

**Michel Kayal et Associés**

**Mise à jour de l'évaluation des coûts évités du gaz  
naturel pour Gaz Métro, 2011**

**Présentée à :**

**Mme Isabelle Gendron**

**Conseillère sénior  
Efficacité énergétique  
Gaz Métro**

**Décembre 2011**

## TABLE DES MATIÈRES

### SOMMAIRE 1

<b>1.</b>	<b>INTRODUCTION ET PORTÉE DE L'ÉTUDE .....</b>	<b>2</b>
<b>2.</b>	<b>RAPPEL DU CONCEPT DES COÛTS ÉVITÉS .....</b>	<b>3</b>
<b>3.</b>	<b>MÉTHODOLOGIE .....</b>	<b>4</b>
<b>4.</b>	<b>LES COMPOSANTES DES COÛTS ÉVITÉS POUR GAZ MÉTRO .....</b>	<b>5</b>
<b>4.1</b>	<b>Coût de fourniture du gaz (gaz de réseau).....</b>	<b>5</b>
<b>4.2</b>	<b>Approvisionnement gazier .....</b>	<b>6</b>
4.2.1	Le coût d'équilibrage.....	6
4.2.2	Le coût de transport.....	7
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 .....	8
<b>4.3</b>	<b>Le renforcement du réseau de distribution .....</b>	<b>9</b>
4.3.1	La capacité du réseau de distribution de Gaz Métro .....	9
4.3.2	Coûts de renforcement du réseau .....	11
<b>4.4</b>	<b>Coûts d'exploitation.....</b>	<b>14</b>
4.4.1	Service à la clientèle .....	14
4.4.2	Gaz perdu .....	14
4.4.3	Redevances à la Régie du bâtiment .....	15
4.4.4	Redevances à la Régie de l'énergie .....	15
4.4.5	Redevances au Fonds vert du gouvernement du Québec .....	15
4.4.6	Quote-part payable au Ministère des Ressources Naturelles et de la Faune (Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques) .....	16
4.4.7	Incitatif alloué à Gaz Métro pour l'atteinte des objectifs en efficacité énergétique .....	16
<b>5.</b>	<b>CALCUL DU COÛT ÉVITÉ.....</b>	<b>18</b>
<b>6.</b>	<b>PROJECTION DES COÛTS ÉVITÉS .....</b>	<b>19</b>
<b>ANNEXE 1 : PRINCIPALES MÉTHODES UTILISÉES EN AMÉRIQUE DU NORD             POUR LE CALCUL DES COÛTS ÉVITÉS.....</b>		<b>22</b>
<b>ANNEXE 2 : COÛT DE TRANSPORT, ÉQUILIBRAGE &amp; AJUSTEMENT DES             INVENTAIRES F, C, T AU 1 OCTOBRE 2011 .....</b>		<b>24</b>

## **SOMMAIRE**

- En 2000, lors du lancement de son premier Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ), Gaz Métro a déposé à la Régie de l'énergie 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, 2005 et 2008.
- En préparation à la cause tarifaire 2012-2013, Gaz Métro a mandaté Michel Kayal et Associés pour effectuer une mise à jour de l'étude des coûts évités. Cette étude incorpore les données les plus récentes, soit celles de l'année se terminant le 30 septembre 2011, 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 2011, le coût évité de 1 m<sup>3</sup> de gaz naturel non livré par Gaz Métro chez un client existant, incluant un prix de fourniture moyen de gaz naturel de 17,75 ¢/m<sup>3</sup>, s'élève à **27,12 ¢/m<sup>3</sup>** pour les volumes de base et à **30,59 ¢/m<sup>3</sup>** pour les volumes de chauffage.

## **1. INTRODUCTION ET PORTÉE DE L'ÉTUDE**

En préparation à la cause tarifaire 2012-2013, et notamment le volet 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 les outils nécessaires, dont la présente étude sur les coûts évités, pour contribuer 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.

Lors de son premier Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) en 2000, Gaz Métro a présenté une première étude sur les « coûts évités » par la non-livraison d'une unité de gaz naturel. Ce calcul a été repris et mis à jour en 2001, en 2005 et en 2008. Gaz Métro a mandaté Michel Kayal et Associés pour procéder à la présente mise à jour de l'étude des coûts évités.

