

**Étude avantage-coût du projet d'implantation d'un terminal
méthanier à Rabaska**

**Rapport de recherche présenté à :
Monsieur Fernand Martin**

**Par
Jalila Deddi**

**Département des sciences économiques
Université de Montréal**

Juillet 2008

SOMMAIRE

La présente étude est une analyse avantages-coûts du projet d'implantation au Québec « du terminal méthanier Rabaska ». L'objectif de ce travail est de trouver une réponse à la question suivante:

L'implantation d'un terminal méthanier à Rabaska est-elle économiquement rentable du point de vue de la société québécoise?

Pour faire cette analyse il nous a été nécessaire d'identifier d'abord les coûts et les avantages du projet. Les coûts sociaux sont des coûts de construction et d'opération, le coût d'importation du gaz naturel liquéfié, également des coûts subis par la société à cause du projet, sous forme d'externalités négatives et qui regroupent: la pollution (atmosphérique et sonore), la disparition de la tourbière et des terres agricole, le coût de la sécurité.

En ce qui concerne les avantages, on peut identifier deux sortes d'avantages. D'une part, il y a les avantages directs tels que par exemple les ventes du gaz naturel et le surplus des consommateurs. D'autre part, il y a les avantages indirects comme l'augmentation des exportations de l'électricité, des coûts évités (ou épargnés) tel que la réduction du coût de la pollution, la baisse des importations du pétrole.

Comme on pourra le constater au cours de notre étude, les éléments cités ci-haut sont à caractère économique. Cependant, ils n'ont pas toujours une valeur pécuniaire exprimée en dollars. Afin de déterminer les valeurs de ces coûts et avantages difficilement quantifiables des méthodes appropriées sont utilisées tout en se basant sur les données du projet.

Notre analyse rigoureuse nous a permis de trouver la valeur nette du projet. Cette valeur nous a conduit à la conclusion que le projet est économiquement rentable du point de vue de la société québécoise.

TABLE DES MATIERES

LISTE DES ACRONYMES	4
LISTE DES TABLEAUX	5
I-INTRODUCTION.....	6
Problématique	6
Le projet	8
II- DONNÉES DE BASE.....	9
1- Horizon du projet.....	9
2- L'évolution du prix du gaz naturel avec le projet.....	9
3- Effets du projet Rabaska sur les consommations.....	11
de gaz et de mazout et sur les émissions du gaz à effet de serre au Québec	
4- La situation de l'emploi à Chaudière-Appalaches	13
III-Analyse avantage-Coût... ..	15
1- La méthode	15
2- Identification et calcul des avantages et des Coûts économiques	16
2.1 <i>Le coût économique de la construction</i>	16
2.1.1 Calcul du coût actualisé de la construction du projet	17
2.1.2 Calcul du coût social de la main d'œuvre.....	18
2.1.3 Calcul du Coût économique de la construction	24
2.2 <i>Coût économiques d'opération</i>	25
2.3 <i>Coût social d'achat du gaz naturel liquéfié importé</i>	26

2.4 Coût social des externalités négatives liées au projet.....	29
2.4.1 La pollution atmosphérique.....	29
2.4.2 La Pollution Sonore.....	30
2.4.3 La disparition de la tourbière et dézonage de terres agricole.....	33
2.5 Coût de la sécurité	37
2.6 L'avantage économique de la réduction de la pollution atmosphérique.....	39
2.7 L'avantage économique des Ventes total de gaz.....	39
2.8 L'avantage économique du Surplus des consommateurs du gaz.....	40
2.9 Le gain sur la baisse des importations du pétrole	43
2.10 La prime de change sur les exportations de l'électricité	44
2.11 La valeur résiduelle.....	45
3-Résumé de la valeur économique.....	47
IV Conclusion.....	50
Bibliographie.....	51

I- LISTE DES ACRONYMES

BAPE: Bureau d'audiences publiques sur l'environnement

PIB : Produit Intérieur Brut

BSOC : Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien

Btu: British thermal unit

CAD: dollar Canadian

C.à.f : Coût à la frontière

CSM: coût social de la main d'œuvre

CVM : la méthode d'évaluation contingente

dB(A) : le décibel pondéré

TQM : Trans Québec & Maritimes Inc.

GES : Gaz à effet de serre

GNL : Gaz naturel liquéfié

GJ : giga joule

Gpi3 : milliard de pieds cubes

KWh : Kilowattheure

Leq : Équivalent Continuous Noise Level(le niveau continu équivalent, le niveau de bruit moyen), est une moyenne annuelle du niveau de bruit, sur les périodes journalières considérées.

MBtu : Million de Btu (soit environ un Gj de gaz)

MRNF: Ministère des ressources naturelles et de la faune du Québec

/j : par jour

ONE : Office national de l'énergie

PJ : petajoule

TransCanada : TransCanada Pipeline Limited

USD : dollar US

V.A.N : Valeur Actualise Nette

VET : valeur économique total

LISTE DES TABLEAUX

- Tableau 1** : Prix nord-américains projetés du gaz naturel sans le projet Rabaska
- Tableau 2** : Prix nord-américains projetés du gaz naturel avec le projet Rabaska
- Tableau 3** : Impact du GNL de Rabaska sur les prix du gaz naturel
- Tableau 4** : Effets au Québec du projet Rabaska sur les consommations de gaz naturel et de mazout et sur les émissions des GES (en PJ et tonnes éq. CO₂)
- Tableau 5** : taux de chômage et tableau de prestation (du 06 avril 2008 au 10 mai 2008)
Région économique de l'assurance-emploi du Centre-sud du Québec (2000)
- Tableau 6** : le coût estimé du transport du GNL
- Tableau 7** : Dépréciation des valeurs immobilières en fonction des niveaux de bruit
- Tableau 8** : Les valeurs économiques associées à une tourbière (1994 US \$/ ha)
- Tableau 9** : services écologiques fournis par les terres agricoles
- Tableau 10** : Effets au Québec du projet Rabaska sur les consommations et le prix du gaz naturel
- Tableau 11** : La valeur résiduelle du projet
- Tableau 12** : Résumé de la valeur économique

I- INTRODUCTION

1- Problématique

Si l'énergie est un facteur primordial dans l'économie, l'évolution de la consommation d'énergie dépend aussi de la croissance de l'activité économique. Selon une étude faite par MRNF, la période 2001-2016¹ sera caractérisée par une évolution globalement positive du PIB pour l'ensemble du Québec.

Ainsi on s'attend à une augmentation de la consommation de l'énergie d'une manière générale et plus particulièrement à une augmentation de l'énergie moins polluante.

De plus, pour se conformer au protocole de Kyoto, le gouvernement du Québec a lancé un plan de réduction de la consommation de mazout.

L'une des orientations du plan est d'encourager par une aide financière la conversion de la consommation du mazout lourd² vers des énergies plus propres tels le gaz naturel et la biomasse. Ainsi on prévoit une augmentation de la consommation du gaz.

Toutefois, le Québec ne produit pas le gaz naturel, il l'importe du BOSQ, qui approche de la maturité. Par conséquent, depuis 2000 le prix du gaz a progressé relativement plus vite que le prix du mazout, il est passé de 20,16 ¢/m³ en 1999 à 26,61 ¢/m³ en 2000 et à 48,82¢/m³ en 2006³. De plus on s'attend à ce que cette évolution soit soutenue dans les prochaines années, car l'ONE prévoit, que la production classique provenant du BSOC dès 2008, amorcera un déclin de 16,4 Gpi3/j à environ 14 Gpi3/j en 2012⁴.

1- Ministère des ressources naturelles et de la faune du Québec (2004)

2- Éric. R (2007),

3 – CIRANO(2008)

4- Lapointe, A (2006)

Pour toutes ces raisons, un programme d'aide pour la conversion de la consommation du mazout lourd vers des énergies plus propres sera insuffisant pour atteindre les objectifs souhaités et dans ce contexte, la sécurité d'approvisionnement est aussi nécessaire.

La Régie de l'Énergie définissait la sécurité énergétique¹ de la façon suivante :

«l'assurance de disposer en tout temps d'énergie sans être obligé de recourir à des moyens exceptionnels qui pourraient mettre en péril cet approvisionnement ou qui exerceraient une pression indue à la hausse sur les coûts. Elle consiste aussi, par mesure de prudence, à compter sur un portefeuille diversifié d'approvisionnements».

L'existence d'une seconde source d'approvisionnement permettra de stabiliser les prix et de répondre à une demande croissante qui dépassera les capacités de production domestique future.

Dans cette optique, l'importation du GNL par *Le promoteur du projet est une solution possible à étudier*. Mais la question qui se pose est : *le projet d'implantation d'un terminal méthanier au Québec est-il économiquement et socialement rentable?*

Pour répondre à cette question, nous allons nous baser sur les données fournies par le promoteur du projet (section I), pour adopter une analyse avantage-coût (section II), qui sera basé sur la VAN comme critère de décision après avoir identifié et calculé les coûts et les avantages du projet. Enfin, on pourra décider si le projet est économiquement rentable ou non.

1- Lapointe, A (2006)

2 - Le Projet

L'objectif du projet est d'implanter un terminal pour importer du gaz naturel liquéfié(GNL), c'est-à-dire, du gaz naturel condensé à l'état liquide après son refroidissement à une température -160°C . Le terminal méthanier est d'une capacité de 200 millions Gj. Une part de la production du projet remplacera le gaz importé du BSOC, soit 92%, et 8%¹ permettra de satisfaire les besoins de la nouvelle demande attirée par la stabilisation du prix du gaz et l'aide accordée par le gouvernement pour la réduction de la consommation du mazout.

Le projet sera financé par Gaz Métro et Enbridge, qui achèteront la plus grande partie du gaz importé, afin de répondre aux besoins des consommateurs du Québec et de l'Ontario.

En effet, la distribution du gaz naturel au Québec est l'activité première de Gaz Metro, qui possède un droit exclusif, attribué par le gouvernement du Québec. Enbridge est par ailleurs propriétaire d'Enbridge Gas Distribution, le plus grand distributeur de gaz naturel au Canada et qui dessert environ 1,7 million de clients, surtout en Ontario.

D'autre part, Gaz de France s'occupera de l'approvisionnement et du transport² du GNL vers le Québec.

Le coût du transport du GNL représente 42 % du coût total du GNL. Toutefois, avec le progrès technique au niveau du transport maritime du gaz, le coût est de plus en plus en baisse. Par conséquent, la distance entre les sources d'approvisionnement et les pays importateurs ne constitue plus un grand obstacle, ce qui encourage à importer de plus en plus de GNL.

Pour le présent projet, la société Rabaska envisage d'importer le GNL soit de la Russie ou de l'Algérie. Étant donné que les négociations des contrats ne pourront se faire qu'après l'approbation définitive du projet par le gouvernement du Québec, la source d'approvisionnement reste indéfinie.

1- Bureau d'audiences publiques sur l'environnement Mai(2007),

2- L'importation du GNL se fait par voie maritime avec des méthaniers préalablement liquéfiés de longueur environ 290 mètres avec une capacité de $154\,000\text{m}^3$.

