

Gaz Métro

**Évaluation des coûts évités du gaz
naturel pour Gaz Métro**

Présentée à :

M. Jean-François Tremblay

Conseiller principal

Efficacité énergétique

Avril 2008

TABLE DES MATIÈRES

SOMMAIRE 1

1.	INTRODUCTION ET PORTÉE DE L'ÉTUDE	2
2.	RAPPEL DU CONCEPT DES COÛTS ÉVITÉS	3
3.	MÉTHODOLOGIE	3
4.	LES COMPOSANTES DES COÛTS ÉVITÉS POUR GAZ MÉTRO.....	5
4.1	Coût de fourniture du gaz (gaz de réseau).....	5
4.2	Approvisionnement gazier	5
4.2.1	Le coût d'équilibrage.....	6
4.2.2	Le coût de transport.....	6
4.2.3	Le coût du gaz de compression	7
4.2.4	Le rendement sur le fonds de roulement relié aux inventaires de la fourniture, du transport et du gaz de compression	7
4.3	Le renforcement du réseau de distribution	7
4.3.1	La capacité du réseau de distribution de Gaz Métro	7
4.3.2	Coûts de renforcement du réseau	9
4.4	Coûts d'exploitation.....	12
4.4.1	Service à la clientèle.....	12
4.4.2	Gaz perdu	13
4.4.3	Redevances, Régie du bâtiment.....	13
4.4.4	Redevances, Régie de l'énergie.....	13
4.4.5	Redevances, Fonds vert du Québec.....	14
4.4.6	Redevances, Agence de l'efficacité énergétique (AEÉ).....	14
4.4.7	Incitatif alloué à Gaz Métro pour l'atteinte des objectifs en efficacité énergétique	15
5.	CALCUL DU COÛT ÉVITÉ.....	15
6.	PROJECTION DES COÛTS ÉVITÉS	17
ANNEXE 1 : PRINCIPALES MÉTHODES UTILISÉES EN AMÉRIQUE DU NORD POUR LE CALCUL DES COÛTS ÉVITÉS.....		20
ANNEXE 2 : COÛT DE TRANSPORT, ÉQUILIBRAGE & AJUSTEMENT DES INVENTAIRES F, C, T.....		22

SOMMAIRE

- En 2000, lors du lancement de son premier Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ), Gaz Métro effectuait une première étude portant sur l'évaluation des coûts évités par la non livraison d'une unité de gaz naturel. Cette première étude était suivie de mises à jour en 2001 et 2005.
- Dans le cadre de la cause tarifaire 2008-2009 (R-3662-2008), et tel que requis par la Régie dans le cadre de sa décision D-2005-171, une mise à jour de l'étude des coûts évités a été effectuée en début 2008. Cette étude incorpore les données de base les plus récentes provenant des divers services et directions de Gaz Métro et utilise la méthode des coûts évités marginaux déjà retenue par la Régie.
- Les différentes simulations indiquent, tel qu'établi lors des études précédentes, que le coût évité d'un volume de gaz non livré dépend principalement de son usage (base ou chauffage) et non de la quantité, catégorie ou type de client.
- Pour l'année 2008, le coût évité de 1 m³ de gaz naturel non livré par Gaz Métro chez un client existant, incluant un prix de fourniture de gaz de 23,79 ¢/m³, s'élève à **31,28 ¢/m³** pour les volumes de base et à **36,35 ¢/m³** pour les volumes de chauffage.

1. INTRODUCTION ET PORTÉE DE L'ÉTUDE

Dans le cadre de la cause tarifaire 2008-2009 (R-3662-2008) ainsi que des travaux planifiés par les diverses tables de travail qui doivent traiter, entre autres, du Plan global en efficacité énergétique, Gaz Métro désire mettre à la disposition de la Régie de l'énergie et de ses principaux partenaires et interlocuteurs tous les outils nécessaires, dont la présente étude sur les coûts évités, pour collaborer au processus de prise de décision.

Dans le domaine de la gestion de la demande et plus particulièrement au niveau des programmes en efficacité énergétique, la notion de « coût évité » permet d'établir une base de comparaison économique entre différentes options et de choisir celles qui rencontrent les critères établis par le distributeur gazier ou par les organismes de réglementation.

C'est ainsi que Gaz Métro, lors de son premier Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) en 2000 a effectué une première étude sur les « coûts évités » par la non livraison d'une unité de gaz naturel. Ce calcul a été repris en 2001 et en 2005. À cette dernière occasion, la Régie avait demandé à Gaz Métro de lui soumettre une mise à jour de l'étude des coûts évités aux trois ans.

De prime abord, il semblerait que le coût évité par la non livraison d'un mètre cube de gaz naturel pourrait différer selon l'usage (fine pointe, pointe hivernale, charge de base), selon l'utilisateur (client à petit, moyen ou grand débit) ou selon la localisation (client existant, nouveau client sur réseau et hors réseau). Les résultats de l'étude permettent donc de confirmer ou d'infirmes ces affirmations.

