huile lourde embarquée est relativement faible (environ 4 000 m<sup>3</sup>) compte tenu de leur gabarit. **Pour les navires de type QFlex qui seront propulsés par des moteurs diesel lent fonctionnant à l'huile lourde, nous estimons que la quantité maximale d'huile lourde à bord serait d'environ 5000 m<sup>3</sup>. [...]***

Source : Complément à l'étude d'impact sur l'environnement – Réponses aux questions et commentaires des agences réglementaires, p. 1.5

Ce changement de combustible affecte négativement la qualité de l'air et n'est pas une amélioration technologique comparé aux navires actuels. Considérant que la teneur en soufre du carburant utilisé pour la propulsion, l'huile lourde (HFO)<sup>96</sup> est de 4,5%, les navires desservant le terminal Rabaska constitueront donc une nouvelle source d'oxydes de soufre responsable des pluies acides.

Rabaska précise que les méthaniers émettront 8 tonnes d'oxydes de soufre par an (Tableau H.6)<sup>97</sup>. Or, cette estimation est basée sur une évaluation de la durée de fonctionnement totale d'une heure par escale (Tableau H.5)<sup>98</sup>. La durée du trajet n'est pas spécifiée dans les documents que nous avons consultés mais comme les navires naviguent plus longtemps qu'une heure

<sup>95</sup> Référence : Rabaska, Complément à l'étude d'impact sur l'environnement Réponse aux questions et commentaires des agences réglementaires (PR5-1), Annexe H, p. H.6

<sup>96</sup> Référence : Ibid, p. H.10

<sup>97</sup> Référence : Ibid, p. H.13

<sup>98</sup> Référence : Ibid, p. H.12

le tonnage d'oxydes de soufre qui sera émis sera considérablement plus élevé que celui présenté au tableau H.6. Nous convenons toutefois que le caractère mobile de cette importante source de pollution de l'air réduit considérablement son impact sur la qualité de l'air ambiant. Il influe cependant sur le bilan global de ce polluant.

### 7.1.3. Normes de qualité de l'air

Nous avons remarqué une erreur dans la transcription des normes de contaminants de l'air ambiant. En fait, il nous semble que le promoteur a introduit une donnée erronée dans plusieurs tableaux présentant les normes sur la concentration de dioxydes de soufre dans l'air ambiant.

Nous avons remarqué cette erreur dans chaque tableau présentant la norme de concentration de dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub> en µg/m<sup>3</sup>) dans l'air ambiant sur une période de 24 heures. La valeur réglementée est de 228 µg/m<sup>3</sup> en moyenne sur 24 heures. Voici deux des tableaux erronés :

**TABEAU H.1 Normes et objectifs de qualité de l'air ambiant**

Polluant		Normes		
		Ministère de l'Environnement (RQA) <sup>(2)</sup>	Ministère de l'Environnement (PRAA) <sup>(1)(3)</sup>	Objectifs nationaux <sup>(1)(4)</sup>
Dioxyde de soufre (SO <sub>2</sub> ) (µg/m <sup>3</sup> )	1 h	1 310	276 <sup>(7)</sup> 525 sur 4 minutes	900
	24 h	288	288	300
	1 an	52	52	60
Monoxyde de carbone (mg/m <sup>3</sup> )	1 h	34	34	35
	8 h	15	12,7	15
Dioxyde d'azote (NO <sub>2</sub> ) (µg/m <sup>3</sup> )	1 h	414	414	400
	24 h	207	207	200
	1 an	103	103	100
Ozone (µg/m <sup>3</sup> )	1 h	157	157	160
	8 h	—	125	130 <sup>(5)(6)</sup>
	24 h	—	—	50
	1 an	—	—	30
Particules en suspension totales (PST) (µg/m <sup>3</sup> )	24 h	150	—	120
	1 an	70	—	70
PM <sub>2,5</sub> (µg/m <sup>3</sup> )	24 h	—	30	30 <sup>(5)(6)</sup>
	1 an	—	—	

- (1) Gaz aux conditions standards et de référence : mètres cubes de gaz sec à 25 °C sous une pression de 101,325 kPa.
- (2) Gaz aux conditions normalisées : température de 25 °C sous une pression de 100,9 kPa.
- (3) Projet de règlement sur l'assainissement de l'air (nov. 2005).
- (4) Niveau maximal acceptable.
- (5) Standards pancanadiens relatifs aux particules (PM) et à l'ozone (CCME, juin 2000).
- (6) Certains dépassements sont permis.
- (7) La norme proposée de 525 µg/m<sup>3</sup> sur 4 minutes est équivalente à 276 µg/m<sup>3</sup> sur une base horaire en utilisant la formule de l'annexe H du PRAA.

Référence : Rabaska, Complément à l'étude d'impact sur l'environnement Réponse aux questions et commentaires des agences réglementaires (PR5-1), mai 2006, Annexe H, p. H.2

Ce tableau modifie un tableau présenté précédemment et intègre les valeurs prévues au projet de Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère. Le Tableau H.1 Norme et objectifs de qualité de l'air ambiant ne présente pas la bonne valeur de dioxyde de soufre ni dans le cas du Règlement sur la qualité de l'air ni dans le cas du projet de Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère. La modification aurait pu corriger l'information présentée dans

# Émissions atmosphériques et alternatives au projet Rabaska

## Les émissions dans l'atmosphère

le tableau original mais a, dans les faits, reproduit l'erreur du tableau précédent :

**Tableau 2.2 Normes et objectifs de qualité de l'air ambiant**

Polluant		Normes		
		Ministère de l'Environnement (Q-2, r. 20) <sup>(2)</sup>	Ministère de l'Environnement (Q-2, r. 20 modifié) <sup>(1)(3)</sup>	Objectifs nationaux <sup>(1)(4)</sup>
Dioxyde de soufre (SO <sub>2</sub> ) (µg/m <sup>3</sup> )	1 h	1 310	900	900
	24 h	288	300	300
	1 an	52	60	60
Monoxyde de carbone (mg/m <sup>3</sup> )	1 h	34	35	35
	8 h	15	13	15
Dioxyde d'azote (NO <sub>2</sub> ) (µg/m <sup>3</sup> )	1 h	414	400	400
	24 h	207	200	200
	1 an	103	100	100
Ozone (µg/m <sup>3</sup> )	1 h	157	—	160
	8 h	—	—	130 <sup>(5)(6)</sup>
	24 h	—	—	50
	1 an	—	—	30
Particules en suspension totales (PST) (µg/m <sup>3</sup> )	24 h	150	—	120
	1 an	70	—	70
PM <sub>2.5</sub> (µg/m <sup>3</sup> )	24 h	—	30 <sup>(6)</sup>	30 <sup>(5)(6)</sup>
	1 an	—	—	—

<sup>(1)</sup> Gaz aux conditions standards et de référence : mètres cubes de gaz sec à 25 °C sous une pression de 101,325 kPa.

<sup>(2)</sup> Gaz aux conditions normalisées : température de 25 °C sous une pression de 100,9 kPa.

<sup>(3)</sup> Projet de règlement modifiant le Règlement sur la qualité de l'atmosphère (juin 2000).

<sup>(4)</sup> Niveau maximal acceptable.

<sup>(5)</sup> Standards pancanadiens relatifs aux particules (PM) et à l'ozone (CCME, juin 2000).

<sup>(6)</sup> Certains dépassements sont permis.

Référence : Rabaska, T3, V1, p. 2.5

Nous n'avons relevé aucun correctif concernant la référence erronée aux normes de qualité de l'air ambiant. Nous espérons que le ministère responsable de l'application de ces règlements prendra les mesures adéquates pour faire respecter les exigences minimales visant la protection de l'environnement. Le dépassement a beau être minime, le respect de la réglementation demeure un des principes essentiel des sociétés de droit.

Nous comprenons que la réglementation ne doit pas forcément appliquée d'une manière dogmatique dans toutes les circonstances mais ici, le projet n'est pas encore autorisé et il ne pourrait l'être s'il ne rencontre pas l'ensemble de la réglementation en vigueur au moment du dépôt de la demande d'autorisation.

Il est impératif que le projet se conforme aux critères de qualité de l'air. Des modifications devront donc être apportées puisque, selon la modélisation présentée, il ne respecte pas les critères actuellement en vigueur :

c. Q-2, r.20

### Règlement sur la qualité de l'atmosphère

Loi sur la qualité de l'environnement

(L.R.Q., c. Q-2, a. 20, 31, 53, 70, 71, 72, 87 et 124.1)

#### SECTION III

#### NORMES D'AIR AMBIANT

**6. Normes de qualité de l'atmosphère:** Les normes de qualité de l'atmosphère pour l'ensemble du territoire du Québec sont les suivantes:

[Q-2r20#01, voir R.R.Q., 1981, 8-713]

nature des contaminants	valeur moyenne	durée
particules en suspension	0-150 µg/m <sup>3</sup>	moyenne sur 24 heures
	0-70 µg/m <sup>3</sup>	moyenne géométrique annuelle
retombées de poussières	0-7,5 tonnes/km <sup>2</sup>	moyenne sur 30 jours
anhydride sulfureux (SO <sub>2</sub> )	0-0,50 ppm*	moyenne sur 1 heure
	0-1310 µg/Nm <sup>3</sup>	
	0-0-11 ppm*	moyenne sur 24 heures
	(0-228 µg/Nm <sup>3</sup> )	
	0-0,02 ppm*	moyenne annuelle
	(0-52 µg/Nm <sup>3</sup> )	
monoxyde de carbone (CO)	0,30 ppm*	moyenne sur 1 heure
	(0-34 mg/Nm <sup>3</sup> )	
	0-13 ppm*	moyenne sur 8 heures
	(0-15 mg/nm <sup>3</sup> )	
ozone (O <sub>3</sub> )	0-0,08 ppm*	moyenne sur 1 heure
	(0-157 µg/Nm <sup>3</sup> )	
hydrogène sulfuré (H <sub>2</sub> S)	0-10 ppb**	moyenne sur 1 heure
	(0-14 µg/Nm <sup>3</sup> )	
	0-8 ppb**	
	(0-11 µg/Nm <sup>3</sup> )	moyenne sur 2 heures

Tableau 19 : Normes de qualité de l'atmosphère (RQA a.6)

La norme prévue à l'article 6 ne correspond pas à ce qui est présenté par Rabaska. Note : le N avant m<sup>3</sup> signifie « conditions normales ».

Pour sa part, le projet de Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère reproduit les mêmes normes concernant le dioxyde de soufre. Les niveaux normalisés sont précisés à l'annexe K.

#### Extrait de l'annexe K du PRAA – dioxyde de soufre

Contaminant	Code	Valeur	Unité	Durée
Soufre, dioxyde de	7446-09-5	525	µg/m <sup>3</sup>	4 minutes
Soufre, dioxyde de	7446-09-5	228	µg/m <sup>3</sup>	24 heures
Soufre, dioxyde de	7446-09-5	52	µg/m <sup>3</sup>	1 an

Tableau 20 : Normes de qualité de l'air ambiant prévues au projet de Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère concernant le dioxyde de soufre

Le tableau H.8 présente les maximums totaux de concentration de contaminants dans l'air aux environs du terminal projeté. La valeur présentée pour la concentration moyenne sur 24 heures de dioxyde d'azote est de 232 µg/m<sup>3</sup> alors que la norme est de 228 µg/m<sup>3</sup>. Le critère pour 24 heures n'est donc pas rencontré pour ce contaminant.

## Les émissions dans l'atmosphère

Tableau H.8 Sommaire de l'étude de dispersion atmosphérique pour l'exploitation du terminal et de la jetée<sup>(1)</sup>

Contaminant	Période	Maximum simulé <sup>(2)</sup>		Niveau de fond <sup>(3)</sup>		Maximum total <sup>(4)</sup>		Normes	
		(µg/m <sup>3</sup> )	(% norme)	(µg/m <sup>3</sup> )	(% norme)	(µg/m <sup>3</sup> )	(% norme)	RQA	PRAA
CO	horaire	746	2.2%	17000	50%	17746	52%	34000	34000
	8 heures	222	1.5% (1.7%)	9100	61% (72%)	9322	62% (73%)	15000	12700
SO <sub>2</sub>	1 heure	667	51% (242%)	107	8% (39%)	774	59% (280%)	1310	276 <sup>(5)</sup>
	24 heures	159	55%	73	25%	232	81%	288	288
	annuelle	4.1	7.9%	7.3	14%	11.4	22%	52	52
NO <sub>2</sub>	1 heure	191	46%	152	37%	343	83%	414	414
	24 heures	46	22%	90	43%	136	66%	207	207
	annuelle	1.4	1.4%	29	28%	30.4	30%	103	103
PMT	24 heures	9.4	6.3%	91	61%	100	67%	150	-
	annuelle	0.40	0.6%	34	49%	34.4	49%	70	-
PM <sub>2.5</sub>	24 heures	7.5	25%	20	67%	27.5	92%	-	30

(1) Les valeurs entre parenthèses se rapportent à la comparaison avec les normes proposées dans le PRAA, lorsque différentes des normes du RQA actuel.

(2) Maximum calculé dans le domaine de modélisation, mais à l'extérieur de la propriété.

(3) Maximum mesuré dans l'air ambiant. Sauf pour les PM<sub>2.5</sub>, pour lesquelles il s'agit du niveau de fond spécifié par le MDDEP (PRAA et QC-78).

(4) Somme de (1) et (2), en faisant l'hypothèse qu'ils surviennent simultanément.

(5) 525 µg/m<sup>3</sup> sur 4 minutes, soit l'équivalent de 276 µg/m<sup>3</sup> sur une base horaire en appliquant la formule prévue à cet effet à l'annexe H du PRAA.

99

Tableau 21 : dispersion des contaminants de l'air selon Rabaska

Le dépassement de la norme n'est pas très élevé mais permet de faire ressortir un problème qui pourrait potentiellement compromettre d'une manière importante le développement économique de la région. En effet, le fait qu'un projet proposé dépasse le critère de qualité de l'air signifie que la qualité de l'air de la région est préoccupante.

En fait, Rabaska fait la démonstration que la concentration d'oxyde de soufre est déjà si élevée que l'ajout d'un navire de grande taille alimenté à l'huile lourde faisant escale à Québec risque d'entraîner le dépassement de ce critère de qualité de l'air. Considérant cette démonstration faite grâce à Rabaska, nous demandons qu'une analyse de la qualité de l'air et de la capacité d'accueil des navires et des nouvelles sources d'émission d'oxydes de soufre soit menée dans la région de Québec.

L'agrandissement de la raffinerie Ultramar, l'implantation de AIM, la présence de l'incinérateur, d'Alex Couture, en plus des autres sources de contaminants de l'air tant sur la rive Sud que la rive Nord militent pour qu'une station d'échantillonnage de l'air soit installée à Lévis.

Les données qu'une telle station pourrait fournir seraient précieuses pour orienter le développement économique et mettre en place des mesures qui permettraient à la région de respecter les normes de qualité de l'air et d'accueillir de nouvelles entreprises.

### 7.1.4. Effet de Rabaska sur le smog dans la région

Nous avons cherché à déterminer dans quelle mesure le projet Rabaska pourrait entraîner une augmentation des épisodes de mauvaise qualité de l'air dans la région. Pour ce faire, nous avons demandé et obtenu les données journalières des stations de mesure de la qualité de l'air de la région.

<sup>99</sup> Référence : Rabaska, Complément à l'étude d'impact sur l'environnement

Réponse aux questions et commentaires des agences réglementaires (PR5-1), Annexe H, p. H.18

Les données montrent que la problématique de la mauvaise qualité de l'air dans la région est principalement attribuable aux particules fines. D'après les données de la station située dans la basse ville de Québec, à Limoilou (poste 03006), l'ozone a excédé les critères 1 fois tous les 2 ans alors que les particules fines ( $PM_{2,5}$ ) ont excédé le critère de mauvaise qualité en moyenne 24 jours par an entre janvier 2001 et décembre 2005.

Pour évaluer l'effet du projet Rabaska sur l'augmentation des épisodes de mauvaise qualité de l'air, nous avons ajouté la valeur maximale présentée au Tableau H.8, soit  $7,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$  aux moyennes journalières. Nous avons ensuite calculé les nouveaux indices de qualité de l'air selon la méthode utilisée par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs. Ceci a fait passer le nombre total de journées excédant le critère pour les particules fines de 97 à 202 journées sur la période de 5 ans pour laquelle nous avons les données (les journées où les données ne sont pas conformes sont exclues de ces résultats, 1 799 journées présentaient des données conformes).

En tenant compte de la fréquence de la présence des méthaniers (tous les 6 à 8 jours), nous estimons que Rabaska pourrait être responsable d'une augmentation de 2,7 à 3,6 jours par année où l'air serait considéré comme de mauvaise qualité.

Ceci correspond à une augmentation potentielle de 13,5% à 18% de l'incidence des épisodes de smog (ou de mauvaise qualité de l'air) dans la région. Compte tenu des inconvénients que causent ces phénomènes sur la santé de la population et plus particulièrement à celle des personnes les plus vulnérables soit les enfants, les personnes âgées ou déjà malades, cette augmentation risque d'aggraver les problèmes rencontrés par les autorités de la santé publique.

### **7.2. Émissions de gaz à effet de serre**

Nous ne partageons pas l'évaluation des émissions de gaz à effet de serre présentée dans l'étude d'impact du projet. Nous ne doutons pas de la validité des coefficients d'émission, du contenu énergétique des combustibles impliqués ni des volumes consommés. Nous avons cependant des divergences importantes d'opinion en ce qui concerne les hypothèses qui supportent les estimations effectuées.

Une bonne partie de cette analyse démontre, nous l'espérons, pourquoi nous ne partageons pas l'interprétation du promoteur quant certains éléments relatifs à la situation du marché du gaz naturel ou des hypothèses supportant les estimations.

#### **7.2.1. Émissions reliées au cycle de vie**

Le recours au GNL a pour conséquence de faire augmenter les émissions de GES totales du cycle de vie du gaz mis en marché. Le Tableau 22 présente les émissions de trois différentes sources d'approvisionnement de gaz naturel.

Nous avons utilisé les valeurs fournies par Rabaska pour évaluer les émissions de gaz à effet de serre. La version finale présentera l'ensemble des références utilisées, les hypothèses utilisées de même que l'ensemble de l'information permettant d'expliquer les résultats. Nous avons procédé à ces calculs afin de mieux expliquer les émissions associées aux opérations en amont, celles liées au terminal nous avons comparé certains scénarios entre eux de manière à documenter l'effet du projet sur différentes situations



# Émissions atmosphériques et alternatives au projet Rabaska

## Les émissions dans l'atmosphère

pouvant résulter de l'implantation du terminal. La version finale du rapport présentera l'ensemble de ces résultats.

Émissions de gaz à effet de serre du cycle de vie du volume de gaz naturel livré au terminal			
Étape du cycle (t de CO <sub>2</sub> e/an)	BSOC	EC-JRC (2003)	GM (2002)
Production et traitement	1 029 665	594 038	574 236
Liquéfaction	-	1 009 864	1 069 267
Transport	712 845 1)	990 063	831 653
Regazéification	-	158 410	158 410
Distribution	59 404	59 404	59 404
Usage final	10 039 234	10 039 234	10 039 234
<b>Émissions totales</b>	<b>11 722 102</b>	<b>12 851 011</b>	<b>12 732 204</b>

Tableau 22 : Comparaison des émissions de GES de 3 sources d'approvisionnement.

BSOC : Comprend le transport du McKenzie

1) Considérant les hypothèses de Rabaska. Nous avons estimé que les émissions basées sur l'utilisation du réseau existant de gazoducs seraient réduites de 119 045 tonnes ce qui ramènerait les émissions du transport du gaz naturel canadien à 593 800 tonnes par année.

La version finale comprendra deux tableaux qui présenteront les estimations d'émissions en fonctions des hypothèses de Rabaska et en fonction de nos modifications de certaines hypothèses de Rabaska.