II- DONNÉES DE BASE

Sur la base des informations fournies par le promoteur du projet, cette section détaillera l'horizon du projet, son impact sur le prix du gaz naturel et la consommation du gaz et du mazout au Québec. Enfin, il est intéressant de donner une idée sur la situation du marché de l'emploi dans la région Chaudière-Appalaches.

Les données suivantes vont nous permettre dans la section qui suit de déterminer et calculer les coûts et les avantages du projet qui sont nécessaires pour une analyse économique du projet

1- Horizon du projet

La construction du terminal méthanier débutera vers la fin 2008 et s'achèvera vers la fin 2010. Ainsi tous les flux du projet seront actualisés au premier Janvier 2007.

2011 est la date prévue pour que le terminal reçoive le premier méthanier. Elle sera donc la première année d'exploitation.

La durée de vie du projet est de 45 ans, cependant les coûts et les avantages du projet fournis par le promoteur sont estimés seulement pour la période 2010-2025. Pour cette raison une période de 18 ans sera préférable pour notre étude (3 ans pour la durée de la construction plus 15 ans pour la durée de l'exploitation). Par conséquent une valeur résiduelle du projet sera calculée en 2025.

2- L'évolution du prix du gaz naturel avec le projet

Le projet Rabaska aura un impact substantiel sur le prix du gaz naturel au Québec. D'après l'Association Québécoise du Gaz Naturel, le projet pourrait entraîner une réduction de 5 %¹ du prix du gaz naturel, c'est à dire une réduction moyenne de 0,46\$/MBtu² par rapport au prix sans le projet. Cela aura des répercussions à la fois sur la consommation du gaz naturel et des autres sources d'énergies concurrentes, et plus précisément le mazout.

1- Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, Mai (2007)

2- Energy and environmental analysis, Inc, (2005)

Pour résumer, les tableaux 1 et 2 donnent une prévision sur l'évolution du prix moyen du gaz au Québec et en Amérique du nord sans et avec le projet Rabaska pour la période 2010-2025. La différence entre les deux situations est détaillée dans le tableau 3.

Tableau 1 : Prix nord-américains projetés du gaz naturel sans le projet Rabaska \$ C/MBtu –

Prix moyen	Centre de l'Ontario	Est de l'Ontario et Québec	Waddington /Iroquois	East Hereford	Henry Hub	Chicago	AECO	Dawn
2010 - 2015	8.60	8.77	8.71	8.85	7.85	8.19	7.52	8.45
2016 - 2020	8.73	8.88	8.82	8.95	7.65	8.15	7.49	8.49
2021 - 2025	8.96	9.10	9.04	9.16	7.53	8.40	8.00	8.75
2010 - 2025	8.75	8.91	8.85	8.98	7.69	8.24	7.66	8.56

Source: Energy and Environmental Analysis, Inc.

Tableau 2 : Prix nord-américains projetés du gaz naturel avec le projet Rabaska \$ C/MBtu –

Prix moyen	Centre de l'Ontario	Est de l'Ontario et Québec	Waddington /Iroquois	East Hereford	Henry Hub	Chicago	AECO	Dawn
2010 - 2015	8.14	8.25	8.18	8.32	7.45	7.77	7.12	8.01
2016 - 2020	8.33	8.40	8.33	8.47	7.33	7.82	7.18	8.13
2021 - 2025	8.60	8.73	8.66	8.80	7.33	8.14	7.73	8.45
2010 - 2025	8.35	8.44	8.38	8.52	7.38	7.90	7.33	8.18

Source: Energy and Environmental Analysis, Inc.

Tableau 3 : Impact du GNL de Rabaska sur les prix du gaz naturel

Prix moyen	Centre de l'Ontario	Est de l'Ontario et QC	Waddington /Iroquois	East Hereford	Henry Hub	Chicago	AEC0	Dawn
2010 - 2015	(0.47)	(0.53)	(0.53)	(0.53)	(0.40)	(0.42)	(0.40)	(0.44)
2016 - 2020	(0.40)	(0.48)	(0.48)	(0.48)	(0.31)	(0.33)	(0.31)	(0.36)
2021 - 2025	(0.36)	(0.37)	(0.38)	(0.36)	(0.21)	(0.26)	(0.27)	(0.30)
2010 - 2025	(0.41)	(0.46)	(0.46)	(0.46)	(0.31)	(0.34)	(0.33)	(0.37)

Source: Energy and Environmental Analysis, I n c.

3 - Effets du projet Rabaska sur les consommations de gaz et de mazout et sur les émissions du gaz à effet de serre au Québec

La production du projet remplacera une part du gaz qui provient de l'Ouest canadien (BSOC), et l' autre part servira à répondre à la croissance de la demande.

Cette nouvelle demande sera générée par une croissance économique et un prix compétitif du gaz naturel, qui incitera les utilisateurs des autres combustibles, essentiellement le mazout de passer au gaz naturel. Cependant l'effet exact du projet sur la consommation du mazout est difficile à quantifier .Les spécialistes¹ estiment que 80 à 100 % de la demande additionnelle en gaz naturel engendrée par le projet Rabaska correspondra à la substitution du mazout. Pour cela le promoteur s'est basé sur deux scénarios de base:

-Premier scénario : un taux de substitution du mazout par le gaz naturel de 80%²

Il faut rappeler que ce « *taux de substitution* ³ » est égal à : $100 \times M_{RBSK} / A_{RBSK}$

Où

M_{RBSK} : désigne la part de l'augmentation de la consommation de gaz qui remplace du mazout

A_{RBSK} : désigne l'augmentation de la consommation de gaz due au projet

1-http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/rabaska/documents/liste_docDA-DB-DC.htm

2-.Le taux le plus bas de la fourchette des scénarios.

3- idem 1

Un taux de 80 % est considéré prudent, car un taux plus bas signifie que l'effet du projet Rabaska sur les prix est très faible et donc le projet a simplement remplacé du gaz naturel de l'Ouest canadien sans autre impact sur la demande de l'énergie, alors que selon les mêmes spécialistes¹ le projet Rabaska augmentera l'offre du gaz naturel et provoquera une baisse du prix qui sera traduit par la substitution de différents combustibles par le gaz naturel.

Deuxième scénario : un taux de substitution de 98%², dont une grande partie est constituée par des anciens clients que gaz Métro a perdu en 2001, et qui seront attirés par la baisse du prix du gaz naturel avec l'arrivée du projet.

Le tableau 4 apporte des précisions sur les résultats globaux relatifs à l'impact du projet

Tableau 4 : Effets au Québec du projet Rabaska sur les consommations de gaz naturel et de mazout et sur les émissions GES (en PJ et tonnes éq. CO₂)

scénarios	<i>Taux de substitution</i> 80%	<i>Taux de substitution</i> 98 %
Ventes de Rabaska au Québec	98	98
Gaz de Rabaska remplaçant du gaz du BSOC	95,6	74,9
Augmentation de la consommation due à Rabaska	2,4	23,1
Gaz de Rabaska remplaçant du mazout	1,93	22,6
Gaz de Rabaska alimentant la nouvelle demande	0,48	0,48
Baisse de la consommation de mazout au Québec en %	1,3 %	15,8 %
Effet du projet sur les GES Le signe moins indique une diminution	125 000	- 350 000

Source : Audience BAPE, (2006)

1- http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/rabaska/documents/liste_docDA-DB-DC.htm

2-idem 2

Avec un taux de substitution de 80%, l'arrivée de Rabaska provoquera une augmentation de la demande du gaz naturel de 2.4 PJ /an dont 1.93 PJ remplacera le mazout, et 0.48PJ correspondra à la nouvelle demande dû à la croissance économique.

Pour le deuxième scénario, le projet Rabaska permettrait à Gaz Métro de récupérer une partie de sa clientèle qui sont passé du gaz vers le mazout lorsque le prix du gaz a augmenté en 2001.

Cette clientèle qui représente environ 20.7 PJ par an, viendraient s'ajouter aux 1.93 PJ, prévue dans le premier scénario. D'où la part du gaz de Rabaska remplaçant du mazout sera égale à 22,6 PJ (20.7+1.93), soit 98% de l'augmentation total de la consommation due à Rabaska.

Il faut rappeler que la consommation totale du mazout en 2002 était de 143PJ, donc dans le premier scénario la baisse de la consommation du mazout ne représente que 1.3%¹ du total de la consommation du mazout au Québec. Ainsi l'effet du projet sur les émissions du GES ne sera pas considérable. Tandis que dans le deuxième scénario, la part du marché perdu par le mazout représente 15,8 %, dans ce cas l'impact du projet sur les émissions du GES sera traduit par une diminution de 350 000 tonnes par an d'émissions du GES au Québec, il s'agit d'une diminution nette qui tient compte des émissions venant du terminal.

Selon le promoteur c'est le deuxième scénario qui apparaît le plus représentatif de l'effet du projet, sur la consommation du gaz et du mazout et donc sur les émissions des GES.

4- La situation de l'emploi à Chaudière-Appalaches

Pour la construction, le projet aura besoin de 2440 personnes², ce qui représentera selon le promoteur une masse salariale annuelle pouvant dépasser 60 M\$. D'autre part, durant l'exploitation, le projet permettra un emploi permanent pour 70 travailleurs qualifiés.

Cependant pour connaître le coût d'opportunité de la main d'oeuvre, il est nécessaire de connaître les caractéristiques du marché du travail dans la région Chaudière -Appalaches.

1- La quantité de mazout déplacée correspond à environ 1,93 PJ, par rapport à 143PJ la consommation total du mazout cela correspond à 1,3% ($100 * 1,93 / 143$)

2-<http://www.rabaska.net/retombees#emplois>.

Le tableau 5 donne une idée sur le taux du chômage dans Région du Centre-sud du Québec, qui est plus faible par rapport à l'ensemble du Québec, d'où un nombre maximum de semaines de prestations régulières payables qui ne dépasse pas 36 semaines.

Tableau 5: taux de chômage et tableau de prestation

Région économique de l'assurance-emploi du Centre-sud du Québec (2000)

Taux de chômage	4.9
Nombre d'heures assurables requises pour avoir droit aux prestations régulières	700
Nombre minimum de semaines de prestations régulières payables	14
Nombre maximum de semaines de prestations régulières payables	36

Source : Ressources humaines et développement des compétences Canada (2008)

III-Analyse avantages-coûts

1- La méthode

Sur la base des données de la section précédente, nous pouvons calculer les coûts et les avantages du projet. Toute fois, il est essentiel de choisir un cadre théorique pour déterminer avec moins de risque si le projet est économiquement rentable ou non.

Dans ce travail, le cadre théorique qu'on a choisi est l'analyse avantages-coûts qui nous permettra de déterminer si le projet est acceptable. Notre critère de décision est la valeur actualisée nette ¹ dont la formule mathématique est:

$$V.A.N = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{R_t - C_t}{(1+i)^t} \pm \sum_{t=1}^n \frac{EXT_t}{(1+i)^t} + \frac{V_d}{(1+i)^n}$$

Où

I_0 : Coûts économique de l'investissement initial

R_t : Revenus d'exploitation,

C_t : Coûts économiques d'exploitation

EXT_t : Externalités positive ou négative

i : Le taux d'actualisation, égale à 8%, selon la réévaluation de 2007 ²

t : Année du projet

n : Horizon du projet

V_d : Valeur résiduelle du projet

Cette méthode nous permettra de déterminer si les avantages du projet sont supérieurs ou non aux coûts.