Bien que les programmes en efficacité énergétique soient offerts à tous les clients, existants et nouveaux, la présente étude ne concerne que le calcul des coûts évités suite à la diminution de consommation de gaz naturel chez les clients existants de Gaz Métro.

2. RAPPEL DU CONCEPT DES COÛTS ÉVITÉS

Le calcul du « coût évité », c'est-à-dire la réduction des coûts de fourniture ou de mise à disposition de gaz naturel par le distributeur suite à la réduction de la consommation de gaz chez les clients existants, est généralement développé à partir de deux composantes majeures :

1. Les coûts évités en approvisionnement gazier, notamment les composantes fourniture (F) ainsi que le transport (T) et l'équilibrage (E) et le gaz de compression (C).
2. Les coûts évités relatifs à la distribution, dont le service à la clientèle.

De façon générale, le poids de la composante « Approvisionnement gazier » est nettement supérieur à celui de la composante « Distribution ».

Plusieurs méthodes de calcul des coûts évités sont utilisées par les distributeurs gaziers en Amérique du Nord. Chacun de ces distributeurs choisit la méthode qu'il considère être la plus appropriée à son contexte d'après les données qu'il possède et les outils dont il dispose.

Les principales méthodes utilisées pour le calcul des coûts évités ont déjà été décrites dans l'étude déposée lors de la requête R-3444-2000, phase 1. Un bref rappel de ces méthodes se trouve en Annexe 1.

3. MÉTHODOLOGIE

La méthode proposée par Gaz Métro et retenue par la Régie de l'énergie dans le cadre de sa décision D-2000-211 est celle dite des « coûts marginaux ciblés » (*targeted marginal costs*) et demeure la mieux adaptée à son contexte.

La caractéristique générale de la méthode des coûts marginaux ciblés, utilisée par plusieurs distributeurs gaziers tant au Canada qu'aux États-Unis, est qu'elle permet l'assignation des

différentes sources d’approvisionnement aux différents types de demande ou de charges requises : charges de base et charges sensibles à la température.

Il est aussi reconnu que l’avantage principal de cette méthode est qu’elle tient compte de façon explicite de la causalité des coûts. Toutefois, la causalité étant généralement définie par l’étude détaillée d’allocation du coût de service en vigueur telle qu’acceptée par les organismes réglementaires, elle dépend donc de la précision et de la rigueur de l’étude d’allocation du coût de service, du moins en ce qui concerne la répartition du coût des approvisionnements gaziers.

Il faut noter qu’à la base de toute méthodologie de calcul des coûts évités, il est convenu par hypothèse, que les composantes de ces coûts, en particulier ceux qui ont trait à des équipements importants (postes de détente, compresseurs) ou à des quantités contractuelles (10^3 m³/jour) soient parfaitement divisibles. En d’autres termes, la réduction de la demande en gaz de 1 m³ chez un client se traduit par un coût évité mesurable. Les notions d’économie d’échelle ou de taille minimum d’investissement, qui peuvent varier d’une composante à une autre, ne sont pas considérées.

Toutes les données de base qui ont servi à estimer les coûts évités de gaz naturel proviennent des divers groupes et services de Gaz Métro et notamment des services suivants : Tarification, Approvisionnement gazier, Marketing, Budgets et Ingénierie.

4. LES COMPOSANTES DES COÛTS ÉVITÉS POUR GAZ MÉTRO

Les composantes qui ont été analysées et quantifiées pour le calcul des coûts évités sont les suivantes :

4.1 Coût de fourniture du gaz (gaz de réseau)

La réduction de la consommation de gaz naturel par un client, suite à l'implantation d'un programme en efficacité énergétique, se traduit par la réduction des achats de gaz pour un volume équivalent.

Pour l'année 2008, le coût du gaz de réseau (Fourniture) a été établi comme étant la moyenne du coût réel des douze derniers mois (avril 2007 à mars 2008). Pour les cinq années suivantes, les données fournies par la Direction Approvisionnement gazier de Gaz Métro, basés sur la prévision des marchés financiers, ont été retenues. Un taux d'inflation de 2 % par année a été appliqué pour les années subséquentes. Le tableau suivant montre le coût de fourniture de gaz de réseau retenu pour la période.

Coût de fourniture du gaz naturel (gaz de réseau)							
(¢/m³)							
Année	2008*	2009	2010	2011	2012	2013	2014-2017
¢/m3	23,79	27,69	28,37	29,20	29,77	30,08	(Taux d'inflation 2 % p.a.)

* Moyenne des 12 derniers mois (avril 2007 à mars 2008).

