

**Évaluation des conséquences économiques pour
Hydro-Québec de la hausse du prix du gaz naturel pour la
centrale de TransCanada Energy à Bécancour**

Martin Poirier

Mai 2006

POUR JOINDRE L'IRIS

Courriel : secretariat@iris-recherche.qc.ca

Site Internet : <http://www.iris-recherche.qc.ca>

**Adresse postale :
3839 A, Saint-Dominique
Montréal, Québec
H2W 2A2**

TABLE DES MATIÈRES

LEXIQUE ET ABBRÉVIATIONS UTILISÉES	lv
SOMMAIRE	v
1. INTRODUCTION.....	1
1.1 CONTEXTE	1
1.2 OBJET DE L'ÉTUDE	2
1.3 LIMITES DE L'ÉTUDE	3
2. METHODOLOGIE.....	4
2.1 MODÈLE D'ÉVALUATION ET VALIDATION DU MODÈLE	4
2.2 SOURCE DES DONNÉES	5
2.2.1 <i>Prévisions du prix du gaz naturel</i>	5
2.2.2 <i>Livraisons d'électricité</i>	6
2.2.3 <i>Taux d'actualisation</i>	7
2.2.4 <i>Coûts totaux du contrat</i>	7
2.2.5 <i>Évaluation des montants versés à TCE</i>	8
3. RÉSULTATS.....	11
3.1 IMPACT DE LA FLUCTUATION DES PRIX DU GAZ NATUREL À LONG TERME	11
3.2 ANALYSE DE SENSIBILITÉ ET PARTAGE DES RISQUES.....	13
4. CONCLUSION.....	15
5. BIBLIOGRAPHIE.....	16
ANNEXE I : DÉMONSTRATION SUR LE COÛT UNITAIRE ACTUALISÉ.....	18
ANNEXE II : RÉSULTATS DES SIMULATIONS.....	19

LEXIQUE ET ABBRÉVIATIONS UTILISÉES

BAPE	Bureau d'audiences publiques sur l'environnement.
Btu	British Thermal Unit. Mesure d'énergie anglo-saxonne équivalant à environ 1 055 joules.
GJ	Gigajoule, soit un milliard de joules. Mesure d'énergie.
MJ	Mégajoule, soit un million de joules. Mesure d'énergie.
MJ/m³	Mégajoule par mètre cube. Mesure du pouvoir calorifique, soit la quantité de chaleur (mégajoules) dégagée par la combustion complète d'un volume donné (mètre cube) de gaz.
MMBtu	Millions de Btu. Mesure d'énergie.
MW	Mégawatt, soit un million de watts. Mesure de puissance.
MWh	Mégawattheure, soit une puissance d'un mégawatt durant une heure. Mesure d'énergie.
PCI	Pouvoir calorifique inférieur. Pouvoir calorifique qui exclut l'énergie dans la vapeur d'eau issue de la combustion.
PCS	Pouvoir calorifique supérieur. Pouvoir calorifique qui inclut l'énergie dans la vapeur d'eau issue de la combustion. Certaines techniques permettent effectivement de récupérer cette chaleur en condensant la vapeur d'eau de combustion. Pour le gaz naturel, le PCS est environ 10% plus élevé que le PCI.
TCC	TransCanada Corporation.
TCE	TransCanada Energy Limited. Filiale de TransCanada Corporation.

SOMMAIRE

Le 21 février 2002, Hydro-Québec lançait un appel d'offres pour combler des besoins énergétiques de long terme à compter de 2007, avec option de livraison dès 2006. TransCanada Energy Limited (TCE) a soumissionné pour un projet de centrale de cogénération au gaz naturel de 507 MW à Bécancour. Le contrat entre Hydro-Québec et TCE a été signé le 10 juin 2003.

Selon le contrat signé avec TCE, Hydro-Québec assume le coût des achats de gaz naturel et en supporte donc le risque associé à la fluctuation des prix à long terme. Au moment de l'annonce des résultats de l'appel d'offres, HQ évaluait le coût de production pour l'offre TCE / Bécancour à 6,014 ¢/kWh selon les prévisions du prix à long terme du gaz naturel dont il disposait à l'époque. Depuis, les prix du gaz naturel et les prévisions de prix à long terme n'ont cessé d'augmenter.

Selon notre simulation, Hydro-Québec devra assumer un surcoût de 800 millions de dollars (dollars constants de 2006) en raison de l'augmentation du prix du gaz naturel à long terme. Ce montant représente la valeur actuelle, pour Hydro-Québec, de l'augmentation des prix du gaz naturel à long terme au moment de la mise en service de la centrale de Bécancour.

Par ailleurs, Hydro-Québec demeure pleinement vulnérable aux fluctuations des prix du gaz naturel et pourra encourir des pertes plus importantes si les prix de long terme s'avèrent plus élevés que les prévisions, comme cela s'est produit au cours des dernières années. À titre illustratif, si on suppose que le prix du gaz naturel prévu pour l'année 2006 est maintenu et indexé sur la durée du contrat, le surcoût pour Hydro-Québec augmenterait alors à 2 milliards de dollars.

Notre analyse de sensibilité effectuée sur un ensemble de variables démontre par ailleurs que le prix du gaz naturel est de loin le facteur de risque le plus important pour une centrale au gaz naturel. D'une part, une fluctuation du prix du gaz naturel aura un impact plus grand sur le coût unitaire de l'énergie produite par la centrale qu'une fluctuation proportionnellement équivalente des autres coûts importants. D'autre part, une telle fluctuation est beaucoup plus probable pour les prix du gaz naturel, qui connaissent depuis plusieurs années une très grande volatilité, que pour les autres coûts qui peuvent être évalués avec une grande précision compte tenu de la maturité de la technologie utilisée et de son déploiement à grande échelle.

Or, contrairement à d'autres facteurs de risque tels les coûts de construction, les coûts d'opération et de maintenance ou les coûts en capitaux, qui sont assumés par le promoteur, le risque lié aux prix du gaz naturel est assumé par Hydro-Québec.

La présente étude démontre l'importance du risque associé à la fluctuation des prix du gaz naturel dans l'évaluation du coût unitaire de l'électricité produite par une centrale au gaz naturel. Comme ce risque est majeur et hors du contrôle des promoteurs de centrales thermiques, ces derniers transfèrent généralement le risque aux acheteurs d'électricité. Le contrat entre Hydro-Québec et TransCanada Energy Limited pour la centrale de cogénération à Bécancour laisse entrevoir une dynamique courante dans les partenariats public-privé, soit un transfert de risques important vers le secteur public lorsque de tels risques existent.

Il devient dès lors trompeur de comparer le coût de l'électricité produite par une centrale au gaz à l'électricité d'autres sources, telles que l'éolien ou l'efficacité énergétique, puisque ces sources alternatives offrent des coûts beaucoup plus stables, voire fixes.

Le coût lié à l'incertitude du prix du gaz naturel devrait être quantifié et intégré dans l'évaluation des coûts de la filière thermique, surtout lorsque les coûts de cette filière sont comparés aux coûts de filières alternatives. Par exemple, lors des appels d'offres futurs d'Hydro-Québec, le prix des soumissions pour des projets de gaz naturel devrait être ajusté pour tenir compte du risque dans la mesure où ce risque n'est pas assumé en totalité par le promoteur. Au moment de l'établissement des budgets en efficacité énergétique par Hydro-Québec et de leur étude subséquente à la Régie de l'énergie, le coût évité utilisé pour juger de la rentabilité des programmes, s'il est basé sur le coût de l'électricité produite par une centrale au gaz naturel, devrait aussi intégrer le risque associé à la volatilité du prix du combustible.

En intégrant le coût lié à cette incertitude du prix réel de l'électricité produite, et en quantifiant également les principales externalités dont les émissions de gaz à effet de serre, les filières conventionnelles cesseraient de profiter d'un avantage indu et artificiel au détriment des filières d'énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique.

"The most exciting benefits of wind power generation is its fuel... the wind. It's clean, it doesn't have to be imported, and there are no volatile price impacts."

General Electric - fabricant des turbines pour la centrale de TCE à Bécancour

1. INTRODUCTION

1.1 Contexte

Le 21 février 2002, Hydro-Québec (dans ses activités de distribution) lançait un appel d'offres (l'appel d'offres A/O 2002-01) pour combler des besoins énergétiques de long terme à compter de 2007, avec option de livraison dès 2006. Le 4 octobre 2002, Hydro-Québec annonçait avoir retenu les soumissions d'Hydro-Québec (dans ses activités de production) pour 600 MW et du Groupe Axor Inc. et Calpine Power Canada Corporation (Axor/Calpine) pour 600 autres MW¹.