Le but des sections suivantes sera de déterminer, du point de vue social, les différents éléments nécessaires au calcul de la V.A.N à savoir les coûts et les avantages économiques du projet.

1- Martin(2006),

2- Secrétariat du Conseil du Trésor du Canada(2007)

2- Identification et calcul des avantages et des coûts économiques

Les coûts économiques du projet Rabaska sont les suivants:

- La construction,
- L'opération du projet,
- L'achat du GNL importé,
- Les externalités négatives,
- La sécurité.

Les avantages économiques du projet sont :

- La réduction des émissions des GES,
- Les ventes totales du gaz naturel,
- L'augmentation du Surplus des consommateurs du gaz naturel,
- Le gain sur la baisse des importations du pétrole,
- La prime de change sur les exportations d'électricité,
- La valeur résiduelle

2.1 Le coût économique de la construction du projet

Les coûts comptables de la construction du terminal méthanier est estimé¹ à 775 M\$, celui du gazoduc est de 65 millions \$.

Le projet a débuté en 2007, cependant les travaux physiques et matériels s'étaleront sur trois années de 2008 jusqu' à 2010 sauf pour le gazoduc qui sera construit dès la première année(2008).

Il est très important de rappeler que les ressources utilisées pour la construction sont supposées avoir un usage alternatif, et donc le prix nominal et le prix de référence de ces ressources, à l'exception de la main d'œuvre, sont identiques. Par conséquent dans cette section nous allons calculer le coût de construction actualisé, auquel sera déduit la différence entre le coût nominal et le coût d'opportunité de la main d'œuvre et cela pour déterminer le coût économique de la construction.

1-On suppose que ce montant ne contient pas les taxes de ventes

2.1.1 Coût actualisé de la construction du projet :

Sous l'hypothèse que les dépenses sont comptabilisées à la fin de chaque année¹ et qu'elles seront distribuées uniformément sur les trois années de construction du projet soit de (2008 à 2010 inclusivement), le coût annuel de la construction du terminal sera égal à (775/3) 258.33 M\$/an, et le coût du gazoduc comme déjà souligné est de 65 Millions \$.

Avec un taux d'actualisation sociale de 8% tel qu'on a mentionné précédemment, on obtiendra un coût nominal de la construction du terminal et du gazoduc actualisé égale à :

$$\begin{aligned} \text{Coût actualisé de la construction}^2 \text{ du terminal} &= A/r \times [1 - 1/(1+r)^n] \times [1/(1+r)^m] \\ \text{Coût actualisé de la construction du gazoduc}^3 &= B \times [1/(1+r)^n] \end{aligned}$$

Où

A : Annuité c'est à dire le montant des dépenses annuelles pour la construction du terminal, 258.33\$

r : Taux d'actualisation égale à 8%

n : Le nombre de versement, c'est à dire 3 pour le terminal et 1 pour le gazoduc

m : Nombre d'années entres la date où la première dépense a été effectuée et l'année de référence, à savoir 2007, ici égale à 1

B : Coût nominal de la construction du gazoduc (65M\$)

Donc :

$$\text{Coût actualisé total de la construction} = \text{Coût actualisé de la construction du terminal} +$$

Coût actualisé de la construction du gazoduc

$$\begin{aligned} &= 258.33 \text{ M}\$/0,08 \times [1 - 1/(1 + 0,08)^3] \times [1/(1 + 0,08)] + 65 \text{ M}\$ [1/(1 + 0,08)] \\ &= 616427282,1 \$ + 60185185 \$ \\ &= 676,612 \text{ millions } \$ \end{aligned}$$

Il est très important de rappeler, que ce coût comprend le coût nominal de la main d'œuvre, et comme on a mentionné précédemment le prix nominal de la main d'œuvre est différent de son prix de référence.

1- Tous les coûts et les avantages du projet seront actualisés au premier Janvier 2007.

2-On utilise la formule d'actualisation suggérée dans "Valuation and Capital Budgeting Gordon Sick, 2006"

3-selon le promoteur la construction du gazoduc se fera en une année

En effet à Chaudière Appalaches le taux de chômage se situe à 4,9%¹, le plus faible au Québec, et un nombre de prestataires adultes de moins de 30ans égale à 16.9%².

On est en présence d'un ensemble de distorsions, qui rendent le marché du travail incapable de déterminer le prix de référence de la main d'œuvre.

En effet, sans le projet un individu en chômage temporaire pourra bénéficier des prestations chômage, ou bien travailler à temps partiel, consacrer son temps à un travail non rémunéré. Il a donc d'autres alternatives quant à l'usage de son temps.

Dans ce contexte, le coût monétaire déterminé par le marché ne correspond pas au coût économique de la main d'œuvre. Ainsi l'apport du projet au niveau de l'emploi dépendra de ce qu'on appelle le coût d'opportunité³.

2.1.2 Calcul du coût social de la main d'œuvre:

Une des méthodes utilisées pour calculer le coût économique de la main d'œuvre est celle qui a été citée dans les notes du cours ECN 6873⁴. Il s'agit de représenter un employé potentiel dans le projet par un chômeur temporaire dans la région, qui durant une année I (52 semaines) espère travailler pour une période P avec un salaire W_t égale à sa productivité marginale, et qui consacrera la période où il sera en chômage (I-P), à un travail non rémunéré, tel que les loisirs, le bricolage ... qui a une valeur V.

Cette idée a été schématisée par la formule suivante :

$$CST = PW_t + (I - P)*V \quad (1)$$

1-http://www.stat.gouv.qc.ca/regions/profils/profil12/societe/marche_trav/indicat/tra_h12.htm

2-<http://www.cpj.gouv.qc.ca/fr/pdf/region12.pdf3>

3- Martin(2006),

4-idem 3

Où

CST : Coût social du travail ;

P : La probabilité que le chômeur représentatif travaillerait pendant une année (exprimé en nombre de semaines pendant l'année)

W_t : Le salaire hebdomadaire que le chômeur représentatif pourrait gagner s'il travaillait durant la semaine complète, incluant les avantages marginaux et taxes sur les salaires payées par l'employeur.

I-P : La probabilité d'être chômeur durant l'année (exprimé en nombre de semaines par année)

L : La valeur des loisirs ou tout autre travail non rémunéré durant cette période. Comprend aussi l'assurance chômage. On le calcule en appliquant la formule suivante:

$$L = \frac{W_1(1 - t_m) - B[fU(1 - t_m)]}{B} \quad (2)$$

Où

W_1 = Salaire hebdomadaire et bénéfice gagné dans un emploi semblable non incluant les taxes pour bénéfices marginaux payé par l'employeur aux gouvernements.

t_m = Le taux marginal d'impôt sur le revenu imposable des travailleurs

f = La proportion de la période de chômage durant laquelle des prestations chômage seront payées.

U = Les paiements d'assurance-chômage,

B = Le ratio représentant les distortions (eg : syndicat et salaire minimum...)

Pour déterminer le coût social de la main d'œuvre il suffit de déterminer les différents paramètres cités plus haut pour appliquer l'équation 2 et puis l'équation 1.

a) La probabilité de travailler (P)

Comme mentionné précédemment, le taux de chômage dans la région en 2008 est de 4,9%. Avec un tel taux, la probabilité de travailler pendant une période de l'année peut être se située entre deux valeurs extrêmes:

Première valeur : $P_1 = 35\%$

À Chaudière-Appalaches le nombre d'heures assurables requises pour avoir droit aux prestations régulières est égale à 700 heures¹, avec un nombre d'heures de travail par semaine dans la construction égal à 37,92². La période de travail minimale pour bénéficier de l'assurance-chômage est donc égale à 18 semaines³.

Par conséquent un chômeur temporaire dans la région ne pourra pas travailler moins que 18 semaines durant l'année⁴, et par suite la valeur de P ne pourra pas être inférieure à 35%⁵.

Deuxième valeur: $P_2^6 = 1 - \text{taux de chômage} = 95\%$ c'est à dire 50 semaines

Par conséquent la probabilité de travailler pour un chômeur temporaire représentatif se trouve entre 35 % et 95%.

1-Ressources humaines et développement des compétences canada (2008),

2- <http://www.statcan.ca/francais/freepub/72-002-XIB/72-002-XIB2007001.pdf>

3- $18 \text{ semaines} = \frac{\text{nombre d'heures requises pour avoir droit aux prestations régulières}}{\text{Nombre d'heures de travail par semaine}} = \frac{700 \text{ heures}}{37,92 \text{ semaines}}$

4- Sous l'hypothèse qu'un travailleur de la région qui ne satisfait pas les conditions pour bénéficier de l'assurance-chômage émigre ou se retire de la masse de la main d'œuvre active. Et que ce sont les même personnes qui travaillent et les même qui chôment.

5- $35\% = \frac{\text{Nombre de semaines de travail minimales pour bénéficier de l'assurance}}{\text{Nombre de semaines dans l'année}} * 100 = \frac{18 \text{ semaines}}{52 \text{ semaines}} * 100$

6-Si le chômage est distribué uniformément chez les travailleurs

Avec un taux de chômage aussi bas, la vraie valeur de P doit donc être plus près de 95%, un $P=76\%$ pour notre projet est réaliste. C'est à dire un chômeur temporaire avant qu'il soit embauché dans le projet avait la possibilité de travail 40 semaines durant l'année.

b) Détermination de W_1

C'est la rémunération hebdomadaire ordinaire, incluant les différents bénéfices marginaux¹, mais non les taxes pour les bénéfices marginaux payés par l'employeur aux gouvernements, cela correspond au salaire hebdomadaire moyen corrigé par un ratio de 1,09², donc :

$$W_1 = 568^3 \$ * 1.09 = 619 \$$$

c) Détermination de W_t

C'est la rémunération ordinaire dans la construction, incluant tout ce que W_1 couvre et également les taxes pour les bénéfices marginaux publics payés par l'employeur.

Pour que le salaire hebdomadaire moyen¹ prenne en compte ces différents avantages marginaux et taxes, il est nécessaire de le multiplier par 1.14⁴.

$$\begin{aligned} W_t &= 568 \$ \times 1.14 \\ &= 648 \$ \end{aligned}$$

1-Temps supplémentaire, prime, les bonus, les absences payées etc.

2- Martin (2006),

3- Le salaire moyen publié par statistique Canada ne couvre pas l'ensemble des bénéfices marginaux et taxes payés par l'employeur au gouvernement

4-idem 2

d) Le coefficient de sur-rémunération B:

Dans un marché où la concurrence est imparfaite à cause notamment de l'existence des distortions, (le pouvoir des syndicats, le salaire minimum etc.), le salaire nominal est supérieur au salaire concurrentiel, cette sur-rémunération, peut être déterminé par la différence entre le salaire des employés syndiqués et non syndiqués. Cette différence a été estimée à 14.3%¹, ainsi :

$$B = 1.143$$

e) Détermination de f

Le chômeur temporaire chômerait 24%² du temps, soit 13 semaines par année et puisqu'il y a une période initiale d'attente de 2 semaines pour bénéficier de l'assurance-chômage, la variable³ (f) peut donc être calculée comme suit :

$$f = (13-2)/13 = 0,84$$

f) Les paiements d'assurance-chômage(u)

Il est égal à 55 % du salaire gagné jusqu'à un maximum de 769\$ par semaine, donc sous l'hypothèse que le chômeur occasionnel type parvient à accumuler les 700 heures de travail requises pour recevoir des prestations d'assurance-emploi :

$$U = 568 \$ * 0.55 = 312 \$$$

1-Statistique Canada .