4.2 Approvisionnement gazier

Outre l'achat de gaz naturel pour les besoins du gaz de réseau, l'approvisionnement gazier de Gaz Métro inclut l'acquisition de capacité de transport sur les divers gazoducs ainsi que le gaz de compression et les divers outils d'équilibrage, notamment l'entreposage souterrain en Ontario (Union Gas) pour la demande hivernale (espace) et

l'entreposage souterrain au Québec (Pointe-du-Lac et St-Flavien) ainsi que le cyclage de l'usine LSR¹ dans l'Est de Montréal pour la pointe d'hiver.

L'usage de chacun de ces outils d'approvisionnement par type de client (selon son profil de consommation) a été déterminé par l'étude d'allocation du coût de service 2006-2007, produite par le service de Tarification et déposée lors de la requête tarifaire R-3630-2007.

4.2.1 Le coût d'équilibrage

Pour l'année 2008, les coûts d'équilibrage totalisent 94 521 000 \$ dont 27 755 000 \$ pour la pointe et 66 766 000 \$ pour l'espace.

Pour une année climatique normale et basé sur le profil de consommation hivernale de la clientèle de Gaz Métro, l'allocation ou la quote-part des coûts de l'espace et de la pointe, c'est-à-dire l'équilibrage, pour 1 m³ de gaz utilisé pour fins de chauffage est de 5,05 ¢/m³. Ce taux résulte des simulations tarifaires sur l'impact de l'application des mesures en efficacité énergétique et dont un exemple se trouve à l'Annexe 2. Cette simulation calcule, pour chacun des cas analysés, le coût annuel de l'équilibrage (\$) pour le volume de gaz utilisé en chauffage (m³). Ce ratio (\$/m³) nous donne le taux d'équilibrage précité.

De par la nature de leur utilisation, il n'y a pas de coût d'équilibrage alloué aux charges de base.

4.2.2 Le coût de transport

Le coût total de transport du gaz, excluant le gaz de compression, correspond aux frais fixes et variables encourus par Gaz Métro pour faire acheminer le gaz depuis les centres de production ou de livraison, jusqu'à son territoire. Pour l'année 2008, ce coût

¹ LSR : Liquéfaction, stockage et re-gazéification.

est de 4,954 ¢/m³, en vigueur depuis le 1^{er} avril 2008, date à laquelle l'application des nouveaux taux de transport sur TransCanada Pipelines (TCPL) ont été autorisés par la Régie de l'énergie.

4.2.3 Le coût du gaz de compression

Le volume de gaz naturel, exprimé en % des volumes livrés, requis par les compresseurs de TCPL pour acheminer le gaz naturel dans les gazoducs de transport jusqu'au territoire de Gaz Métro fluctue, entre autres, selon la température d'opération (saisons) et selon le débit (pression). Sur une période de soixante-douze mois (janvier 2003 à décembre 2007), la moyenne mensuelle du ratio de gaz de compression a été de 5,05 % du volume de gaz acheminé et livré à Gaz Métro. Un ratio de 5 % a été retenu pour cette étude.

4.2.4 Le rendement sur le fonds de roulement relié aux inventaires de la fourniture, du transport et du gaz de compression

Le rendement sur le fonds de roulement du maintien des inventaires qui, sur la facture de gaz, est intégré au poste « Ajustement d'inventaire » a été calculé pour l'année 2008 à 0,287 ¢/m³, soit 0,220 ¢/m³ pour la fourniture, 0,043 ¢/m³ pour le transport et 0,024 ¢/m³ pour le gaz de compression.

4.3 Le renforcement du réseau de distribution

4.3.1 La capacité du réseau de distribution de Gaz Métro

Afin de répondre à une demande formulée par la Régie de l'énergie lors du dépôt de l'étude des coûts évités 2005, Gaz Métro a procédé en 2008 à un relevé de la capacité de chacun de ses réseaux d'alimentation (1000 kPa et plus) qui desservent l'ensemble de son territoire. Ce relevé présente, pour chacun des 70 réseaux d'alimentation

desservant son territoire, la demande maximale sollicitée en pointe hivernale (m³/h) par rapport à la capacité maximale de ces mêmes réseaux.

Globalement et cumulativement, pour l'ensemble de ces 70 réseaux d'alimentation, la consommation maximale est utilisée **en pointe** à hauteur de **59,8%** de la capacité maximale des réseaux. Toutefois, cette donnée n'a qu'une faible portée sur les opérations quotidiennes de Gaz Métro car certains réseaux individuels sont saturés tandis que d'autres, qui peuvent être adjacents ou fort éloignés, ont de la capacité excédentaire

Le tableau suivant montre la catégorisation de la capacité des 70 réseaux d'alimentation relevés en 2008 ainsi que cette même catégorisation lors d'un relevé similaire effectué en 2005.

Capacité utilisée	0 - 60%	61 - 70%	71 - 80%	81 - 90%	91 - 100%
# de réseaux, 2005	51	6	7	2	5
# de réseaux, 2008	42	12	9	3	4*

*Ces réseaux sont : Shawinigan, Hébertville, Upton (automne) et L'Acadie (automne).