De prime abord, il peut sembler intuitif que le coût évité par la non-livraison d'un mètre cube de gaz naturel puisse différer selon, entre autres, l'usage (fine pointe, pointe hivernale, charge de base), le type d'utilisateur (client à petit, moyen ou grand débit) ou la localisation (client existant, nouveau client sur réseau et hors réseau). Les résultats de l'étude permettent de confirmer ou d'infirmer cette position en identifiant clairement les diverses composantes des coûts évités ainsi que de les quantifier.

Bien que les programmes en efficacité énergétique soient généralement 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.

Il est à noter que cette étude a été réalisée en tenant compte de la réglementation actuelle (décisions, procédures, tarifs, ententes négociées) sans égard aux changements possibles à

venir comme, par exemple, les nouvelles fonctionnalisations de l'allocation des coûts de transport ou l'évolution des redevances gouvernementales ou environnementales.

## **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 la fourniture (F) ainsi que le transport (T), l'équilibrage (E) et le gaz de compression (C).
2. Les coûts évités relatifs à la distribution, notamment le service à la clientèle, les investissements dans l'amélioration des réseaux de distribution et l'exploitation.

De façon générale, le poids de la composante « Approvisionnement gazier » est plus important que celui de la composante « Distribution », particulièrement pour les clients commerciaux et industriels.

Plusieurs méthodes de calcul des coûts évités sont utilisées par les distributeurs gaziers en Amérique du Nord, chacune ayant ses avantages et ses limites. Chacun de ces distributeurs choisit la méthode qu'il considère être la plus appropriée à son contexte selon 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 Michel Kayal et Associés, 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 au contexte de Gaz Métro.

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 gaziers 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. Ceci est particulièrement vrai en ce qui a trait à 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 ( $10^3$  m<sup>3</sup>/jour) soient parfaitement divisibles. En d'autres termes, la réduction de la demande en gaz de 1 m<sup>3</sup> chez un client se traduit par un coût évité calculé et 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, Ingénierie et Réglementation. À moins d'indication contraire, les données de base sont celles de l'année 2011 (12 mois se terminant le 30 septembre 2011).

#### 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 2011, le coût du gaz de réseau (Fourniture) a été établi à 17,75 ¢/m<sup>3</sup>, soit la moyenne du coût réel des douze derniers mois (octobre 2010 à septembre 2011). Pour les trois années suivantes, les données fournies par la Direction Approvisionnement gazier de Gaz Métro, basées sur la prévision des marchés financiers, ont été retenues. Nous avons retenu un taux d'inflation de 2 % par année pour les années subséquentes. Le tableau suivant montre le coût de fourniture de gaz de réseau prévu pour la période 2011 à 2020.

Coût de fourniture du gaz naturel (gaz de réseau), 2011 à 2020 (¢/m <sup>3</sup> )					
Année	2011*	2012	2013	2014	2015-2020
¢/m <sup>3</sup>	17,75	16,80	16,96	17,37	Application du taux d'inflation de 2 % par année

\* Moyenne des 12 derniers mois (octobre 2010 à septembre 2011).

## **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 et l'entreposage souterrain au Québec (Pointe-du-Lac et St-Flavien) ainsi que le cyclage de l'usine LSR<sup>1</sup> 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 2010-2011, produite par le service de Tarification et déposée dans le cadre de la cause tarifaire 2012 sous la cote Gaz Métro – 13, Document 3.

### **4.2.1 Le coût d'équilibrage**

Pour l'année 2011, les coûts d'équilibrage totalisent 64 959 000 \$ dont 36 098 000 \$ pour la pointe et 28 861 000 \$ pour l'espace selon les données qui apparaissent à l'étude d'allocation du coût de service 2010-2011.