2-On a déterminé la probabilité que le chômeur représentatif travaillerait pendant une année P=76%

3- On supposera donc que la période de chômage prendrait fin pour le chômeur type avant que se termine sa période de couverture par l'assurance-emploi.

g) Taux marginal d'impôt sur le revenu imposable des travailleur t_m

Selon revenu canada ce taux est égale à 38,37%¹

h) Détermination de L

$$\begin{aligned} L &= \{W_1 (1-t_m) - B [fU (1-t_m)]\}/B \\ &= \{619*0,62 - 1,143 [(0,84 * 312)*0,62]\}/1.143 \\ &= 173\$ \end{aligned}$$

Le tableau suivant résume les valeurs de l'ensemble de ces paramètres

P	Wt	W ₁	t _m	f	U	B	L
40 semaines	648 \$	619 \$	0.38	0,84	312	1,143	173 \$

En remplaçant Ces résultats dans l'équation (1):

$$CST = PW_t + (I - P)*V$$

$$CST = 40* 648 \$ + (52-40) * 173 \$ = 27990 \$$$

Donc, pour un chômeur type, le coût social du travail est 27990 \$/an,

Finalement pour trouver le CST pour l'ensemble des travailleurs embauchés pour la construction du projet il suffit de le multiplier par le nombre d'employés nécessaire.

Selon le promoteur 2440 employés seront nécessaire dont 73 %² d'effectifs provenant de la région, ceci dit que le Coût d'opportunité de la main-d'œuvre en dollars de 2007 pour la construction du projet est :

$$= 27990 \$ * (2440*73\%)$$

$$= 50 \text{ millions } \$/\text{an}$$

Ces employés seront embauchés pour une période de trois ans; ce coût sera donc actualisé.

1-Cabinet de comptables agréés : <http://www.marcil-lavallee.ca/francais/105.html>

2-Les 27% restante ne sont pas originaires de la région donc le coût d'opportunité de cette main d'œuvre sera égale à son coût nominal inclut dans le coût comptable, donc aucun ajustement ne se fera pour cette part de masse salariale.

Le CST pour trois ans exprimés en dollars constants de 2007 sera calculé avec la formule suivante:

$$\begin{aligned} &= A/r \times [1 - 1/(1+r)^n] * [1/(1+r)^m] \\ &= 50 \text{ millions}^1 * [1 - 1/(1+0.08)^3] * [1/(1+0.08)^1] \\ &= 119,310 \text{ millions \$} \end{aligned}$$

D'autres part, selon le promoteur la masse salariale annuelle estimée à 60 Millions \$/an, après ajustement à un taux d'actualisation de 8%, on trouve une masse salariale égale² à 143,17millions \$ en dollar constant 2007, donc:

$$\begin{aligned} \text{Coût nominal de MO- Coût d'opportunité MO} &= 143,17 \text{ millions \$} - 119,310 \text{ millions \$} \\ &= 24 \text{ millions \$} \end{aligned}$$

Ce montant sera déduit de la valeur actualisée du coût de la construction du projet à fin de trouver le Coût économique de la construction.

2.1.3 Calcul du Coût économique de la construction

$$\begin{aligned} &= \text{Coût comptable de la construction actualisé} - (\text{Coût nominal de MO- Coût d'opportunité MO}) \\ &= 676,612 \text{ millions}^3 \$ - 24 \text{ millions \$} \\ &= 652,612 \text{ millions \$} \end{aligned}$$

Donc le coût nominal 840 M\$(775M\$+65M\$) surestime le coût économique de la construction que nous allons prendre en compte pour la détermination de la V.A.N.

1- 50 millions est le Coût d'opportunité annuel de la main-d'œuvre en dollars de 2007

2- 143,17millions \$ = 60 millions * [1 - 1/(1+0.08)³] * [1/(1+0.08)]

3- 676,612 est le coût comptable de la construction actualisé à un taux de 8%(voir 2.1.1)

2.2 Coût économique d'opération

Comme pour les coûts de la construction, le prix de référence pour l'ensemble des ressources utilisées pour l'exploitation du terminal sera supposé égal au prix nominal de ces ressources, y compris le prix de référence de la main d'œuvre. Ainsi, il n'y aura pas de correction à faire pour le coût économique d'exploitation.

En effet 75 emplois seront nécessaires durant l'exploitation, c'est une main d'œuvre spécialisée, qui sera probablement non originaire de la région. Dans ce cas le coût nominal qui est inclus dans le coût d'opération, sera égal au coût d'opportunité.

D'autre part, les principaux¹ coûts d'exploitation sont les dépenses en salaire, l'entretien, l'assurance et les taxes, ainsi que le carburant, l'électricité, les produits chimiques et autres consommables.

Ceci dit, des coûts comptables d'opérations nécessaires pour le fonctionnement du terminal qui étaient estimés à 57 millions \$/an, et cela de 2011 jusqu'au 2025 inclusivement, il faut déduire les frais d'assurance² calculés dans la section 2.5 (Coût de la sécurité), et les taxes³, puisqu'ils sont des paiements de transfert, sauf pour la taxe municipale qui s'élève à 7 millions \$/an dont on doit soustraire seulement 50% du montant soit 3.5 Millions \$/an.

Sous l'hypothèse que les coûts d'assurance et des taxes constituent 25%⁴ du coût total d'opération, le coût d'opération sera égale à

$$= 57(1-25\%) + 3,5 \text{ millions }^5$$

$$= 46,25 \text{ millions } \$/\text{an}$$

1-Official Energy statistics from the US Government (2001)

2-Elles ne doivent donc pas être reconsidérées comme un coût d'exploitation pour que cela n'impliquerait pas du double comptage

3-Par manque de données, il est supposé que les « user tax » représentent un montant faible, si non on ne doit pas les soustraire du coût d'opération.

4-Sachant que la regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL) nécessite des coûts d'opération importants en énergie (Voir <http://www.energiegrandeanse.com/cogeneration.php>), 50% pour les charges fixes (pour les taxes et les assurances, masse salariales) dont 25% pour les taxes et les assurances apparaît réaliste.

5-25% (assurances plus taxes) qui a été soustrait comprend la totalité de la taxe municipale 7 millions \$/an alors qu'on devait soustraire seulement la moitié donc une correction du coût d'exploitation était nécessaire

Par conséquent, on actualise pour une période de 15 ans et le montant trouvé sera actualisé une deuxième fois pour ramener le tout en 2007.

Le coût économique d'opération du projet est :

$$\begin{aligned} &= \{(46,25 \text{ millions}\$/ 8\% * [1-1/ (1+8\%)^{15}]\} * [1/ (1+8\%)^4] \\ &= 291 \text{ millions}\$ \end{aligned}$$

2.3 Coût économique d'achat du gaz naturel importé

Cette section sera consacrée à la détermination du coût social des importations du gaz naturel, qui est égale au Coût nominal du GNL importé¹, traduit en monnaie locale par le taux de change officiel, plus la prime de change² étranger, et cela dans le but de corriger³ l'écart entre la valeur sociale et la valeur du marché d'une unité de change.

Notre démarche sera de calculer ces différentes composantes des coûts économiques de l'importation de gaz naturel.

Toutefois, à cause de la spécificité de notre input nous avons trouvé plusieurs difficultés quant à la détermination de son coût d'opportunité.

La première difficulté est liée à la grande volatilité du marché du gaz naturel, ce qui rend la détermination du prix nominal du GNL importé non précise. La deuxième c'est le coût du transport maritime du GNL qui se fait normalement par contrat d'approvisionnement à long terme, de sorte qu'on a moins d'informations sur l'évolution des taux de fret que pour d'autres cargo⁴. Enfin la troisième difficulté est l'origine du gaz, on ignore pour le moment l'origine des importations, les sources les plus probables sont l'Algérie et la Russie.

1- Ce prix est calculé en dehors des taxes, des douanes et impôts sur les importations

2- Selon « l'approche de la *prime de change* », Martin (2006)

3-Du fait de l'existence des distortions (droit de douanes, taxes, impôts....) dans l'économie, le marché ne pourra pas déterminer le coût économique des importations, on utilise le prix de référence du taux de change pour corriger les prix des bien susceptibles de commerce internationale et impliqué dans les études avantage coût.

4- Emmanuel Guy Chaire en transport maritime Université du Québec à Rimouski, centre de recherche sur le transport

Pour toutes ces raisons les calculs qui suivent seront basés sur certaines hypothèses nécessaires pour faire face à la limite des données numériques disponibles.

Coût nominal du gaz naturel importé

Le prix du gaz naturel est déterminé par l'offre et la demande qui sont fondées sur le rendement de l'économie, les conditions météorologiques, les prix de l'électricité, les lois sur l'environnement et les événements mondiaux. Par conséquent, le prix est caractérisé par une très grande fluctuation d'une année à l'autre. Pour cela, c'est le prix moyen qui sera pris en considération.

Cependant, ce prix a été calculé à partir d'une moyenne des prix¹ courants des importations de 1980 à 2007 et doit par conséquent être corrigé pour l'inflation entre ces dates et le début de l'année 2007.

En utilisant le taux d'inflation québécois moyen de 2.1 %² on trouve un prix moyen égal à, 6,07\$ /GJ en dollar de 2007. En supposant que le coût moyen du transport par gazoduc est égal à 1\$/GJ, le prix moyen est donc égale à 5.07\$ /GJ.

À ce prix il faut ajouter le coût du transport maritime nécessaire pour transporter le gaz vers le Québec.

1- Office national de l'énergie (2008).

2- Miguel Dagenais, (2007).

Cependant, le coût du transport du GNL est fonction de la distance, et comme on l'avait déjà souligné l'origine de l'importation est incertaine jusqu'à maintenant. Pour cela on suppose que le gaz sera importé de l'Algérie. Le tableau 2 nous donne le coût du transport selon la distance¹

Tableau 6: le coût estimé du transport du GNL

Distance	Transport cost ¹⁷	Unit cost
miles	\$/MMBTU	\$/MMBTU
500	0.4	2.55
1000	0.5	2.65
1500	0.6	2.75
2000	0.7	2.85
2500	0.8	2.95
3500	1.1	3.25
5000	1.5	3.65

La distance entre l'Algérie et le Québec est de 3 871.92 miles. Si on se réfère au tableau 2, on trouve un coût de transport d'à peu près 1.1 \$/GJ.

Ainsi, le coût nominal pour chaque Gj du gaz naturel importé est égal au prix moyen du GNL (5,07\$/Gj) qu'on a calculé précédemment plus le coût du transport maritime (1,1\$/Gj); on trouve alors un prix de 6,17 \$/Gj (5,07\$/Gj+1,1\$/Gj).