En 2005, le nombre de réseaux d'alimentation relevés était de 71 tandis qu'en 2008, il baisse à 70, dû à la fusion du réseau de Ste-Julie (en Montérégie) avec celui de McMasterville.

Pour ce qui est des réseaux proches de la saturation (plus de 90 % de la capacité utilisée), en 2005 ils étaient cinq soit: Sherbrooke, St-Sébastien, St-Valérien, Upton et L'Acadie. Depuis, la demande en gaz sur les réseaux de Sherbrooke et de St-Sébastien a baissé, ce qui a permis de dégager de la capacité utilisable, tandis que le réseau de St-Valérien a été renforcé et sa capacité maximale augmentée. Les réseaux de Upton et de

L'Acadie demeurent à pleine capacité et ne peuvent recevoir de charges additionnelles sans travaux de renforcement.

Par ailleurs, les réseaux de Shawinigan et de Hébertville qui, en 2005, étaient utilisés respectivement à 80,8% et 87,3% de leur capacités maximales se retrouvent en 2008, suite à des additions de charges, à être proche de la saturation (plus de 90%).

À l'intérieur des zones desservies par un réseau d'alimentation à faible capacité excédentaire, toute addition de charge importante (moyen débit) pourrait nécessiter des travaux de renforcement. Toutefois, ces travaux pourraient ne pas être requis si d'autres charges venaient à être retirées, notamment par l'application de mesures en efficacité énergétique.

Il est à noter que la nature de l'usage final du gaz naturel, c'est-à-dire en base ou en chauffage, lors de l'ajout ou du retrait de charges, n'influence pas la décision de renforcer ou de ne pas renforcer un réseau d'alimentation. Le critère déterminant demeure toujours celui du ratio [demande maximale en pointe / capacité maximale du réseau].

4.3.2 Coûts de renforcement du réseau

La croissance des livraisons de gaz naturel nécessite généralement des investissements dans les infrastructures de distribution afin de maintenir l'intégrité du réseau et la capacité de desserte des volumes contractuels aux clients.

Dans un réseau de distribution de gaz naturel ayant une certaine capacité excédentaire dans toutes les zones et secteurs desservis, comme l'était celui de Gaz Métro, il y a quelques années, la croissance des livraisons de gaz ne nécessitait pas toujours des travaux de renforcement. Aujourd'hui, avec la croissance des dernières années et l'ajout d'un nombre important de clients, quelques secteurs ou sous-secteurs du réseau

gazier sont près d'atteindre leur capacité maximale (saturation) et toute addition de charge nécessite souvent des travaux de renforcement de ces réseaux.

Il est donc probable que toute réduction de la demande en gaz provenant, entre autres, de programmes en efficacité énergétique, viendrait réduire l'accroissement du débit requis en pointe et reporterait dans le temps les investissements requis pour le renforcement du réseau de distribution gazier.

Coûts historiques vs coûts prospectifs

Même si Gaz Métro a identifié les réseaux d'alimentation qui sont près d'atteindre leur pleine capacité, il n'est pas facile de prévoir la localisation des nouvelles additions de clients et donc de nouvelles charges et de prévoir, dans le temps, un appariement entre les ventes prospectives et les besoins de renforcement de réseaux. La prévision des investissements requis pour le renforcement des réseaux découlant de nouvelles charges serait à notre avis très aléatoire et n'a pas été retenue dans cette étude.

Par contre, et suite à l'implantation du système SAP, la qualité de la traçabilité, de la représentativité et du suivi des coûts reliés directement à l'amélioration et au renforcement des réseaux a été grandement rehaussée. L'option d'utiliser les coûts historiques devient nettement plus fiable que celle des coûts prospectifs.

Au cours des trois dernières années (2005 à 2007), Gaz Métro a investi en moyenne 2 609 149 \$ par année en renforcement de réseaux (postes de détente, renforcements et bouclages) pour un ajout moyen de nouvelles charges (nouvelles ventes) aux secteurs petits et moyens débits* de 103 250 000 m³ par année.

* *Le secteur grand débit n'a pas été considéré car sa croissance et les investissements y reliés relèvent de facteurs extérieurs à la croissance normale et prévisible.*

L'utilisation d'une moyenne historique de trois ans, plutôt que de cinq ans comme dans les études précédentes, a été dictée par le fait que la deuxième phase de l'implantation des systèmes SAP a été effectuée en 2004 et que les données budgétaires et comptables, à partir de 2004-2005 sont plus aptes à refléter adéquatement les coûts directement imputables au renforcement des réseaux.