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 m<sup>3</sup> de gaz utilisé pour fins de chauffage est de 3,45 ¢/m<sup>3</sup>. Ce taux a été confirmé par diverses simulations tarifaires appliquées à différents types de consommateurs des tarifs D<sub>1</sub> et D<sub>3</sub> (petit, moyen et grand) en faisant varier la charge de base ou bien la charge de chauffage. Cette simulation calcule, pour chacun des cas analysés, le coût annuel de l'équilibrage (\$) pour le volume de gaz utilisé en chauffage (m<sup>3</sup>). Le ratio (\$/m<sup>3</sup>) nous donne le taux d'équilibrage précité. Un exemple de ces simulations se trouve à l'Annexe 2.

---

<sup>1</sup> LSR : Liquéfaction, stockage et re-gazéification.



De par la nature de leur usage et donc des approvisionnements gaziers qu'ils requièrent, 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. Au cours de l'année 2011, les taux applicables au transport ont évolué de la façon suivante :

<b><u>Taux de transport</u></b>			
	<u>1<sup>er</sup> octobre 2010</u>	<u>1<sup>er</sup> décembre 2010</u>	<u>1<sup>er</sup> mars 2011</u>
Zone Sud	6,191 ¢/m <sup>3</sup>	5,994 ¢/m <sup>3</sup>	8,097 ¢/m <sup>3</sup>
Zone Nord	5,783 ¢/m <sup>3</sup>	5,386 ¢/m <sup>3</sup>	7,028 ¢/m <sup>3</sup>

Le taux unitaire moyen pondéré pour les 12 mois se terminant le 30 septembre 2011, a été calculé à 7,238 ¢/m<sup>3</sup>, en tenant compte du poids relatif des volumes de gaz naturel distribué dans les zones Nord (2%) et Sud (98%).

#### **4.2.3 Le coût du gaz de compression**

Le volume de gaz naturel, exprimé en % des volumes livrés, requis par les compresseurs des gazoducs de transport pour acheminer le gaz naturel jusqu'au territoire de Gaz Métro fluctue, entre autres, selon la température d'opération (saisons) et selon le débit (pression). Au cours des cinq dernières années, la moyenne annuelle du ratio de gaz de compression a évolué à la baisse, tel que montré au tableau de la page suivante.

<b><u>Moyenne annuelle du ratio de gaz de compression</u></b>					
	<u>2007</u>	<u>2008</u>	<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>2011</u>
Zone Sud	4,66%	3,95%	3,47%	2,87%	1,98%
Zone Nord	3,55%	3,03%	2,66%	2,21%	2,60%

Avec la baisse des volumes transportés par TCPL, du moins dans sa zone de livraison Est (EDA), nous estimons que la moyenne des ratios des deux dernières années, pondérée pour les volumes des zones Sud et Nord, est représentative de la situation qui prévaudra au cours des prochaines années. Ce ratio, calculé à 2,42%, a été retenu pour notre prévision 10 ans.

#### **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 » provient de l'étude d'allocation du coût de service 2010-2011 déposée dans le cadre de la cause tarifaire 2012. Pour l'année 2011, ce rendement a été établi à 0,284 ¢/m<sup>3</sup>, soit la somme de 0,225 ¢/m<sup>3</sup> pour la fourniture, 0,049 ¢/m<sup>3</sup> pour le transport et 0,010 ¢/m<sup>3</sup> pour le gaz de compression (Gaz Métro – 13, Document 3, page 6, lignes 18, 26 et 34).

### 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, nous avons inclus dans la présente étude le résultat du relevé de la capacité de chacun des réseaux d'alimentation (1000 kPa et plus) qui desservent l'ensemble du territoire de Gaz Métro en 2011. Ce relevé, réalisé par le service de l'Ingénierie de Gaz Métro, présente pour chacun des 70 réseaux d'alimentation desservant le territoire du distributeur, la demande maximale sollicitée en pointe hivernale (m<sup>3</sup>/h) par rapport à la capacité maximale de ces mêmes réseaux.

En 2011, globalement et cumulativement, pour l'ensemble de ces 70 réseaux d'alimentation, la consommation maximale est utilisée **en pointe** à hauteur de **70,3%** de la capacité maximale des réseaux. Toutefois, cette donnée n'a qu'une portée relative sur les opérations quotidiennes de Gaz Métro car certains réseaux individuels sont proches de leur capacité maximale tandis que d'autres, qui peuvent être adjacents ou fort éloignés, ont de la capacité excédentaire. Les investissements réguliers qu'entreprend Gaz Métro annuellement pour le renforcement des réseaux de distribution en fait preuve, tel qu'il est montré au tableau de la page 12, intitulé 'Coûts historiques de renforcement des réseaux'.