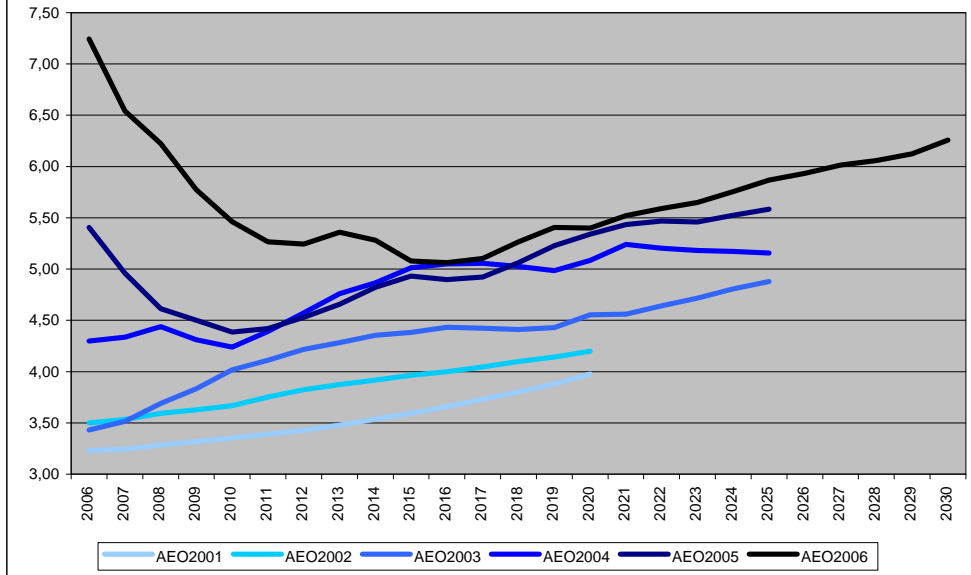
Suite à l'absence d'entente avec Axor/Calpine, Hydro-Québec entreprenait des négociations en décembre 2002 avec le soumissionnaire de relève, TransCanada Energy Limited (TCE), lequel a offert un projet de centrale de cogénération au gaz naturel à Bécancour pour 507 MW de puissance minimale constante (550 MW installés). Le contrat entre Hydro-Québec et TCE a été signé le 10 juin 2003.

Selon le contrat signé avec TCE, Hydro-Québec assume le coût des achats de gaz naturel et en supporte donc le risque associé à la fluctuation des prix à long terme.

Au moment de l'annonce des résultats de l'appel d'offres, HQ évaluait le coût de production pour l'offre TCE / Bécancour à 6,014 ¢/kWh selon les prévisions du prix à long terme du gaz naturel dont il disposait à l'époque. Depuis, les prix du gaz naturel et les prévisions de prix à long terme n'ont cessé d'augmenter comme le montre le graphique 1, qui reprend les données des éditions successives de l'Annual Energy Outlook (U.S. Department of Energy). L'ordonnée à l'origine a été ramenée à trois pour faciliter la lecture du graphique.

¹ Hydro-Québec. *Demande d'approbation des contrats d'approvisionnement en électricité découlant de l'appel d'offres A/O 2002-01* (Requête déposée dans le dossier R-3515-2003 à la Régie de l'énergie).

Graphique 1. Prévisions de prix du gaz naturel selon l'Annual Energy Outlook (2006-2030, dollars US de 2004 par MMBtu)



Les fluctuations importantes du prix du gaz naturel soulèvent plusieurs questionnements quant aux risques supportés par Hydro-Québec et à la comparaison du prix de l'électricité fluctuant de la centrale de Bécancour par rapport à d'autres options, comme l'éolien ou l'efficacité énergétique, où le coût est fixe² ou beaucoup plus stable.

1.2 Objet de l'étude

L'étude a pour objet de quantifier le coût économique additionnel résultant de la hausse des prévisions du prix du gaz naturel à long terme et assumé par Hydro-Québec pour approvisionner la centrale de TCE à Bécancour. Plus spécifiquement, l'étude estime, pour deux scénarios d'augmentation du prix du gaz naturel, la valeur actuelle nette résultant du surcoût du gaz naturel pour la durée du contrat entre TCE et Hydro-Québec.

² Dans les cas où le promoteur assume tous les risques par contrat en offrant un prix ferme à l'acheteur pour la durée du contrat.

L'étude effectuée également une analyse de sensibilité sur un ensemble de variables afin de quantifier lesquelles sont les plus déterminantes pour l'évaluation du coût unitaire de l'électricité produite, notamment pour comparer les risques assumés par le promoteur et par Hydro-Québec.

1.3 Limites de l'étude

L'étude a été réalisée à partir d'informations rendues publiques sur le projet de TCE à Bécancour, notamment dans les documents déposés au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) et à la Régie de l'énergie (voir section 2.2). Toutefois, plusieurs informations confidentielles n'ont pu être obtenues, notamment les coûts d'exploitation du promoteur ou les clauses du contrat entre TCE et Hydro-Québec concernant le prix de vente de l'électricité, et ont dû être estimées au meilleur de nos connaissances.

À notre avis, cette étude permet d'évaluer de manière raisonnable l'impact d'une variation des principaux coûts du projet sur le coût unitaire de l'électricité produite et sur la valeur actualisée du projet. Elle ne peut toutefois servir à connaître précisément des éléments de coûts pris isolément.

2. METHODOLOGIE

2.1 Modèle d'évaluation et validation du modèle

Pour simuler les coûts pour Hydro-Québec du contrat avec TCE et des achats de gaz naturel qui y sont liés, nous avons créé un modèle d'évaluation des coûts qui tient compte de l'ensemble des données disponibles sur la centrale de TCE à Bécancour pour calculer le coût unitaire, en dollars par kilowattheure, de l'énergie produite et vendue à Hydro-Québec.

Cette méthode offre plusieurs avantages. D'une part, la simulation initiale permet de valider les données et les hypothèses retenues. Ensuite, le modèle permet de recalculer automatiquement le coût unitaire de l'électricité produite pour différentes hypothèses de prix futurs du gaz naturel. Finalement, le modèle permet également d'effectuer des analyses de sensibilité sur d'autres variables, comme les coûts de construction ou les taux d'actualisation, afin d'identifier les variables qui sont déterminantes dans l'évaluation du coût unitaire.

La simulation initiale effectuée avec les données de base du projet estime les coûts à 6,004 cents le kilowattheures, soit une différence de 0,2% avec les coûts évalués par Hydro-Québec au moment de l'appel d'offres (6,014 cents le kilowattheure). Les coûts de la centrale de Bécancour, tout comme les autres soumissions de promoteurs privés, ont cependant été réduits de 3% par Hydro-Québec lors de l'évaluation des soumissions pour tenir compte de l'impact de la taxe sur les revenus bruts (en-lieu de taxes foncières) qu'Hydro-Québec paie au gouvernement du Québec³. En effet, l'achat d'électricité auprès de tiers donne lieu à une réduction des montants versés par Hydro-Québec à titre de taxe sur les revenus bruts.

Après avoir réduit le coût unitaire pour tenir compte de la taxe sur les revenus bruts, nous avons ajouté les coûts d'intégration au réseau de transport et les pertes d'énergie de manière à obtenir le même coût que celui évalué par Hydro-Québec, soit 6,014 cents le kWh. Comme les coûts d'intégration au réseau et les pertes n'ont pas été divulgués à notre connaissance pour les soumissions provenant du secteur privé, il n'y avait pas d'autre manière d'évaluer ces coûts pour la centrale de Bécancour que de procéder par différence. Le montant obtenu pour Bécancour est de 1,96 \$/MWh, comparativement à 5,75 \$/MWh pour la centrale

³ L'en-lieu de taxes foncières prélevé sur les revenus bruts a depuis été remplacé par une taxe sur les services publics. Nous conservons toutefois la réduction de 3% du coût unitaire puisque c'est sur cette base que les soumissions ont été évaluées dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2002-01.

Robert-Bourassa et 9,57 \$/MWh pour la centrale LG1. Il est normal que les coûts soient significativement moins élevés pour Bécancour compte tenu de la proximité de cette centrale avec les centres de consommation d'électricité.

2.2 Source des données

Les données utilisées proviennent principalement de documents déposés au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) et à la Régie de l'énergie pour le projet de centrale de TCE à Bécancour. Certaines données financières et techniques ont également été tirées d'une étude de caractérisation du Northwest Power Planning Council (2002) qui porte sur une centrale au gaz naturel à cycle combiné typique utilisant la même technologie et la même configuration que la centrale de TCE à Bécancour.

Le tableau 2.2 en fin de section présente un sommaire des données et hypothèses utilisées.