En tenant compte du traitement réglementaire des investissements et du rendement moyen autorisé sur la base de tarification (coût en capital pondéré avant gain de productivité) des trois dernières années que nous avons calculé à 7,66 %, il ressort que le coût moyen sur une période de dix ans, relatif à l'investissement dans le renforcement du réseau, s'élève à 2,389 ¢ par m³ de nouvelles charges. La non livraison d'une unité de gaz naturel découlant d'une mesure en efficacité énergétique pourrait donc annuler le coût additionnel relatif au renforcement du réseau généré par l'ajout d'une unité de gaz résultant de la croissance des ventes.

Les deux tableaux suivants montrent le détail de ces calculs.

Coûts historiques de renforcement des réseaux				
Année	2005	2006	2007	Moyenne / An
Investissements (000 \$)	1 936,2	2 761,5	3 129,7	2 609,1
Nouvelles charges (10 ⁶ m ³)	115,7	103,2	90,9	103,3

Calcul du coût annuel de renforcement du réseau (pour un investissement de 2 609 149 \$ et de 103 250 10³ m³ d'ajout de charges) (000 \$)					
Année	1	2	3	4	5
Dépense d'amortissement (linéaire 3,0 % p.a)	0	78,3	78,3	78,3	78,3
Capital non amorti	2 609,1	2 530,9	2 452,6	2 374,3	2 296,1
Rendement sur base de tarification (à 7,66 %)	199,9	193,9	187,9	181,9	175,9
Coût annuel (amort. + rend.)	199,9	272,1	266,1	260,1	254,2
Coût unitaire annuel <u>¢/m³</u>	0,194	0,264	0,258	0,252	0,246

Le tableau ci-dessus ne montre que les résultats des cinq premières années d'une série de dix ans. La moyenne pour les dix ans est de **0,236 ¢/m³**.

4.4 Coûts d'exploitation

Bien que de façon générale, les coûts d'exploitation ne changent pas avec les fluctuations marginales dans les volumes de gaz livré chez un même nombre de clients, certains coûts méritent d'être examinés et quantifiés avant de décider de leur inclusion ou exclusion, surtout s'ils sont directement rattachés au nombre de m³ livrés.

4.4.1 Service à la clientèle

Aucun coût évité mesurable, au niveau des dépenses générales d'exploitation tel que gestion, facturation, administration, marketing ou construction, n'a pu être décelé suite à une éventuelle diminution des livraisons chez un client existant.

4.4.2 Gaz perdu

Le gaz perdu se définit comme la différence entre le volume de gaz disponible à la vente et celui que le distributeur facture à ses clients. Le document présenté par Gaz Métro avec son Rapport annuel au 30 septembre 2007 déposé à la Régie (R-3654-2007) décrit amplement l'ensemble des causes, des sources et des moyens mis en place pour mieux contrôler le gaz perdu. Parmi les sources expliquées du gaz perdu (54,06 %), certaines ne semblent pas directement reliées aux volumes livrés notamment les émissions fugitives (10,55 %), les bris de conduites par des tiers (0,90 %) et les volumes non comptabilisés (1,05 %). Nous avons choisi d'exclure ces trois sources du calcul du coût évité relatif au gaz perdu. Au cours des 12 derniers mois se terminant en février 2008, le ratio moyen comptabilisé de gaz perdu a été de 0,43 % de l'ensemble des volumes de gaz livré. En y intégrant ces trois exclusions (12,5 % de l'ensemble des sources de gaz perdu), ce ratio est ramené à 0,38 %. Ce dernier pourcentage a été appliqué à la somme des coûts de la fourniture, du transport, du gaz de compression, de l'équilibrage et du fonds de roulement de F, T et C pour estimer les coûts évités au poste de gaz perdu.

4.4.3 Redevances, Régie du bâtiment

Le taux des redevances payables à la Régie du bâtiment du Québec a été établi, en 1992, par décret gouvernemental à 0,359 \$/10³ m³ de gaz transporté et livré. Ce taux est demeuré inchangé jusqu'en 2002. À partir de 2003, il a été indexé annuellement en fonction de l'Indice des prix à la consommation. En 2008, il a été établi à 0,401 \$/10³ m³. Toute baisse de livraison de gaz par le distributeur résulte en un coût évité égal à la redevance.

4.4.4 Redevances, Régie de l'énergie

Les redevances annuelles payables à la Régie de l'énergie sont calculées à partir des prévisions budgétaires des dépenses d'opération de la Régie selon un mécanisme de

répartition ou d'allocation du coût total de régulation appliqué aux divers distributeurs d'énergie.

À chaque année, ces taux sont rajustés par décret pour tenir compte de la nouvelle prévision budgétaire de la Régie et des ajustements (crédits ou débits) relatifs à l'année précédente. Il s'en suit que tout « coût évité » de redevances à la Régie de l'énergie, est récupéré l'année suivante par un réajustement des taux. Une baisse de livraisons de gaz n'évite pas de coûts, à moyen terme, au niveau des redevances à la Régie de l'énergie.