Nous présenterons l'effet du projet sur les émissions du Québec et du Canada en fonction des hypothèses retenues.

La version finale de ce rapport comprendra une proposition visant la compensation des émissions supplémentaires de gaz à effet de serre. En effet, nous pensons que le BAPE devrait poser comme principe que tout projet générateur de GES devrait inclure une mesure obligatoire de compensation des émissions inévitables.

Le gaz en provenance du Canada émet près de 1 million de tonnes de moins de GES que le gaz importé par méthanier, et ce pour le gaz en provenance d'Afrique du Nord ou du Moyen-Orient.

### 7.2.2. Émissions attribuables à l'augmentation de la production de pétrole induite par Rabaska

Le projet Rabaska est, selon nous, une manière de répondre au problème d'approvisionnement en gaz naturel à prix abordable de l'industrie pétrolière albertaine liée à l'exploitation des sables bitumineux. Cette industrie est responsable, nous le rappelons, de la plus importante augmentation des émissions de gaz à effet de serre au Canada. En effet, selon le dernier Rapport d'inventaire national [M] les émissions de GES attribuables aux exportations de pétrole brut ont crû de 150% entre 1990 et 2004.

Les projets d'expansion de l'industrie albertaine du pétrole visent à augmenter la part de l'approvisionnement canadien du pétrole consommé aux États-Unis puisque les exportations croissent à un rythme plus élevé

que la consommation intérieure<sup>100</sup>. Le récent reportage sur le sujet à diffusé à Radio Canada<sup>101</sup> confirme cette tendance qui s'appuie sur la volonté de nos voisins de réduire leur dépendance en pétrole provenant de régions plus instables.

Nous avons tenté d'évaluer quel pourrait être l'effet du projet sur l'exploitation des sables bitumineux. Notre étude du secteur de l'exploitation des sables bitumineux nous incite à penser qu'une partie importante du gaz naturel qui sera libéré dans les zones productrices suite à la mise en service du terminal à Lévis sera utilisé afin d'extraire le pétrole des sables bitumineux.

Nous avons ensuite évalué les émissions de gaz à effet de serre qui pourraient être émises en fonction du taux de substitution du mazout et de l'utilisation du gaz libéré afin d'exploiter les sables bitumineux. Nous avons évalué l'effet sur les émissions de gaz à effet de serre de l'utilisation du gaz libéré dans l'Ouest canadien. Pour ce faire, nous avons posé 2 hypothèses de base qui portent sur l'utilisation des volumes additionnels de gaz consommés en raison de la réalisation du projet Rabaska :

- Le gaz libéré dans l'Ouest canadien remplace exclusivement du mazout ou des combustibles plus polluants par le biais d'un accroissement des exportations aux États-Unis ou d'une autre manière. Ce scénario correspond approximativement à l'évaluation qui est faite par Rabaska (80% à 100% de substitution)<sup>102</sup>.
- Le gaz libéré est utilisé pour extraire le pétrole des sables bitumineux.

Nous avons utilisé la plus petite estimation du volume de gaz libéré et exportée aux États-Unis faite par Rabaska comme volume de gaz de référence dans les calculs (Rabaska estime les exportations d'énergie à près de 189 PJ/an dans l'étude d'impact<sup>103</sup> et à 143 PJ/an dans la réponse QE-019<sup>104</sup>). Le volume de référence correspond donc à 73% du volume de gaz naturel importé ou à 133 Gpi<sup>3</sup>/an.

Pour estimer

La Figure 32 présente les émissions de gaz à effet de serre en fonction du taux de substitution et d'utilisation dans la production de pétrole à partir des sables bitumineux.

<sup>100</sup> Référence : Tableau 11, p. 3. Les exportations nettes de pétrole ont crues de 513% entre 1990 et 2004 alors que la production intérieure a connue une croissance de 59%.

<sup>101</sup> Référence : Radio Canada, Zone Libre, Du sable dans l'engrenage, 19 janvier 2007, [http://www.radio-canada.ca/actualite/zone\\_libre/2007/01/19/001-sables-bitumineux-accueil.asp](http://www.radio-canada.ca/actualite/zone_libre/2007/01/19/001-sables-bitumineux-accueil.asp) et autres pages.

<sup>102</sup> Référence : Rabaska, T3, V1, p. 6.20 et QE-019, p. 2

<sup>103</sup> Référence : Rabaska, T3, V1, p. 6.23

<sup>104</sup> Référence : Rabaska, QE-019, p. 2

# Émissions atmosphériques et alternatives au projet Rabaska

## Les émissions dans l'atmosphère

### Effet de l'utilisation du gaz libéré dans l'Ouest canadien sur les émissions de gaz à effet de serre du projet Rabaska

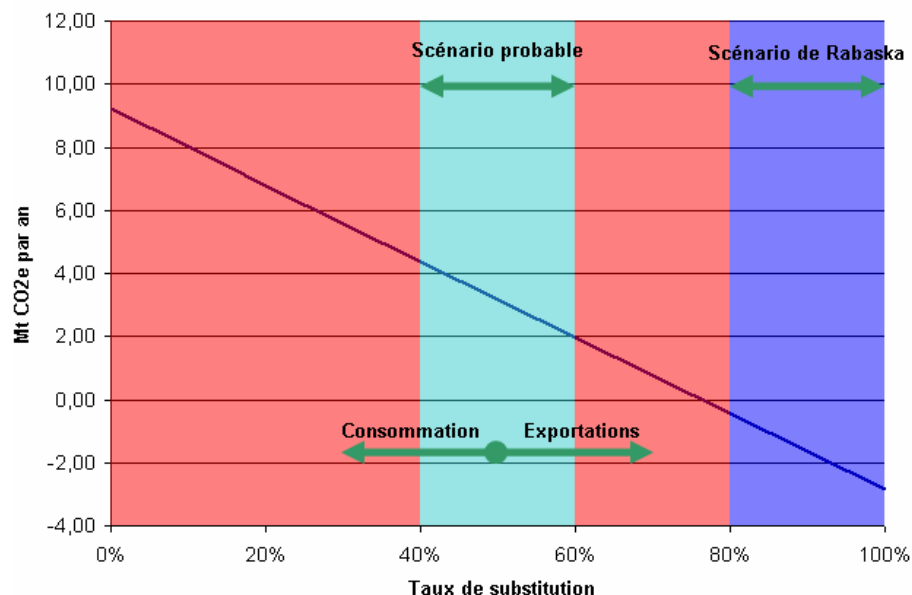


Figure 32 : Émissions de GES attribuables au projet Rabaska en fonction du taux de substitution et d'usage dans la production des sables bitumineux.

Les calculs sont basés sur les hypothèses suivantes :

- Le volume de gaz est constant (133 Gpi<sup>3</sup>/an)
- Le niveau de 100% signifie que tout le volume du gaz libéré est utilisé en remplacement du mazout.
- Le niveau de 0% correspond à l'utilisation de l'ensemble des volumes de gaz libérés dans l'Ouest afin d'accroître la production de pétrole à partir des sables bitumineux.
- La zone verte correspond au scénario probable. Ce scénario tient compte des exportations historiques de gaz naturel et de la tendance observée. En 2004, le Canada a exporté 50% de la production de gaz naturel<sup>105</sup>.
- Les émissions de GES sont basées sur un coefficient d'émission de 64,1 g CO<sub>2</sub>e/MJ pour l'utilisation du gaz dans la production des sables bitumineux. Ce coefficient correspond au niveau le plus faible présenté au tableau 6.3 pour les émissions totales du GNL.
- Les émissions de GES sont basées sur le coefficient d'émission de -19,8 g CO<sub>2</sub>e/MJ pour la substitution (62,2 g CO<sub>2</sub>e/MJ – 84 g CO<sub>2</sub>e/MJ).

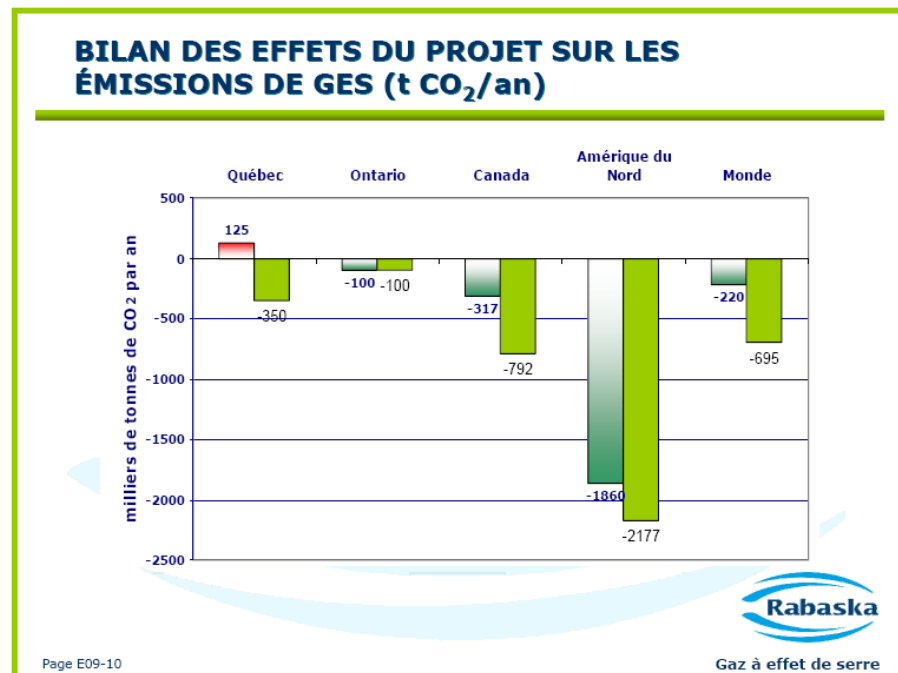
Nous estimons que Rabaska entraînera une augmentation minimale de 3,2 millions de tonnes de gaz à effet de serre au Canada. Cependant, ce niveau d'émission est appelé à augmenter puisque la tendance des marchés a pour effet de réduire les exportations de gaz naturel aux États-Unis et d'accroître la production de pétrole pour l'exportation ce qui entraîne une augmentation de la consommation de gaz naturel du secteur énergétique au Canada.

<sup>105</sup> Référence : Rapport d'inventaire national 1990-2004, voir Tableau 11, p. 3

Si les volumes de gaz naturel libérés en raison de la réalisation du projet devaient tous être utilisés dans l'exploitation des sables bitumineux, c'est 9,2 millions de tonnes de gaz à effet de serre supplémentaires qui seraient émises au Canada. Ceci équivaut environ aux émissions que le plan d'action 2006-2012 de Québec prévoit réduire d'ici 2012. Ce plan prévoit des investissements de 1,2 milliards de dollars au Québec.

### 7.2.3. Commentaire sur les évaluations de Rabaska

La documentation déposée au cours des audiences de la Commission comprenait la figure suivante :



106

Figure 33 : Hypothèses de Rabaska sur l'effet du projet sur les émissions de GES

Toutes les évaluations des émissions de GES de Rabaska sont présentées en intégrant les gains faits grâce à substitution du mazout par du gaz naturel. Cette façon de faire ne nous permet pas de valider l'effet de la variation d'une hypothèse ou une autre sur le bilan global du projet.

Nous avons donc dû recalculer plusieurs évaluations pour nous permettre de mesurer l'effet de la variation des hypothèses. Il ressort bien évidemment que l'effet du taux de substitution du mazout introduit la plus grande variabilité.

Le Tableau 23 présente les émissions de gaz à effet de serre d'après les données de Rabaska selon trois scénarios :

<sup>106</sup> Rabaska, documentation déposée, DA11-7 et autres

# Émissions atmosphériques et alternatives au projet Rabaska

## Les émissions dans l'atmosphère

Évaluation des émissions de gaz à effet de serre du projet Rabaska						
Source d'émission	Coefficient d'émission (g CO <sub>2</sub> e/MJ, % et PJ)	Rabaska (t/an)	Scénario bas		Scénario haut	
			Variation	Émissions (t/an)	Variation	Émissions (t/an)
Extraction, transport et traitement	3,0	588 000	100%	588 000	100%	588 000
Liquéfaction	5,1	999 600	100%	999 600	100%	999 600
Transport maritime	5,0	980 000	100%	980 000	127%	1 244 600
Regazéification	0,8	156 800	100%	156 800	100%	156 800
Distribution	0,3	58 800	100%	58 800	100%	58 800
Total amont	14,2	2 783 200		2 783 200		3 047 800
Utilisation finale	50,7	9 937 200	100%	9 937 200	100%	9 937 200
Total utilisation gaz	64,9	12 720 400		12 720 400		12 985 000
Énergie, marché Rabaska	196 PJ		196 PJ		196 PJ	
Substitution, marché Rabaska	6%	-720 720	6%	-987 840	6%	-987 840
Énergie exportée ÉU	143 PJ		98 PJ		0 PJ	
Substitution ÉU	100%	-12 012 000	100%	-8 232 000	0%	0
Total utilisation mazout	-84,0	-12 732 720	100%	-9 219 840	0%	0
Autres effets*		-207 680	100%	-207 680	50%	-103 840
<b>Bilan</b>		<b>--220 000</b>		<b>3 292 880</b>		<b>11 893 320</b>

Tableau 23 : Émissions de GES du projet Rabaska selon trois scénarios

\* « Autres effets » correspond aux autres hypothèses de Rabaska qui concerne l'Effet du terminal sur le raffinage du mazout, les importations de GNL aux États-Unis qui telles que décrites sous le tableau 6.5 (Rabaska, T3, V1, p. 6.22)

Ces évaluations des émissions de gaz à effet de serre ne visent pas à reproduire fidèlement le calcul effectué par Rabaska. Nous avons fait cet exercice afin de déterminer l'effet des hypothèses des taux de substitution du mazout et du niveau d'énergie exporté aux États-Unis. La colonne Rabaska ne reprend donc pas les valeurs de l'étude d'impact du promoteur puisque son équivalent calculé par Rabaska n'est pas présent dans la documentation déposée par Rabaska.

Nous avons utilisé la formule suivante :

$$\text{Coefficient d'émission (g CO}_2\text{e/MJ)} \times 1000 \times \text{Énergie (PJ/an)} = \text{t CO}_2\text{e/an}$$

Pour les scénarios, nous n'avons modifié que le coefficient d'émission du transport maritime pour tenir compte de la distance parcourue mesurée différente de celle estimée par Rabaska. Nous avons aussi réduit les « autres effets » pour tenir compte de la surestimation des émissions du raffinage du mazout et parce que le projet ne devrait pas avoir d'effet sur les autres terminaux méthaniers aux États-Unis en raison de la demande importante prévue de gaz naturel.

Le « scénario bas » ne fait varier que le volume de gaz exporté aux États-Unis. Nous pensons en effet que le volume libéré dans l'Ouest en raison de Rabaska sera utilisé selon la répartition actuelle entre le volume consommé au Canada et exporté aux États-Unis. Nous avons donc supposé que le

projet Rabaska permettait de libérer le volume équivalent aux importations au terminal et que ce volume de gaz était exporté à 50% (soit des exportations supplémentaires de 98 PJ/an). Nous avons posé une hypothèse aussi optimiste que Rabaska concernant le taux de substitution. C'est-à-dire que nous avons supposé que tout le gaz libéré et exporté remplacerait du mazout. Cette seule modification a pour effet de faire passer le bilan des émissions de gaz à effet de serre à près de 3,3 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>e. La variation de la quantité d'énergie exportée a donc un effet majeur.

Le « scénario haut » représente la situation la moins avantageuse en terme de bilan des gaz à effet de serre. Il suppose que l'ensemble du gaz naturel libéré dans l'Ouest est utilisé pour satisfaire la croissance des besoins et qu'il n'y a pas de substitution de combustibles plus émetteurs. Ce scénario conserve un taux de substitution de 6% au Québec et en Ontario. L'effet de ce scénario sur les émissions de gaz à effet de serre est encore plus important. Près de 11,9 millions de tonnes de gaz à effet de serre seraient émises dans l'atmosphère en raison de l'implantation du terminal méthanier à Lévis.

**Les émissions de gaz à effet de serre attribuables à la réalisation du terminal méthanier Rabaska serait d'au mieux 3,3 million de tonnes supplémentaires par année d'opération**

Le projet devrait donc probablement entraîner une augmentation des émissions de gaz à effet de serre se situant entre 3,3 et 11,9 millions de tonnes par année d'opération.

Sans engagement formel de la part du promoteur à atteindre et maintenir un niveau élevé de substitution d'énergies plus polluantes, le projet entraînera forcément une augmentation des émissions.

Pour l'AQLPA, le taux de substitution estimé par Rabaska aux États-Unis ainsi que le niveau des exportations prévu n'est pas représentatif de la réalité et entraîne une surestimation injustifiée des réductions des émissions gaz à effet de serre attribuables au projet à Lévis.

**La Commission doit impérativement obtenir des évaluations des émissions de gaz à effet de serre du projet qui représente la situation réelle de l'effet du projet et non seulement une évaluation basée sur des hypothèses induement avantageuses au promoteur.**

## Kyoto et les bouleversements climatiques

### 8. KYOTO ET LES BOULEVERSEMENTS CLIMATIQUES

Les bouleversements climatiques influent déjà sur de nombreux phénomènes météorologiques et la température moyenne sur la planète s'est déjà élevée de 0,6° C. Au Canada, la température moyenne a crû de 1,0° C au cours du dernier siècle<sup>108</sup>. Selon Ouranos, la hausse des températures moyennes dans l'Ouest du Québec a atteint 1,2° C entre 1960 et 2003. C'est le double de la hausse planétaire.

Le consensus sur les causes et les conséquences est désormais établi et les écarts entre les prévisions ont été réduits de manière appréciables. Les activités humaines sont responsables en bout de ligne de l'augmentation de la concentration de dioxyde de carbone dans l'atmosphère, le principal gaz provoquant le réchauffement climatique observé.

Ce qui fait mois consensus est au niveau des mesures à mettre en œuvre pour faire face à la menace. Les intérêts économiques en jeu sont considérables et certains acteurs risquent de perdre les avantages que leur procure la situation actuelle. Cependant, les faits sont là et les conséquences sont désormais visibles pour le commun des mortels.

Le Protocole de Kyoto est en fait la première étape d'une démarche internationale de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Il est entendu par la communauté internationale qu'il sera nécessaire de réduire les émissions de l'ordre de 75% d'ici l'an 2050 pour, seulement limiter à 2,0° C la hausse de la température globale.<sup>109</sup> Plusieurs états américains se sont fixés des objectifs de réduction des GES sensiblement près de cette cible. La Californie et l'État de New York se sont imposés des réductions considérables de leurs émissions de gaz à effet de serre et entendent augmenter la part des énergies renouvelables dans leur portefeuille énergétique et misent aussi sur des mesures d'efficacité énergétique pour atteindre leurs cibles.

Les états du nord-est négocient actuellement pour mettre en place des mesures favorisant un réduction importante des émissions et, en particulier, d'une « bourse du carbone » inspirée de ce qui existe en Europe actuellement.

Le Protocole de Kyoto offre un cadre global favorisant l'application de politiques énergétiques par les pays signataires. Bien que le Canada n'ait pas encore mis en place les mécanismes et la réglementation permettant la mise en œuvre du Protocole sur son territoire, il n'en demeure pas moins que notre pays a signé et ratifié cette entente internationale.

Parallèlement, le Québec et l'Ontario ont mis en place des mesures qui permettront éventuellement de bénéficier des mécanismes économiques prévus au Protocole et qui offrent des opportunités particulièrement



107

<sup>107</sup> Source : International Gas Union.

<sup>108</sup> Source : Environnement Canada, [http://www.ec.gc.ca/climate/overview\\_trends-f.html](http://www.ec.gc.ca/climate/overview_trends-f.html)

<sup>109</sup> L'AQLPA était présente à la Conférence des Nations Unies sur les changements climatiques qui a eu lieu à Montréal à la fin de 2005. De nombreuses présentations et délégations présentait cet objectif comme la seule manière d'éviter un réchauffement catastrophique.