2.2.1 Prévisions du prix du gaz naturel

Pour la simulation du coût unitaire de la centrale de TCE à Bécancour, nous avons utilisé les prévisions de prix du gaz naturel divulguées par Hydro-Québec (2003a) et utilisées pour l'évaluation des soumissions de l'appel d'offres. Comme la mise à jour de ces données n'a pas été rendue publique par la suite, nous avons utilisé, pour évaluer l'augmentation des prix du gaz à long terme, les prévisions publiées annuellement par le Department of Energy des États-Unis⁴. Ces prévisions ont l'avantage d'être mises à jour chaque année et, contrairement aux prévisions de firmes privées, elles sont accessibles et publiques. De plus, elles couvrent un très long terme, ce qui convient très bien à une évaluation des coûts pour la centrale de Bécancour dont le contrat initial avec Hydro-Québec a un terme de vingt ans. Les prix utilisés pour notre recherche sont les projections de long terme du prix du gaz livré pour les clients de production d'électricité (« *Prices for Delivered Natural Gas for Electric Generators* ») et le prix au puits (« *Natural Gas Wellhead Price* »).

Les soumissions de l'appel d'offres A/O 2002-01 ont été déposées à Hydro-Québec le 13 juin 2002 puis évaluées du 17 juin au 4 octobre 2002. Il aurait donc été possible de justifier l'utilisation des données de 2002 ou celles de 2003 pour les prix du gaz naturel. Toutefois, il est

fort probable que les données utilisées par Hydro-Québec intégraient partiellement la hausse du prix du gaz de 2002 à 2003, à plus forte raison considérant que ces données ont été mises à jour par Hydro-Québec suite au dépôt des soumissions. Nous avons donc retenu les données de 2003 pour les fins de nos analyses afin de ne pas surestimer l'impact de la hausse des prix du gaz sur le prix unitaire. Ces prix ont été comparés aux prévisions publiées en 2006, soit les dernières données disponibles au moment de la rédaction du présent rapport. L'augmentation en pourcentage du prix du gaz naturel a ensuite été appliquée aux prévisions d'Hydro-Québec pour chacune des années du contrat entre TCE et Hydro-Québec.

2.2.2 Livraisons d'électricité

Le contrat conclu entre TCE et Hydro-Québec prévoit la livraison d'une quantité d'énergie contractuelle (article 7.3 du contrat) et d'une quantité d'énergie au-delà de l'énergie contractuelle (article 7.4). L'énergie « excédentaire » prévue à l'article 7.4 du contrat est vendue au même prix que l'énergie contractuelle. Le contrat prévoit des livraisons d'énergie moindres pour les années 6, 12 et 18 du contrat, pour permettre l'arrêt et la remise à niveau des turbines. Les livraisons prévues au contrat sont détaillées au tableau 2.1. Ces quantités d'énergie présentées à l'annexe II et utilisées pour la simulation sont ajustées pour tenir compte des années bissextiles⁵ tel que le prévoit le contrat.

⁴ « Annual Energy Outlook », Department of Energy - Office of Integrated Analysis and Forecasting.

⁵ Il est à noter que nous utilisons tout au long de cette étude les années contractuelles telles que définies par le contrat entre TCE et Hydro-Québec, soit l'année débutant le 1^{er} septembre et se terminant le 31 août. Ainsi, les journées additionnelles des années bissextiles apparaissent dans l'année contractuelle de l'année précédente. Par exemple, le 29 février de l'année 2008 apparaîtra à l'année contractuelle 2007.

Tableau 2.1
Livraisons d'énergie prévues au contrat pour la centrale de Bécancour –
année non bissextile (en mégawattheures - MWh)

	Années 6, 12 et 18	Autres années
Énergie contractuelle	3 553 056	4 063 808
Énergie « excédentaire »	444 132	377 512
TOTAL	3 997 188	4 441 320

Notre simulation est basée sur l'énergie contractuelle et excédentaire puisque la production moyenne de ces deux éléments (4,4 TWh) est très proche de la production prévue pour la centrale selon les documents déposés au BAPE (4,5 TWh).

2.2.3 Taux d'actualisation

Pour nos calculs d'actualisation, nous avons utilisé le coût en capital prospectif d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution tel que présenté par Hydro-Québec dans la dernière cause tarifaire devant la Régie de l'énergie (dossier R-3579-2005, pièce HQD-11 doc. 3, p. 3).

Pour l'actualisation de montants en dollars constants et de quantités non monétaires, nous avons utilisé ce taux net d'une inflation à long terme projetée de 2,5 %, soit le taux d'inflation qu'utilise Hydro-Québec pour l'évaluation de ses projets d'investissement.

2.2.4 Coûts totaux du contrat

La seule donnée rendue publique concernant les coûts du projet de Bécancour pour Hydro-Québec est le prix unitaire actualisé calculé par Hydro-Québec au cours de l'appel d'offres pour évaluer les soumissions, soit 60,14 \$ le MWh.

Hydro-Québec définit le concept de coût unitaire actualisé de la façon suivante :

« La comparaison des offres reçues a été effectuée sur la base du coût unitaire actualisé (real levelized cost). Ce concept est équivalent à celui de l'annuité croissante, soit le coût (en dollars de

2007 dans le présent cas) qui, indexé à l'inflation prévue, conduit à la même valeur actualisée que l'ensemble des coûts attribuables à une soumission en appliquant les indices propres à cette dernière. » (Source : Régie de l'énergie, dossier R-3515, pièce HQD-2, doc. 3, p. 4)

On peut faire la démonstration mathématique (voir annexe I) que ce coût unitaire est égal aux coûts actualisés du projet divisé par la production d'énergie actualisée. Or, en multipliant le coût unitaire actualisé, qui est connu, par la production actualisée, qui peut être estimée à l'aide des clauses publiques du contrat entre TCE et Hydro-Québec, nous pouvons obtenir les coûts totaux actualisés pour le projet, qui sont de l'ordre de 3,3 milliards de dollars.

2.2.5 Évaluation des montants versés à TCE

Outre les achats de gaz naturel, Hydro-Québec doit verser des montants à TCE pour l'achat d'électricité tel que stipulé par le contrat signé entre les deux entreprises. Comme ces clauses sont confidentielles, les montants versés à TCE ont été évalués comme suit :

- Les coûts totaux de réalisation du projet (500 millions de dollars) ont été répartis de 2003 à 2006 selon la répartition usuelle pour ce type de centrale.
- Des intérêts ont été capitalisés au coût moyen du capital estimé pour TCE.
- La résultante, soit 539,1 millions de dollars, représente les coûts de conception, de construction et de financement capitalisés au moment de la mise en service.
- Les frais d'opération et de maintenance pour la première année ont été évalués, sur la base d'une centrale typique, à 22,2 millions de dollars, puis indexés par la suite au taux d'inflation de long terme.
- L'ensemble de ces coûts ont été actualisés en utilisant le coût en capital moyen pondéré du promoteur estimé pour ce type de centrale.
- Nous avons finalement établi des paiements d'Hydro-Québec à TCE pour chacune des années du contrat en proportion de l'énergie produite de chacune de ces années et en tenant compte de l'inflation de telle sorte que la valeur actualisée de ces montants soit égale à la valeur actualisée des coûts de construction et d'opération.

Tableau 2.2
Sommaire des données du projet et des hypothèses utilisées

1. Données techniques du projet		
Mise en service	1er septembre 2006	
Puissance installée en MW	550	
Puissance minimale constante en MW	507	
Facteur d'utilisation	94%	
Production moyenne annuelle en TWh	4,53	Calculé. Correspond au chiffre donné au BAPE, document principal.
Rendement thermique PCS - électricité	46,4%	51% PCI converti PCS
Rendement thermique PCS - électricité et chaleur	55,5%	61% PCI converti PCS
Rendement thermique PCI	60% à 62%	BAPE - document principal
<i>(moyenne)</i>	61,0%	BAPE - document principal
<i>(électricité seulement)</i>	51,0%	BAPE - document principal
2. Données économiques générales		
Taux d'inflation à long terme	2,5%	Taux utilisé par Hydro-Québec pour ses projets
Taux d'actualisation nominal - HQ	7,9%	Dossier R-3579-2005
Taux d'actualisation réel - HQ	5,27%	Calculé.
Tarif de transport du gaz naturel	0,48	Coût pour le Suroît ramené en \$ de 2006 (par MMBtu).
Tarif de distribution du gaz naturel	0,16	Coût pour le Suroît ramené en \$ de 2006 (par MMBtu).

Tableau 2.2 (suite)
Sommaire des données du projet et des hypothèses utilisées

3. Données économiques du projet		
Prix estimé de la soumission au moment de l'appel d'offres (\$/KWh)	0,06014	Hydro-Québec
Coûts de construction (\$)	500 000 000	BAPE - allocation du promoteur calculé à partir de <i>Northwest Power Planning Council - 2002</i> et des données techniques du projet de TCE
Coûts d'opération et de maintenance pour la première année (\$)	22 240 000	
Sorties de fonds annuelles durant le développement et la construction:		<i>Northwest Power Planning Council - 2002</i>
An 1 : Développement	1,0%	
An 2 : Développement	1,0%	
An 3 : Construction	59,0%	
An 4 : Construction	39,0%	
Coût en capital à la mise en service	539 100 587	Calculé en utilisant les coûts de construction, les sorties de fonds annuelles et le taux d'actualisation du promoteur.
Taux d'imposition des bénéfices	38,7%	Taux pour TCC en 2003 (« <i>income tax</i> » et « <i>large corporations tax</i> »). Source : Rapport annuel 2005 de TCC.