Suite au relevé de la capacité des 70 réseaux d'alimentation effectué en 2011, le tableau de la page suivante montre la catégorisation de leur capacité ainsi que le résultat des relevés similaires effectués en 2005 et en 2008.

Catégorisation de la capacité des réseaux d'alimentation de Gaz Métro					
Capacité utilisée	0 - 60%	61 - 70%	71-80%	81-90%	91-100%
Nombre de réseaux, <b>2005</b>	51	6	7	2	5
Nombre de réseaux, <b>2008</b>	42	12	9	3	4
Nombre de réseaux, <b>2011</b>	<b>45</b>	<b>8</b>	<b>10</b>	<b>4</b>	<b>3</b>

À l'intérieur des zones desservies par un réseau d'alimentation à faible capacité excédentaire, toute addition de charge importante 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. De plus, il arrive souvent qu'à l'intérieur d'un même réseau de capacité excédentaire, certains sous-réseaux ou zones soient saturés et des travaux de renforcements sont alors nécessaires pour desservir de nouvelles charges.

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].

Nous considérons 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 pourrait reporter dans le temps les investissements requis pour le renforcement du réseau de distribution gazier.

#### **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, en particulier lors des journées de pointe.

##### Coûts historiques vs coûts prospectifs

Même si la présente étude a relevé 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.

Toutefois, et suite à l'implantation du système de gestion SAP en 2005, il est devenu possible d'identifier avec plus de facilité et de précision les coûts reliés directement au renforcement des réseaux de distribution. En faisant un lien entre ces coûts et les additions de charges pour les cinq (5) dernières années, nous pouvons en dégager un ratio fiable pour le calcul des coûts évités de renforcement des réseaux.

Au cours des cinq dernières années (2007 à 2011), et selon les données provenant du service de Contrôle des coûts - suivi des projets ainsi que du service de Réglementation et montrés au tableau de la page suivante, Gaz Métro a investi annuellement en moyenne 3 296 815 \$ 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\* et qui sont assujettis aux tarifs D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> et D<sub>M</sub>, de 71 345 000 m<sup>3</sup>, soit un ratio de 4,62 ¢ par m<sup>3</sup> de nouvelles charges.

---

\* Le secteur grand débit (tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>) n'a pas été considéré car sa croissance et les investissements y reliés relèvent de facteurs extérieurs à la croissance normale et prévisible.

Coûts historiques de renforcement des réseaux et additions de nouvelles charges						
Année	2007	2008	2009	2010	2011	Moyenne / An
Investissements (000\$)	3 712,5	2 007,0	2 707,0	2 760,5	5 297,1	<b>3 296,8</b>
Nouvelles charges (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	86 577	90 549	46 415	59 941	73 241	<b>71 345</b>

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) pour les trois dernières années, et que nous avons calculé à 7,6%\*\* , il résulte que le coût moyen sur une période de dix ans, relatif à l'investissement pour le renforcement du réseau, s'élève à 0,415 ¢ par m<sup>3</sup> de nouvelles charges, tel que montré au tableau de la page 13. 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 rendu nécessaire par l'ajout d'une unité de gaz résultant de la croissance des ventes.

---

\*\* Ce taux est la moyenne arithmétique des taux de rendement sur la base de tarification accordés à Gaz Métro pour les années 2009, 2010 et 2011, soit 7,51%, 7,67% et 7,64% respectivement (Source : Service Budgets et contrôle).