Avec une prime du change étranger égale à 3,5%², il sera donc possible de calculer le coût économique annuel de l'importation du GNL³:

$$= [200\ 000\ 000\ \text{Gj} * (6,17^1)] * (1+3,5\%) = 1.277\ \text{milliards \$ / an}$$

1- Asim Deshpande and Michael J. Economides,

www.spegcs.org/attachments/studygroups/6/CNG- An_Alternative_Transport_for_Natural_Gas.pdf

2-Miguel Dagenais, (2007),

3-Rabaska construira deux réservoirs dont la capacité de livraison est de 14,16 millions m³/jour nous allons supposer que cela représente aussi le volume annuel des importations, soit 5,17 milliards m³ /ans (200 000 000 Gj/an),

On actualise pour 15 ans, puis pour 4 ans et on trouve le coût économique de l'importation du GNL en dollar constant 2007 égal à :

$$\begin{aligned} C &= \{A/r \times [1 - 1/(1+r)^n]\} \times [1/(1+r)^m] \\ &= \{1.277 \text{ milliards \$} / 8\% \times [1 - 1/(1+8\%)^{15}]\} \times [1/(1+8\%)^4] \\ &= 8,034 \text{ milliards \$} \end{aligned}$$

2.4 Coût des externalités négatives liées au projet:

Le projet permettra l'importation du GNL, dont le transport sera assuré par des méthaniers, vers un terminal dont la construction durerait trois ans et qui serait nécessairement accompagné par un bruit que les habitants de la région vont ressentir. Une fois arrivé au lieu du projet le GNL sera déchargé et entreposé dans des réservoirs, et pour le ramener à son état gazeux il sera réchauffé. Cette opération aura comme effet négatif l'émission d'une quantité importante de GES. Ensuite le gaz naturel sera transporté vers les lieux de consommation par un gazoduc situé dans la tourbière Pointe-Lévis.

Par conséquent, l'existence du projet aura certains effets négatifs sur le bien être de la société à cause notamment de la pollution atmosphérique et sonore et aussi la disparition de la tourbière.

Cette section aura pour but de déterminer le coût économique de ces différentes externalités¹ négatives.

2.4.1 La pollution atmosphérique

Les installations pétrochimiques émettent plusieurs polluants atmosphériques, notamment le dioxyde de soufre (SO₂), Les oxydes d'azote (NO_x), de monoxyde (CO), les particules totales en suspension (TSP), particules Matières en suspension (PM₁₀, PM_{2.5}) et les composés organiques volatils (COV), qui tous affectent la santé humaine, les écosystèmes et l'environnement².

Ce sont des gaz qui contribuent à l'effet de serre et donc au réchauffement climatique.

1-On parle d'une externalité lorsque le bien être d'un agent économique (la société) change à cause d'une action involontaire d'un autre agent économique.

2- Ecology Action Centre 2006,

De ce fait, les activités du terminal méthanier généreront annuellement l'équivalent d'environ **146 000¹ tonnes de GES**. On peut représenter le coût social annuel de la pollution atmosphérique sous la forme suivante :

$$= P \text{ \$/tonne} * 146\ 000 \text{ tonne/an}$$

$$= (P * 146\ 000) \text{ \$/an}$$

Où

P= Coût social d'une tonne de GES émise par le projet

Coût social de la pollution atmosphérique actualisé sera :

$$=(P * 146\ 000) \text{ \$/ } 8\% * [1 - 1 / (1+8\%)^{15}] * [1 / (1+8\%)^4]$$

$$=P * \{146\ 000 / 8\% * [1 - 1 / (1+8\%)^{15}] * [1 / (1+8\%)^4]\} \text{ \$}$$

$$= (P * 91\ 8555) \text{ \$}$$

$$=(P * 0.92) \text{ millions \$}$$

Ce coût reste inférieur au coût des émissions du GES sans le projet qui sera calculé par la suite.

2.4.2 La Pollution Sonore

Le bruit se définit généralement comme toute énergie acoustique susceptible d'altérer le bien-être physique ou psychologique des individus². La mesure la plus souvent utilisée est une valeur moyenne de niveau sonore équivalent (Leq) par unité de temps (par exemple 24 heures). L'échelle utilisée pour cette mesure est celle des décibels qui est un logarithmique, signifiant ainsi que le bruit double d'intensité avec toute augmentation de trois décibels (dB).

Le bruit a un coût social et économique, en effet l'exposition constante au bruit a des effets sur la santé tels la gêne psychologique et les effets comportementaux, la perturbation du sommeil, qui induit à long terme des augmentations des dépenses de santé; le bruit a aussi un effet sur la dépréciation des biens immobiliers.

Toutefois, la valorisation monétaire du coût du bruit n'est pas une chose facile, qu'il s'agisse du coût annuel des dommages dû au bruit ou des dépenses consacrées à la lutte des dommages causés par celui-ci.

1- www.rabaska.net

2- Mémoire de l'ordre des orthophonistes et audiologistes du Québec (2005)

Une des méthodes utilisées pour calculer le coût social du bruit est « La méthode hédoniste »¹, sur le plan pratique cette méthode a été utilisée dans une étude² faite en France sur la période de 1967 à 1995, et qui a donné comme résultat le tableau suivant :

L _{eq} de jour en façade (dB(A))	55 à 60	60 à 65	65 à 70	70 à 75	>75
%dépréciation/décibel	0,4%	0,8%	0,9%	1%	1,1%

Tableau 7: Dépréciation des valeurs immobilières en fonction des niveaux de bruit

Selon le tableau, la dépréciation des biens immobiliers varie en moyenne de 0,4% à un peu plus que 1% par dB(A)³.

Ces résultats seront un outil important pour calculer le coût social du bruit causé par le projet, toutefois l'étude est faite pour une durée de 28 ans, alors que la durée d'étude de notre projet est de 18 ans. Pour cela il est nécessaire de calculer le coût pour 28 ans selon les données liées au projet pour ensuite trouver le coût pour 18 ans.

Ainsi pour notre projet et d'après le promoteur, pendant la construction l'horaire normal de travail sur les chantiers se déroulera sur une période de 7h à 19h, pour un total de 12h par jour, le bétonnage des murs extérieurs des réservoirs, qui comporte la présence d'usines à béton sur place et l'utilisation de pompes à béton devrait être 24h/24h. En période d'exploitation, le bruit des méthaniers et du déchargement sera considéré comme ayant un niveau fort.

1- la méthode hédonistique : il s agit de déterminer le gain supplémentaire exigé pour supporter le risque additionnel, elle mesure la disposition à payer ou à accepter un montant comme compensation pour la perte causé par l'externalité.

2- Comité des Applications De l'académie des Sciences(France) ,

3- dB(A) : Niveau de pression acoustique, L'oreille humaine ne répond pas avec la même acuité à toutes les fréquences, Pour tenir compte de cette acuité variable, on « pondère » la mesure du son selon la fréquence, La pondération la plus utilisée de nos jours est la pondération A.

L_{eq} : le niveau acoustique équivalent, sert à évaluer un bruit variable dans le temps, le L_{eq} est le niveau unique qui représente la même énergie que le son ayant varié pendant la période de mesure. La mesure du L_{eq} se faisant sur une certaine période.

Sous l'hypothèse que le niveau du bruit sera le même durant la construction et l'exploitation et qu'il se situera à 60 dB(A), selon le tableau cela correspond à un niveau de dépréciation¹ de 0,9% pour toute la période proposée par l'étude, c'est à dire 28² ans. Le coût social du bruit peut être calculé en multipliant le loyer moyen annuel actualisé par le pourcentage de dépréciation. Ainsi dans la région de Levis, le loyer moyen mensuel est égal à **503 \$/mois**³, c'est à dire 6036\$/an, tandis que le nombre d'habitat dans la région est de 7 915. En supposant que la moitié seulement de ces habitats qui seront proche du projet et qui ressentiront l'effet du bruit, le coût social du bruit est donc :

Le coût du loyer pour 28 ans est égal à :

$$=6036\$/8\% * [1- 1/(1+8\%)^{28}]$$

$$=66704 \$$$

Coût social du bruit durant 28 ans (70à75dB(A)):

$$CSB= 0.9\% \times 66704\$$$

$$= 6003\$$$

Sous l'hypothèse que ces dépréciations sont distribuées uniformément sur les 28 années, on obtient un coût pour 18 ans (3 ans pour la durée de la construction plus 15 ans pour la durée de l'exploitation) égal à :

$$= 6003/28 * 18= 3859 \$/an \quad \text{en dollar 2007}$$

Le coût social du bruit

$$= 3859 \$ \times (7915/2)$$

$$= 15 \text{ millions } \$$$

1-Par manque de données exactes une valeur minimale de 0.9% sera prise

2-Période de l'étude citée plus haut (1967-1995)

3-Institut de la statistique Québec(2003)

15 millions \$ en dollars 2007 est donc le coût économique du bruit causé par le bruit pour une durée de 15 ans.

Cependant, ce montant ne présente que 90 %¹ des coûts externes imputables au bruit, le reste 10 % est lié aux dépenses de santé. Par manque de données ni ces coûts, ni le coût d'un éventuel achat d'équipement pour baisser le bruit ne seront calculés.

2.4.3 La disparition de la tourbière et dézonage de terres agricoles

« Une tourbière est un écosystème² particulier composé principalement de plantes adaptées à un milieu gorgé en eau et dont les débris s'accumulent. La lente décomposition de ces éléments produit la tourbe, matière contenant jusqu'à 50 % de carbone. L'époque de formation des tourbières remonte à \pm 10.000 ans. (Écosystème = n.m. (gr. oikos, habitat; sustéma). Ex. la flore et la faune d'une forêt constituent, avec le sol qui les porte, et le climat qu'ils subissent, un écosystème très complexe. Un écosystème a donc une valeur économique et sociale, toutefois lui attribuer une valeur monétaire ou économique n'est pas une chose facile.

Le projet Rabaska envisage de construire d'un gazoduc réparti dans la tourbière Pointe-Lévis. Pour calculer la perte de la disparition de cette tourbière, nous allons utiliser la méthode de la VET (valeur économique totale).³

1- Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication, Suisse (2000)

2- A. Jaquemart(2001)

3- Martin, (2006)

La formule générale à appliquer est la suivante, la valeur environnementale totale (économique)

$$\text{VET} = \text{Valeur d'usage (VU)} + \text{valeur de non usage (NU)}$$

$$\text{VU} = \text{Valeur direct} + \text{valeur indirect}$$

$$\text{NU} = \text{Valeurs d'option} + \text{Valeurs de legs} + \text{Valeurs d'existence}$$

Où

Les valeurs directes: Les activités de loisirs de plein-air, chasse, tourisme, sports, de la nourriture. Ces valeurs sont plus faciles à calculer

Valeurs d'usage indirect: la fonction de protection, fonctions écologiques, fonction hydrologique

Valeurs d'option, de legs et d'existence

La valeur d'option est relative à la conservation d'un actif en vue d'un usage futur. Quant à la valeur de legs, elle est liée au fait de transmettre un patrimoine aux générations futures et la valeur d'existence lorsqu'elle est simplement liée au fait d'exister.