4. Taux de conversion		
1 MMBtu =	1,0546 GJ	
1 MWh =	3,6 GJ	
Pouvoir calorifique supérieur du gaz naturel (MJ/m3)	37,89	Pouvoir calorifique moyen sur le réseau de Gaz Métro - Régie de l'énergie, dossier R-3559-2005, pièce SCGM-2, doc. 2, p. 7.
PCS/PCI pour le gaz naturel	1,1111	Taux de conversion utilisé par Gaz Métro

3. RÉSULTATS

3.1 Impact de la fluctuation des prix du gaz naturel à long terme

Pour évaluer l'impact de la hausse des prix du gaz à long terme sur les coûts de l'électricité produite par la centrale de TCE à Bécancour, nous avons considéré deux scénarios. Dans le premier scénario, l'ensemble des composantes du prix du gaz (fourniture, transport, distribution) ont été augmentées pour chacune des années d'opération de la centrale de TCE à Bécancour. L'augmentation utilisée (en pourcentage) est la même que celle observée sur les prévisions de long terme du prix du gaz livré pour la génération d'électricité entre les éditions 2003 et 2006 de l'Annual Energy Outlook du U.S. Department of Energy.

Dans le deuxième scénario, seul le prix de la fourniture a été augmenté pour chacune des années d'opération de la centrale de TCE à Bécancour. L'augmentation utilisée (en pourcentage) est la même que celle observée sur les prévisions de long terme du prix du gaz au puits entre les éditions 2003 et 2006 de l'Annual Energy Outlook. Notons que l'écart entre les deux scénarios est relativement faible compte tenu de l'importance de la composante « fourniture » sur le prix total du gaz livré.

Tableau 3.1
Résultats des simulations

	Scénario de base	Scénario alternatif no 1 - augmt. de l'ensemble des composantes	Scénario alternatif no 2 - augmt. du prix de la fourniture
Coûts totaux actualisés en millions de \$ de 2006	3 327,3	4 176,0	4 110,7
Surcoût par rapport au scénario de base	- - -	848,7	783,4
Coût unitaire (cents par kWh)	6,0	7,5	7,4

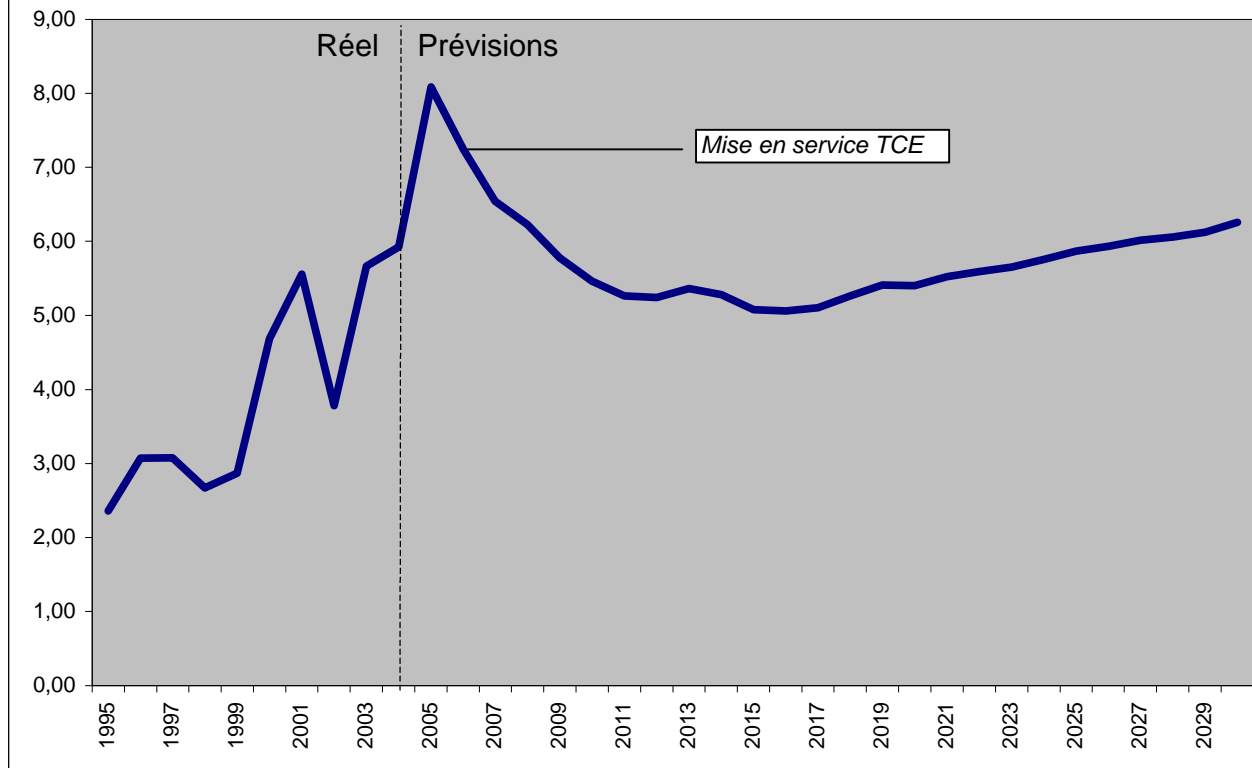
Selon notre simulation, Hydro-Québec devra assumer un surcoût d'environ 800 millions de dollars (constants de 2006) en raison de l'augmentation du prix du gaz naturel à long terme (voir tableau 3.1). Le surcoût évalué varie de 783,4 à 848,7 millions de dollars selon le scénario retenu. Ce montant représente la valeur actuelle, pour Hydro-Québec, de l'augmentation des prix du gaz naturel à long terme au moment de la mise en service de la centrale de Bécancour.

Par ailleurs, Hydro-Québec demeure pleinement vulnérable aux fluctuations des prix du gaz naturel et pourra encourir des pertes plus importantes si les prix de long terme s'avèrent plus élevés que les prévisions, comme cela s'est produit au cours des dernières années.

Ce risque n'est pas que théorique. Les prévisions de prix pour le gaz naturel publiées suite aux fortes augmentations de prix adoptent généralement un point de vue optimiste à l'effet que cette hausse de prix sont en grande partie attribuables à des événements exceptionnels et que les prix devraient de rétablir à un niveau inférieur à long terme. Les dernières prévisions publiées par le Department of Energy (2006) ne vont pas à l'encontre de cette vision optimiste (graphique 2). Ainsi, pour qu'Hydro-Québec n'encourt qu'un surcoût de 800 millions de dollars pour les achats de gaz naturel liés à la centrale de TCE à Bécancour, les prix futurs du gaz naturel devront diminuer (en termes réels) tel que le prévoit le Department of Energy. Un maintien des prix à leur niveau actuel pour les années futures, voire une diminution des prix moins importante que prévue, occasionnera des pertes plus importantes que les 800 millions de dollars estimés au moment de la rédaction du présent rapport.

À titre illustratif, si on suppose que le prix du gaz naturel prévu pour l'année 2006 est maintenu et indexé sur la durée du contrat, le coût unitaire de l'électricité produite passe à 10,1 cents le kWh si on augmente l'ensemble des composantes, et à 9,6 cents le kWh si on augmente le prix de la fourniture seulement. Le surcoût pour Hydro-Québec augmenterait alors à 2,3 milliards de dollars dans le premier cas, et à 2,0 milliards dans le deuxième cas, comparativement à environ 800 millions de dollars si les prix futurs diminuent selon les prévisions actuelles.

Graphique 2. Prix moyen du gaz livré pour la génération d'électricité sur le marché américain (1995-2030, en dollars US de 2004 par MMBtu)



3.2 Analyse de sensibilité et partage des risques

Le tableau 3.2 présente la variation en pourcentage du coût unitaire par rapport au scénario de référence lorsqu'une variable est augmentée ou diminuée de 25%. Par exemple, une augmentation de 25% des prix du gaz naturel sur l'ensemble de la durée du contrat fera augmenter de 15,6 % le coût unitaire (en cents par kWh) de l'énergie produite. En comparaison, une variation des coûts de construction du même ordre ne fera augmenter le coût unitaire que de 6,8 %.

Précisons que cette simulation a été effectuée sur le coût théorique de l'électricité produite sans tenir compte des conditions contractuelles. Par exemple, une augmentation des coûts de construction ne fera pas augmenter le coût de l'électricité pour Hydro-Québec si c'est TCE qui assume ce risque selon les dispositions contractuelles.