### Kyoto et les bouleversements climatiques

prometteuses, surtout si les mesures sont implantées de manières précoces.

Le Protocole de Kyoto est en fait un mécanisme visant à donner un prix, ou un coût, à la tonne de gaz à effet de serre. Les émissions responsables des bouleversements climatiques se voient pénalisées et les actions permettant de minimiser ces mêmes émissions sont favorisées économiquement.

Dans le contexte actuel, une des politiques énergétiques fréquemment évoquée constitue à mettre en place un mécanisme de signal de prix sur les émissions de gaz à effet de serre. Autrement dit, il s'agit de taxer le carbone de manière à compenser les coûts des dommages qu'il engendre. Le Québec a mis en place la réglementation qui va permettre de prélever cette taxe dans les prochains mois.

C'est-à-dire que le gouvernement a choisi de mettre en place des mesures pour forcer la hausse des prix des énergies fossiles qui sont la première source d'émissions responsables de l'augmentation de la concentration de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère. Les sommes ainsi accumulées serviront à financer les mesures de lutte contre les bouleversements en même temps que les mesures d'adaptation.

Le projet Rabaska s'inscrit en sens opposé par rapport aux mesures qui doivent être prises pour éviter le scénario du pire. En contribuant à réduire le prix d'une des formes d'énergie responsable de l'augmentation de la concentration de dioxyde de carbone, Rabaska contribuera à aggraver les conséquences des bouleversements climatiques. Il pourrait aussi avoir pour effet de réduire le montant perçu en taxe et donc les sommes disponibles pour faire la lutte aux bouleversements climatiques.

#### 8.1.1. Perspective sur la vie utile du terminal

Le terminal de Rabaska devrait avoir une vie utile de 50 ans, c'est-à-dire que cette installation pourrait être opérée jusqu'en 2059. Le projet doit donc rencontrer non seulement les objectifs fixés par le Protocole de Kyoto mais aussi être conçu de manière à favoriser l'atteinte de cibles de réduction plus ambitieuses.

Le promoteur n'a pas présenté de manière satisfaisante les mesures ou les incitatifs qu'il mettra en place et qui favoriseront l'atteinte des objectifs de réduction des gaz à effet de serre.

La croissance prévue de la demande pour le gaz n'est pas compatible avec les mesures qui pourraient être prises pour réduire la dépendance aux énergies fossiles. Il est effectivement plausible que les gouvernements légifèrent pour limiter les émissions des gaz responsables des changements climatiques d'une manière plus efficace que ce qui est actuellement prévu. La rentabilité du terminal méthanier pourrait être affecté négativement.



## Kyoto et les bouleversements climatiques

### 8.2. Des conséquences à éviter

Est-il vraiment nécessaire d'en parler ? Il ne faut pas penser que parce que nous sommes un pays développé nous sommes à l'abri des conséquences les plus dramatiques. Il suffit de penser à la Côte Nord qui s'effrite à un rythme tel que les résidents sont contraints de déménager avant même que le gouvernement n'ait le temps de mettre en place des mesures pour leur venir en aide. L'absence de glace et la hausse du niveau des océans ont aussi pour conséquences de ronger les côtes des Îles de la Madeleine, un de nos joyaux dont tant de vacanciers profitent.

Les phénomènes climatiques extrêmes, l'accroissement de la variabilité du climat ont des effets jusqu'à l'épicerie et influent sur la disponibilité et les prix de nombreux aliments. Ces phénomènes préoccupent aussi les assureurs qui constatent une augmentation vertigineuse des réclamations pour des sinistres associés à des phénomènes naturels.

Certains analystes financiers commencent à émettre des mises en garde concernant les entreprises énergétiques. La publication du rapport de Sir Nicolas Stern a eu un effet considérable et a permis de montrer que les conséquences de l'inaction sont largement supérieures aux sacrifices auxquels il faut consentir pour les éviter.



110

<sup>110</sup> Source : International Gas Union.

### 9. ALTERNATIVES AU GAZ NATUREL

#### 9.1. *Alternative au terminal méthanier*

Les alternatives au projet Rabaska sont nombreuses et diversifiées. La construction du terminal de Canaport LNG Terminal près de Saint-Jean au Nouveau-Brunswick est débutée et pourrait être une source d'approvisionnement de gaz naturel. Le raccordement du terminal au réseau de TQM nécessiterait la construction d'un gazoduc long d'environ 650 km. La capacité d'importation de ce terminal est de 1 milliard de pi<sup>3</sup> par jour, le double de la capacité du terminal de Rabaska. Il sera donc possible de relier le réseau de TQM avec les réserves internationales de gaz s'il devenait nécessaire de le faire.

La demande de gaz naturel dans le Nord-Est du continent est concentrée aux États-Unis, et de nombreux projets de terminaux méthaniers sont actuellement à l'étude chez nos voisins du sud. Il est probable que certains de ces projets se réalisent ce qui réduirait la pertinence du projet.

Une autre alternative qui se développe de plus en plus rapidement est la production d'électricité décentralisée. Il s'agit en fait de produire l'électricité au moyen de mini centrales au gaz naturel implantées à même les édifices. L'électricité générée alimente le bâtiment et peut ou non être reliée au réseau existant. La chaleur résiduelle est utilisée pour chauffer ou climatiser l'édifice. Ce type de production d'électricité augmente considérablement l'efficacité globale du réseau électrique. Selon le type de technologie et la source de production d'électricité remplacée, la production décentralisée peut réduire de 50% les émissions de gaz à effet de serre. L'implantation de projets de production d'électricité décentralisée entraîne aussi une réduction de la consommation globale de gaz naturel lorsqu'elle remplace l'énergie produite par des centrales au gaz ou au charbon.

#### 9.2. *L'effet du prix sur la transition énergétique*

Le prix de l'énergie et des investissements nécessaires sont le facteur déterminants de la pénétration des différentes formes d'énergies disponibles. Plus le prix du combustible, plus il a un effet sur la période de recouvrement d'un investissement dans un appareil plus efficace. La période de recouvrement est parmi les facteurs de prise de décision les plus déterminants dans notre société.

Les frais financiers et la taille de l'investissement nécessaire à l'intégration d'énergies renouvelables à un bâtiment font apparaître un coût unitaire aux formes d'énergies qui n'en présentent aucun au premier coup d'oeil.

Le prix élevés des combustibles encourage donc les investissements dans ces systèmes hautement efficaces. C'est dans la mesure où Rabaska pourrait ralentir l'accroissement des prix de l'énergie qu'il pourrait avoir pour effet de retarder certains investissements dans des équipements exploitant les ressources renouvelables.

#### 9.3. *Alternative au gaz naturel pour le chauffage*

Nous présentons ici le résultat des estimations des économies d'énergie pouvant être atteintes grâce au remplacement des sources de chauffage traditionnelles par la géothermie ou le solaire thermique.

## Alternatives au gaz naturel

### 9.3.1. La géothermie

La géothermie applicable au Québec et en Ontario requière l'installation de pompes à chaleur et de circuits permettant de capter la chaleur du sol. Les masses d'eau souterraines, les lacs et les cours d'eau peuvent aussi être utilisés pour en extraire la chaleur. Il n'est pas encore possible de produire de l'électricité directement à partir de la chaleur de la croûte terrestre mais il n'en demeure pas moins que les systèmes de chauffage et de climatisation géothermique permettent d'améliorer significativement l'efficacité énergétique des bâtiments.

Le chauffage géothermique des résidences et des bâtiments commerciaux connaît un engouement depuis quelques années. La réduction de la consommation d'électricité varie généralement entre 60 et 65% selon la nature du sol et l'efficacité du système. Les systèmes géothermiques ont un coefficient de performance<sup>111</sup> supérieur à 1 et généralement près de 3. Ces systèmes sont donc en mesure de générer jusqu'à 3 fois plus d'énergie sous forme de chaleur que l'énergie électrique qu'ils consomment. Le chapitre 9.3 présente le potentiel d'économie d'énergie que représente le recours aux systèmes de chauffage géothermique.

Les systèmes géothermiques permettent de générer plus d'énergie qu'ils n'en consomment. Leur efficacité énergétique étant supérieure à 1, leur rendement énergétique est appelé « coefficient de performance » (COP). Généralement, le COP est supérieur à 3, plus dans le cas de systèmes récents très performants. Selon le standard<sup>112</sup> canadien C13256, les systèmes ayant une boucle d'échange thermique avec de l'eau à température constante, doivent minimalement atteindre un COP de 3,9.

Les systèmes de chauffage géothermique sont commercialisés depuis les années 70 et leur technologie est actuellement très bien maîtrisée. Leur avantage environnemental est incomparable par rapport aux autres types de systèmes de chauffage.

Aux États-Unis, il y a plus de 650 000 thermopompes installées actuellement et il s'en ajoute environ 40 000 de plus à chaque année<sup>113</sup>. La croissance annuelle du secteur est en accélération mais est tout de même inférieure à celui des thermopompes à air qui sont moins dispendieuses et moins efficaces.

L'utilisation généralisée de systèmes de chauffage géothermique ou solaires générerait des économies d'énergies considérables. À preuve, les systèmes de chauffage géothermiques aux États-Unis permettent d'économiser 5,2 GWh d'électricité :

*En 2005, plus de 650 000 thermopompes géothermiques auront été installées aux É.-U., ce qui représente des économies annuelles de 5,2 milliards de kWh, 26 billions de BTU produits par des combustibles fossiles, une réduction de la demande en électricité de 1,7 kWh et l'élimination de pratiquement 4 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>.*

<sup>111</sup> Référence : [O] p. 11

<sup>112</sup> Référence : Ressources naturelles Canada,  
[http://www.canren.gc.ca/prod\\_serv/index.asp?Cald=169&PgId=1023](http://www.canren.gc.ca/prod_serv/index.asp?Cald=169&PgId=1023)

<sup>113</sup> Réf. : DOE, Energy Efficiency and Renewable Energy,  
[http://www.eere.energy.gov/consumer/your\\_home/space\\_heating\\_cooling/index.cfm/mytopic=12640](http://www.eere.energy.gov/consumer/your_home/space_heating_cooling/index.cfm/mytopic=12640)

L'installation de 650 000 thermopompes géothermiques équivaut à retirer 840 000 voitures de la circulation, à planter 250 millions d'arbres ou à réduire la consommation de pétrole brut de 14 millions de barils par année.

Référence : <http://www.geo-exchange.ca/fr/whatisgeo/keyfacts.htm>

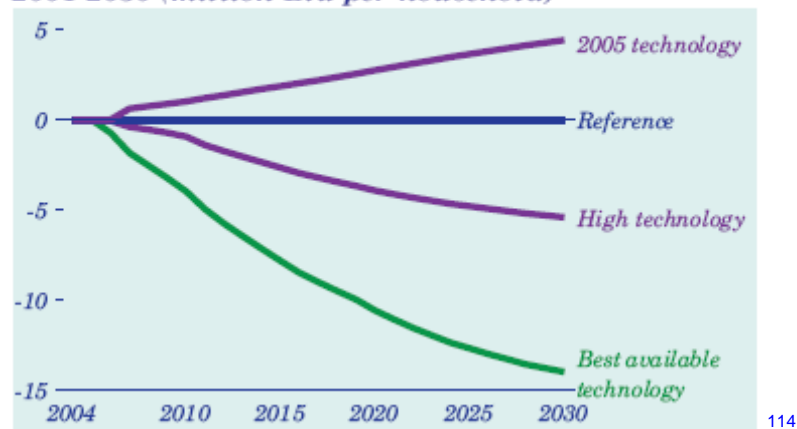
### 9.3.2. L'énergie solaire thermique

Les systèmes de chauffage solaire thermiques sont encore des systèmes marginalement utilisés au Québec qui ont fait leur apparition sur une base commerciale que depuis quelques années. Cependant ces systèmes offrent des avantages considérables.

### 9.4. Économies d'énergie et efficacité énergétique

L'amélioration de l'efficacité énergétique peut permettre de réduire la consommation d'énergie malgré la croissance démographique et économique prévue. Pour l'EIA, l'application systématique des meilleures technologies disponibles permet de réduire la consommation d'énergie du secteur résidentiel de 15% d'ici 2030 tandis que le maintien de la tendance actuelle de la pénétration des technologies plus efficaces sur le plan énergétique pourrait entraîner une augmentation de 5% de la consommation d'énergie.

*Figure 38. Variation from reference case delivered residential energy use in three alternative cases, 2004-2030 (million Btu per household)*



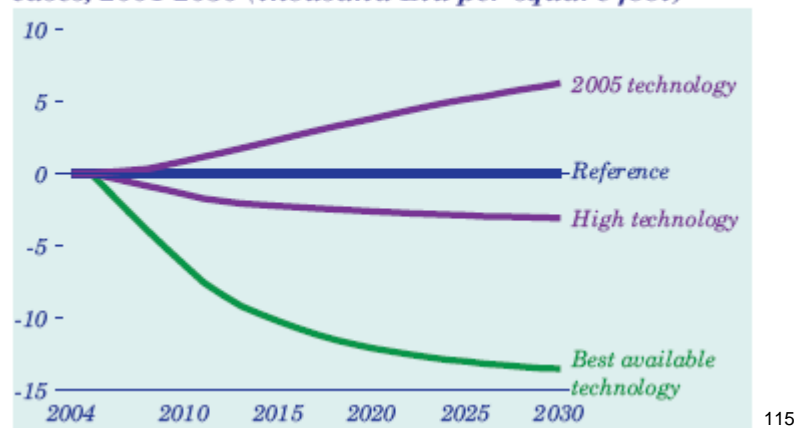
*Figure 34 : Variation de la consommation d'énergie du secteur résidentiel selon la pénétration de technologies éconergétiques jusqu'en 2030 selon l'EIA.*

La Figure 34 présente aussi le scénario *high technology* qui correspond à un scénario intermédiaire qui considère certaines mesures incitatives visant à accélérer l'application de technologies éconergétiques sans toutefois les imposer. Ce scénario pourrait entraîner une réduction de la consommation d'énergie d'environ 6% d'ici 2030.

<sup>114</sup> Source : EIA, AEO2006, p. 68

## Alternatives au gaz naturel

*Figure 42. Variation from reference case delivered commercial energy intensity in three alternative cases, 2004-2030 (thousand Btu per square foot)*



*Figure 35 : Variation de la consommation d'énergie du secteur commercial selon la pénétration de technologies éconergétiques jusqu'en 2030 selon l'EIA.*

De manière similaire, l'application des technologies les plus efficaces actuellement disponibles pourrait entraîner une réduction de la consommation d'énergie de 12% d'ici 2030. Dans le cas où la situation technologique actuelle demeurerait, il se produirait une augmentation de la consommation d'énergie de 6%. Dans le cas intermédiaire, l'EIA prévoit une réduction de 3% de demande énergétique du secteur commercial.

<sup>115</sup> Source : EIA, AEO2006, p. 70

### 10. IMPACT ÉCONOMIQUE DES ALTERNATIVES

Les énergies vertes présentent un impact environnemental considérablement réduit par rapport à l'énergie thermique ou nucléaire. Bien que l'énergie hydraulique, géothermale, ou éolienne aient été exploitées bien avant la filière thermique, leur développement technologique n'a vraiment pris son essor que depuis quelques années.

La production d'électricité thermique au charbon et au gaz s'est développée en priorité partout où les ressources hydrauliques étaient limitées. Ce type de production d'énergie a connu un tel développement parce qu'elle offrait la possibilité d'implanter des centrales puissantes, que le combustible était abondant et que leur fiabilité avait été démontrée. Mais surtout, la grande majorité de ces centrales ont été construites alors que les bouleversements climatiques n'étaient même pas envisagés comme un impact potentiel de ces installations.

Cependant, la durée de vie utile de ces centrales est suffisante pour que le contexte énergétique et économique qui prévalait au moment de leur implantation se soit considérablement modifié au cours de leur opération. L'augmentation des coûts des combustibles, les frais d'entretien et les mesures de sécurité ne se comportent pas forcément tel que prévu au moment de la décision de construire.

De très nombreux événements sont responsables des fluctuations importantes des prix des combustibles fossiles. La pression croissante sur les capacités d'approvisionnement et de raffinage due à la faible marge de l'offre de combustible accentue la pression à la hausse sur les prix.

Cet inconvénient est considérablement réduit dans le cas des énergies vertes. Puisque la majorité des énergies vertes ne présente pas de frais liés à l'utilisation de combustible, leur coût d'opération est plus stable et prévisible.

Les bouleversements climatiques ont modifié considérablement les perspectives de développement des énergies à plus faibles émissions de GES. L'échec du projet de construction de la centrale du Suroît et le développement actuel de la filière éolienne au Québec en sont des exemples frappants.



116

### **10.1. L'exemple du développement éolien au Québec**

La stratégie de déploiement de la production d'énergie éolienne au Québec est un exemple particulièrement intéressant en terme de retombées économiques positives dans certaines régions ciblées. Cette stratégie a aussi mené à une réduction notable du prix attendu d'une des formes d'énergie parmi les plus propres.

Il y a bien eu quelques critiques et des déceptions mais comparativement au développement des terminaux méthaniers, nous sommes forcés de dire que cette filière énergétique présente un bilan remarquable en terme de développement durable. Grâce à l'expérience acquise lors de la réalisation et de l'exploitation des premiers projets, nous pensons que les prochains projets réduiront significativement leurs impacts environnementaux, sociaux et économiques.

Nous pensons qu'il est possible et très avantageux de s'inspirer de ce modèle de développement pour favoriser de manière importante le développement de nouvelles filières d'efficacité énergétique.

### **10.2. Les retombées économiques et le développement régional**

Le développement des filières d'efficacité énergétique comme la géothermie et le chauffage solaire thermique n'ont pas seulement pour avantage de générer les économies d'énergie et des réductions de gaz à effet de serre. L'augmentation significative des investissements dans ces systèmes au niveau résidentiel et commercial aura pour effet de générer un nombre considérable d'emplois. En effet, la plus grande part de l'investissement nécessaire à l'installation de tels systèmes est consacré à la main d'œuvre.

Le niveau de spécialisation de la main d'œuvre est comparable à celui des métiers de la construction, un secteur très significatif de l'économie qui jouit

---

<sup>116</sup> Parc éolien en mer au Danemark

### Impact économique des alternatives

de bonnes conditions de travail. Puisqu'il est possible de procéder à l'installation de systèmes géothermiques et solaire toute l'année, le secteur ne serait pas soumis à d'importantes fluctuations économiques saisonnières.

De plus, les retombées économiques seraient réparties dans l'ensemble des régions des provinces qui mettraient en place une telle initiative. Il pourrait aussi être envisagé par les gouvernements de favoriser le secteur manufacturier de certaines régions en favorisant ou en contraignant l'implantation d'usines de fabrication de pièces et de composantes ou encore d'assemblage dans certaines régions moins favorisées au niveau économique.

De plus, le Québec développerait une expertise et une base industrielle qui pourrait être exporté à l'étranger et ainsi accroître les retombées économiques tout en contribuant à la réduction des émissions de gaz à effet de serre d'autres régions.



## Conclusion

### 11. CONCLUSION

Nous pensons que le recours au chauffage géothermique est une alternative valable et souhaitable aux modes traditionnels de chauffage. Les investissements privés pour cette technologie pourraient présenter des retombées économiques considérables dans l'ensemble des régions du Québec et favoriseront l'exportation d'électricité augmentant les revenus de l'État.

Les bouleversements climatiques et le développement durable sont des concepts relativement récents qui prennent une importance grandissante. Ces concepts, mais surtout leurs conséquences et les modifications qu'ils impliquent pour l'individu et la société, sont une source de préoccupation importante. Nous estimons qu'il importe d'agir en conséquence. Ces principes n'ont aucun sens et ne contribuent en rien à la préservation de l'environnement s'ils ne sont pas traduits en action concrète.