Détermination de la valeur de la tourbière

Il existe très peu d'études d'évaluation des tourbières faites pour le Canada¹. La raison pour laquelle les estimations de la valeur des fonctions écologiques seront dérivées d'une étude américaine².

Les résultats issus de l'étude ne représentent pas des indicateurs exacts, mais ils donnent les valeurs minimales des fonctions écologiques des écosystèmes. En effet, dans l'absence de données statistiques, plusieurs études donnent des valeurs variantes selon la méthode utilisée et les données disponibles. Cette étude fait appelle à des variétés de techniques qui ont comme base théorique, directement ou indirectement, le consentement à payer³

1- Canards Illimités Canada (CIC),

2-Costanza .R (1997)

3-C' est à dire, sonder les gens sur leur volonté de payer pour une qualité de l'environnement – actuelle et future, ou sur leur volonté d'accepter une compensation pour éviter la perte de biens et services associés au capital naturel

L'objectif de ce paragraphe est de mettre en valeur l'effet du projet sur la tourbière, malgré l'absence de certitude quant à cette valeur.

Le tableau suivant détaille les différentes valeurs économiques liées à la fonction écologique de la tourbière

Tableau 8: Les valeurs économiques associées à une tourbière (1994 US \$/ ha)

Les valeurs directes	
491 \$:	Récréation
47 \$:	Production de nourriture
49 \$:	Matières premières
Les valeurs indirectes	
7 600 \$:	Alimentation en eau
7 240 \$:	Régulation des perturbations
1 659 \$:	Traitement des déchets,
265 \$	Régulation des gaz
30 \$:	Régulation de l'eau (water régulation)
Valeurs d'option, de legs et d'existence	
1761...\$.....	Intérêt culturel
439 \$	Habitat et refuge
19 580 \$	Valeur totale

Puisque les valeurs directes et indirectes sont incluses dans le prix monétaire du terrain, ils ne doivent donc pas être reconsidérés comme un coût social.

Seules les Valeurs d'option, de legs et d'existence seront prises en compte dans le coût de disparition de la tourbière qui est égale à 2200\$¹/ha en dollar² Américain courant de 1994.

En utilisant le taux d'inflation québécois moyen de 2.1 %³ on trouve une valeur égale à, 2943\$ en dollar de 2007. Les valeurs économiques totales associées à la disparition de la tourbière Pointe-Lévis (13 ha) est :

$$=2943*13 / 8\% * [1- 1/ (1+8\%)^{18}] *[1/ (1+8\%)]$$

$$= 331\ 999\$$$

$$=0.33\ \text{millions \$}$$

Disparition de terres agricoles

À cause du projet on prévoit un changement de zonage pour exclure 190 hectares de terres agricoles sur le site du port méthanier. Pour déterminer le coût de la disparition de ces terres, il fallait distinguer les différentes fonctions de ces terres. En effet, les terres agricoles ne fournissent pas seulement de la nourriture mais elles sont également les sources d'un certains nombre de services écologiques. Nous avons utilisé la même méthode qu'on avait choisie pour déterminer la valeur de la tourbière. Le tableau suivant donne une idée sur la valeur de ces services.

Les valeurs directes	
54 \$:	production d'aliments (Food production)
Les valeurs indirectes	
14\$:	Pollination
24	Contrôle biologique
92 \$	VET

Tableau 9 : services écologiques fournis par les terres agricoles

Ces valeurs sont incluses dans le prix du terrain utilisé pour établir le coût de construction, donc le dézonage de ces terres ne sera pas ajouté aux coûts du projet.

1-2200(valeur d'option + valeur de legs)=1761\$+439\$

2-On suppose qu'un dollar CAN égale à un dollar USA

3- Miguel Dagenais, (2007)

2.5 Coût de la sécurité

Une des caractéristiques majeures du projet est le risque, selon le promoteur, la probabilité de réalisation d'un événement majeur est très faible, ainsi le risque est négligeable, cela est d'une certaine manière vraie, vu qu'en 60 ans d'opération d'installations de GNL seulement cinq accidents ont été enregistrés.

Toutefois, le risque zéro n'existe pas; surtout que les risques inhérent au GNL sont des risques de dommages graves et irréversibles. Dans ce cas l'application des mesures de précaution s'impose afin de supprimer le risque évitable pour tendre vers le risque le plus bas possible.

Le but de cette section sera de calculer le coût économique des risques liés au GNL, il s'agit essentiellement de deux coûts, le coût du risque maritime et le coût du risque terrestre

Le risque maritime :

C'est le risque d'une explosion¹ ou d'un accident ou même d'un échouement du méthanier. Il faut rappeler que dans l'historique des accidents liée au GNL, toutes se sont produites à terre. Le bilan positif du transport du GNL est dû essentiellement aux spécificités des méthaniers, ce qui explique leurs prix trop chers par rapport aux autres navires.

Ainsi dans ce paragraphe le coût du risque maritime sera déterminé seulement par le coût des mesures de sécurité nécessaires pour assurer un transfert sans danger des méthaniers jusqu'au terminal.

Cependant, dans l'absence de données exactes, le terminal Everett dans Boston aux USA, qui est en exploitation depuis 1971², sera un bon exemple pour estimer le coût du risque maritime. En effet, à Everett le transfert d'un navire-citerne de GNL, coûte à la Garde côtière entre 40 000\$ et 50 000 \$. Cela n'inclut pas les autres coûts des équipements tels que les systèmes de suppression d'incendie et les frais administratifs comme les plans locaux de sécurité.

À Rabaska, selon le promoteur, il y aura un transfert (un navire) tous les 6 jours, ce qui correspond à 60 méthaniers par ans.

Donc le coût des mesures de précaution est :

$$\begin{aligned} V &= 60 \times 50\,000 \$ \\ &= 3\,000\,000 \$ / \text{ans} \end{aligned}$$

1- Les méthaniers sont pour certains spécialistes « des bombes flottantes »

2-www.ctlng.state.ct.us/report_030806.doc

Ce qui représente après actualisation à un taux de 8%
= 300 000 \$/ 8% * [1- 1/ (1+8%)¹⁵] * [1- 1/ (1+8%)⁴]
=1,887 millions \$

Il nous reste donc à déterminer le risque lié au terminal.

Risque terrestre¹ :

- Risques du terminal :c'est à dire le dangers liés à l'exploitation du terminal méthanier.

Dans l'industrie du GNL, pour se couvrir du risque, les opérateurs acquis des assurances, dont le montant est calculé principalement selon le risque, donc c'est l'indicateur le plus fiable du coût du risque dans cette situation.

Le coût de l'assurance² et la taxe sont estimés³ à 14 millions \$ pour un terminal méthanier.

Pour estimer le montant de l'assurance, il faut connaitre le montant annuel des taxes.

En effet le promoteur s'est engagé à verser un minimum de 7 M\$ en taxes municipales et 1 M\$ en taxes scolaires annuellement, soit 8 millions \$/an.

Ainsi le coût de l'assurance sera égal à 6 millions \$/an (14 millions \$ - 8 millions \$/an) et

le coût de l'assurance après actualisation est :

= {6 millions \$/ 8% * 1-[1/ (1+8%)¹⁵]} * [1/ (1+8%)⁴]
= 38 millions \$

- Risques aux alentours du terminal : les études scientifiques réalisées par le promoteur montrent que le risque est acceptable. Ainsi, la fréquence ou les conséquences potentielles de ces scénarios sont suffisamment faibles pour qu'elles ne soient pas incluses dans l'évaluation quantitative des risques.

Finalement

Coût total de la sécurité :

S= Le montant de l'assurance+ coût des mesures de précaution

S= 38 millions \$ + 1,887 millions \$

= 40 millions \$

1- Risque d'une fuite de gaz naturel

2-Assurance sur le terminal (aux installations)

3-Taxe plus assurance représente 25% du coût d'opération voir 2.2 Coût économique d'opération

2-6 L'avantage économique de la réduction de la pollution atmosphérique

92 % du gaz de Rabaska serviront à remplacer du gaz qui provient de l'Ouest canadien (BSOC) et 8 % serviront à satisfaire la demande supplémentaire engendrée par la baisse du prix du gaz qui résultera de la réalisation du projet.

Le remplacement du mazout par le gaz aura comme effet une baisse d'émission de GES. En effet selon le promoteur, grâce au projet il y aura une baisse des émissions de GES au Québec pouvant atteindre 496 000 tonnes/an¹. Durant 15 ans si on considère que chaque année on aura la même² réduction de GES émis. Le gain annuel en réduction de coût de pollution est donc :

$$=496\ 000\ \text{tonne/an} * P\$/\text{tonne}$$

$$= (P*496\ 000)\ \$/\text{an}$$

Où

P= Coût social d'une tonne de GES émise par le projet

Le gain actualisé pour 15 ans en dollar 2007

$$= P * \{496\ 000 / 8\% * [1 - 1/(1+8\%)^{15}]\} * [1/(1+8\%)^4]; \$$$

$$= (P*3,120)\ \text{millions } \$$$

2.7 Les Ventes du gaz naturel au Québec

Rabaska importera annuellement 200 000 000 Gj de gaz naturel. Le prix moyen de vente estimé est 8,44 \$/MBtu³. (1Gj~ 1 MBtu)

Les recettes annuelles des ventes du gaz seront donc:

$$(200\ 000\ 000)\ \text{Gj} \times 8,44\ \$ = 1\ 688\ 000\ 000\ \$/\text{an},$$

Les recettes totales pour 15 ans en dollar 2007:

$$= 1\ 688\ 000\ 000\ \$ / 8\% * [1 - 1/(1+8\%)^{15}] * [1/(1+8\%)^4]$$

$$= 10,620\ \text{milliard } \$$$

1- Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (Janvier 2006)

2-Il faut rappeler que cela est une hypothèse simplificative car la substitution de mazout par le gaz se fera graduellement est ainsi la quantité de GES évitée sera croissante dans le temps.

3- Energy and environmental analysis,Inc,(2005)

2.8 Surplus des consommateurs du gaz

Le promoteur estime une baisse du prix du gaz de 0,47\$/MBtu¹. Cependant l'effet de cette baisse dépendra du degré de sensibilité de la demande à un changement du prix. En effet on peut distinguer trois catégories de clients du gaz:

Clients résidentiels, clients commerciaux : Cette demande ne s'explique pas seulement par le prix, mais entre autres par le revenu et les degrés les jours de chauffage. Ces clients utilisent le gaz exclusivement pour le chauffage de l'espace et de l'eau. Ceci dit cette demande est caractérisée par une faible sensibilité².

Toutefois, si à court terme cette demande reste inélastique au prix, à long terme elle pourra être influencée par la hausse explosive du prix du mazout.

La demande industrielle : pour cette catégorie le gaz est considéré non seulement comme une source d'énergie mais également comme une matière première (produit chimique).

Les clients industriels sont très sensibles au coût du combustible, et sont plus incités à passer d'un combustible à un autre, lorsque le prix change. C'est sur cette catégorie que l'effet de projet rabaska sera plus visible. En effet avec le projet, ces clients payeront moins par rapport à ce qu'ils payaient avant, la différence entre ce qu'ils étaient prêts à payer sans le projet et ce qu'ils payeront effectivement grâce au projet s'appelle le surplus du consommateur³.