<b>Calcul du coût annuel de renforcement du réseau</b> <b>(pour un investissement de 3 296 815 \$ et de 71 345 10<sup>3</sup> m<sup>3</sup> d'ajout de charges)</b> <b>(000 \$)</b>										
<b>Année</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
Dépense d'amortissement (linéaire 3,0 % p.a)	0	98 905	98 905	98 905	98 905	98 905	98 905	98 905	98 905	98 905
Capital non amorti	3 296 815	3 197 910	3 099 005	300 100	2 901 195	2 802 290	2 703 385	2 604 480	2 505 575	2 406 670
Rendement sur base de tarification (à 7,6 %)	250 888	243 361	235 834	228 308	220 781	213 254	205 728	198 201	190 674	183 148
Coût annuel (amort. + rend.)	250 888	242 266	334 739	327 213	319 686	312 159	304 633	297 106	289 579	282 053
Coût unitaire annuel <u>¢/m<sup>3</sup></u>	0.352	0.340	0.469	0.459	0.448	0.438	0.427	0.416	0.406	0.395

La moyenne pour les dix ans est de **0,415 ¢/m<sup>3</sup>**.

#### **4.4 Coûts d'exploitation**

Bien que de façon générale, les coûts d'exploitation ne changent pas avec les fluctuations faibles ou marginales des volumes de gaz livrés 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 m<sup>3</sup> 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 à la suite d'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 lors du dépôt à la Régie de son Rapport annuel au 30 septembre 2007 (R-3654-2007) décrit amplement l'ensemble des causes, des sources et des moyens mis en place pour mieux contrôler le gaz perdu. Dans cette même étude, parmi les sources expliquées du gaz perdu, certaines ne sont pas directement reliées aux volumes livrés notamment les émissions fugitives, les bris de conduites par des tiers et les volumes non comptabilisés. 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 septembre 2011, le ratio moyen comptabilisé de gaz perdu a été de 0,52 % de l'ensemble des volumes de gaz livré. En retirant ces trois exclusions (17,8 % de l'ensemble des sources de gaz perdu), ce ratio est ramené à 0,43 %. 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. Ce ratio a été maintenu pour la durée prévisionnelle.



#### **4.4.3 Redevances à la 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 \$/10<sup>3</sup> m<sup>3</sup> 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 2011, il était de 0,413 \$/10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>. Toute baisse de livraison de gaz naturel par le distributeur résulte en un coût évité égal à la redevance qui s'y applique.

#### **4.4.4 Redevances à la 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 2011 était de 0,045 ¢/m<sup>3</sup> de gaz transporté et livré par Gaz Métro.

#### **4.4.5 Redevances au Fonds vert du gouvernement 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. En 2011, le taux de cette redevance pour le gaz livré par Gaz Métro était de 0,851 ¢/m<sup>3</sup>, tel que montré dans le document Conditions de service et Tarif, en vigueur au 1<sup>er</sup> décembre 2010, page 60, article 16.2.2.3 (texte des tarifs de Gaz Métro). 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 Quote-part payable au Ministère des Ressources Naturelles et de la Faune (Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques)**

Le budget d'exploitation et des programmes du Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétique (BEIÉ) est également financé par une quote-part payable par les distributeurs d'énergie.

Cette quote-part est calculée et collectée par la Régie de l'énergie. Puisque cette quote-part sert à financer le budget d'exploitation et les aides financières des programmes du BEIÉ 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. À titre d'information, le taux de cette quote-part pour l'année 2011 est de 0,063 ¢/m<sup>3</sup> (Source : Avis de paiement numéro QP10-D501-VI, expédié à Gaz Métro par la Régie de l'énergie en date du 28 juin 2011).

#### **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 10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>/an à partir de 2008-2009 et pour une période de 5 ans, fait partie du mécanisme incitatif convenu dans un processus d'entente négociée (PEN) et approuvé par la Régie de l'énergie (R-3599-2006). Cette 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 pour plusieurs raisons. Premièrement, il n'y a pas de lien direct

entre chaque m<sup>3</sup> économisé et le montant de l'incitatif. En effet, si Gaz Métro réalise plus que la cible de 24 millions de m<sup>3</sup> 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 il pourrait être remplacé ou retiré lors des prochaines négociations du mécanisme incitatif par, entre autres, un concept de valeur et/ou une réduction de l'incitatif à 1M\$. Dans tous les cas, nous maintenons l'exclusion de la composante 'Incitatif pour efficacité énergétique' du calcul du coût évité.