Nous pensons que la commission doit donc évaluer le projet en considérant qu'elle constitue un outil permettant de concrétiser les principes du développement durable et un organisme de mise en œuvre de mesures de lutte aux changements climatiques.

L'AQLPA a présenté l'état des réserves de gaz naturel de même que son utilisation au Canada dans le but de démontrer que nous pouvons compter sur cette ressource suffisamment longtemps encore pour nous permettre d'adopter des mesures efficaces permettant de réduire la consommation de combustibles fossiles et les émissions des gaz à l'origine des bouleversements climatiques. Déjà de très nombreuses pratiques et technologies permettent d'atteindre cet objectif. L'enjeu n'est pas tellement de développer ces technologies mais bien de les mettre en application, du moins celles qui ont démontré leur efficacité.

Pour y parvenir, il est nécessaire de créer un contexte favorable à l'application des technologies dites vertes. Une des composantes de ce contexte favorable est l'augmentation des prix des ressources non renouvelables. Cette hausse, bien que désagréable pour certains n'est pas nécessairement néfaste pour l'économie, en fait, le contraire se produit le plus souvent. Les retombées des nouvelles technologies sont parfois plus lentes à se concrétiser mais elles offrent un potentiel de croissance à long terme que même les sables bitumineux ne peuvent égales.

Mais par-dessus tout, les émissions directes du projet Rabaska risquent fortement de dépasser largement les niveaux prévus par le promoteur. Notre analyse démontre que si le projet voit le jour, il aura pour effet de retarder le moment où la transition énergétique sera effectuée. La nécessité d'agir le plus rapidement possible pour nous libérer de la dépendance aux combustibles fossiles est urgente.

Les réserves actuelles en Amérique du Nord sont suffisantes pour nous laisser le temps d'implanter les changements nécessaires à notre économie. L'épuisement des réserves de gaz naturel devrait nous stimuler à mettre en place des solutions durables à ce problème d'approvisionnement et non pas à chercher des moyens d'épuiser les réserves des autres.

L'AQLPA, comme de très nombreux autres acteurs de la société québécoise, a pour mission de lutter contre la pollution atmosphérique et, comme beaucoup d'autres, nous proposons des solutions et de

changements qui feront en sorte que l'air que nous respirons tous ne menacera plus notre santé ni ne provoquera de catastrophes dévastatrices.

Le Plan d'action 2006 – 2012 sur les changements climatiques n'est pas suffisant pour respecter les exigences du Protocole de Kyoto mais il n'en demeure pas moins qu'il existe et propose des mesures intéressantes pour réduire notre contribution aux bouleversements climatiques. De nombreux intervenants, de nombreuses tables de concertation et groupes de travail proposent des mesures supplémentaires qui peuvent venir s'y greffer. Nous en proposerons de nouvelles et avec la richesse inouïe de la créativité humaine, il n'y a aucune raison de douter de notre succès.

Rabaska ne fait partie d'aucune des solutions avancées jusqu'à maintenant tout simplement parce qu'il ne permet pas de réduire les gaz à effet de serre sur une base globale.

## RÉFÉRENCES

### *Sources des figures*

Figure 13 : prévision de la production de pétrole au Canada jusqu'en 2015.  
Office national de l'énergie, Les sables bitumineux du Canada perspectives et défis jusqu'en 2015 : mise à jour, juin 2006, figure 3.3, p. 14

Figure 22 : Consommation mondiale d'énergie  
[J] p. 39

### *Sources des tableaux*

Tableau 6 : Bilan du gaz naturel au Québec (1982-2002)  
[I] p. 91

Tableau 12 : Portefeuille énergétique du Canada et des États-Unis  
[J] p. 38

## **Bibliographie**

- [A] Rabaska, Implantation d'un terminal méthanier à Lévis Étude d'impact sur l'environnement, janvier 2006.
- [B] BP, Statistical Review of World Energy 2006
- [C] Étude d'impact sur l'environnement, Énergie Cacouna, mai 2005
- [D] Direction des évaluations environnementales, Directives pour le projet Énergie Cacouna Implantation d'un terminal méthanier et des infrastructures connexes, (3211-04-41), octobre 2004.
- [E] Projet Rabaska, Étude d'impact sur l'environnement, Janvier 2006
- [F] Québec, Loi sur le développement durable, L.R.Q., chapitre D-8.1.1, adoptée le 13 avril 2006.
- [G] Ressources naturelles Canada – Division du gaz naturel – Direction des ressources pétrolières – Secteur de la politique énergétique, Gaz naturel canadien Revue de 2004 et perspectives jusqu'à 2020, Janvier 2004
- [H] Association canadienne du gaz, Marché du gaz naturel – Rapport sur l'offre, juin 2005
- [I] Pierre Filion et Christine Hébert, L'Énergie au Québec, Édition 2004, Ministère des Ressources naturelles et de la Faune, 2005
- [J] BP, Statistical Review of World Energy 2005
- [K] Paul J. Meier, Life-Cycle Assessment of Electricity Generation and Applications for Climate Change policy Analysis, Fusion Technology Institute – University of Wisconsin, août 2002, 161 p.
- [L] Environnement Canada, Inventaire canadien des gaz à effet de serre 1990-2003 – Rapport d'inventaire national, avril 2005, 356 p.
- [M] Environnement Canada, Rapport d'inventaire national 1990-2004, avril 2006, 483 p.
- [N] Ministère des Ressources naturelles et Faune, L'Énergie pour construire le Québec de demain, La stratégie énergétique du Québec 2006-2015, 2006, 120 p.
- [O] NAHB Research Center, Measured Performance of Five Residential Geothermal Systems, 1999, 60 p.
- [P] Office national de l'énergie, L'avenir énergétique au Canada : Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025, 2003, 107 p.

# Émissions atmosphériques et alternatives au projet Rabaska

## ANNEXE A

### ANNEXE A

#### *Exemples de calculs*

#### Estimation de la valeur énergétique du projet Rabaska

Données de base :

Donnée	Variable	Valeur	Référence
Volume de gaz importé	V	185,5 Gpi <sup>3</sup> /a	Rabaska, T1, p. 1.1
Pouvoir calorifique du gaz naturel	Pc	1,073 PJ/Gpi <sup>3</sup>	Rabaska, T3, V1, p. 6.22
Production d'électricité	kWh	211,6x10 <sup>9</sup> kWh	MRN <sup>117</sup> , 2004

Facteurs de conversion :

Donnée de départ	Conversion	Référence
1 PJ	1x10 <sup>15</sup> J	
1 J	2,777778 x 10 <sup>-7</sup> kWh	

Équation 1 :

$$V \cdot Pc \cdot 1 \times 10^{12}$$

Calcul :

$$182,5 \text{ Gpi}^3 \cdot 1,073 \text{ PJ/Gpi}^3 \cdot 1 \times 10^{15} \text{ J/PJ} \cdot 2,77778 \times 10^{-7} \text{ kWh/J} = 54,4 \times 10^9 \text{ kWh}$$

Commentaire

En 2002, la production totale d'électricité disponible au Québec en 2002 était de 211,6 milliards de kWh. Le volume de gaz que Rabaska propose d'importer équivaut donc, à 25,7% de l'énergie électrique qui était disponible au Québec en 2002.

<sup>117</sup> Pierre Filion et Christine Hébert, *L'Énergie au Québec*, Édition 2004, Ministère des Ressources naturelles et de la Faune, 2005

### Estimation du volume de mazout déplacé par le gaz naturel

Nous présentons ici nos calculs qui nous permettent de croire que le projet Rabaska est susceptible d'avoir un impact sur les prix du mazout.

Données de base :

Donnée	Variable	Valeur	Référence
Volume de gaz importé	$V_{gn}$	185,5 Gpi <sup>3</sup> /a	Rabaska, T1, p. 1.1
Proportion de substitution atteinte	$S_{gn}$	6 %	Rabaska, présentation DA36_1-8, Page E09-5T1
Pouvoir calorifique du gaz naturel	$Pc_{gn}$	1,073 PJ/Gpi <sup>3</sup> 37,5 MJ/m <sup>3</sup>	Rabaska, T3, V1, p. 6.22 Ressources naturelles Canada, 2005 <sup>118</sup>
Pouvoir calorifique du mazout	$Pc_m$	38,2 MJ/L	Ressources naturelles Canada, 2005
Efficacité du système de chauffage au gaz	$E_{gn}$	96%	Ressources naturelles Canada, 2005
Efficacité du système de chauffage mazout	$E_m$	89%	Ressources naturelles Canada, 2005

Note : nous avons utilisé le pouvoir calorifique du gaz naturel présenté dans le tableau 1 du Guide du chauffage au bois résidentiel de Ressources naturelles Canada afin d'éviter l'introduction de biais.

Facteurs de conversion :

Donnée de départ	Conversion	Référence
1 pi <sup>3</sup>	0,0283 m <sup>3</sup>	

Hypothèses : les facteurs d'efficacité utilisés sont ceux permettant d'atteindre la meilleure efficacité énergétique. Considérant que la substitution se fera à l'aide de l'installation d'équipements récents et que le mazout est déjà utilisé de manière efficace en raison de son prix élevé.

Trouver le volume de mazout remplacé par du gaz naturel :

Équation 2 :

$$V_{gn} * S_{gn} * Pc_{gn} * E_{gn} / (Pc_m * E_m) = V_m$$

Calcul :

$$182,5 \text{ Gpi}^3 * 28\,316\,850 \text{ m}^3/\text{Gpi}^3 * 0,06 * 37,5 \text{ MJ/m}^3 * 0,96 / (38,2 \text{ MJ/L} * 0,89) = 328\,300\,000 \text{ L}$$

Commentaire :

C'est plus de 328 millions de mazout qui seraient rendus disponibles sur le marché visé par Rabaska si la substitution du mazout en faveur du gaz naturel atteint 6%. En 2002, le Québec a consommé environ 1,8 milliard de litres de mazout léger.

<sup>118</sup> Ressources naturelles Canada, Le guide du chauffage au bois résidentiel, 2002, p. 57

# Émissions atmosphériques et alternatives au projet Rabaska

## ANNEXE A

### Estimation du taux de substitution du mazout aux États-Unis

Nous présentons ici nos calculs qui nous ont permis de déterminer le taux de substitution prévu par Rabaska aux États-Unis qui permet à l'initiateur de présenter le bilan d'émissions de GES du tableau Effet de la réalisation du projet Rabaska sur les émissions de GES.

Données de base :

Donnée	Variable	Valeur	Référence
Intensité d'émission du mazout	IE <sub>m</sub>	84 g/MJ	Rabaska, T3, V.1 p. 6.17
Intensité d'émission du gaz de l'Alberta	IE <sub>gn</sub>	60 g/MJ	Rabaska, T3, V.1 p. 6.17
Émissions de GES de la consommation du mazout	E <sub>m</sub>	8 314 000 t CO <sub>2</sub> e/a aux États-Unis et au Canada	Rabaska, T3, V.1 p. 6.22
		1 562 000 t CO <sub>2</sub> e/a au Canada	Rabaska, T3, V.1 p. 6.22
Émissions de GES de la consommation du gaz de l'Alberta	E <sub>gn</sub>	7 666 000 t CO <sub>2</sub> e/a aux États-Unis et au Canada	Rabaska, T3, V.1 p. 6.22
		1 624 000 t CO <sub>2</sub> e/a au Canada	Rabaska, T3, V.1 p. 6.22

Trouver le taux de substitution du mazout par le gaz naturel :

Équation 3 :

$$(E_m * IE_{gn}) / (E_{gn} * IE_m) * 100\% = \% \text{ substitution}$$

Calcul :

Pour les États-Unis et le Canada :

$$(8\,314\,000 \text{ t CO}_2\text{e/a} * 60 \text{ g/MJ}) / (7\,666\,000 \text{ t CO}_2\text{e/a} * 84 \text{ g/MJ}) * 100\% = 77\%$$

Pour les États-Unis :

$$((8\,314\,000 - 1\,562\,000) \text{ t CO}_2\text{e/a} * 60 \text{ g/MJ}) / ((7\,666\,000 - 1\,624\,000) \text{ t CO}_2\text{e/a} * 84 \text{ g/MJ}) * 100\% = 80\%$$

Commentaire :

Rabaska a donc utilisé le taux de 80% de substitution du mazout en faveur du gaz naturel aux États-Unis de pour le volume de gaz naturel libéré dans l'Ouest canadien.

## ANNEXE B

**Principales références à l'étude d'EEA**  
**Répercussion des importations de GNL de Rabaska sur les marchés**  
**québécois et ontarien du gaz naturel**

Tome	Section	Extrait
Tome 2, chapitre 2, p. 2.38	2.5.1.1 Offre	Tableau 2.5 Demande et offre annuelles de gaz naturel au Canada et aux États-Unis
Tome 2, chapitre 2, p. 2.39	2.5.1.1 Offre	De son côté, EEA entrevoit une tendance similaire bien que situant la production gazière de ce bassin sous les 12 Gpi3/j en 2025 (EEA, 2005, annexe G)
Tome 2, chapitre 2, p. 2.43	2.5.1.2 Demande	La firme EEA prévoit pour sa part une augmentation de la demande gazière à des fins de production électrique de l'ordre de 4,4 % annuellement de 2004 à 2025 (EEA,2005), soit deux fois plus que la croissance de la demande globale (voir tableau 2.6).
Tome 2, chapitre 2, p. 2.43	2.5.1.2 Demande	Dans les deux cas, les secteurs de consommation finale (résidentiel, commercial, industriel) subiront de faibles hausses annuelles (résidentiel : 0,7 % et 0,5 %; commercial : 1,3 % et 0,6 %), sinon une diminution dans le cas du secteur industriel (environ -0,6 %). Cette dernière diminution est une conséquence des prix élevés de la ressource gazière sur les marchés nord-américains (tableau 2.6) (EEA, 2005). Une bonne part de cette diminution reflète le remplacement de gaz naturel par des combustibles fossiles plus polluants et implique donc une augmentation des gaz à effet de serre et de contaminants atmosphériques.
Tome 2, chapitre 2, p. 2.43	2.5.1.2 Demande	En Ontario comme dans l'ensemble de l'Amérique du Nord, le facteur le plus stimulant de la demande est lié à la production d'électricité à partir du gaz naturel et ce à moyen et long termes. Ce phénomène est beaucoup moins important au Québec : en fait, la croissance de la demande à cet égard est principalement liée à la mise en exploitation prochaine de la centrale de cogénération de TransCanada à Bécancour. Par la suite, EEA anticipe une faible croissance jusqu'en 2025.
Tome 2, Chapitre 2, p. 2.46	Coût de transport au Québec et dans l'est de l'Ontario	Enfin, le fait de ne pas avoir d'alternative n'a pas seulement un impact économique, mais signifie une vulnérabilité certaine liée au bon fonctionnement des infrastructures en tout temps. Or, comme le signale EEA, celles-ci sont utilisées à leur limite les jours froids d'hiver. Le tronçon entre Dawn ( <i>sud-ouest</i> de l'Ontario) et Montréal est un bon exemple de cette situation.
Tome 2, Chapitre 2, p. 2.47	Équilibre du marché du gaz naturel	Le scénario de base de EEA sur 20 ans situe le prix de la ressource à un niveau beaucoup plus élevé soit environ 6,00 \$ US/MMBtu en termes réels (EEA., 2005).
Tome 2, Chapitre 2, p. 2.50	2.5.4 Offre gazière internationale	Ainsi les prévisions de EEA montrent que pour l'ensemble Canada – États-Unis, les importations de GNL qui représentaient 2,3 % de l'offre totale en 2004 en représenteront plus de 25 % en 2025 (tableau 2.5).



# Émissions atmosphériques et alternatives au projet Rabaska

## ANNEXE B

Tome 2, Chapitre 2, p. 2.51	2.5.5 Le projet Rabaska	La firme spécialisée EEA (Energy and Environmental Analysis) a effectué une analyse détaillée de l'impact du projet Rabaska sur le marché nord-américain du gaz. L'analyse s'est attardée à mesurer la contribution spécifique de ce projet sur l'équilibre entre l'offre et la demande de gaz et les prix de marché. Le modèle de EEA s'occupe des grandes tendances dans le marché sur de longues périodes pour les grandes régions de l'Amérique du Nord. Il permet également de voir l'évolution des flux gaziers interrégionaux. Il ne saurait cependant anticiper les mouvements saisonniers ou épisodiques dans le marché ni non plus servir à une analyse très fine du marché dans une région déterminée à un moment spécifique. Le scénario Rabaska a été intégré aux prévisions de base de EEA pour la période 2005-2025. EEA postule donc que le terminal sera réalisé et opérationnel en 2010. Les profils d'offre, de demande et de prix du scénario Rabaska ont ensuite été comparés à deux scénarios de rechange : i) aucun autre terminal de GNL ne remplacerait le projet Rabaska dans l'éventualité où ce dernier projet n'était pas réalisé; ii) une installation comparable au projet Rabaska serait ajoutée dans le Golfe du Mexique advenant la non-réalisation du projet.
Tome 2, chapitre 2, p. 2.51	2.5.5 Le projet Rabaska	Le tableau 2.8 présente les résultats de l'analyse de EEA. En augmentant l'offre de gaz naturel, le projet Rabaska exercera des pressions à la baisse sur les prix du gaz des marchés de l'est de l'Ontario et du Québec; cette réduction atteindra, en moyenne durant la période de 2010 à 2025, 0,46 \$/MMBtu, soit l'équivalent de 5,4 % (en \$ CA 2004) du prix du gaz naturel avec Rabaska par rapport à un marché où le projet Rabaska ne serait ni réalisé, ni remplacé. 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. Dans un tel cas, les prix du gaz seraient plus bas de 0,20 \$/MMBtu, soit 2,4 % du prix du gaz naturel au Québec avec Rabaska.
Tome 2, Chapitre 2, p. 2.52	2.5.5 Le projet Rabaska	Le projet aura également des répercussions dans la partie centrale de l'Ontario quoique de façon moindre étant donné l'éloignement de cette région par rapport au terminal. EEA estime que la réalisation de Rabaska permettra une réduction de prix de 0,41 \$/MMBtu en moyenne durant la période 2010-2025, comparativement à une situation où Rabaska n'est ni réalisé ni remplacé.
Tome 2, chapitre 2, p. 2.52	2.5.5 Le projet Rabaska	Si on rapporte cette réduction de prix à la consommation prévue sur les prochaines années au Québec et en Ontario, les économies générées pour les utilisateurs de gaz naturel deviennent très significatives. Ainsi, la réduction de prix prévue par EEA se traduit par des économies monétaires cumulatives sur la période 2010-2025 oscillant entre 3,4 milliards \$, si le projet Rabaska remplace une installation équivalente localisée dans le Golfe du Mexique, et 8,2 milliards \$ si aucun autre terminal ne le remplaçait (en \$ CA 2004).