À titre d'information, le taux de redevances pour l'année 2008 est de 0,05 ¢/m³ de gaz transporté et livré par Gaz Métro.

4.4.5 Redevances, Fonds vert du Québec

En 2007, le gouvernement du Québec a créé un fonds de 200 M \$ pour financer plusieurs initiatives environnementales, dont la R &D en nouvelles technologies non polluantes, en transport et en gestion des matières résiduelles. Ce "Fonds vert", est financé par une redevance sur toutes les énergies distribuées au Québec. Le mécanisme d'assignation et de calcul de la redevance ainsi que de sa collecte revient à la Régie de l'énergie. Au 1^{er} janvier 2008, le taux de cette redevance pour le gaz livré par Gaz Métro, établi à 0,67 ¢/m³, a commencé à être facturé aux clients. Toute baisse de livraison de gaz par le distributeur résulte, du moins à moyen terme, en un coût évité égal à la redevance.

4.4.6 Redevances, Agence de l'efficacité énergétique (AEÉ)

Le budget d'exploitation de l'AEÉ de 39M \$ pour l'année 2007-2008 est également financé par une redevance applicable sur toutes les ventes des distributeurs d'énergie du Québec. Cette redevance est calculée et collectée par la Régie de l'énergie. Puisque cette redevance sert à financer le budget d'exploitation de l'AEÉ et que tout déficit ou

surplus est reflété dans son calcul pour l'année subséquente, aucun impact réel n'a été inclut dans le calcul des coûts évités.

4.4.7 Incitatif alloué à Gaz Métro pour l'atteinte des objectifs en efficacité énergétique

Cette formule d'incitation à la performance du PGEÉ, fixée à 4 M\$ pour une cible de 24 000 10³ m³/an à partir de 2008-2009, fait partie du mécanisme incitatif convenu dans un processus d'entente négociée (PEN) et approuvé par la Régie de l'énergie. Cette nouvelle formule incitative vient entre autres remédier au fait que l'exogène pour la variation des volumes ne permet pas de rendre indemne Gaz Métro pour la totalité des baisses de volumes liés à l'efficacité énergétique. À notre avis, cette composante ne devrait pas être considérée dans le calcul des coûts évités car elle n'en est pas un pour plusieurs raisons. Premièrement, il n'y a pas de lien direct entre chaque m³ économisé et le montant de l'incitatif. En effet, si Gaz Métro réalise plus que la cible de 24 millions de m³ lui donnant droit à l'incitatif, l'incitatif auquel il a droit ne peut pas dépasser 4 M\$. De plus, il ne représente pas de coût supplémentaire pour le client car il provient d'une réduction équivalente du revenu plafond de départ, donc une réduction des gains de productivité qui auraient été réalisés si l'incitatif n'avait pas été mis en place. Finalement, la continuité de cet incitatif n'est pas assurée car ce mécanisme pourrait être remplacé ou retiré lors de prochaines négociations du mécanisme incitatif.

5. CALCUL DU COÛT ÉVITÉ

Basé sur les différentes composantes du coût évité, tel que décrites, établies ou fournies tout au long de la section 4, le tableau suivant montre le détail du calcul du coût évité par la non livraison de 1 m³ de gaz naturel pour l'année 2008. Les données ont été arrondies au centième de ¢.

Comme il l'a déjà été démontré dans les études précédentes (2000, 2001 et 2005), le coût évité de 1 m³ de gaz naturel est spécifique à son utilisation (base ou chauffage). Le coût évité induit par les divers programmes en efficacité énergétique ou autres, dépend de la nature de l'utilisation du gaz ainsi économisé (base, chauffage ou mix des deux) et non de la catégorie ou vocation du client.

Coût évité de 1 m³ de gaz naturel pour Gaz Métro – 2008		
¢/m³		
Composantes	Base	Chauffage
Fourniture (gaz de réseau)	23,79	23,79
Gaz de compression (5,0 % du gaz livré)	1,19	1,19
Transport	4,95	4,95
Équilibrage	0	5,05
Rendement sur fonds de roulement du maintien des inventaires F, T, et C	0,29	0,29
Distribution		
Gaz perdu (0,38% du gaz livré)	0,11	0,13
Renforcement du réseau	0,24	0,24
Redevances, Régie de l'énergie	0	0
Redevances, Régie du bâtiment	0,04	0,04
Redevances, Fonds vert	0,67	0,67
Redevances, AEÉ	0	0
TOTAL ¢/m³	31,28	36,35

6. PROJECTION DES COÛTS ÉVITÉS

La projection des coûts évités par la non livraison d'un mètre cube de gaz a été faite pour une période de dix ans. Un horizon plus éloigné nous semble peu significatif.