La quantification de la variation du surplus du consommateur causé par le projet sera calculée selon la méthode de Mishan. En effet, le projet diminue le coût de production dont la fonction de production est parfaitement élastique. Toutefois, on ne sait pas la part du gaz naturel qui remplacera le mazout, pour cela le deuxième scénario⁴ (un taux de substitution de 80%, avec récupération des clients de Gaz Métro passés au mazout) a été retenu par le promoteur.

1- Energy and environmental analysis, Inc,(2005)

2- Le passage d'un combustible à un autre nécessite des investissements importants

3- Martin (2006),

4-Voir section II-3-(page 11) Effets du projet Rabaska sur les consommations de gaz et de mazout et GES au

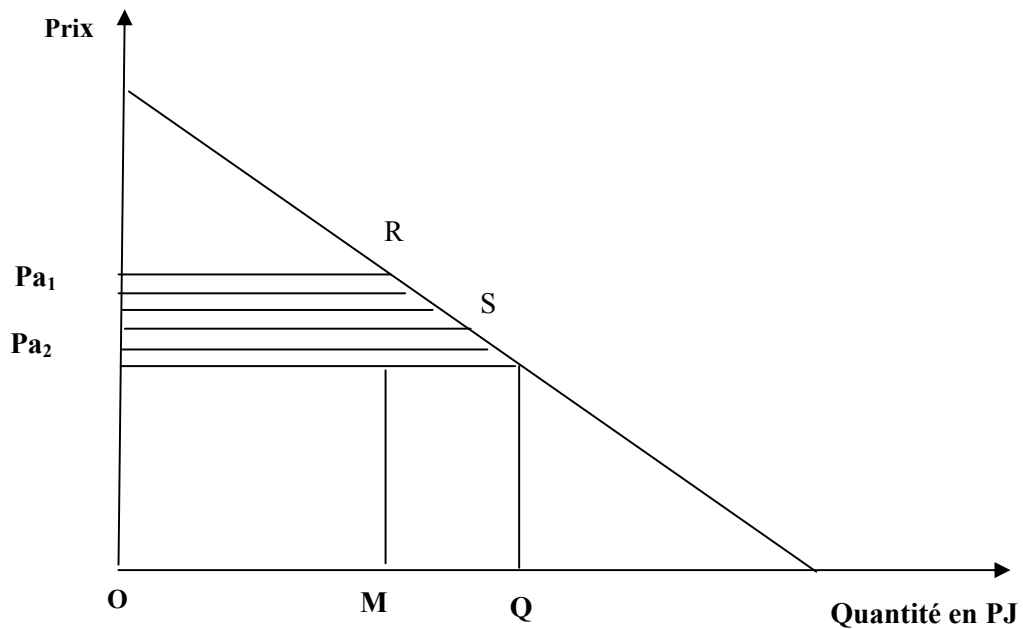
Le tableau suivant donne une idée sur la production de Rabaska.

Tableau10¹ : Effets au Québec du projet Rabaska sur les consommations et le prix du gaz naturel

	Production de rabaska	Quantité (en millions Gj/an)
Consommation initiale (Bénéficiera d'une baisse de 0,47\$)	Remplaçant le Gaz BSOC	74,9
Consommation additionnelle (attirées par la baisse du prix)	Remplaçant le mazout	22,6
	Nouvelle demande	0,48
	Total de la demande additionnelle	23,08

Grâce à ces données, on pourra représenter et analyser le gain ou la perte des consommateurs du gaz naturel.

Figure 1² : (on suppose que la courbe de demande du gaz naturel est linéaire)



1-Source des données : Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (2006)

2- selon la méthode de Mishan, Martin (2006) ,

Sous l'hypothèse que le prix du mazout ne changera pas, dans le cas de la baisse du prix du gaz, le surplus du consommateur correspondra à la surface hachurée Pa_1RSPa_2

On suppose que le passage du mazout au gaz ne coûte rien (en terme d'investissement) si non on doit soustraire le coût des investissements nécessaires.

$$S = (Pa_1 - Pa_2) (OM) + \frac{1}{2}(Pa_1 - Pa_2) (MQ) \text{ }^1$$

Où

S : le surplus du consommateur

Pa_1 : Prix moyen du gaz naturel sans le projet Rabaska (8,91\$/Gj)

Pa_2 : Prix moyen du gaz naturel avec le projet Rabaska (8,44\$/GJ)

OM: Consommation initiale (sans le projet) en Pj (10^6 Gj)

MQ: Augmentation de la consommation du gaz dû au projet (Gaz de Rabaska remplaçant mazout plus la nouvelle demande= 23 080 000 GJ)

$$S = (0,47 \times 74\,920\,000) + \frac{1}{2} (0,47 \times 23\,080\,000) = 40\,636\,200\$$$

Le surplus du consommateur que le projet permettra est de 40,63 millions de \$ 2007.

1- Martin (2006) ,

2.9 Le gain sur la baisse des importations du pétrole

La conversion au gaz naturel permettra une augmentation des exportations de l'électricité, et une baisse des importations en pétrole et donc un gain qui sera traduit par la prime de change.

L'importation du GNL permettra, une baisse de la consommation du mazout estimé à 15,8%¹ pour la période 2010-2025.

Au Québec on importe le pétrole en grande partie du reste du monde. En 2007, les importations du Québec en pétrole étaient de 157 Millions de barils, dont 8,5%² seulement de source canadienne. D'autres part, le prix du pétrole n'a pas cessé d'augmenter et on prévoit encore des augmentations pour les années à venir, le coût économique des importations augmentera aussi.

L'importation a un coût pour l'économie, et donc une baisse de la consommation du mazout aura comme conséquence, une réduction des importations du pétrole et donc il réduira la nécessité de se procurer du change étranger. Puisque le coût de change étranger est plus grand que sa valeur nominale, le projet produira un avantage social correspondant à la prime de change étranger.

$$\begin{aligned} \text{Quantités importées du reste du monde} &= 157\,000\,000 \times (1 - 8,5\%) \\ &= 143\,655\,000 \text{ barils/an} \end{aligned}$$

En 2007 (on suppose que 1\$ US= 1\$ CAD)

Pour calculer cette prime de change étranger, il suffit de multiplier le montant des épargnes annuelles en dollar constant des importations de pétrole durant la période d'exploitation du projet par 3.5%. Ainsi sous l'hypothèse que la baisse de 15,8 % de la consommation du mazout se traduira par une baisse des importations du pétrole du reste du monde seulement, et que le prix³ moyen se situera autour de 72 \$⁴ le baril, et les quantités estimées être importées sans le projet et les même que celles de 2007.

1- Selon le scénario 2, voir tableau 4(section II, paragraphe 3.)

2- <http://www.mrnf.gouv.qc.ca/energie/statistiques/statistiques-import-export-petrole.jsp>

3- Office national de l'énergie(2007),

4-On faisant l'hypothèse que le prix du baril se stabilisera en moyen à ce prix(72 \$ le baril)à long terme.

Le prix du pétrole en 2007 a dépassé les 100\$, cependant selon les experts à long terme ce prix va baisser.

Les épargnes annuelles en dollar constant des importations de pétrole seront :

$$= (143\,655\,000 \text{ barils} \times 72 \text{ \$/barils}) \times 15,8\%$$

$$= 1,634 \text{ milliards \$/an}$$

La Prime annuelle de change étranger est donc égale à

$$= 1,634 \text{ \$} \times 3,5\%$$

$$= 57 \text{ millions \$}$$

Si on actualise on trouve :

$$= 57 \text{ millions \$} / 8\% \times [1 - 1/(1+8\%)^{15}] \times [1/(1+8\%)^4]$$

$$= 359 \text{ millions \$}$$

2.10 La prime de change sur les exportations d'électricité

Selon l'association canadienne du gaz, la baisse du prix du gaz aura aussi comme effet la réduction de la demande d'électricité¹ et par conséquent un épargne d'énergie qui se situera entre 4 et 8 millions de mégawatheures² et qui pourra être exporté à un prix de 97 \\$/ mégawatt-heure, cela veut dire que grâce au projet on pourra sauver en moyen 6 millions mégawatheures d'électricité.

Il nous faudra donc déterminer le coût d'opportunité³ de l'électricité sauvé, c'est à dire la différence entre les recettes sur l'électricité vendue localement et celle qui sera exportée.

Au Québec, le prix de référence⁴ pour l'électricité est de 8.07⁵ cents le KWh (80,7\\$/ mégawatt-heure) en dollars courant de 2007.

Équation(1) :

$$\begin{aligned} \text{Les recettes sur l'électricité vendue au Québec} &= 6 \text{ millions mégawatheures} \times 80,7\$ \\ &= 484 \text{ millions} \end{aligned}$$

Équation (2) :

$$\begin{aligned} \text{Les recettes sur l'électricité exportée} &= 6 \text{ millions mégawatheures} \times 97\$ \\ &= 582 \text{ millions} \end{aligned}$$

1-Du fait du remplacement partiel de l'électricité par le gaz dont le prix est plus bas

2- <http://www.cga.ca/publications/documents/fuelswitchingpaper.pdf>

3- Martin (2006),

4-Sous l'hypothèse que l'électricité exporté était vendue sans profit ni perte

5- Miguel Dagenais, (2007)

$$\begin{aligned}\text{Coût d'opportunité} &= \text{équation(2)} - \text{équation(1)} \\ &= 484 \text{ millions \$} - 582 \text{ millions \$} \\ &= 98 \text{ millions de dollars}\end{aligned}$$

La prime de change sur l'exportation de l'électricité:

Sous l'hypothèse que le volume des exportations annuelles est le même pendant 15 ans, le coût d'opportunité annuelle des exportations est égal à 6.53 millions de dollars/an (98/15),

$$\begin{aligned}\text{La prime de change} &= 6.53 \text{ millions \$} \times 3,5\% \\ &= 228\,550 \text{ \$}\end{aligned}$$

Après actualisation on trouve :

$$\begin{aligned}&= 228\,550 \text{ \$} / 8\% * [1 - 1 / (1+8\%)^{15}] * [1 / (1+8\%)^4] \\ &= 1,437 \text{ millions \$}.\end{aligned}$$

2.11 La valeur résiduelle :

L'amortissement économique¹ comprend l'amortissement comptable et le coût d'opportunité annuel de l'équipement. Pour déterminer la valeur résiduelle, on a besoin donc de déterminer le coût économique annuel. Avec un taux d'intérêt de 8%, et un coût des équipements égal à 840 millions \$, et une durée de vie des équipements égale à n= 45 ans, c'est à dire un taux d'amortissement annuel (linéaire) comptable=1/45=2,22% par an, ce qui correspond à une dépréciation des équipements

$$= 840 \text{ M \$} * 2,22\%$$

$$= 18,66 \text{ M \$}$$

1- Martin,(2006),

Calcul pour la deuxième année

-Amortissement technique annuel=18.66 M\$

-Une valeur résiduelle comptable =840 M \$-18,66 M \$

=821,33 M \$

- Coût du capital = 821,33 M\$ *8%

=65,70 M\$

- Coût économique réel =18,66 M \$+65,70 M \$

= 84,37 M \$

- Coût économique annuel actualisé =84,37 M \$*[1/(1+8%)²]

=72,34 M \$

- Une valeur résiduelle économique =760,49 M \$-72,34 M \$

=688,16 M \$

-Une valeur résiduelle comptable= 821,33 M\$-18.67 M \$

=802,67 M \$

Le même calcul se fera pour les autres années, le tableau suivant donne les résultats trouvés.