# Émissions atmosphériques et alternatives au projet Rabaska

## ANNEXE B

Tome 3, Volume 1, Chapitre 6, p. 6.19	6.1.2.3 Effet du projet sur la consommation de gaz naturel	Les données sur les marchés du gaz naturel au Québec, en Ontario et en Amérique du Nord et sur leur évolution avec ou sans le projet Rabaska sont tirées de l'étude de EEA (2005). EEA prévoit notamment que la consommation de gaz naturel en Amérique du Nord (Canada et États-Unis) va continuer à augmenter à l'avenir et passer ainsi d'environ 25 000 Gpi3 en 2004 à environ 35 000 Gpi3 en 2025, soit un taux annuel moyen de croissance de l'ordre de 1,6 %. L'utilisation de gaz naturel pour la production d'électricité incluse dans ces quantités représente 5 000 Gpi3 en 2004 et 12 300 Gpi3 en 2025, et croit donc pendant cette période à un rythme moyen de 4,4 % par an. Ce taux de croissance est évalué avec l'hypothèse qu'après 2011, les États-Unis feront largement appel au charbon pour satisfaire leurs besoins additionnels en électricité et pourrait être dépassé s'ils adoptaient des politiques de contrôle des émissions de GES contraignantes. La croissance de l'utilisation du gaz en Amérique du Nord se produit dans un contexte où l'offre de gaz peine à suivre la demande, de sorte que les prix restent relativement élevés.
Tome 3, Volume 1, Chapitre 6, p. 6.19	6.1.2.3 Effet du projet sur la consommation de gaz naturel	L'étude de EEA montre que la réalisation du projet, en augmentant l'offre de gaz naturel, entraînera une réduction du prix du gaz par rapport à ce qu'il serait en son absence et en l'absence de projet comparable. Cette baisse de prix se fera sentir surtout chez les utilisateurs de gaz du Québec et de l'est de l'Ontario, mais elle se répercutera sur tous les marchés du Canada et des États-Unis (voir tome 2, chapitre 2). Cependant, malgré cette baisse du prix du gaz de l'ordre de 0,46 \$/MMBTU (en \$ CA de 2004) au Québec et dans l'est de l'Ontario, les prix devraient rester relativement élevés (7,69 \$ CA par MMBTU au Henri Hub).
Tome 3, Volume 1, Chapitre 6, p. 6.20	6.1.2.3 Effet du projet sur la consommation de gaz naturel	Bien qu'ils n'aient pas simulé les phénomènes de substitution du gaz naturel par d'autres combustibles, les spécialistes de EEA estiment que 80 à 100 % de la demande additionnelle engendrée par Rabaska devraient provenir du remplacement de combustibles plus émetteurs, surtout du mazout (Michael Sloan, communication personnelle, octobre 2005). Cette opinion est confortée par les observations antérieures de Gaz Métro qui montrent que les utilisateurs industriels de gaz naturel ont tendance à passer du gaz naturel au mazout lorsque le prix du gaz augmente (tome 2, section 2.5).
Tome 3, Volume 1, Chapitre 6, p. 6.20	6.1.2.3 Effet du projet sur la consommation de gaz naturel	L'étude de EEA montre également qu'en rapprochant les points d'approvisionnement en gaz naturel des marchés, le projet Rabaska entraînera une redistribution des flux de gaz naturel transitant dans les réseaux de gazoducs de transport et réduira ainsi la consommation de gaz dans les stations de compression. De plus, en abaissant légèrement le prix payé aux producteurs de gaz naturel de l'Alberta, le projet aura pour effet d'amener ceux-ci à réduire leur production d'environ 5 Gpi3/an. Enfin, elle indique que les producteurs du BSOC qui auront à fournir moins de gaz au Québec et à l'Ontario puisque ces marchés seront alimentés par Rabaska, vendront davantage de gaz naturel aux États-Unis.

# Émissions atmosphériques et alternatives au projet Rabaska

## ANNEXE B

Tome 3, Volume 1, Chapitre 6, p. 6.20	6.1.2.3 Effet du projet sur la consommation de gaz naturel	Il est utile de noter que les augmentations de consommation de gaz naturel induites par le projet Rabaska qui apparaissent à la dernière ligne du tableau comprennent la part correspondant au déplacement du mazout, qui est prépondérante, et la part correspondant à l'augmentation de la croissance de l'économie due au projet. Les augmentations induites par Rabaska sont faibles par rapport aux augmentations totales de consommation de gaz naturel prévues. Ainsi pour la période 2010-2025, l'augmentation prévue par EEA dans le scénario sans Rabaska est de 32 Gpi3/an au Québec, et 289 Gpi3/an en Ontario et de 6 550 Gpi3/an pour l'ensemble Canada - États-Unis, ensemble dans lequel la consommation totale prévue en 2025 est de 35 010 Gpi3 /an. Rappelons que les livraisons de Rabaska seront de 182,5 Gpi3. Les augmentations de consommation induites par Rabaska qui se font sentir à l'extérieur des marchés desservis par le projet (Québec et Ontario) s'expliquent par l'effet combiné de la baisse des prix et des jeux de déplacement dans les marchés du gaz naturel: ainsi le gaz du BSOC qui n'aura pas été fourni au Québec et en Ontario sera disponible pour prendre une place accrue sur d'autres marchés et notamment pour y déplacer d'autres combustibles.
Tome 3, Volume 1, Chapitre 6, p. 6.21	6.1.2.3 Effet du projet sur la consommation de gaz naturel	Or l'étude de EEA et celles de tous les principaux organismes qui font des prévisions sur l'évolution des marchés du gaz naturel notent que l'écart entre la production conventionnelle de gaz de source nord-américaine et les besoins continuera de croître, de sorte qu'un scénario de surabondance prolongée du gaz naturel et de baisse importante et soutenue des prix est pratiquement exclu, que le projet Rabaska soit réalisé ou pas.
Tome 3, Volume 1, Chapitre 6, p. 6.122	6.3.13.3 L'impact sur le marché du gaz naturel	Rappelons que le prix du gaz naturel a considérablement augmenté au cours des dernières années. Alors que pendant les années 1990 il se situait en moyenne à un peu plus de 2 \$ US/MMBtu <sup>25</sup> , la moyenne du prix du gaz naturel pour les années 2000 à 2004 était supérieure à 4 \$ US/MMBtu. En 2005, les prix ont poursuivi leur croissance et atteignaient à l'automne plus de 14 \$ US/MMBtu, aidés en cela par des conditions atmosphériques très difficiles. Ces augmentations de prix résultent d'une croissance soutenue de la demande, alors que l'offre de gaz naturel d'origine nord-américaine tend à plafonner. La firme spécialisée EEA estime que cette tendance se poursuivra au cours des vingt prochaines années et ils anticipent un prix moyen (en termes réels) de l'ordre de 6 \$ US/MMBtu (EEA, 2005).
Tome 3, Volume 1, Chapitre 6, p. 6.123	6.3.13.3 L'impact sur le marché du gaz naturel	Une étude menée par la firme EEA (EEA, 2005) vient démontrer l'impact qu'aura le projet Rabaska sur le marché nord-américain du gaz naturel et en particulier pour le Québec qui accueillera cette nouvelle infrastructure. EEA estime que cette nouvelle source d'approvisionnement pourra se traduire par des prix en moyenne moins élevés de 0,46 \$ sur le marché du Québec et de l'est de l'Ontario, et ce, durant toute la période 2010 à 2025, comparativement à un scénario où Rabaska ne serait pas réalisé ni remplacé.

## ANNEXE C

### *La réglementation aux États-Unis*

Nous présentons ici les articles complets de la réglementation américaine à laquelle nous référons à la section 2.4.1. Le texte original peut être consulté à l'adresse suivante :

[http://www.access.gpo.gov/nara/cfr/waisidx\\_99/49cfr193\\_99.html](http://www.access.gpo.gov/nara/cfr/waisidx_99/49cfr193_99.html)

## ANNEXE C

### § 193.2001

#### Subpart I—Fire Protection

193.2801 Fire protection.  
193.2803–193.2821 [Reserved]

#### Subpart J—Security

193.2901 Scope.  
193.2903 Security procedures.  
193.2905 Protective enclosures.  
193.2907 Protective enclosure construction.  
193.2909 Security communications.  
193.2911 Security lighting.  
193.2913 Security monitoring.  
193.2915 Alternative power sources.  
193.2917 Warning signs.

AUTHORITY: 49 U.S.C. 5103, 60102, 60103, 60104, 60108, 60109, 60110, 60113, 60118; and 49 CFR 1.53.

SOURCE: 45 FR 9203, Feb. 11, 1980, unless otherwise noted.

EDITORIAL NOTE: Nomenclature changes to part 193 appear at 71 FR 33408, June 9, 2006.

#### Subpart A—General

##### § 193.2001 Scope of part.

(a) This part prescribes safety standards for LNG facilities used in the transportation of gas by pipeline that is subject to the pipeline safety laws (49 U.S.C. 60101 *et seq.*) and Part 192 of this chapter.

(b) This part does not apply to:

(1) LNG facilities used by ultimate consumers of LNG or natural gas.

(2) LNG facilities used in the course of natural gas treatment or hydrocarbon extraction which do not store LNG.

(3) In the case of a marine cargo transfer system and associated facilities, any matter other than siting pertaining to the system or facilities between the marine vessel and the last manifold (or in the absence of a manifold, the last valve) located immediately before a storage tank.

(4) Any LNG facility located in navigable waters (as defined in Section 3(8) of the Federal Power Act (16 U.S.C. 796(8)).

[45 FR 9203, Feb. 11, 1980, as amended by Amdt. 193-1, 45 FR 57418, Aug. 28, 1980; Amdt. 193-10, 61 FR 18517, Apr. 26, 1996]

##### § 193.2003 [Reserved]

##### § 193.2005 Applicability.

(a) Regulations in this part governing siting, design, installation, or

### 49 CFR Ch. I (10-1-06 Edition)

construction of LNG facilities (including material incorporated by reference in these regulations) do not apply to LNG facilities in existence or under construction when the regulations go into effect.

(b) If an existing LNG facility (or facility under construction before March 31, 2000 is replaced, relocated or significantly altered after March 31, 2000, the facility must comply with the applicable requirements of this part governing, siting, design, installation, and construction, except that:

(1) The siting requirements apply only to LNG storage tanks that are significantly altered by increasing the original storage capacity or relocated, and

(2) To the extent compliance with the design, installation, and construction requirements would make the replaced, relocated, or altered facility incompatible with the other facilities or would otherwise be impractical, the replaced, relocated, or significantly altered facility may be designed, installed, or constructed in accordance with the original specifications for the facility, or in another manner subject to the approval of the Administrator.

[Amdt. 193-17, 65 FR 10958, Mar. 1, 2000, as amended by Amdt. 193-18, 69 FR 11336, Mar. 10, 2004]

##### § 193.2007 Definitions.

As used in this part:

*Administrator* means the Administrator, Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration or his or her delegate.

*Ambient vaporizer* means a vaporizer which derives heat from naturally occurring heat sources, such as the atmosphere, sea water, surface waters, or geothermal waters.

*Cargo transfer system* means a component, or system of components functioning as a unit, used exclusively for transferring hazardous fluids in bulk between a tank car, tank truck, or marine vessel and a storage tank.

*Component* means any part, or system of parts functioning as a unit, including, but not limited to, piping, processing equipment, containers, control devices, impounding systems, lighting, security devices, fire control equipment, and communication equipment,

## Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, DOT

§ 193.2007

whose integrity or reliability is necessary to maintain safety in controlling, processing, or containing a hazardous fluid.

*Container* means a component other than piping that contains a hazardous fluid.

*Control system* means a component, or system of components functioning as a unit, including control valves and sensing, warning, relief, shutdown, and other control devices, which is activated either manually or automatically to establish or maintain the performance of another component.

*Controllable emergency* means an emergency where reasonable and prudent action can prevent harm to people or property.

*Design pressure* means the pressure used in the design of components for the purpose of determining the minimum permissible thickness or physical characteristics of its various parts. When applicable, static head shall be included in the design pressure to determine the thickness of any specific part.

*Determine* means make an appropriate investigation using scientific methods, reach a decision based on sound engineering judgment, and be able to demonstrate the basis of the decision.

*Dike* means the perimeter of an impounding space forming a barrier to prevent liquid from flowing in an unintended direction.

*Emergency* means a deviation from normal operation, a structural failure, or severe environmental conditions that probably would cause harm to people or property.

*Exclusion zone* means an area surrounding an LNG facility in which an operator or government agency legally controls all activities in accordance with §193.2057 and §193.2059 for as long as the facility is in operation.

*Fail-safe* means a design feature which will maintain or result in a safe condition in the event of malfunction or failure of a power supply, component, or control device.

*g* means the standard acceleration of gravity of 9.806 meters per second<sup>2</sup> (32.17 feet per second<sup>2</sup>).

*Gas*, except when designated as inert, means natural gas, other flammable gas, or gas which is toxic or corrosive.

*Hazardous fluid* means gas or hazardous liquid.

*Hazardous liquid* means LNG or a liquid that is flammable or toxic.

*Heated vaporizer* means a vaporizer which derives heat from other than naturally occurring heat sources.

*Impounding space* means a volume of space formed by dikes and floors which is designed to confine a spill of hazardous liquid.

*Impounding system* includes an impounding space, including dikes and floors for conducting the flow of spilled hazardous liquids to an impounding space.

*Liquefied natural gas* or *LNG* means natural gas or synthetic gas having methane (CH<sub>4</sub>) as its major constituent which has been changed to a liquid.

*LNG facility* means a pipeline facility that is used for liquefying natural gas or synthetic gas or transferring, storing, or vaporizing liquefied natural gas.

*LNG plant* means an LNG facility or system of LNG facilities functioning as a unit.

*m<sup>3</sup>* means a volumetric unit which is one cubic metre, 6.2898 barrels, 35.3147 ft.<sup>3</sup>, or 264.1720 U.S. gallons, each volume being considered as equal to the other.

*Maximum allowable working pressure* means the maximum gage pressure permissible at the top of the equipment, containers or pressure vessels while operating at design temperature.

*Normal operation* means functioning within ranges of pressure, temperature, flow, or other operating criteria required by this part.

*Operator* means a person who owns or operates an LNG facility.

*Person* means any individual, firm, joint venture, partnership, corporation, association, state, municipality, cooperative association, or joint stock association and includes any trustee, receiver, assignee, or personal representative thereof.

*Pipeline facility* means new and existing piping, rights-of-way, and any equipment, facility, or building used in the transportation of gas or in the treatment of gas during the course of transportation.

# Émissions atmosphériques et alternatives au projet Rabaska

## ANNEXE C

### § 193.2009

*Piping* means pipe, tubing, hoses, fittings, valves, pumps, connections, safety devices or related components for containing the flow of hazardous fluids.

*Storage tank* means a container for storing a hazardous fluid.

*Transfer piping* means a system of permanent and temporary piping used for transferring hazardous fluids between any of the following: Liquefaction process facilities, storage tanks, vaporizers, compressors, cargo transfer systems, and facilities other than pipeline facilities.

*Transfer system* includes transfer piping and cargo transfer system.

*Vaporization* means an addition of thermal energy changing a liquid to a vapor or gaseous state.

*Vaporizer* means a heat transfer facility designed to introduce thermal energy in a controlled manner for changing a liquid to a vapor or gaseous state.

*Waterfront LNG plant* means an LNG plant with docks, wharves, piers, or other structures in, on, or immediately adjacent to the navigable waters of the United States or Puerto Rico and any shore area immediately adjacent to those waters to which vessels may be secured and at which LNG cargo operations may be conducted.

[45 FR 9203, Feb. 11, 1980, as amended by Amdt. 193-1, 45 FR 57418, Aug. 28, 1980; Amdt. 193-2, 45 FR 70404, Oct. 23, 1980; Amdt. 193-10, 61 FR 18517, Apr. 26, 1996; Amdt. 193-17, 65 FR 10958, Mar. 1, 2000; 68 FR 11749, Mar. 12, 2003; 70 FR 11140, Mar. 8, 2005]

### § 193.2009 Rules of regulatory construction.

(a) As used in this part:

(1) *Includes* means including but not limited to;

(2) *May* means is permitted to or is authorized to;

(3) *May not* means is not permitted to or is not authorized to; and

(4) *Shall* or *must* is used in the mandatory and imperative sense.

(b) In this part:

(1) Words importing the singular include the plural; and

(2) Words importing the plural include the singular.

### 49 CFR Ch. I (10-1-06 Edition)

#### § 193.2011 Reporting.

Leaks and spills of LNG must be reported in accordance with the requirements of part 191 of this chapter.

#### 193.2013 Incorporation by reference.

(a) Any document or portion thereof incorporated by reference in this part is included in this part as though it were printed in full. When only a portion of a document is referenced, then this part incorporates only that referenced portion of the document and the remainder is not incorporated. Applicable editions are listed in paragraph (c) of this section in parentheses following the title of the referenced material. Earlier editions listed in previous editions of this section may be used for components manufactured, designed, or installed in accordance with those earlier editions at the time they were listed. The user must refer to the appropriate previous edition of 49 CFR for a listing of the earlier editions.

(b) All incorporated materials are available for inspection in the Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, 400 Seventh Street, SW., Washington, DC, or at the National Archives and Records Administration (NARA). For information on the availability of this material at NARA, call 202-741-6030 or go to: [http://www.archives.gov/federal\\_register/code\\_of\\_federal\\_regulations/IBR\\_locations.html](http://www.archives.gov/federal_register/code_of_federal_regulations/IBR_locations.html).

Documents incorporated by reference are available from the publishers as follows:

A. American Gas Association (AGA), 400 North Capitol Street, NW., Washington, DC 20001.

B. American Society of Civil Engineers (ASCE), Parallel Centre, 1801 Alexander Bell Drive, Reston, VA 20191-4400.

C. ASME International (ASME), Three Park Avenue, New York, NY 10016-5990.

D. Gas Technology Institute (GTI), 1700 S. Mount Prospect Road, Des Plaines, IL 60018.

E. National Fire Protection Association (NFPA), 1 Batterymarch Park, P.O. Box 9101, Quincy, MA 02269-9101.

(c) Documents incorporated by reference.

## Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, DOT

§ 193.2019

Source and name of referenced material	49 CFR reference
A. American Gas Association (AGA): (1) "Purging Principles and Practices," (3rd edition, 2001), .....	§§ 193.2513; 193.2517; 193.2615.
B. American Society of Civil Engineers (ASCE): (1) SEI/ASCE 7-02 "Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures," (2002 edition)..	§ 193.2067.
C. ASME International (ASME): (1) ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII, Division 1, "Rules for Construction of Pressure Vessels," (2004 edition, including addenda through July 1, 2005).	§ 193.2321.
(2) ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII, Division 2, "Rules for Construction of Pressure Vessels—Alternative Rules," (2004 edition, including addenda through July 1, 2005).	§ 193.2321.
D. Gas Technology Institute (GTI): (1) GRI-99/0176 "LNGFIRE: A Thermal Radiation Model for LNG Fires," (June 29, 1990).	§ 193.2057.
(2) GTI-04/0049 (April 2004) "LNG Vapor Dispersion Prediction with the DEGADIS 2.1: Dense Gas Dispersion Model for LNG Vapor Dispersion".	§ 193.2059.
(3) GRI-96/0396.5 "Evaluation of Mitigation Methods for Accidental LNG Releases, Volume 5: Using FEM3A for LNG Accident Consequence Analyses," (April 1997).	§ 193.2059.
E. National Fire Protection Association (NFPA): (1) NFPA 59A (2001) "Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)."	§§ 193.2019; 193.2051; 193.2057; 193.2059; 193.2101; 193.2301; 193.2303; 193.2401; 193.2521; 193.2639; 193.2801.

[Amdt. 193-19, 71 FR 33408, June 9, 2006]

**§ 193.2015 [Reserved]****§ 193.2017 Plans and procedures.**

(a) Each operator shall maintain at each LNG plant the plans and procedures required for that plant by this part. The plans and procedures must be available upon request for review and inspection by the Administrator or any State Agency that has submitted a current certification or agreement with respect to the plant under the pipeline safety laws (49 U.S.C. 60101 *et seq.*). In addition, each change to the plans or procedures must be available at the LNG plant for review and inspection within 20 days after the change is made.

(b) The Administrator or the State Agency that has submitted a current certification under section 5(a) of the Natural Gas Pipeline Safety Act with respect to the pipeline facility governed by an operator's plans and procedures may, after notice and opportunity for hearing as provided in 49 CFR 190.237 or the relevant State procedures, require the operator to amend its plans and procedures as necessary to provide a reasonable level of safety.

(c) Each operator must review and update the plans and procedures required by this part—

(1) When a component is changed significantly or a new component is installed; and

(2) At intervals not exceeding 27 months, but at least once every 2 calendar years.