## 5. CALCUL DU COÛT ÉVITÉ

Basé sur les différentes composantes du coût évité, telles 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 m<sup>3</sup> de gaz naturel pour l'année 2011. Les données ont été arrondies au centième de ¢.

Comme il l'a déjà été démontré dans les études précédentes, le coût évité de 1 m<sup>3</sup> de gaz naturel demeure 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 taille, catégorie ou vocation du client.

<b>Coût évité de 1 m<sup>3</sup> de gaz naturel pour Gaz Métro – 2011</b> <b>¢/m<sup>3</sup></b>		
<b>Composantes</b>	<b>Base</b>	<b>Chauffage</b>
Fourniture (gaz de réseau)	17,75	17,75
Gaz de compression	0,43	0,43
Transport	7,24	7,24
Équilibrage	0	3,45
Rendement sur fonds de roulement du maintien des inventaires F, T, et C	0,28	0,28
Distribution		
Gaz perdu	0,11	0,13
Renforcement du réseau	0,42	0,42
Redevances à la Régie de l'énergie	0	0
Redevances à la Régie du bâtiment	0,04	0,04
Redevances au Fonds vert	0,85	0,85
Quote-part au MRNF (BEIÉ)	0	0
<b>TOTAL ¢/m<sup>3</sup></b>	<b>27,12</b>	<b>30,59</b>

## 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 du coût évité dépend largement de facteurs externes à Gaz Métro. Les composantes les plus significatives, notamment la fourniture de gaz, le transport par gazoduc et l'entreposage souterrain sont soumises aux forces du marché. Les autres composantes, moins critiques, dépendent souvent de décisions réglementaires tel que le taux de rendement sur base de tarification et les diverses redevances ainsi que de l'évolution de l'inflation sur les coûts d'exploitation.

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

- Les taux d'inflation prévus par Gaz Métro, tels que fournis par le service de Réglementation, pour 2012 et 2013 sont de 2,2% et 2,1% respectivement et ont été appliqués aux différentes composantes des coûts évités. Pour les années subséquentes, un taux uniforme de 2 % a été utilisé.
- L'évolution du coût du gaz (Fourniture) dépend de l'offre et de la demande continentale. Pour les années 2012, 2013 et 2014, les prévisions de Gaz Métro, qui reflètent l'opinion des marchés financiers, ont été retenus soit 16,80 ¢/m<sup>3</sup>, 16,96 ¢/m<sup>3</sup> et 17,37 ¢/m<sup>3</sup> respectivement. Pour le restant de la période, le taux d'inflation de 2% a été appliqué.
- Pour ce qui est de la composante Transport, le taux moyen pondéré pour les 12 mois se terminant le 30 septembre 2011 a été utilisé. Le taux d'inflation a été appliqué par la suite.
- Le coût du gaz de compression découle directement de la prévision du coût de fourniture de gaz naturel. Un ratio de 2,42% de gaz de compression par volume de gaz livré dans le territoire de Gaz Métro a été utilisé pour l'ensemble de la période.

- Les taux d'inflation ont été appliqués pour la projection des prix de l'équilibrage 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 m<sup>3</sup> de gaz naturel en utilisation de base et en utilisation de chauffage, sur un horizon de dix ans. L'année 2011 représente l'année 1 de la projection.