Tableau 11: La valeur résiduelle du projet

	Valeur résiduelle comptable	Amortissement annuel comptable(linéaire)	coût annuel du capital	Coût économique réel	Coût économique annuel actualisé	Valeur résiduelle économique
1	840,00	18,67	67,20	85,87	79,51	840,00
2	821,33	18,67	65,71	84,37	72,34	760,49
3	802,67	18,67	64,21	82,88	65,79	688,16
4	784,00	18,67	62,72	81,39	59,82	622,36
5	765,33	18,67	61,23	79,89	54,37	562,54
6	746,67	18,67	59,73	78,40	49,41	508,17
7	728,00	18,67	58,24	76,91	44,87	458,76
8	709,33	18,67	56,75	75,41	40,74	413,89
9	690,67	18,67	55,25	73,92	36,98	373,15
10	672,00	18,67	53,76	72,43	33,55	336,17
11	653,33	18,67	52,27	70,93	30,42	302,62
12	634,67	18,67	50,77	69,44	27,58	272,20
13	616,00	18,67	49,28	67,95	24,98	244,62
14	597,33	18,67	47,79	66,45	22,62	219,64
15	578,67	18,67	46,29	64,96	20,48	197,01

À 45 ans la somme des valeurs du coût économique réel devra être égale à 840 millions \$. Cependant la période de cette étude se termine en 2025, c'est à dire pour une période d'exploitation égale à 15 ans, à cette date le projet aura donc une valeur résiduelle égale à 197,01 millions\$. Il faut rappeler que ce montant a été calculé à partir de 2011, la date du début d'opération du terminal, c'est à la fin de cette année que les équipements commenceront à subir les dépréciations, ainsi il faut l'actualiser pour trouver la valeur en 2007 année d'actualisation des flux du projet.

$$=197,01 \text{ millions\$} \times [1 / (1+0.08)^4]$$

$$=145 \text{ millions \$ de 2007}$$

3. Résumé de la valeur économique

Cette section aura comme but de récapituler les différents éléments calculés dans les sections précédentes afin de déterminer la valeur économique du projet et par conséquent si le projet est économiquement rentable ou non. Le tableau suivant, rassemble l'ensembles des coûts et des avantages du projet.

Tableau 12 : Résumé de la valeur économique

	Avantages économiques En millions \$ 2007	Coûts économiques En millions \$ 2007
2.1.3 Coût économique de la construction		653
2.2 Coût économique d'opération		291
2.3 Coût économique des importations de GNL		8000
2.4.3 Coût économique de la disparition de la tourbière		0.33
2.4. Coût économique de la pollution ¹		15+ (P*0.92)
2.5 Coût économique de la sécurité		40
Total des coûts		8999+ (P*0,92)
2-7 Avantage économique de la Ventes Gaz	10620	
2-6 Avantage économique de la réduction des émissions du GES avec le projet ²	(P*3,12)	
2.8 Avantage économique du surplus des consommateurs	40,63	
2.9 Avantage économique du gain sur la baisse des importations du pétrole	359	
2.10 Avantage économique de l'exportations de l'électricité	1,437	
2.11 La Valeur résiduelle	145	
Total des avantages	11166+ (P*3,12)	

1-Le Coût de la pollution atmosphérique=(P*0,92) millions \$

2- Le gain en réduction des émissions du GES avec le projet (P*3,12) millions \$

La valeur économique nette du projet est donc :

$$\text{V.A.N} = - I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{R_t - C_t}{(1+i)^t} \pm \sum_{t=1}^n \frac{\text{EXT}_t}{(1+i)^t} + \frac{V_d}{(1+i)^n}$$

$$\text{V.A.N} = \{11166 + (P*3,12) \text{ millions \$}\} - \{8999 + (P*0,92) \text{ millions \$}\}$$

$$= [(11166 \text{ millions \$} - 8999 \text{ millions \$})] + [(P*3,12) \text{ millions \$} - (P*0,92) \text{ millions \$}]$$

$$= 2167 \text{ millions \$} + P* [3,12 - 0,92] \text{ millions \$}$$

$$= 2167 \text{ millions \$} + (P*2,2) \text{ millions \$} > 0 \quad \text{puisque } P > 0$$

La **V.A.N** est donc positive Par conséquent, le projet est économiquement rentable.

IV Conclusion

Malgré la forte opposition au projet par plusieurs groupes environnementaux, à cause notamment de la pollution et du risque soit maritime ou terrestre lié au GNL, il apparaît que les avantages du projet dépassent ses coûts.

Les résultats de cette étude permettent de conclure que le projet d'implantation d'un terminal méthanier à rabaska est économiquement rentable.

En effet l'existence d'une nouvelle source d'approvisionnement entrainera une baisse du prix du gaz et aura comme conséquence l'augmentation du surplus des consommateurs, et attirera une nouvelle demande qui dans la majorité des cas utilisait le mazout et l'électricité. Par conséquent, le projet permettra une baisse à la fois des importations du pétrole et des émissions des GES causées par le mazout, et d'autre part une augmentation des exportations de l'électricité, tout cela se traduira par un avantage économique qui dépasse les 11 milliards \$, par rapport à un coût économique égal à 9 milliards \$.

Pour toutes ces raisons il apparaît que le projet est acceptable du point de vue économique notamment avec l'augmentation continue du prix du pétrole.

Bibliographie

Anne-laure Jaquemart(2001), écologie végétal, Unité d'écologie et de biogéographie, université catholique de Louvain.

Asim Deshpande and Michael J. Economides, University of Houston an Alternative Transport for Natural Gas Instead of LNG

Bureau d'audiences publiques sur l'environnement(2006), QE – 019 : *l'influence du taux de substitution du mazout par le gaz naturel sur les émissions de gaz à effet de serre (GES)*

Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (2007), Commission d'examen conjoint Projet d'implantation du terminal méthanier Rabaska et des infrastructures connexes, Rapport 241, Rapport d'enquête et d'audience publique

Cabinet de comptables agréés(2008) : <http://www.marcil-lavallee.ca/francais/105.html>

Canards Illimités Canada (CIC), Centre de conservation de la nature Canada (2004), *La valeur du capital naturel dans les régions peuplées du Canada*

CIRANO(2008), *L'énergie quels sont les prix de l'énergie au Québec?*

Costanza .R *La valeur des services de l'écosystème mondial et du capital naturel*. Revue Nature, Vol.387, 15 mai 1997

Comité des Applications De l' académie des Sciences(France) -Évaluer les effets des transports sur l'environnement - le cas des nuisances sonores" (Kail et al, 1999) tiré du chapitre I « le bruit routier une nuisance ressentie et chiffre » d'une *thèse* de doctorat (2002) présenté par AKHRAS Abdul Rahman .

Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication, Suisse (2000), *Les coûts externes imputables au bruit du trafic routier et ferroviaire en Suisse*
Emmanuel Guy Chaire en transport maritime Université du Québec à Rimouski, centre de recherche sur le transport

Energy and environmental analysis, Inc,(2005),*Répercussions des importations de GNL de Rabaska sur les marchés québécois et ontarien du gaz naturel*

Ecology Action Centre 2006, Review of Keltic Petrochemicals Inc. Proposed LNG and Petrochemical Plant Facility – Goldsboro, Nova Scotia
Environnemental Impact Assessment

Éric. R (2007), Québec dévoile son plan de réduction de la consommation de mazout lourd, *La Vie rurale*

Fernand Martin(2006), « *Évaluation des projets publics* »

Fernand Martin, *La vie humaine a-t-elle une valeur économique ?*

Fernand Martin (2006), Recueil de documents, Atelier d'évaluation de projets, p X-30 et *Statistique Canada*, no72-619, 1982

Gordon Sick, (2006) *Valuation and Capital Budgeting*

Institut de la statistique Québec(2003) *Ménages privés selon le mode d'occupation et les coûts d'habitation, et valeur moyenne du logement, région administrative de la Chaudière-Appalaches*

Lapointe, A (2006) Le projet Rabaska Principaux avantages économiques

Mémoire de l'ordre des orthophonistes et audiologistes du Québec présenté à la ministre déléguée aux transports(2005), *Agir pour réduire les répercussions du bruit sur la santé et sur la qualité de vie de la population*

Miguel Dagenais, (2007), Rapport de recherche présenté à :M. Fernand Martin Département des sciences économiques Université de Montréal *Le projet de la Eastmain 1-A*

Ministère des ressources naturelles et de la faune du Québec (2004), *Évolution de la demande d'énergie au Québec Scénario de référence, horizon 2016*

Moyenne pondérée selon le nombre d'heures travaillées par les employés de la construction à salaire horaire et à salaire fixe au Québec. <http://www.statcan.ca/francais/freepub/72-002-XIB/72-002-XIB2007001.pdf>

Office national de l'énergie(2007), Aperçu de la situation énergétique au Canada 2007 - Questions et réponses,

Office national de l'énergie (2008) *importation de gaz naturel-volume, revenus et prix moyen*
Ressources humaines et développement des compétences canada (2008), *taux de chômage et tableau de prestation*

Secrétariat du Conseil du Trésor du Canada,(2007),Guide d'analyse coûts-avantages pour le Canada : Propositions de réglementation,

Site internet

<http://www.cpj.gouv.qc.ca/fr/pdf/region12.pdf3>

www.ctlmg.state.ct.us/report_030806.doc

<http://www.eia.doe.gov/oiaf/servicerpt/natgas/chapter3.html>

<http://www2.ecol.ucl.ac.be/tourbiere/doc/interets.html>

http://fig-st-die.education.fr/actes/actes_2007/lacoste/article

http://fr.wikipedia.org/wiki/Risque#.C3.89valuation_des_risques

http://www.hydro.mb.ca/francais/your_service/gas_overview_faq.shtml

http://www150.hrdc-drhc.gc.ca/imt/quebec-metro/francais/info_sal/guide_2006/pdf/metiers_f.pdf

<http://www.la-vie-rurale.ca/contenu/15034>

<http://www.mrnf.gouv.qc.ca/energie/statistiques/statistiques-import-export-petrole.jsp>

www.rabaska.net

www.spegcs.org/attachments/studygroups/6/CNGAn_Alternative_Transport_for_Natural_Gas.pdf

<http://www.tpsgc.gc.ca/remuneration/cd/cd-2005-027-notice-f.html>

<http://srv200.services.gc.ca/iiws/eiregions/quebec24f.aspx?rates=1>

http://www.stat.gouv.qc.ca/regions/profils/profil12/societe/marche_trav/indicat/tra_h12.htm

http://www.ville.levis.qc.ca/Fr/Developpement/Decouvrir_Dev_Sta.asp

http://www.economiecanadienne.gc.ca/francais/economy/income_tax.html

<http://www.energiegrandeanse.com/cogeneration.php>