[Amdt. 193-2, 45 FR 70404, Oct. 23, 1980, as amended by Amdt. 193-7, 56 FR 31090, July 9, 1991; Amdt. 193-10, 61 FR 18517, Apr. 26, 1996; Amdt. 193-18, 69 FR 11336, Mar. 10, 2004]

**§ 193.2019 Mobile and temporary LNG facilities.**

(a) Mobile and temporary LNG facilities for peakshaving application, for service maintenance during gas pipeline systems repair/alteration, or for other short term applications need not meet the requirements of this part if the facilities are in compliance with applicable sections of NFPA 59A (incorporated by reference, *see* § 193.2013).

(b) The State agency having jurisdiction over pipeline safety in the State in which the portable LNG equipment is to be located must be provided with a location description for the installation at least 2 weeks in advance, including to the extent practical, the details of siting, leakage containment or control, fire fighting equipment, and methods employed to restrict public



## ANNEXE C

### § 193.2051

access, except that in the case of emergency where such notice is not possible, as much advance notice as possible must be provided.

[Amdt. 193-14, 62 FR 41311, Aug. 1, 1997, as amended by Amdt. 193-18, 11336, Mar. 10, 2004]

### Subpart B—Siting Requirements

#### § 193.2051 Scope.

Each LNG facility designed, constructed, replaced, relocated or significantly altered after March 31, 2000 must be provided with siting requirements in accordance with the requirements of this part and of NFPA 59A (incorporated by reference, see §193.2013). In the event of a conflict between this part and NFPA 59A, this part prevails.

[Amdt. 193-17, 65 FR 10958, Mar. 1, 2000, as amended by Amdt. 193-18, 69 FR 11336, Mar. 10, 2004]

#### § 193.2055 [Reserved]

#### § 193.2057 Thermal radiation protection.

Each LNG container and LNG transfer system must have a thermal exclusion zone in accordance with section 2.2.3.2 of NFPA 59A (incorporated by reference, see §193.2013) with the following exceptions:

(a) The thermal radiation distances shall be calculated using Gas Research Institute's (GRI) report GRI-89/0176 (incorporated by reference, see §193.2013), which is also available as the "LNGFIRE III" computer model produced by GRI. The use of other alternate models which take into account the same physical factors and have been validated by experimental test data shall be permitted subject to the Administrator's approval.

(b) In calculating exclusion distances, the wind speed producing the maximum exclusion distances shall be used except for wind speeds that occur less than 5 percent of the time based on recorded data for the area.

(c) In calculating exclusion distances, the ambient temperature and relative humidity that produce the maximum exclusion distances shall be used except for values that occur less

### 49 CFR Ch. I (10-1-06 Edition)

than five percent of the time based on recorded data for the area.

[Amdt. 193-17, 65 FR 10958, Mar. 1, 2000, as amended by Amdt. 193-18, 69 FR 11336, Mar. 10, 2004]

#### § 193.2059 Flammable vapor-gas dispersion protection.

Each LNG container and LNG transfer system must have a dispersion exclusion zone in accordance with sections 2.2.3.3 and 2.2.3.4 of NFPA 59A (incorporated by reference, see §193.2013) with the following exceptions:

(a) Flammable vapor-gas dispersion distances must be determined in accordance with the model described in the Gas Research Institute report GRI-89/0242 (incorporated by reference, see §193.2013), "LNG Vapor Dispersion Prediction with the DEGADIS Dense Gas Dispersion Model." Alternatively, in order to account for additional cloud dilution which may be caused by the complex flow patterns induced by tank and dike structure, dispersion distances may be calculated in accordance with the model described in the Gas Research Institute report GRI-96/0396.5 (incorporated by reference, see §193.2013), "Evaluation of Mitigation Methods for Accidental LNG Releases. Volume 5: Using FEM3A for LNG Accident Consequence Analyses". The use of alternate models which take into account the same physical factors and have been validated by experimental test data shall be permitted, subject to the Administrator's approval.

(b) The following dispersion parameters must be used in computing dispersion distances:

(1) Average gas concentration in air = 2.5 percent.

(2) Dispersion conditions are a combination of those which result in longer predicted downwind dispersion distances than other weather conditions at the site at least 90 percent of the time, based on figures maintained by National Weather Service of the U.S. Department of Commerce, or as an alternative where the model used gives longer distances at lower wind speeds, Atmospheric Stability (Pasquill Class) F, wind speed = 4.5 miles per hour (2.01 meters/sec) at reference height of 10

## Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, DOT

§ 193.2155

meters, relative humidity = 50.0 percent, and atmospheric temperature = average in the region.

(3) The elevation for contour (receptor) output  $H = 0.5$  meters.

(4) A surface roughness factor of 0.03 meters shall be used. Higher values for the roughness factor may be used if it can be shown that the terrain both upwind and downwind of the vapor cloud has dense vegetation and that the vapor cloud height is more than ten times the height of the obstacles encountered by the vapor cloud.

(c) The design spill shall be determined in accordance with section 2.2.3.5 of NFPA 59A (incorporated by reference, see § 193.2013).

[Amdt. 193-17, 65 FR 10959, Mar. 1, 2000, as amended by Amdt. 193-18, 69 FR 11336, Mar. 10, 2004]

§§ 193.2061–193.2065 [Reserved]

## § 193.2067 Wind forces.

(a) LNG facilities must be designed to withstand without loss of structural or functional integrity:

- (1) The direct effect of wind forces;
- (2) The pressure differential between the interior and exterior of a confining, or partially confining, structure; and
- (3) In the case of impounding systems for LNG storage tanks, impact forces and potential penetrations by wind borne missiles.

(b) The wind forces at the location of the specific facility must be based on one of the following:

(1) For shop fabricated containers of LNG or other hazardous fluids with a capacity of not more than 70,000 gallons, applicable wind load data in SEI/ASCE 7-02 (incorporated by reference, see § 193.2013).

(2) For all other LNG facilities:

(i) An assumed sustained wind velocity of not less than 150 miles per hour, unless the Administrator finds a lower velocity is justified by adequate supportive data; or

(ii) The most critical combination of wind velocity and duration, with respect to the effect on the structure, having a probability of exceedance in a 50-year period of 0.5 percent or less, if adequate wind data are available and

the probabilistic methodology is reliable.

[45 FR 9203, Feb. 11, 1980, as amended by Amdt. 193-1, 45 FR 57419, Aug. 28, 1980; 58 FR 14522, Mar. 18, 1993; Amdt. 193-16, 63 FR 37505, July 13, 1998; Amdt. 193-17, 65 FR 10959, Mar. 1, 2000; Amdt. 193-19, 71 FR 33409, June 9, 2006]

§§ 193.2069–193.2073 [Reserved]

## Subpart C—Design

## § 193.2101 Scope.

Each LNG facility designed after March 31, 2000 must comply with requirements of this part and of NFPA 59A (incorporated by reference, see § 193.2013). In the event of a conflict between this part and NFPA 59A, this part prevails.

[Amdt. 193-17, 65 FR 10959, Mar. 1, 2000, as amended by Amdt. 193-18, 69 FR 11336, Mar. 10, 2004]

## MATERIALS

§§ 193.2103–193.2117 [Reserved]

## § 193.2119 Records

Each operator shall keep a record of all materials for components, buildings, foundations, and support systems, as necessary to verify that material properties meet the requirements of this part. These records must be maintained for the life of the item concerned.

## DESIGN OF COMPONENTS AND BUILDINGS

§§ 193.2121–193.2153 [Reserved]

## IMPOUNDMENT DESIGN AND CAPACITY

## § 193.2155 Structural requirements.

(a) The structural members of an impoundment system must be designed and constructed to prevent impairment of the system's performance reliability and structural integrity as a result of the following:

- (1) The imposed loading from—
  - (i) Full hydrostatic head of impounded LNG;
  - (ii) Hydrodynamic action, including the effect of any material injected into the system for spill control;
  - (iii) The impingement of the trajectory of an LNG jet discharged at any predictable angle; and

## ANNEXE D

[http://www.one.gc.ca/newsroom/Speeches/2006/KWVGlobalNatureGasIssues\\_WorldForum\\_2006\\_10\\_10\\_f.htm#a\\_4](http://www.one.gc.ca/newsroom/Speeches/2006/KWVGlobalNatureGasIssues_WorldForum_2006_10_10_f.htm#a_4)



Office national  
de l'énergie

National  
Energy Board

Canada

### **GAZ NATUREL : ENJEUX MONDIAUX SELON UN ORGANISME CANADIEN DE RÉGLEMENTATION**

Présenté par  
Ken Vollman  
Président  
Office national de l'énergie  
Forum mondial sur la réglementation de l'énergie  
Washington, D.C.  
10 octobre 2006

Office national  
de l'énergie



National Energy  
Board

### **Gaz naturel : enjeux mondiaux selon un organisme canadien de réglementation**

Ken Vollman, président  
Office national de l'énergie

**Forum mondial sur la réglementation de l'énergie**

10 octobre 2006  
Washington D.C.

Canada

Enjeux mondiaux liés au gaz naturel  
Je contribuerai à notre discussion sur les enjeux liés au gaz naturel en offrant le point de vue d'un organisme canadien de réglementation.  
Vu le thème de notre discussion, je tenterai de présenter ce point de vue dans un contexte nord-américain et mondial.

- [Sommaire de la présentation](#)

- [Le Canada est le 3<sup>e</sup> producteur de gaz naturel dans le monde](#)
- [Le gaz canadien dans l'offre nord-américaine](#)
- [Approvisionnement en gaz naturel canadien](#)
- [Besoin en gaz naturel pour l'exploitation des sables bitumineux](#)
- [Production d'électricité au gaz naturel : ajouts à la capacité de production des É.-U.](#)
- [Gaz naturel pour la production d'électricité](#)
- [Gaz naturel dans la production d'électricité : répercussions](#)
- [Capacité de regazéification du GNL](#)
- [Répercussions d'une offre accrue de GNL](#)
- [Principaux axes d'écoulement des bassins d'approvisionnement vers les marchés](#)
- [2004-2006 : Changements de l'offre et de la demande \(Gpi<sup>3</sup>/j\)](#)
- [Comment combler le « déficit » d'ici à 2020](#)
- [Comblé le « déficit » : un scénario](#)
- [Défis pour les organismes de réglementation](#)

### *Sommaire de la présentation*

#### **Sommaire de la présentation**

Office national  
de l'énergie



National Energy  
Board

- **Vue d'ensemble du gaz naturel au Canada**
- **Enjeux à surveiller**
  - ◆ **Exploitation des sables bitumineux**
  - ◆ **Utilisation croissante du gaz naturel dans la production d'électricité**
  - ◆ **GNL**
  - ◆ **Changements dans l'offre nord-américaine**
  - ◆ **Comment combler le « déficit »**
- **Considérations et défis pour les organismes de réglementation**

Canada

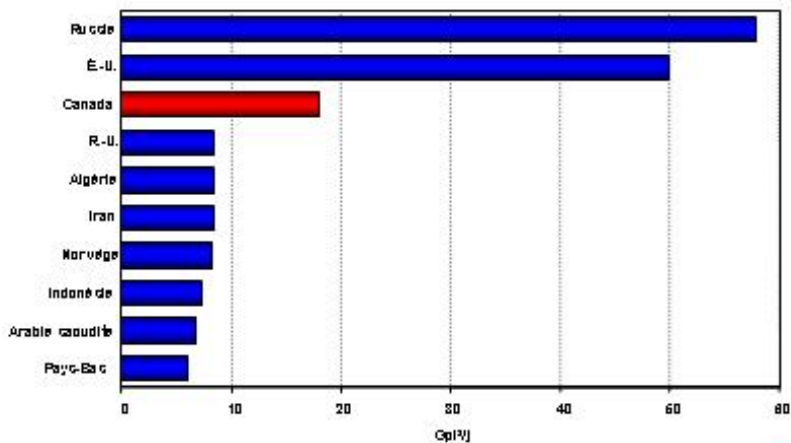
Après avoir dressé un portrait du gaz naturel au Canada, j'aborderai cinq grands enjeux. Deux diapositives décriront le contexte dans lequel s'inscrit chacun des enjeux. Étant donné que de tracer un portrait détaillé de chaque enjeu prendrait certainement plus de dix minutes, je concentrerai mes propos sur les éléments qui méritent le plus d'attention. Je serai heureux de répondre aux questions durant la discussion qui suivra ma présentation.

# Émissions atmosphériques et alternatives au projet Rabaska

## ANNEXE D

*Le Canada est le 3<sup>e</sup> producteur de gaz naturel dans le monde*

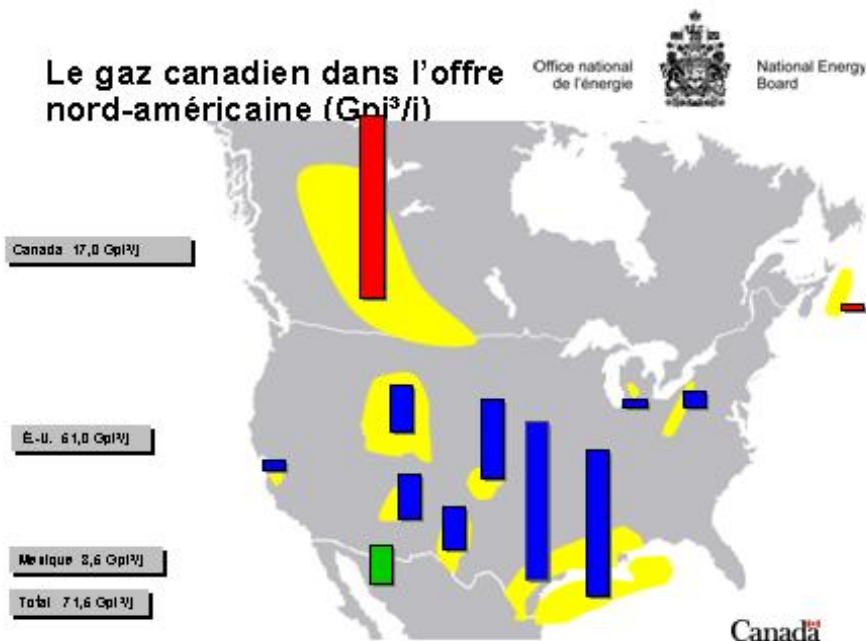
### Le Canada est le 3<sup>e</sup> producteur de gaz naturel dans le monde



Canada

Je dois d'abord mentionner que la production canadienne de gaz naturel, en rouge, est la troisième dans le monde, après celles de la Russie et des États-Unis.

### Le gaz canadien dans l'offre nord-américaine (Gpi³/j)



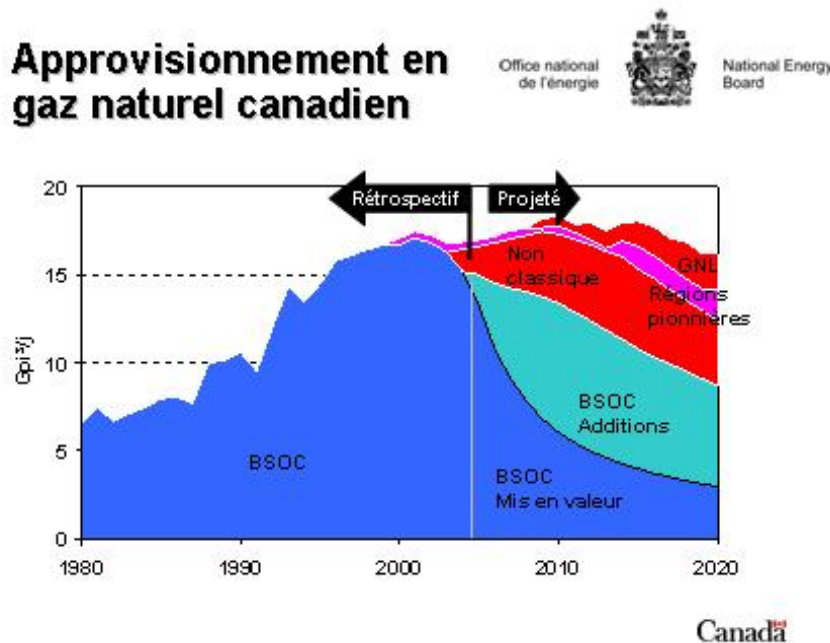
Canada

Parlons maintenant de la place du Canada dans l'offre nord-américaine de gaz naturel. La production du Canada est illustrée en rouge, celle des États-Unis en bleu et celle du Mexique en vert.

Le gaz naturel produit au Canada continuera de jouer un rôle important pour l'Amérique du Nord.

À l'heure actuelle, le Canada répond à un quart de la demande nord-américaine de gaz naturel.

### Approvisionnement en gaz naturel canadien



Nous pouvons donc nous demander quel sera le rôle du Canada dans les années à venir.

Voici un graphique représentant notre perspective de la production canadienne de gaz naturel. J'aimerais attirer votre attention sur deux éléments :

- Entre le milieu des années 1980 et le début des années 2000, la production a augmenté de 10 Gpi<sup>3</sup>/j, ce qui a permis de satisfaire 75 % de l'augmentation de la demande de gaz aux États-Unis au cours de cette période.
- Quant à l'approvisionnement en gaz naturel, on peut probablement parler d'une certaine confusion quant à la production future de gaz naturel canadien. Nos recherches nous permettent de croire que, selon les prévisions les plus probables, la production demeurera stable à son niveau actuel d'environ 17 Gpi<sup>3</sup>/j.

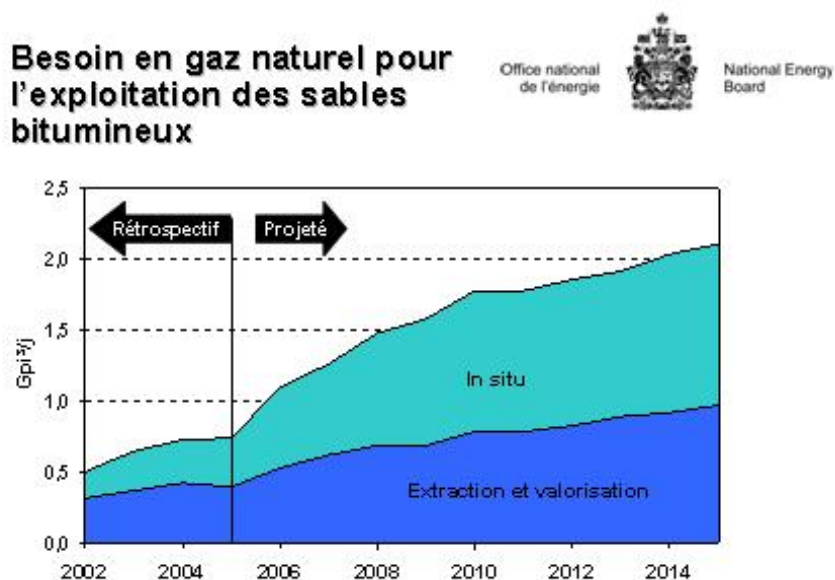
Le Canada dispose de vastes ressources en gaz naturel non classique, dont le méthane de houille, le gaz de réservoir étanche et le gaz provenant des régions pionnières. En outre, un certain nombre d'emplacements sont à l'étude pour l'installation de terminaux méthaniers. Le rythme de mise en valeur sera défini par certains facteurs, dont le besoin d'investir de façon importante dans l'infrastructure, les avancées technologiques, ainsi que les climats d'investissement et de réglementation.

Nota : Ce scénario a été créé par l'ONÉ après consultation auprès d'une variété de parties prenantes. Il ne constitue pas une prévision de l'ONÉ.