La progression des composantes majeures du coût évité dépend largement de facteurs externes à Gaz Métro. Certaines composantes, très significatives, sont soumises aux forces du marché (fourniture de gaz, transport par gazoduc, entreposage souterrain) et d'autres, moins critiques, dépendent des décisions réglementaires (taux de rendement sur base de tarification, redevances à la Régie) ou de l'évolution de l'inflation.

Pour les fins de la projection de dix ans, les critères suivants ont été retenus :

- En l'absence de données prévisionnelles spécifiques, les taux d'inflation prévus par Gaz Métro ont été appliqués aux différentes composantes des coûts évités. Ces taux d'inflation, pour les années 2009, 2010, 2011 et 2012 sont estimés à 1,9 %, 2,1 %, 2,3 % et 2,1 % respectivement. Pour les années subséquentes, le taux utilisé est de 2 %.
- L'évolution du coût de la marchandise gaz dépend de l'offre et de la demande continentale. Pour les années 2009 à 2013, les prévisions de Gaz Métro reflètent l'opinion des marchés financiers. Pour le restant de la période, les taux d'inflation retenus ont été appliqués.
- Le coût du gaz de compression découle directement de la prévision du coût de la marchandise gaz. Un ratio fixe de 5,0 % de gaz de compression par volume de gaz livré dans le territoire de Gaz Métro a été utilisé pour l'ensemble de la période.
- Pour ce qui est de la composante Transport, le taux appliqué par Gaz Métro dans ses tarifs à partir du 1^{er} avril 2008, a été utilisé. Les taux d'inflation ont été appliqués par la suite.
- Les taux d'inflation ont été appliqués pour la projection des prix de l'équilibrage (entreposage souterrain) ainsi que pour l'évolution des composantes du coût de

Distribution (redevances gouvernementales, renforcement du réseau et rendement sur fonds de roulement des inventaires).

Le tableau de la page suivante montre la projection du coût évité de 1 m³ de gaz naturel en utilisation de base et en utilisation de chauffage, sur un horizon de dix ans. L'année 2008 représente l'année 1 de la projection.

Projection du coût évité de 1 m ³ de gaz naturel pour Gaz Métro, 10 ans (¢/m ³)*										
	1**	2	3	4	5	6	7	8	9	10
BASE										
Fourniture (coût du gaz)	23,79	27,69	28,37	29,20	29,77	30,08	30,68	31,30	31,92	32,56
Transport	4,95	5,04	5,15	5,27	5,38	5,49	5,60	5,71	5,82	5,94
Gaz de compression	1,19	1,38	1,42	1,46	1,49	1,50	1,53	1,56	1,59	1,62
Équilibrage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gaz perdu	0,11	0,13	0,13	0,14	0,14	0,14	0,14	0,15	0,15	0,15
Distribution et rendement	1,24	1,26	1,29	1,32	1,35	1,37	1,40	1,43	1,46	1,49
TOTAL	31,28	35,50	36,36	37,39	38,13	38,58	39,35	40,15	40,94	41,76
CHAUFFAGE										
Fourniture (coût du gaz)	23,79	27,69	28,37	29,20	29,77	30,08	30,68	31,30	31,92	32,56
Transport	4,95	5,04	5,15	5,27	5,38	5,49	5,60	5,71	5,82	5,94
Gaz de compression	1,19	1,38	1,42	1,46	1,49	1,50	1,53	1,56	1,59	1,62
Équilibrage	5,05	5,15	5,25	5,37	5,49	5,60	5,71	5,82	5,94	6,06
Gaz perdu	0,13	0,15	0,15	0,16	0,16	0,16	0,17	0,17	0,17	0,18
Distribution et rendement	1,24	1,26	1,29	1,32	1,35	1,37	1,40	1,43	1,46	1,49
TOTAL	36,35	40,67	41,63	42,78	43,64	44,20	45,09	45,99	46,90	47,85

* En dollars courants.

** Représente l'année 2008.

ANNEXE 1 : PRINCIPALES MÉTHODES UTILISÉES EN AMÉRIQUE DU NORD POUR LE CALCUL DES COÛTS ÉVITÉS

1. Méthode générique représentative (*generic proxy approach*)

Cette méthode consiste à choisir de façon discrétionnaire une source ou un ensemble de sources d'approvisionnement gazier et ensuite à considérer son coût comme étant celui du coût évité. Dans le cas où la source d'approvisionnement est la plus dispendieuse, ou bien lorsqu'elle est requise en dernier recours, cette méthode se rapproche beaucoup de celle du coût marginal classique.

2. Méthode des coûts moyens

Le coût évité est calculé comme étant égal aux coûts unitaires de toutes les sources d'approvisionnements, pondérés selon le poids relatif de leur contribution volumétrique aux retraits totaux. Le seul avantage de cette méthode est sa simplicité, bien que l'utilisation de « coût moyen » pour l'évaluation des coûts évités présume que le coût moyen du portefeuille d'approvisionnement gazier est égal au coût marginal, ce qui n'est pas le cas pour la plupart des distributeurs gaziers.