Tableau 3.2
Analyse de sensibilité

	Variation du coût unitaire en pourcentage	
	+25%	-25%
Gaz naturel (fourniture et transport)	15,2%	-15,2%
Coûts de construction	6,6%	-6,6%
Coût prospectif du capital - TCE	6,3%	-5,6%
Taux d'inflation	-4,2%	4,4%
Coûts d'opération et de maintenance	2,0%	-2,0%
Coûts d'intégration au réseau et pertes	0,8%	-0,8%
Taux d'actualisation nominal - HQ	0,1%	-0,1%

Notre analyse de sensibilité effectuée sur un ensemble de variables démontre que le prix du gaz naturel est de loin le facteur de risque le plus important pour une centrale au gaz naturel. D'une part, une fluctuation du prix du gaz naturel aura un impact plus grand sur le coût unitaire de l'énergie produite par la centrale qu'une fluctuation proportionnellement équivalente des autres coûts importants. D'autre part, une telle fluctuation est beaucoup plus probable pour les prix du gaz naturel, qui connaissent depuis plusieurs années une très grande volatilité, que pour les autres coûts qui peuvent être évalués avec une grande précision compte tenu de la maturité de la technologie utilisée et de son déploiement à grande échelle.

Or, contrairement à d'autres facteurs de risque tels les coûts de construction, les coûts d'opération et de maintenance ou les coûts en capitaux, qui sont assumés par le promoteur, le risque lié aux prix du gaz naturel est assumé par Hydro-Québec.

4. CONCLUSION

La présente étude démontre l'importance du risque associé à la fluctuation des prix du gaz naturel dans l'évaluation du coût unitaire de l'électricité produite par une centrale au gaz naturel. Comme ce risque est majeur et hors du contrôle des promoteurs de centrales thermiques, ces derniers tentent de transférer le risque aux acheteurs d'électricité. Le contrat entre Hydro-Québec et TransCanada Energy Limited pour la centrale de cogénération à Bécancour laisse entrevoir une dynamique courante dans les partenariats public-privé, soit un transfert de risques important vers le secteur public lorsque de tels risques existent.

Il devient dès lors trompeur de comparer le coût de l'électricité produite par une centrale au gaz à l'électricité d'autres sources, telles que l'éolien ou l'efficacité énergétique, puisque ces sources alternatives offrent des coûts beaucoup plus stables, voire fixes⁶.

Le coût lié à l'incertitude du prix du gaz naturel devrait être quantifié et intégré dans l'évaluation des coûts de la filière thermique, surtout lorsque les coûts de cette filière sont comparés aux coûts de filières alternatives. Par exemple, lors des appels d'offres futurs d'Hydro-Québec, le prix des soumissions pour des projets de gaz naturel devrait être ajusté pour tenir compte du risque dans la mesure où ce risque n'est pas assumé en totalité par le promoteur. Au moment de l'établissement des budgets en efficacité énergétique par Hydro-Québec et de leur étude subséquente à la Régie de l'énergie, le coût évité utilisé pour juger de la rentabilité des programmes, s'il est basé sur le coût de l'électricité produite par une centrale au gaz naturel, devrait aussi intégrer le risque associé à la volatilité du prix du combustible.

En intégrant le coût lié à cette incertitude du prix réel de l'électricité produite, et en quantifiant également les principales externalités dont les émissions de gaz à effet de serre, les filières conventionnelles cesseraient de profiter d'un avantage indu et artificiel au détriment des filières d'énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique.

⁶ Dans les cas où le promoteur assume tous les risques par contrat en offrant un prix ferme à l'acheteur pour la durée du contrat.

5. BIBLIOGRAPHIE

- Bolinger, Mark, Ryan Wisser et William Golove. 2003. « **Centrales au gaz et énergies renouvelables : comparer des pommes avec des pommes - Le recours aux prix à terme du gaz naturel, pour une analyse de la juste valeur des énergies renouvelables** ». Cahiers de l'énergie, vol. 1, no 3. Centre Hélios. 10 p.
- Dunsky, Philippe U. 2004. « **La centrale du Suroît, l'efficacité énergétique et l'énergie éolienne : analyse comparative des options** ». Dunsky Expertise en énergie - déposé à la Régie de l'énergie (dossier R-3526-2004). 28 p.
- General Electric. 2005. « **Gas Turbine and Combined Cycle Products** ». General Electric - GE Energy. 20 p.
- Hydro-Québec. (2003a). « **Annexe technique #1 - Prévisions économiques et de prix de gaz** ». Document déposé à la Régie de l'énergie (dossier R-3515-2003, pièce HQD-2, doc. 3, annexe 1). 1 p.
- Hydro-Québec. (2003b). « **Annexe technique #2 – Résultats de l'Étape II de l'analyse des soumissions** ». Document déposé à la Régie de l'énergie (dossier R-3515-2003, pièce HQD-2, doc. 3, annexe 2). 1 p.
- Hydro-Québec. (2003c). « **Démonstration que la combinaison des contrats comporte le prix le plus bas pour la quantité d'électricité et les conditions demandées, en tenant compte du coût de transport applicable** ». Document déposé à la Régie de l'énergie (dossier R-3515-2003, pièce HQD-2, doc. 3). 17 p.
- Northwest Power Planning Council. 2002. « **Natural Gas Combined-cycle Gas Turbine Power Plants** ». 16 p.
- Régie de l'énergie. 2003a. « **Décision sur la confidentialité - Demande du Distributeur concernant l'approbation des contrats d'approvisionnement en électricité découlant de l'appel d'offres A/O 2002-01** ». R-3515-2003, D-2003-146. 17 p.

Régie de l'énergie. 2003b. « **Décision - Demande du Distributeur concernant l'approbation des contrats d'approvisionnement en électricité découlant de l'appel d'offres A/O 2002-01** ». R-3515-2003, D-2003-159. 29 p.

Samson Bélair Deloitte & Touche. 2003. « **Hydro-Québec – Appui externe relatif à l'appel d'offres A/O 2002-01 pour les achats d'électricité (Rapport du représentant officiel)** ». 24 p.

SNC-LAVALIN Environnement. 2003. « **Étude d'impact sur l'environnement - Centrale de cogénération Bécancour, Québec** ». Rapport principal déposé au BAPE. en liasse.

TransCanada Corporation. (c.2006). « **Annual Report 2005** ». 122 p.

U.S. Department of Energy. 2006. « **Annual Energy Outlook 2006 With Projections to 2030** ». Energy Information Administration - Office of Integrated Analysis and Forecasting. 221 p.

U.S. Department of Energy. « **Annual Energy Outlook** ». Chiffriers Excell et Lotus des éditions 1998 à 2006.

-----, 2003. « **Notes d'allocation de Madame Stéphanie Wilson, ingénieure de projet - Projet d'usine de cogénération de Bécancour** ». Document déposé au BAPE. 21 p.

-----, 2003. « **Contrat d'approvisionnement en électricité entre TransCanaca Energy Ltd. et Hydro-Québec Distribution - Centrale de production d'électricité de Bécancour** ». Document déposé à la Régie de l'énergie - version censurée. 97 p.

ANNEXE I

Démonstration sur le coût unitaire actualisé

Soit

n = nombre d'années du projet

$x_1 \dots x_n$ = coûts annuels totaux en dollars constants

p = prix de l'électricité pour l'année 1 (coût unitaire actualisé)

T = taux d'actualisation net de l'inflation

$P_1 \dots P_n$ = production annuelle d'électricité

Revenus actualisés :

$$a = \frac{pP_1}{(1+T)^0} + \frac{pP_2}{(1+T)^1} \dots + \frac{pP_n}{(1+T)^{n-1}}$$

Coûts actualisés :

$$b = \frac{x_1}{(1+T)^0} + \frac{x_2}{(1+T)^1} \dots + \frac{x_n}{(1+T)^{n-1}}$$

Si la valeur actuelle nette du projet au prix p est nulle, on peut donc poser que

$$a = b ,$$

$$\frac{b}{a} = 1 ,$$

$$\frac{b}{p(a/p)} = 1 ,$$

$$p = \frac{b}{(a/p)}$$

Le coût unitaire actualisé (p) est donc égal aux coûts actualisés du projet (b) divisé par la production d'énergie actualisée (a/p).