# Émissions atmosphériques et alternatives au projet Rabaska

## ANNEXE D

### Besoin en gaz naturel pour l'exploitation des sables bitumineux



Canada

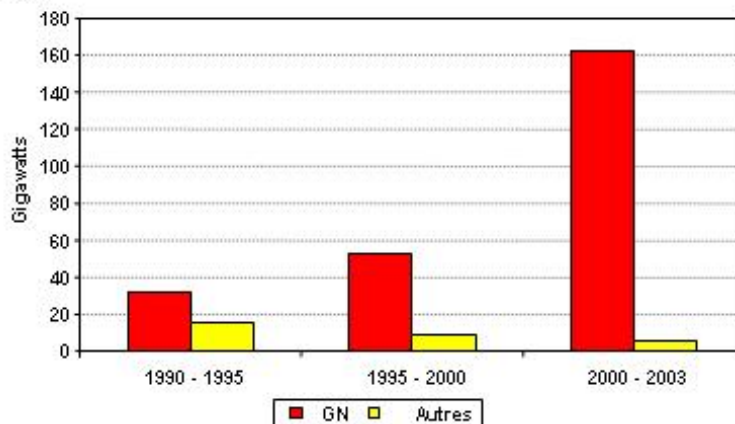
Je dois d'abord parler de l'utilisation croissante, en Alberta, de gaz naturel pour extraire le pétrole des sables bitumineux.

On trouve au Canada d'énormes gisements de bitume, déposés dans les vastes sables bitumineux de l'Alberta. Selon les estimations de l'organisme de réglementation provincial de l'Alberta, plus de 300 milliards de barils de pétrole pourraient être extraits de ces gisements. À l'heure actuelle, on considère le gaz naturel comme le meilleur combustible pour produire les immenses quantités d'énergie thermique nécessaires à l'extraction de la ressource.

Quoi qu'il en soit, nous croyons que le besoin en gaz naturel pourrait tripler au cours de la prochaine décennie et continuer d'augmenter par la suite.

Bien que la production de gaz demeurera probablement stable, l'Alberta exportera moins de gaz en raison des besoins croissants dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

Le secteur examine présentement des changements fondamentaux éventuels touchant les procédés d'extraction et de valorisation, ce qui pourrait freiner la croissance de l'utilisation.

**Production d'électricité au gaz naturel : ajouts à la capacité de production des É.-U.****Production d'électricité au gaz naturel : ajouts à la capacité de production des É.-U.**

Canada

Parlons maintenant de l'utilisation croissante de gaz naturel pour produire de l'électricité en Amérique du Nord.

Ce graphique illustre la capacité de production ajoutée aux É.-U. depuis 1990. La capacité de production au gaz naturel est illustrée en rouge, le reste en jaune.

Au Canada et aux É.-U., la presque totalité de l'augmentation récente de la capacité de production est attribuable aux nouvelles installations de production au gaz naturel. En effet, plus de 160 000 MW de production au gaz naturel ont été ajoutés depuis 2000.

Ces installations ont été construites en partant de l'hypothèse que le gaz naturel était abondant en Amérique du Nord et que les prix du gaz naturel seraient relativement peu élevés.

Les secteurs du gaz naturel et de l'électricité n'ont jamais été aussi intimement liés. Bien que le rythme de la croissance ait ralenti dernièrement, on perçoit toujours un esprit de « ruée vers le gaz ».

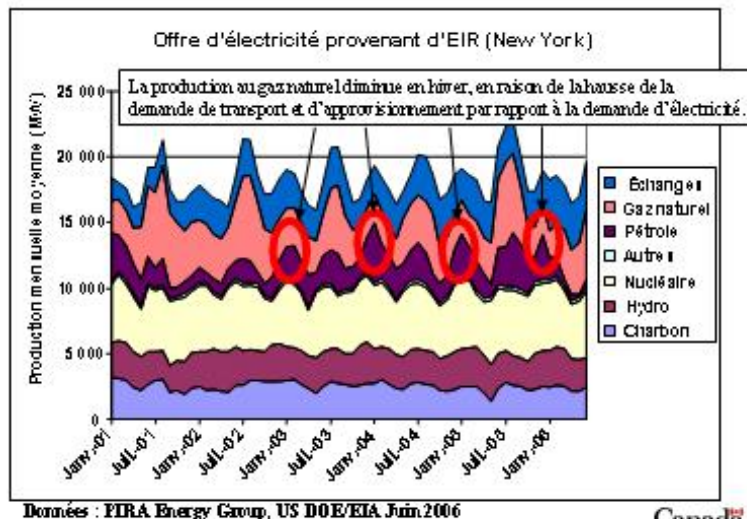
En général, aucune des deux hypothèses ne s'est concrétisée. Au contraire, l'offre est relativement serrée et les coûts sont plus élevés que par le passé.



## ANNEXE D

### Gaz naturel pour la production d'électricité

#### Gaz naturel pour la production d'électricité



Je vous invite à vous attarder à ce graphique un peu plus tard. Il vise simplement à illustrer qu'en hiver (les ovales rouges), la production d'électricité au gaz naturel est inhibée par l'utilisation du gaz naturel à d'autres fins (le chauffage des espaces commerciaux et résidentiels, par exemple).

Cela soulève des questions quant à la place que nous devrions accorder à la production d'électricité au gaz naturel pendant l'hiver.

### Gaz naturel dans la production d'électricité : répercussions

#### Gaz naturel dans la production d'électricité : répercussions



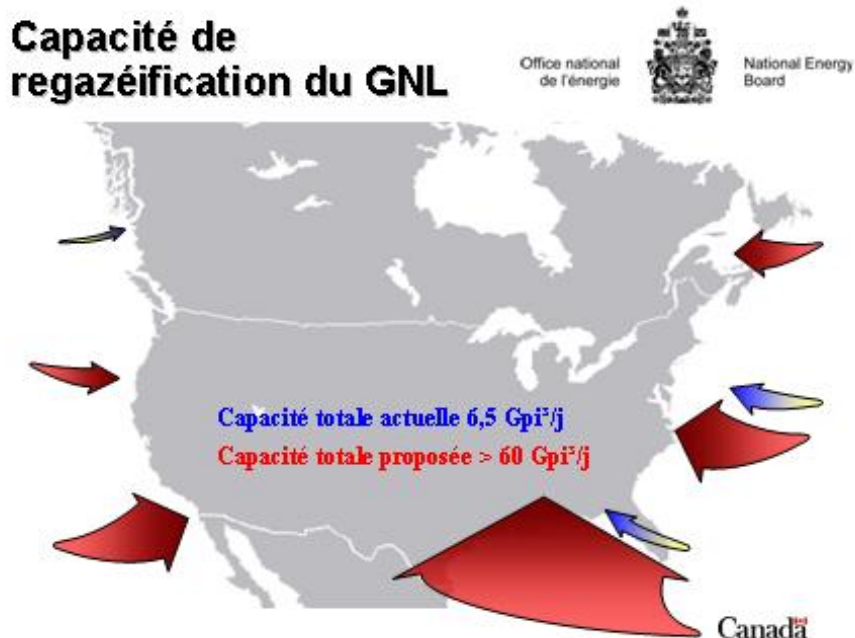
- Fluctuations plus intenses de la demande
- Hausses de prix brusques simultanées
- Coordination des activités des industries gazière et électrique
- Augmentation attendue des contraintes sur l'infrastructure liée à l'exploitation gazière
- Diminution de la disponibilité et de la fiabilité d'autres services (TI) engendrée par la « réservation » de la capacité en gaz naturel

Canada

L'utilisation croissante du gaz naturel dans la production d'électricité a bien d'autres ramifications.

En voici quelques unes parmi les plus importantes, dont la volatilité des prix. Pensons aussi à la flexibilité que doivent démontrer les organismes de réglementation dans leurs processus visant à répondre aux nouveaux besoins des fournisseurs et des consommateurs. Entre autres, des tarifs ou des mesures de flexibilité tenant compte de l'emplacement pourraient devenir nécessaires.

### Capacité de regazéification du GNL



Le troisième enjeu est celui de l'augmentation inévitable des importations de GNL en Amérique du Nord.

Des graphiques comme celui-ci, qui illustrent bien comment le marché imagine le développement de projets éventuels, vous sont probablement familiers.

En utilisant des flèches d'une taille proportionnelle aux importations qu'elles représentent, j'ai tenté d'illustrer les occasions que cherche à saisir le marché et que le total de ces occasions pourrait faire décupler la capacité de regazéification actuellement installée.

## ANNEXE D

### *Répercussions d'une offre accrue de GNL*

#### **Répercussions d'une offre accrue de GNL**



- Plus grande interconnexion des marchés de l'énergie nord-américains et mondiaux
- Émergence d'un produit de base mondial
- Augmentation prévue de la volatilité des prix
- Besoin de nouvelles infrastructures pour acheminer les approvisionnements vers les marchés

Canada

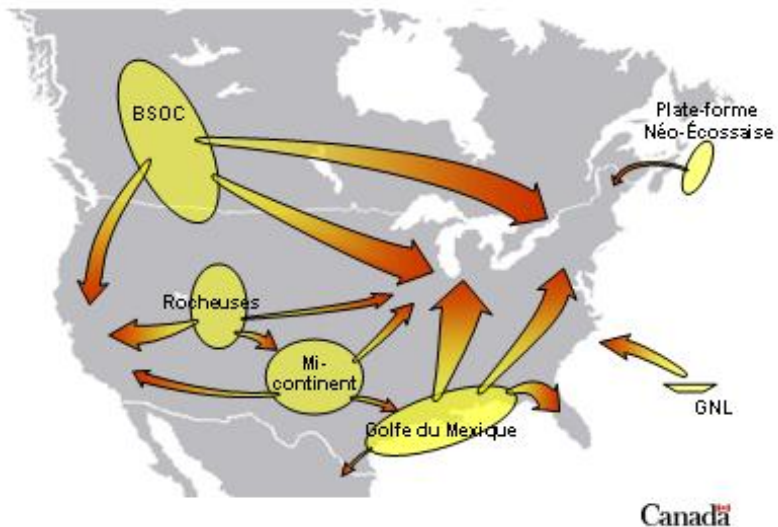
Au Canada, le GNL est tout nouveau. J'ai donc très hâte de connaître votre expérience durant ce congrès.

On peut facilement anticiper certaines répercussions de son arrivée.

Il faut noter la volatilité des prix, le besoin de nouvelles infrastructures et l'émergence du gaz comme produit de base mondial.

### *Principaux axes d'écoulement des bassins d'approvisionnement vers les marchés*

#### Principaux axes d'écoulement des bassins d'approvisionnement vers les marchés

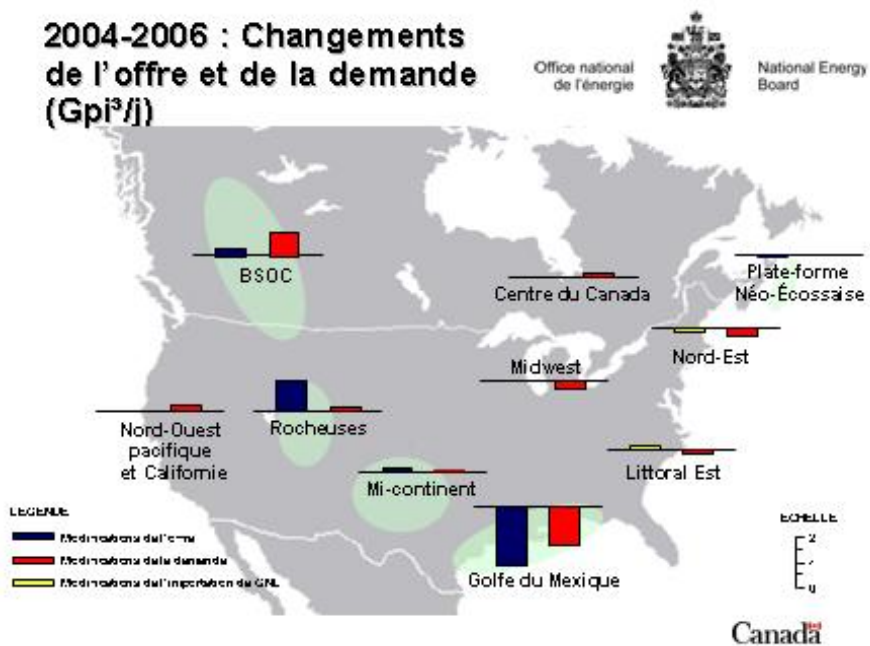


Il faut aussi parler de l'évolution des axes d'écoulement du gaz naturel sur le continent. L'Amérique du Nord s'approvisionne en gaz naturel dans quatre grandes régions. Plus de la moitié de la demande nord-américaine provient de régions éloignées de la ressource. C'est ce qui explique l'importance des nombreux grands pipelines qui sillonnent le continent. Les axes d'écoulement changent avec le temps, ce qui amène le besoin constant de modifier l'infrastructure pipelinière.

# Émissions atmosphériques et alternatives au projet Rabaska

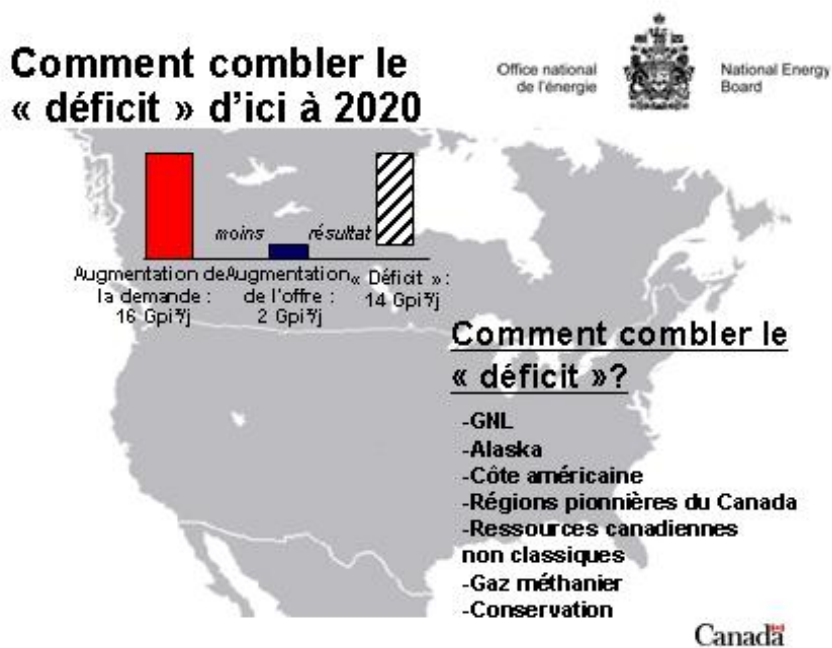
## ANNEXE D

### 2004-2006 : Changements de l'offre et de la demande (Gpi<sup>3</sup>/j)



Cette diapo vise simplement à illustrer les changements observés dans les bassins au cours de deux années seulement. Pouvez-vous imaginer l'amplitude des changements à l'infrastructure auxquels nous devons nous préparer pour les 10 ou 20 prochaines années?

Les changements à l'infrastructure touchent souvent au moins deux pays. Il est donc important de maintenir et d'améliorer les ententes institutionnelles de coordination entre la FERC et l'ONÉ ou entre la FERC et la CRE.

**Comment combler le « déficit » d'ici à 2020**

En dernier lieu, je désire aborder les changements pour lesquels nous, organismes de réglementation, devrions nous préparer.

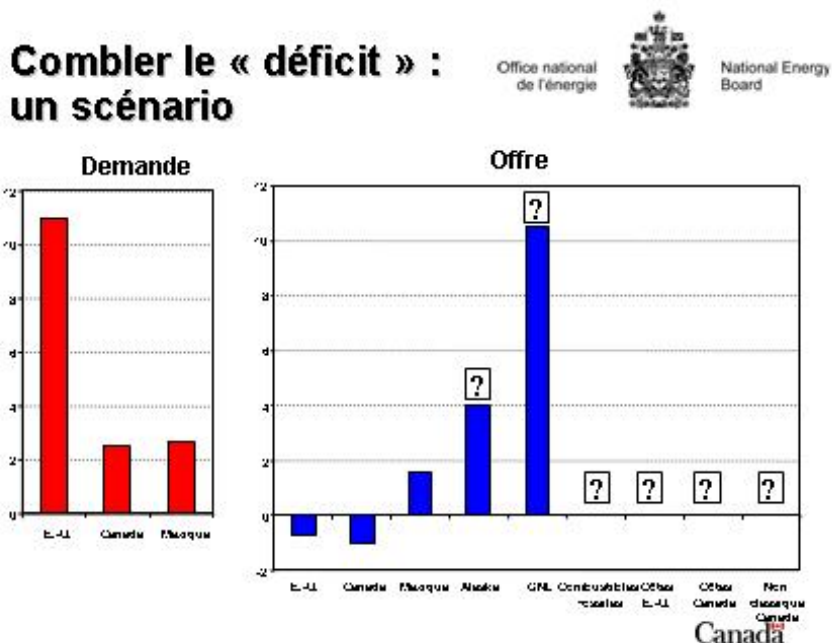
Selon certaines prévisions, il est raisonnable de croire que la demande nord-américaine de gaz naturel pourrait s'accroître de 16 Gpi<sup>3</sup>/j d'ici 2020. On ne prévoit pas que l'offre provenant de sources classiques augmentera de plus de 2 Gpi<sup>3</sup>/j. Il faut donc prévoir un déficit d'environ 14 Gpi<sup>3</sup>/j.

Bien sûr, nous ne serons pas à la recherche de 14 Gpi<sup>3</sup>/j. Mais d'où viendront-ils?

Répondre à de telles questions nous permet de découvrir si nous, organismes de réglementation, sommes prêts à traiter les propositions concurrentes qui nous seront soumises. Comment le ferons-nous? Les règles sont-elles prêtes? Sont-elles connues? Ces règles sont-elles équitables et justes pour tous les participants? Quelle est la place des organismes de réglementation dans l'établissement des politiques?

## ANNEXE D

### Comblant le « déficit » : un scénario



Tout ce qui est en rouge, à gauche, représente la croissance prévue de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord. Cependant, il faut surtout s'attarder à ce qui est en bleu, à droite, et qui représente les sources d'énergie nécessaires pour combler le déficit. En général, les prévisionnistes comptent sur l'approvisionnement en gaz naturel provenant de l'Alaska (la quatrième colonne) et en GNL (la cinquième colonne), qu'ils considèrent comme des éléments fondamentaux de la solution.

Peut-être ne partagez-vous pas cette opinion, mais j'espère qu'il s'agit là d'un bon point de départ qui nous permettra de poser certaines questions.

- Quelles seront les conséquences de l'entrée fulgurante sur les marchés du gaz naturel de l'Alaska ? Ce gaz naturel peut-il faire concurrence au gaz produit dans de plus petits terminaux de regazéification ? Si oui, quand cela arrivera-t-il ?
- L'Amérique du Nord devrait-elle se préoccuper de la croissance rapide de l'importation de GNL depuis des sources parfois instables ailleurs dans le monde ?
- Pouvons-nous accélérer le développement des technologies de mise en valeur des sources non classiques, à la droite du graphique ?
- Dans quelle mesure la conservation pourrait-elle permettre de réduire ce manque ?