3. Méthode des coûts marginaux ciblés (*targeted marginal cost*)

Cette méthode évalue les coûts évités en approvisionnement gazier distincts selon le type de demande en gaz qu'ils satisfont (type de charge, saisonnalité, volume et profil annuel des retraits).

4. Méthode du calcul direct (*differential revenue requirements method*)

Cette méthode consiste à calculer le coût total du système d'approvisionnement gazier avant et après l'application des programmes ou mesures en efficacité énergétique, d'où parfois son appellation de « coût marginal du système d'approvisionnement ». La différence représente le coût de fourniture du gaz ainsi économisé et donc le coût évité. Des modèles avancés de planification et d'optimisation des approvisionnements gaziers, basés sur la programmation linéaire, sont requis pour cette approche de calcul.

Toutes les méthodes mentionnées ci haut accordent, à juste titre, une importance capitale au traitement des coûts des approvisionnements gaziers. Ce poste étant affecté de façon significative par la réduction des volumes livrés à la clientèle suite à l'application de programmes en efficacité énergétique.

ANNEXE 2 : COÛT DE TRANSPORT, ÉQUILIBRAGE & AJUSTEMENT DES INVENTAIRES F, C, T AU 1 ^{ER} AVRIL 2008								
IMPACT DE L'APPLICATION DES MESURES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE PETIT RÉSIDENTIEL (TARIF D1)								
Scénario II : RÉDUCTION DE LA CHARGE DE CHAUFFAGE								
				Consommation				
				Avant réduction			Après réduction du chauffage de	
Mois			# jrs	totale	base	chauffage	10%	20%
1	Janvier	m ³	31	718	80	637	654	590
2	Février	m ³	29	621	75	546	567	512
3	Mars	m ³	31	496	80	415	454	413
4	Avril	m ³	30	272	78	194	253	233
5	Mai	m ³	31	126	80	45	121	117
6	Juin	m ³	30	83	78	5	82	82
7	Juillet	m ³	31	81	80	0	81	81
8	Août	m ³	31	82	80	1	82	81
9	Septembre	m ³	30	104	78	26	101	99
10	Octobre	m ³	31	228	80	147	213	198
11	Novembre	m ³	30	382	78	304	352	321
12	Décembre	m ³	31	609	80	528	556	503
13	TOTAL		366	3 800	950	2 850	3 515	3 230
14	Proportion chauffage			75,0%			73,0%	70,6%
15	Proportion base			25,0%	2,6	m ³ base / jr	27,0%	29,4%
16	A : cons. journée moy. annuelle	m ³ /jr		10,38			9,60	8,83
17	H : cons. journée moy. de l'hiver	m ³ /jr		18,59			16,99	15,39
18	P : cons. de la journée de pointe en hiver	m ³ /jr		23,15			21,09	19,04
19	Multiplicateur			1,61			1,60	1,59
20	Facteur "pointe" (P x mult. - H)	m ³ /jr		18,60			16,74	14,88
21	Facteur "espace" (H - A)	m ³ /jr		8,20			7,38	6,56

ANNEXE 2 : COÛT DE TRANSPORT, ÉQUILIBRAGE & AJUSTEMENT DES INVENTAIRES F, C, T AU 1 ^{ER} AVRIL 2008								
IMPACT DE L'APPLICATION DES MESURES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE PETIT RÉSIDENTIEL (TARIF D1)								
Scénario II : RÉDUCTION DE LA CHARGE DE CHAUFFAGE								
Mois			# jrs	Consommation			Après réduction du chauffage de	
				totale	base	chauffage	10%	20%
22	Coût de É - Pointe au 01/04/2008	¢/m ³ /jr		192,9			192,9	192,9
23	Coût de É - Espace au 01/04/2008	¢/m ³ /jr		1 317,9			1 317,9	1 317,9
24	Coût de Transport au 01/04/2008	¢/m ³		4,954			4,954	4,954
25	Coût des Inventaires au 01/04/2008	¢/m ³		0,009			0,009	0,008
26	Coût annuel d'Équilibrage	\$		143,99			129,59	115,19
27	Coût annuel de Transport	\$		188,25			174,13	160,01
28	Coût annuel ajust. inventaires F, C, T	\$		0,34			0,31	0,27
29	Coût total É, T & ajust. inventaires F, C, T	\$		332,58			304,03	275,48
30	Variation due à l'efficacité énergétique	\$					(28,55)	(57,10)
31	Coût unitaire total É, T & ajust. inv. F, C, T	¢/m ³		8,752			8,650	8,529
	<u>Facture du client</u>							
32	Facture F,C,T,É,D & ajust. inv.	\$		2 534,86			2 351,61	2 168,36
33		¢/m ³		66,707			66,902	67,132