ANNEXE II
RÉSULTATS DES SIMULATIONS

Scénario	R	R - Scénario de référence
RÉSULTATS GÉNÉRAUX		
Coûts totaux actualisés (millions \$ CAN constants de 2006)	3 327,3	
Coût unitaire excluant intégration et pertes (en cents par kWh)	6,004	
Coût unitaire incluant intégration et pertes (en cents par kWh)	6,200	
Coût unitaire incluant intégration et pertes et tenant compte de l'en-lieu de taxes foncières (en cents par kWh)	6,014	
Coûts du projet		
	<i>Actualisé</i>	
Tarif de TCE chargé à Hydro-Québec	609 188 954	
<u>Achats de gaz naturel</u>	<u>2 718 078 986</u>	
TOTAL	3 327 267 940	

PRIX DU GAZ NATUREL (FOURNITURE ET TRANSPORT)	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Scénario de référence (\$CAN / MMBtu)	5,04	5,74	5,30	5,33	5,40	5,73	6,17	6,34	6,32	6,50
Scénario retenu (\$CAN / MMBtu)	5,04	5,74	5,30	5,33	5,40	5,73	6,17	6,34	6,32	6,50
Augmentation par rapport au scénario de référence	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

DONNÉES ÉNERGÉTIQUES

Énergie contractuelle et excédentaire (MWh)	4 507 940	4 520 291	4 507 940	4 507 940	4 507 940	3 941 337	4 507 940	4 507 940	4 507 940	4 520 291
Énergie requise (MMBtu)	33 525 544	33 617 395	33 525 544	33 525 544	33 525 544	29 311 716	33 525 544	33 525 544	33 525 544	33 617 395

Coûts du projet (dollars canadiens actualisés)

Tarif de TCE chargé à Hydro-Québec	96 690 345	99 379 131	101 585 294	104 124 926	106 728 049	95 909 037	112 131 157	114 934 436	117 807 796	121 083 821
<u>Achats de gaz naturel</u>	<u>174 393 457</u>	<u>198 539 413</u>	<u>183 384 725</u>	<u>184 532 975</u>	<u>187 025 809</u>	<u>173 322 268</u>	<u>213 143 614</u>	<u>219 000 231</u>	<u>218 490 927</u>	<u>225 306 354</u>
TOTAL	271 083 802	297 918 545	284 970 019	288 657 901	293 753 858	269 231 305	325 274 770	333 934 667	336 298 724	346 390 175

PRIX DU GAZ NATUREL (FOURNITURE ET TRANSPORT)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Scénario de référence	6,69	6,80	6,80	6,77	6,90	7,36	7,51	7,67	7,91	8,04
Scénario retenu	6,69	6,80	6,80	6,77	6,90	7,36	7,51	7,67	7,91	8,04
Augmentation par rapport au scénario de référence	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

DONNÉES ÉNERGÉTIQUES

Énergie contractuelle et excédentaire (MWh)	4 507 940	3 930 568	4 507 940	4 520 291	4 507 940	4 507 940	4 507 940	3 941 337	4 507 940	4 507 940
Énergie requise (millions Btu)	33 525 544	29 231 629	33 525 544	33 617 395	33 525 544	33 525 544	33 525 544	29 311 716	33 525 544	33 525 544

Coûts du projet

Tarif de TCE chargé à Hydro-Québec	123 771 816	110 921 185	130 037 764	133 653 883	136 620 926	140 036 449	143 537 361	128 986 992	150 803 939	154 574 038
<u>Achats de gaz naturel</u>	<u>231 229 984</u>	<u>204 981 149</u>	<u>235 269 339</u>	<u>235 088 281</u>	<u>238 991 235</u>	<u>254 604 610</u>	<u>259 829 856</u>	<u>232 037 717</u>	<u>273 647 758</u>	<u>278 217 596</u>
TOTAL	355 001 800	315 902 334	365 307 103	368 742 164	375 612 161	394 641 059	403 367 217	361 024 709	424 451 698	432 791 634

Scénario	A1
RÉSULTATS GÉNÉRAUX	
Coûts totaux actualisés (millions \$ CAN constants de 2006)	4 176,0
Coût unitaire excluant intégration et pertes (en cents par kWh)	7,536
Coût unitaire incluant intégration et pertes (en cents par kWh)	7,732
Coût unitaire incluant intégration et pertes et tenant compte de l'en-lieu de taxes foncières (en cents par kWh)	7,500
Coûts du projet	
Tarif de TCE chargé à Hydro-Québec	<u>Actualisé</u> 609 188 954
Achats de gaz naturel	<u>3 566 856 638</u>
TOTAL	4 176 045 592

Scénario alternatif 1 - augmentation du prix de l'ensemble des composantes

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
PRIX DU GAZ NATUREL (FOURNITURE ET TRANSPORT)										
Scénario de référence (\$CAN / MMBtu)	5,04	5,74	5,30	5,33	5,40	5,73	6,17	6,34	6,32	6,50
Scénario retenu (\$CAN / MMBtu)	10,82	10,83	9,06	8,11	7,40	7,39	7,72	7,98	7,71	7,56
Augmentation par rapport au scénario de référence	115%	89%	71%	52%	37%	29%	25%	26%	22%	16%
DONNÉES ÉNERGÉTIQUES										
Énergie contractuelle et excédentaire (MWh)	4 507 940	4 520 291	4 507 940	4 507 940	4 507 940	3 941 337	4 507 940	4 507 940	4 507 940	4 520 291
Énergie requise (MMBtu)	33 525 544	33 617 395	33 525 544	33 525 544	33 525 544	29 311 716	33 525 544	33 525 544	33 525 544	33 617 395
Coûts du projet (dollars canadiens actualisés)										
Tarif de TCE chargé à Hydro-Québec	96 690 345	99 379 131	101 585 294	104 124 926	106 728 049	95 909 037	112 131 157	114 934 436	117 807 796	121 083 821
Achats de gaz naturel	<u>368 283 037</u>	<u>369 578 935</u>	<u>309 344 392</u>	<u>277 894 451</u>	<u>254 236 521</u>	<u>222 005 899</u>	<u>265 051 757</u>	<u>274 138 943</u>	<u>265 011 299</u>	<u>261 073 435</u>
TOTAL	464 973 382	468 958 067	410 929 685	382 019 377	360 964 571	317 914 936	377 182 913	389 073 379	382 819 095	382 157 256
PRIX DU GAZ NATUREL (FOURNITURE ET TRANSPORT)										
Scénario de référence	6,69	6,80	6,80	6,77	6,90	7,36	7,51	7,67	7,91	8,04
Scénario retenu	7,67	7,88	8,16	8,31	8,22	8,96	9,10	9,24	9,52	9,72
Augmentation par rapport au scénario de référence	15%	16%	20%	23%	19%	22%	21%	20%	20%	21%
DONNÉES ÉNERGÉTIQUES										
Énergie contractuelle et excédentaire (MWh)	4 507 940	3 930 568	4 507 940	4 520 291	4 507 940	4 507 940	4 507 940	3 941 337	4 507 940	4 507 940
Énergie requise (millions Btu)	33 525 544	29 231 629	33 525 544	33 617 395	33 525 544	33 525 544	33 525 544	29 311 716	33 525 544	33 525 544
Coûts du projet										
Tarif de TCE chargé à Hydro-Québec	123 771 816	110 921 185	130 037 764	133 653 883	136 620 926	140 036 449	143 537 361	128 986 992	150 803 939	154 574 038
Achats de gaz naturel	<u>264 003 138</u>	<u>236 651 551</u>	<u>280 879 994</u>	<u>287 011 765</u>	<u>283 392 019</u>	<u>308 265 678</u>	<u>313 103 259</u>	<u>277 971 862</u>	<u>327 654 679</u>	<u>334 692 366</u>
TOTAL	387 774 955	347 572 736	410 917 759	420 665 648	420 012 945	448 302 127	456 640 619	406 958 854	478 458 618	489 266 404

Scénario

A2

Augmentation du prix de l'ensemble des composantes - prix pour 2006 maintenu et indexé

RÉSULTATS GÉNÉRAUX

Coûts totaux actualisés (millions \$ CAN constants de 2006)

5 648,4

Coût unitaire excluant intégration et pertes (en cents par kWh)

10,193

Coût unitaire incluant intégration et pertes (en cents par kWh)

10,389

Coût unitaire incluant intégration et pertes et tenant compte de l'en-lieu de taxes foncières (en cents par kWh)

10,077

Coûts du projet

Actualisé

Tarif de TCE chargé à Hydro-Québec

609 188 954

Achats de gaz naturel

5 039 232 226

TOTAL

5 648 421 180

PRIX DU GAZ NATUREL (FOURNITURE ET TRANSPORT)

Scénario de référence (\$CAN / MMBtu)

5,04

5,74

5,30

5,33

5,40

5,73

6,17

6,34

6,32

6,50

Scénario retenu (SCAN / MMBtu)

10,82

11,09

11,37

11,66

11,95

12,25

12,55

12,87

13,19

13,52

Augmentation par rapport au scénario de référence

115%

93%

115%

119%

121%

114%

103%

103%

109%

108%

DONNÉES ÉNERGÉTIQUES

Énergie contractuelle et excédentaire (MWh)