### Défis pour les organismes de réglementation

#### Défis pour les organismes de réglementation



#### Consommateur

- Sécurité des sources d'approvisionnement
- Stabilité des prix
- Fiabilité du service
- Protection contre une emprise abusive du marché
- Développement responsable

#### Organisme de réglementation



**Protéger et habiliter**

#### Industrie

- Sources d'énergie nouvelles et éloignées
- Conditions favorisant les investissements
  - Certitude en matière de réglementation
  - Coordination entre les gouvernements
  - Avantages économiques de la prise de risques

Canada

Les enjeux et leurs conséquences que j'ai abordés aujourd'hui proposent des défis stimulants aux organismes de réglementation. Je me permets de clore ma présentation avec quatre défis qui consistent à concilier:

1. La stabilité des prix nécessaire aux consommateurs et la probabilité bien réelle que les prix deviennent de plus en plus volatils  
(éléments de solution : sensibilisation, choix des contrats)
2. Le besoin de sources d'approvisionnement stables et le recours croissant à des sources éventuellement risquées auquel s'ajoute un profil d'investissements en dents de scie.  
(éléments de solution : climat favorable aux placements)
3. La certitude en matière de réglementation et la complexité croissante de l'évolution du marché mondial du gaz  
(éléments de solution : capacité de réglementation, partenariats)
4. Le maintien de l'autonomie en matière de réglementation et le partage de renseignements et d'avis avec les décideurs.  
(éléments de solution : renseignements concrets, un rôle incontestable)

Enfin, je persiste à croire que le rôle des organismes de réglementation se déploie en deux volets: celui de protéger et d'habiliter ce qui, selon moi, signifie qu'il faut atténuer les effets négatifs du développement énergétique tout en habilitant les résultats positifs. Peut-être que les conditions actuelles affecteront les consommateurs de telle sorte que le rôle d'habilitation prendra de l'importance aux yeux du public.



# Émissions atmosphériques et alternatives au projet Rabaska

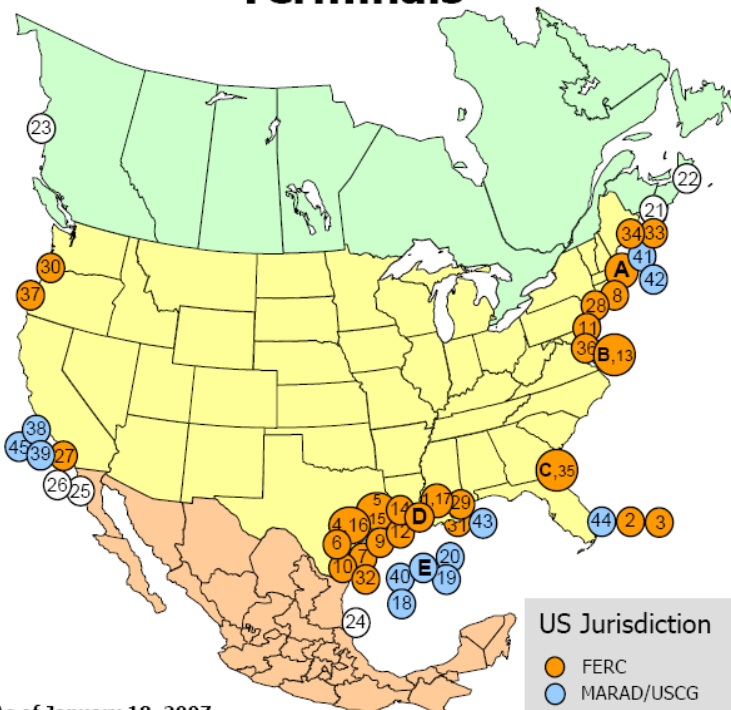
## ANNEXE E

### ANNEXE E

#### Projets de terminaux méthaniers en Amérique du Nord

**FERC**

## Existing and Proposed North American LNG Terminals



As of January 18, 2007

\* US pipeline approved; LNG terminal pending in Bahamas  
 \*\* Construction suspended

*Office of Energy Projects*

#### CONSTRUCTED

- A. Everett, MA : 1.035 Bcfd (SUEZ/Tractebel - DOMAC)
- B. Cove Point, MD : 1.0 Bcfd (Dominion - Cove Point LNG)
- C. Elba Island, GA : 1.2 Bcfd (El Paso - Southern LNG)
- D. Lake Charles, LA : 2.1 Bcfd (Southern Union - Trunkline LNG)
- E. Gulf of Mexico: 0.5 Bcfd (Gulf Gateway Energy Bridge - Exceletrate Energy)

#### APPROVED BY FERC

- 1. Hackberry, LA : 1.5 Bcfd (Cameron LNG - Sempra Energy)
- 2. Bahamas : 0.84 Bcfd (AES Ocean Express)\*
- 3. Bahamas : 0.83 Bcfd (Calypso Tractebel)\*
- 4. Freeport, TX : 1.5 Bcfd (Cheniere/Freeport LNG Dev.)
- 5. Sabine, LA : 2.6 Bcfd (Sabine Pass Cheniere LNG)
- 6. Corpus Christi, TX: 2.6 Bcfd (Cheniere LNG)
- 7. Corpus Christi, TX : 1.1 Bcfd (Vista Del Sol - ExxonMobil)
- 8. Fall River, MA : 0.8 Bcfd (Weaver's Cove Energy/Hess LNG)
- 9. Sabine, TX : 2.0 Bcfd (Golden Pass - ExxonMobil)
- 10. Corpus Christi, TX: 1.0 Bcfd (Ingleside Energy - Occidental Energy Ventures)
- 11. Logan Township, NJ : 1.2 Bcfd (Crown Landing LNG - BP)
- 12. Port Arthur, TX: 3.0 Bcfd (Sempra Energy)
- 13. Cove Point, MD : 0.8 Bcfd (Dominion)
- 14. Cameron, LA: 3.3 Bcfd (Creole Trail LNG - Cheniere LNG)
- 15. Sabine, LA: 1.4 Bcfd (Sabine Pass Cheniere LNG - Expansion)
- 16. Freeport, TX: 2.5 Bcfd (Cheniere/Freeport LNG Dev. - Expansion)
- 17. Hackberry, LA : 1.15 Bcfd (Cameron LNG - Sempra Energy - Expansion)

#### APPROVED BY MARAD/COAST GUARD

- 18. Port Pelican: 1.6 Bcfd (Chevron Texaco)
- 19. Louisiana Offshore : 1.0 Bcfd (Gulf Landing - Shell)
- 20. Offshore Louisiana : 1.0 Bcfd (Main Pass McMoran Exp.)

#### CANADIAN APPROVED TERMINALS

- 21. St. John, NB : 1.0 Bcfd (Canaport - Irving Oil/Repsol)
- 22. Point Tupper, NS 1.0 Bcfd (Bear Head LNG - Anadarko)
- 23. Kitimat, BC: 1.0 Bcfd (Kitimat LNG - Galveston LNG)

#### MEXICAN APPROVED TERMINALS

- 24. Altamira, Tamulipas : 0.7 Bcfd (Shell/Total/Mitsui)
- 25. Baja California, MX : 1.0 Bcfd (Energia Costa Azul - Sempra Energy)
- 26. Baja California - Offshore : 1.4 Bcfd (Chevron Texaco)

#### PROPOSED TO FERC

- 27. Long Beach, CA : 0.7 Bcfd, (Mitsubishi/ConocoPhillips - Sound Energy Solutions)
- 28. LI Sound, NY: 1.0 Bcfd (Broadwater Energy - TransCanada/Shell)
- 29. Pascagoula, MS: 1.5 Bcfd (Gulf LNG Energy LLC)
- 30. Bradwood, OR: 1.0 Bcfd (Northern Star LNG - Northern Star Natural Gas LLC)
- 31. Pascagoula, MS: 1.3 Bcfd (Casotte Landing - ChevronTexaco)
- 32. Port Lavaca, TX: 1.0 Bcfd (Calhoun LNG - Gulf Coast LNG Partners)
- 33. Pleasant Point, ME : 2.0 Bcfd (Quoddy Bay, LLC)
- 34. Robbinston, ME: 0.5 Bcfd (Downeast LNG - Kestrel Energy)
- 35. Elba Island, GA: 0.9 Bcfd (El Paso - Southern LNG)
- 36. Baltimore, MD: 1.5 Bcfd (AES Sparrows Point - AES Corp.)
- 37. Coos Bay, OR: 1.0 Bcfd (Jordan Cove Energy Project)

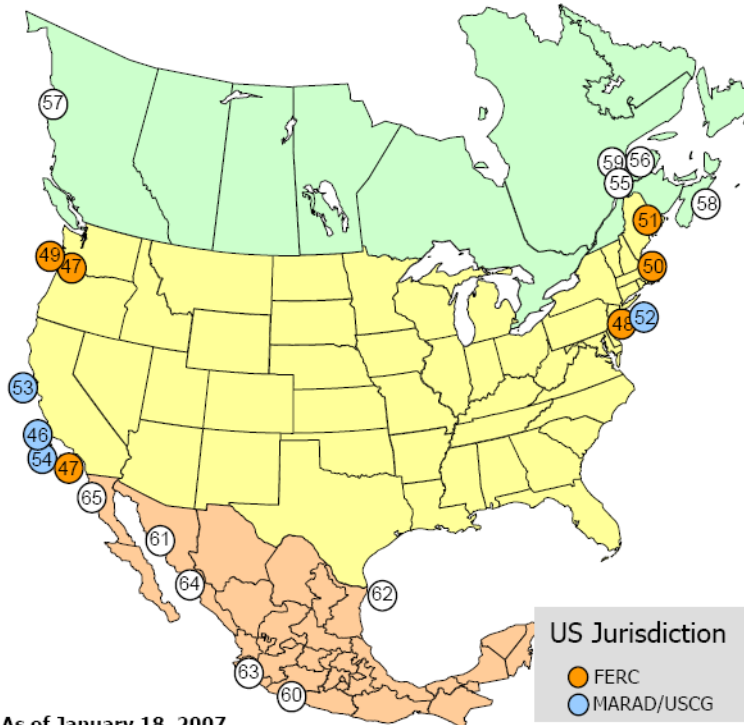
#### PROPOSED TO MARAD/COAST GUARD

- 38. Offshore California : 1.5 Bcfd (Cabrillo Port - BHP Billiton)
- 39. Offshore California : 0.5 Bcfd, (Clearwater Port LLC - NorthernStar NG LLC)
- 40. Gulf of Mexico: 1.5 Bcfd (Beacon Port Clean Energy Terminal - ConocoPhillips)
- 41. Offshore Boston: 0.4 Bcfd (Neptune LNG - SUEZ LNG)
- 42. Offshore Boston: 0.8 Bcfd (Northeast Gateway - Exceletrate Energy)
- 43. Gulf of Mexico: 1.4 Bcfd (Bienville Offshore Energy Terminal - TORP)
- 44. Offshore Florida: ? Bcfd (SUEZ Calypso - SUEZ LNG)
- 45. Offshore California: 1.2 Bcfd (OceanWay - Woodside Natural Gas)

Source : Federal Energy Regulatory Commission, [www.ferc.gov/industries/lng/indus-act/terminals/exist-prop-lng.pdf](http://www.ferc.gov/industries/lng/indus-act/terminals/exist-prop-lng.pdf)

FERC

## Potential North American LNG Terminals



As of January 18, 2007

### POTENTIAL U.S. SITES IDENTIFIED BY PROJECT SPONSORS

- 46. Offshore California: 0.75 Bcfd, (Chevron Texaco)
- 47. St. Helens, OR: 0.7 Bcfd (Port Westward LNG LLC)
- 48. Philadelphia, PA: 0.6 Bcfd (Freedom Energy Center - PGW)
- 49. Astoria, OR: 1.0 Bcfd (Skipanon LNG - Calpine)
- 50. Boston, MA: 0.8 Bcfd (AES Battery Rock LLC - AES Corp.)
- 51. Calais, ME: ? Bcfd (BP Consulting LLC)
- 52. Offshore New York: 2.0 Bcfd (Safe Harbor Energy - ASIC, LLC)
- 53. Offshore California: 0.6 Bcfd (Pacific Gateway - Excelebrate Energy)
- 54. Offshore California: ? Bcfd (Esperanza Energy - Tidelands)

### POTENTIAL CANADIAN SITES IDENTIFIED BY PROJECT SPONSORS

- 55. Quebec City, QC : 0.5 Bcfd (Project Rabaska - Enbridge/Gaz Met/Gaz de France)
- 56. Rivière-du- Loup, QC: 0.5 Bcfd (Cacouna Energy - TransCanada/PetroCanada)
- 57. Prince Rupert, BC: 0.30 Bcfd (WestPac Terminals)
- 58. Goldboro, NS 1.0 Bcfd (Keltic Petrochemicals)
- 59. Énergie Grande-Anse QC: 1.0 Bcfd

### POTENTIAL MEXICAN SITES IDENTIFIED BY PROJECT SPONSORS

- 60. Lázaro Cárdenas, MX : 0.5 Bcfd (Tractebel/Repsol)
- 61. Puerto Libertad, MX: 1.3 Bcfd (Sonora Pacific LNG)
- 62. Offshore Gulf, MX: 1.0 Bcfd (Dorado - Tidelands)
- 63. Manzanillo, MX: 0.5 Bcfd
- 64. Topolobampo, MX: 0.5 Bcfd
- 65. Baja California, MX : 1.5 Bcfd (Energy Costa Azul - Sempra - Expansion)

## Office of Energy Projects

Source : Federal Energy Regulatory Commission, [www.ferc.gov/industries/Lng/indus-act/terminals/horizon-Lng.pdf](http://www.ferc.gov/industries/Lng/indus-act/terminals/horizon-Lng.pdf)

### ANNEXE F

#### ANNEXE F

##### *La centrale du Suroît, inutile et coûteuse pour le Québec*

Article dans La Presse

La Presse Affaires, jeudi 8 février 2007, p. LA PRESSE AFFAIRES5

##### **Hydro-Québec a acheté trop d'électricité**

Baril, Hélène

Sans la centrale au gaz naturel du Suroît, Hydro-Québec avait prévu manquer d'électricité, mais c'est tout le contraire qui se produit. Sa division Distribution se retrouve cette année avec près de 5 milliards de kilowattheures de surplus sur les bras, soit l'équivalent de la production combinée des nouvelles centrales Eastmain-1 et Péribonka.

La division Distribution a acheté trop d'électricité sur le marché, beaucoup trop: sur des achats totaux de 8,5 milliards de kilowattheures, 55% ne seront pas consommés en 2007, soit 5 milliards de kilowattheures, de quoi alimenter 250000 clients résidentiels pendant un an.

Hydro-Québec Distribution aurait pu revendre à profit ces kilowattheures sur le marché, mais elle a plutôt essayé de s'entendre avec ses fournisseurs, TransCanada Energy et Hydro-Québec Production, pour reporter d'un an les livraisons prévues à leurs contrats d'une durée de 20 ans et qui commencent cette année.

TransCanada et Hydro-Québec Production sont les deux soumissionnaires choisis par Hydro-Québec Distribution à la suite de son tout premier appel d'offres pour acheter sur le marché l'électricité requise par le Québec en plus du bloc patrimonial.

TransCanada Energy a refusé de rouvrir son contrat, qui prévoit la livraison à Hydro de 4,1 milliards de kilowattheures par année à 10,5 cents le kilowattheure.

Mais Hydro-Québec Production a accepté de régler le problème de Distribution et de ne pas lui livrer l'électricité prévue cette année, soit 5 milliards de kilowattheures à près de 5 cents le kilowattheure. Cette décision lui occasionnera un manque à gagner de 220 millions. Mieux encore, la division Production a renoncé à encaisser les pénalités prévues au contrat en cas de désistement de l'acheteur, et se prive ainsi de 82 millions supplémentaires, pour un total de 302 millions.

Hier, les dirigeants d'Hydro-Québec Distribution comparaissaient devant la Régie de l'énergie, à qui ils demandent d'approuver d'urgence l'entente conclue avec la division Production. Le temps presse, car les livraisons d'électricité doivent commencer dans deux semaines, le 1<sup>er</sup> mars.

Le responsable de l'approvisionnement chez Hydro-Québec Distribution, Daniel Richard, a expliqué que le déséquilibre entre l'offre et la demande est un phénomène normal dû à la difficulté de faire des prévisions à long terme.

"Les contrats d'approvisionnement qui commencent cette année ont été conclus en 2002", a-t-il plaidé, en précisant que la situation pourrait se répéter dans les prochaines années.

L'entente conclue avec Hydro-Québec Production pour reporter d'un an le début du contrat est la solution qui aura le moins d'impact sur la facture des clients, a assuré Daniel Richard.

L'an dernier déjà, Hydro-Québec prévoyait avoir trop d'électricité pour les besoins de 2007, mais l'ampleur des surplus qui viennent d'être constatés est étonnante. Selon Hydro, la température anormalement douce du mois de janvier, la fermeture de Norsk Hydro et de plusieurs usines du secteur des pâtes et papiers, de même que la réduction des besoins d'Alcan, ont aggravé la situation et porté les surplus à 5 milliards de kilowattheures.

Hydro-Québec Distribution aurait pu vendre ces surplus elle-même sur les marchés à profit, et en faire bénéficier ses clients par une réduction de tarifs. Elle ne l'a pas fait parce que ce n'est pas son mandat de revendre de l'énergie et qu'elle n'aurait pas pu en tirer un prix assez intéressant, ont affirmé ses représentants devant la Régie. Les quantités à remettre sur le marché étant immenses, il y aurait eu un risque de faire baisser les prix de vente, a expliqué M. Richard.

Hydro-Québec Production, de son côté, a accepté de résilier le contrat et de se priver de 220 millions de vente cette année et de 82 millions en pénalités. "Ce n'est pas de l'argent qui disparaît, l'eau reste dans les réservoirs, a justifié le grand patron d'Hydro-Québec, Thierry Vandal. C'est de l'électricité qui pourra être revendue cette année ou plus tard", a-t-il dit.

M. Vandal ne croit pas que l'entente conclue entre les deux divisions d'Hydro-Québec remet en question leur indépendance et le mur juridique qui doit exister entre elles. "Ce sera à la Régie de se prononcer là-dessus", a-t-il dit.

La porte-parole de l'opposition officielle en matière d'énergie, Rita Dionne-Marsolais, estime au contraire que ce genre d'entente est très dangereuse pour la crédibilité d'Hydro sur les marchés financiers. "Le message que ça envoie, c'est qu'Hydro joue selon les règles du marché seulement quand ça fait son affaire", a-t-elle déploré.

#### **Illustration(s) :**

La division Distribution d'Hydro-Québec se retrouve cette année avec près de 5 milliards de kilowattheures de surplus sur les bras, soit l'équivalent de la production combinée des nouvelles centrales Eastmain-1 et Péribonka. Sur la photo, une vue de la rivière Rupert.

# Émissions atmosphériques et alternatives au projet Rabaska

## ANNEXE G

### ANNEXE G

#### *Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes*

Grille d'évaluation du mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance de SCGM en 2006.

Société en commandite Gaz Métro  
Renégociation du mécanisme incitatif, R-3599-2006

ANNEXE 4  
GRILLE D'ÉVALUATION - CASEP

		2001	2002	2003	2004	2005
Nombre de clients	Total	14	15	9	7	223
	Énergie substituée	mazout	mazout	mazout: 6 propane : 1 mazout et propane : 2	mazout ↓ 87 tonnes des émissions de CO <sub>2</sub>	mazout ↓ 6 898 tonnes des émissions de CO <sub>2</sub>
Volume déplacé (1000m <sup>3</sup> )		788	1 151	2 129	145	7 623
Investissement (en milliers)						
Branchement et conduite		458,38	937,39	1 123,19	288,12	2 818,39
PRC		80,07	78,15	42,50	63,95	1 060,08
Sommes utilisées du CASEP (en milliers)		94,45	152,22	280,15	68,60	1 000,07
Rentabilité de l'ensemble des projets réalisés grâce à l'utilisation du CASEP						
<u>Sans le CASEP</u>						
Point mort (années)		7,74	11,79	25,56	-	17,54
T.R.I %		9,57%	8,68%	6,16%	7,66%	9,14%
<u>Avec le CASEP</u>						
Point mort (années)		1,00	3,72	4,35	7,27	8,48
T.R.I %		11,45%	10,04%	9,25%	11,06%	11,86%
Solde du compte portant intérêts (en milliers)		184,35	198,42	7,89	68,89	226,24

PHASE 1 - Grille d'évaluation du mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance de SCGM en 2006  
Original : 2006.08.03

Page 1 de 1

Source : Régie de l'énergie qu Québec