4 507 940

4 520 291

4 507 940

4 507 940

4 507 940

3 941 337

4 507 940

4 507 940

4 507 940

4 520 291

Énergie requise (MMBtu)

33 525 544

33 617 395

33 525 544

33 525 544

33 525 544

29 311 716

33 525 544

33 525 544

33 525 544

33 617 395

Coûts du projet (dollars canadiens actualisés)

Tarif de TCE chargé à Hydro-Québec

96 690 345

99 379 131

101 585 294

104 124 926

106 728 049

95 909 037

112 131 157

114 934 436

117 807 796

121 083 821

Achats de gaz naturel

368 283 037

378 524 333

386 927 366

396 600 550

406 515 564

364 306 107

427 095 414

437 772 800

448 717 120

461 195 144

TOTAL

464 973 382

477 903 464

488 512 660

500 725 476

513 243 613

460 215 143

539 226 571

552 707 235

566 524 916

582 278 965

PRIX DU GAZ NATUREL (FOURNITURE ET TRANSPORT)

Scénario de référence

6,69

6,80

6,80

6,77

6,90

7,36

7,51

7,67

7,91

8,04

Scénario retenu

13,85

14,20

14,56

14,92

15,29

15,68

16,07

16,47

16,88

17,30

Augmentation par rapport au scénario de référence

107%

109%

114%

120%

122%

113%

114%

115%

113%

115%

DONNÉES ÉNERGÉTIQUES

Énergie contractuelle et excédentaire (MWh)

4 507 940

3 930 568

4 507 940

4 520 291

4 507 940

4 507 940

4 507 940

3 941 337

4 507 940

4 507 940

Énergie requise (millions Btu)

33 525 544

29 231 629

33 525 544

33 617 395

33 525 544

33 525 544

33 525 544

29 311 716

33 525 544

33 525 544

Coûts du projet

Tarif de TCE chargé à Hydro-Québec

123 771 816

110 921 185

130 037 764

133 653 883

136 620 926

140 036 449

143 537 361

128 986 992

150 803 939

154 574 038

Achats de gaz naturel

471 433 424

421 329 068

495 299 741

509 073 145

520 374 290

533 383 648

546 718 239

489 951 211

574 395 850

588 755 746

TOTAL

595 205 240

532 250 253

625 337 505

642 727 028

656 995 216

673 420 097

690 255 599

618 938 203

725 199 789

743 329 784

Scénario	A3
RÉSULTATS GÉNÉRAUX	
Coûts totaux actualisés (millions \$ CAN constants de 2006)	4 110,7
Coût unitaire excluant intégration et pertes (en cents par kWh)	7,418
Coût unitaire incluant intégration et pertes (en cents par kWh)	7,614
Coût unitaire incluant intégration et pertes et tenant compte de l'en-lieu de taxes foncières (en cents par kWh)	7,385
Coûts du projet	
Tarif de TCE chargé à Hydro-Québec	<i>Actualisé</i> 609 188 954
<u>Achats de gaz naturel</u>	<u>3 501 531 626</u>
TOTAL	4 110 720 580

Scénario alternatif 2 - augmentation du prix de la fourniture

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
PRIX DU GAZ NATUREL (FOURNITURE ET TRANSPORT)										
Scénario de référence (\$CAN / MMBtu)	5,04	5,74	5,30	5,33	5,40	5,73	6,17	6,34	6,32	6,50
Scénario retenu (\$CAN / MMBtu)	10,14	10,16	8,62	7,85	7,27	7,27	7,62	7,86	7,62	7,53
Augmentation par rapport au scénario de référence	101%	77%	63%	47%	35%	27%	24%	24%	21%	16%
DONNÉES ÉNERGÉTIQUES										
Énergie contractuelle et excédentaire (MWh)	4 507 940	4 520 291	4 507 940	4 507 940	4 507 940	3 941 337	4 507 940	4 507 940	4 507 940	4 520 291
Énergie requise (MMBtu)	33 525 544	33 617 395	33 525 544	33 525 544	33 525 544	29 311 716	33 525 544	33 525 544	33 525 544	33 617 395
Coûts du projet (dollars canadiens actualisés)										
Tarif de TCE chargé à Hydro-Québec	96 690 345	99 379 131	101 585 294	104 124 926	106 728 049	95 909 037	112 131 157	114 934 436	117 807 796	121 083 821
<u>Achats de gaz naturel</u>	<u>345 412 579</u>	<u>347 262 917</u>	<u>294 590 175</u>	<u>268 867 749</u>	<u>249 709 836</u>	<u>218 546 148</u>	<u>261 769 023</u>	<u>269 901 112</u>	<u>262 223 275</u>	<u>260 038 637</u>
TOTAL	442 102 924	446 642 048	396 175 469	372 992 675	356 437 885	314 455 185	373 900 179	384 835 548	380 031 071	381 122 459
PRIX DU GAZ NATUREL (FOURNITURE ET TRANSPORT)										
Scénario de référence	6,69	6,80	6,80	6,77	6,90	7,36	7,51	7,67	7,91	8,04
Scénario retenu	7,60	7,79	8,13	8,30	8,31	9,06	9,26	9,43	9,82	10,12
Augmentation par rapport au scénario de référence	14%	15%	20%	23%	20%	23%	23%	23%	24%	26%
DONNÉES ÉNERGÉTIQUES										
Énergie contractuelle et excédentaire (MWh)	4 507 940	3 930 568	4 507 940	4 520 291	4 507 940	4 507 940	4 507 940	3 941 337	4 507 940	4 507 940
Énergie requise (millions Btu)	33 525 544	29 231 629	33 525 544	33 617 395	33 525 544	33 525 544	33 525 544	29 311 716	33 525 544	33 525 544
Coûts du projet										
Tarif de TCE chargé à Hydro-Québec	123 771 816	110 921 185	130 037 764	133 653 883	136 620 926	140 036 449	143 537 361	128 986 992	150 803 939	154 574 038
<u>Achats de gaz naturel</u>	<u>261 709 527</u>	<u>233 906 098</u>	<u>279 765 489</u>	<u>286 359 449</u>	<u>286 220 947</u>	<u>311 660 659</u>	<u>318 334 076</u>	<u>283 687 921</u>	<u>337 676 933</u>	<u>348 004 488</u>
TOTAL	385 481 343	344 827 283	409 803 254	420 013 332	422 841 873	451 697 109	461 871 437	412 674 913	488 480 873	502 578 526

Scénario

A4

Augmentation du prix de la fourniture - prix pour 2006 maintenu et indexé

RÉSULTATS GÉNÉRAUX

Coûts totaux actualisés (millions \$ CAN constants de 2006)

5 370,6

Coût unitaire excluant intégration et pertes (en cents par kWh)

9,691

Coût unitaire incluant intégration et pertes (en cents par kWh)

9,887

Coût unitaire incluant intégration et pertes et tenant compte de l'en-lieu de taxes foncières (en cents par kWh)

9,591

Coûts du projet

Actualisé

Tarif de TCE chargé à Hydro-Québec

609 188 954

Achats de gaz naturel

4 761 424 962

TOTAL

5 370 613 916

PRIX DU GAZ NATUREL (FOURNITURE ET TRANSPORT)

Scénario de référence (\$CAN / MMBtu)

5,04

5,74

5,30

5,33

5,40

5,73

6,17

6,34

6,32

6,50

Scénario retenu (\$CAN / MMBtu)

10,14

10,39

10,65

10,92

11,19

11,47

11,76

12,05

12,36

12,66

Augmentation par rapport au scénario de référence

101%

81%

101%

105%

107%

100%

91%

90%

96%

95%

DONNÉES ÉNERGÉTIQUES

Énergie contractuelle et excédentaire (MWh)

4 507 940

4 520 291

4 507 940

4 507 940

4 507 940

3 941 337

4 507 940

4 507 940

4 507 940

4 520 291

Énergie requise (MMBtu)

33 525 544

33 617 395

33 525 544

33 525 544

33 525 544

29 311 716

33 525 544

33 525 544

33 525 544

33 617 395

Coûts du projet (dollars canadiens actualisés)

Tarif de TCE chargé à Hydro-Québec

96 690 345

99 379 131

101 585 294

104 124 926

106 728 049

95 909 037

112 131 157

114 934 436

117 807 796

121 083 821

Achats de gaz naturel

345 412 579

355 017 887

362 899 091

371 971 568

381 270 857

341 682 616

400 572 694

410 587 011

420 851 687

432 554 823

TOTAL

442 102 924

454 397 019

464 484 384

476 096 494

487 998 906

437 591 653

512 703 851

525 521 447

538 659 483

553 638 644

PRIX DU GAZ NATUREL (FOURNITURE ET TRANSPORT)

Scénario de référence

6,69

6,80

6,80

6,77

6,90

7,36

7,51

7,67

7,91

8,04

Scénario retenu

12,98

13,31

13,64

13,98

14,33

14,69

15,05

15,43

15,82

16,21

Augmentation par rapport au scénario de référence

94%

96%

101%

106%

108%

100%

100%

101%

100%

102%

DONNÉES ÉNERGÉTIQUES

Énergie contractuelle et excédentaire (MWh)

4 507 940

3 930 568

4 507 940

4 520 291

4 507 940

4 507 940

4 507 940

3 941 337

4 507 940

4 507 940

Énergie requise (millions Btu)

33 525 544

29 231 629

33 525 544

33 617 395

33 525 544

33 525 544

33 525 544

29 311 716

33 525 544

33 525 544

Coûts du projet

Tarif de TCE chargé à Hydro-Québec

123 771 816

110 921 185

130 037 764

133 653 883

136 620 926

140 036 449

143 537 361

128 986 992

150 803 939

154 574 038

Achats de gaz naturel

442 157 303

395 164 439

464 541 517

477 459 589

488 058 931

500 260 404

512 766 915

459 525 132

538 725 740

552 193 883

TOTAL

565 929 120

506 085 624

594 579 281

611 113 472

624 679 857

640 296 854

656 304 275

588 512 124

689 529 679

706 767 921

Scénario **A5** Analyse de sensibilité +25%

RÉSULTATS GÉNÉRAUX

Coûts totaux actualisés (millions \$ CAN constants de 2006)	3 848,9
Coût unitaire excluant intégration et pertes (en cents par kWh)	6,945
Coût unitaire incluant intégration et pertes (en cents par kWh)	7,141
Coût unitaire incluant intégration et pertes et tenant compte de l'en-lieu de taxes foncières (en cents par kWh)	6,927

Coûts du projet

Tarif de TCE chargé à Hydro-Québec	609 188 954
<u>Achats de gaz naturel</u>	<u>3 239 699 908</u>
TOTAL	3 848 888 862

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
PRIX DU GAZ NATUREL (FOURNITURE ET TRANSPORT)										
Scénario de référence (\$CAN / MMBtu)	5,04	5,74	5,30	5,33	5,40	5,73	6,17	6,34	6,32	6,50
Scénario retenu (SCAN / MMBtu)	6,30	7,18	6,63	6,66	6,75	7,16	7,71	7,93	7,90	8,13
Augmentation par rapport au scénario de référence	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%

DONNÉES ÉNERGÉTIQUES

Énergie contractuelle et excédentaire (MWh)	4 507 940	4 520 291	4 507 940	4 507 940	4 507 940	3 941 337	4 507 940	4 507 940	4 507 940	4 520 291
Énergie requise (MMBtu)	33 525 544	33 617 395	33 525 544	33 525 544	33 525 544	29 311 716	33 525 544	33 525 544	33 525 544	33 617 395

Coûts du projet (dollars canadiens actualisés)

Tarif de TCE chargé à Hydro-Québec	96 690 345	99 379 131	101 585 294	104 124 926	106 728 049	95 909 037	112 131 157	114 934 436	117 807 796	121 083 821
<u>Achats de gaz naturel</u>	<u>216 635 643</u>	<u>246 780 375</u>	<u>227 806 071</u>	<u>229 205 762</u>	<u>232 285 293</u>	<u>215 311 301</u>	<u>264 856 765</u>	<u>272 138 218</u>	<u>271 461 287</u>	<u>279 934 620</u>
TOTAL	313 325 988	346 159 506	329 391 364	333 330 688	339 013 342	311 220 338	376 987 922	387 072 654	389 269 083	401 018 441

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PRIX DU GAZ NATUREL (FOURNITURE ET TRANSPORT)										
Scénario de référence	6,69	6,80	6,80	6,77	6,90	7,36	7,51	7,67	7,91	8,04
Scénario retenu	8,36	8,50	8,50	8,46	8,63	9,20	9,39	9,59	9,89	10,05
Augmentation par rapport au scénario de référence	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%

DONNÉES ÉNERGÉTIQUES

Énergie contractuelle et excédentaire (MWh)	4 507 940	3 930 568	4 507 940	4 520 291	4 507 940	4 507 940	4 507 940	3 941 337	4 507 940	4 507 940
Énergie requise (millions Btu)	33 525 544	29 231 629	33 525 544	33 617 395	33 525 544	33 525 544	33 525 544	29 311 716	33 525 544	33 525 544

Coûts du projet

Tarif de TCE chargé à Hydro-Québec	123 771 816	110 921 185	130 037 764	133 653 883	136 620 926	140 036 449	143 537 361	128 986 992	150 803 939	154 574 038
<u>Achats de gaz naturel</u>	<u>287 301 456</u>	<u>254 674 918</u>	<u>292 262 763</u>	<u>291 985 722</u>	<u>296 822 798</u>	<u>316 291 610</u>	<u>322 774 065</u>	<u>288 242 932</u>	<u>339 944 521</u>	<u>345 603 940</u>
TOTAL	411 073 272	365 596 103	422 300 528	425 639 605	433 443 724	456 328 060	466 311 426	417 229 924	490 748 461	500 177 978

Scénario **A6** **Analyse de sensibilité -25%**

RÉSULTATS GÉNÉRAUX

Coûts totaux actualisés (millions \$ CAN constants de 2006)	2 805,6
Coût unitaire excluant intégration et pertes (en cents par kWh)	5,063
Coût unitaire incluant intégration et pertes (en cents par kWh)	5,259
Coût unitaire incluant intégration et pertes et tenant compte de l'en-lieu de taxes foncières (en cents par kWh)	5,101

Coûts du projet

Tarif de TCE chargé à Hydro-Québec	609 188 954
<u>Achats de gaz naturel</u>	<u>2 196 458 064</u>
TOTAL	2 805 647 018

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
PRIX DU GAZ NATUREL (FOURNITURE ET TRANSPORT)										
Scénario de référence (\$CAN / MMBtu)	5,04	5,74	5,30	5,33	5,40	5,73	6,17	6,34	6,32	6,50
Scénario retenu (SCAN / MMBtu)	3,78	4,31	3,98	4,00	4,05	4,30	4,63	4,76	4,74	4,88
Augmentation par rapport au scénario de référence	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%
DONNÉES ÉNERGÉTIQUES										
Énergie contractuelle et excédentaire (MWh)	4 507 940	4 520 291	4 507 940	4 507 940	4 507 940	3 941 337	4 507 940	4 507 940	4 507 940	4 520 291
Énergie requise (MMBtu)	33 525 544	33 617 395	33 525 544	33 525 544	33 525 544	29 311 716	33 525 544	33 525 544	33 525 544	33 617 395
Coûts du projet (dollars canadiens actualisés)										
Tarif de TCE chargé à Hydro-Québec	96 690 345	99 379 131	101 585 294	104 124 926	106 728 049	95 909 037	112 131 157	114 934 436	117 807 796	121 083 821
<u>Achats de gaz naturel</u>	<u>132 151 272</u>	<u>150 298 452</u>	<u>138 963 379</u>	<u>139 860 188</u>	<u>141 766 324</u>	<u>131 333 235</u>	<u>161 430 462</u>	<u>165 862 244</u>	<u>165 520 568</u>	<u>170 678 087</u>
TOTAL	228 841 617	249 677 583	240 548 673	243 985 114	248 494 374	227 242 272	273 561 619	280 796 680	283 328 364	291 761 909

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PRIX DU GAZ NATUREL (FOURNITURE ET TRANSPORT)										
Scénario de référence	6,69	6,80	6,80	6,77	6,90	7,36	7,51	7,67	7,91	8,04
Scénario retenu	5,02	5,10	5,10	5,08	5,18	5,52	5,63	5,75	5,93	6,03
Augmentation par rapport au scénario de référence	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%
DONNÉES ÉNERGÉTIQUES										
Énergie contractuelle et excédentaire (MWh)	4 507 940	3 930 568	4 507 940	4 520 291	4 507 940	4 507 940	4 507 940	3 941 337	4 507 940	4 507 940
Énergie requise (millions Btu)	33 525 544	29 231 629	33 525 544	33 617 395	33 525 544	33 525 544	33 525 544	29 311 716	33 525 544	33 525 544
Coûts du projet										
Tarif de TCE chargé à Hydro-Québec	123 771 816	110 921 185	130 037 764	133 653 883	136 620 926	140 036 449	143 537 361	128 986 992	150 803 939	154 574 038
<u>Achats de gaz naturel</u>	<u>175 158 512</u>	<u>155 287 379</u>	<u>178 275 914</u>	<u>178 190 841</u>	<u>181 159 672</u>	<u>192 917 609</u>	<u>196 885 648</u>	<u>175 832 503</u>	<u>207 350 995</u>	<u>210 831 253</u>
TOTAL	298 930 328	266 208 564	308 313 678	311 844 724	317 780 598	332 954 058	340 423 008	304 819 494	358 154 934	365 405 291