Projection du coût évité de 1 m <sup>3</sup> de gaz naturel pour Gaz Métro, 2011 à 2020 (¢/m <sup>3</sup> )*										
	2011**	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>BASE</b>										
Fourniture (coût du gaz)	17,75	16,80	16,96	17,37	17,72	18,07	18,43	18,80	19,18	19,56
Transport	7,24	7,40	7,55	7,71	7,86	8,02	8,18	8,34	8,51	8,68
Gaz de compression	0,43	0,41	0,41	0,42	0,43	0,44	0,45	0,45	0,46	0,47
Équilibrage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gaz perdu	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Distribution et rendement***	1,59	1,62	1,66	1,69	1,73	1,76	1,80	1,83	1,87	1,91
<b>TOTAL</b>	<b>27,12</b>	<b>26,34</b>	<b>26,69</b>	<b>27,30</b>	<b>27,85</b>	<b>28,41</b>	<b>28,98</b>	<b>29,54</b>	<b>30,14</b>	<b>30,74</b>
<b>CHAUFFAGE</b>										
Fourniture (coût du gaz)	17,75	16,80	16,96	17,37	17,72	18,07	18,43	18,80	19,18	19,56
Transport	7,24	7,40	7,55	7,71	7,86	8,02	8,18	8,34	8,51	8,68
Gaz de compression	0,43	0,41	0,41	0,42	0,43	0,44	0,45	0,45	0,46	0,47
Équilibrage	3,45	3,54	3,61	3,68	3,76	3,83	3,91	3,99	4,07	4,15
Gaz perdu	0,13	0,12	0,12	0,13	0,13	0,13	0,13	0,14	0,14	0,14
Distribution et rendement	1,59	1,62	1,66	1,69	1,73	1,76	1,80	1,83	1,87	1,91
<b>TOTAL</b>	<b>30,59</b>	<b>29,89</b>	<b>30,31</b>	<b>31,00</b>	<b>31,63</b>	<b>32,25</b>	<b>32,90</b>	<b>33,55</b>	<b>34,23</b>	<b>34,91</b>

\* En dollars courants.

\*\* 12 mois se terminant le 30 septembre 2011.

\*\*\* Distribution : Renforcement du réseau, redevances à la Régie de l'énergie, à la Régie du bâtiment, au Fonds vert et quote-part au MRNF (BEIÉ).

Rendement : Sur fonds de roulement du maintien des inventaires F, T, C.

## **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 OCTOBRE 2011**  
**IMPACT DE L'APPLICATION DES MESURES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE**  
**PETIT RÉSIDENTIEL (TARIF D<sub>1</sub>)**

**Scénario I : RÉDUCTION DE LA CHARGE DE CHAUFFAGE**

	Mois		# jrs	Consommation				
				Avant réduction			Après réduction du chauffage de	
				totale	base	chauffage	10%	20%
1	Janvier	m <sup>3</sup>	31	722	81	641	658	594
2	Février	m <sup>3</sup>	28	610	73	537	556	502
3	Mars	m <sup>3</sup>	31	507	81	427	465	422
4	Avril	m <sup>3</sup>	30	274	78	196	255	235
5	Mai	m <sup>3</sup>	31	124	81	43	120	115
6	Juin	m <sup>3</sup>	30	82	78	4	82	81
7	Juillet	m <sup>3</sup>	31	81	81	0	81	81
8	Août	m <sup>3</sup>	31	82	81	1	82	81
9	Septembre	m <sup>3</sup>	30	101	78	22	98	96
10	Octobre	m <sup>3</sup>	31	221	81	140	207	193
11	Novembre	m <sup>3</sup>	30	382	78	304	352	321
12	Décembre	m <sup>3</sup>	31	615	81	535	562	508
13	<b>TOTAL</b>		<b>365</b>	<b>3,800</b>	<b>950</b>	<b>2,850</b>	<b>3,515</b>	<b>3,230</b>
14	Proportion chauffage			75.0%			73.0%	70.6%
15	Proportion base			<b>25.0%</b>	2.6	m <sup>3</sup> base / jr	27.0%	29.4%
16	A : cons. journ.moy. annuelle	m <sup>3</sup> /jr		10.41			9.63	8.85
17	H : cons. journ. moy. de l'hiver	m <sup>3</sup> /jr		18.78			17.16	15.55
18	P : cons. de la journée de pointe en hiver	m <sup>3</sup> /jr		23.29			21.22	19.15
19	Multiplicateur			1.61			1.60	1.59
20	Facteur "pointe" (P x mult. - H)	m <sup>3</sup> /jr		18.67			16.80	14.93
21	Facteur "espace" (H - A)	m <sup>3</sup> /jr		8.37			7.53	6.70
22	Coût de É - Pointe au 01/10/2011	¢/m <sup>3</sup> /jr		271.6			271.6	271.6
23	Coût de É - Espace au 01/10/2011	¢/m <sup>3</sup> /jr		569.7			569.7	569.7
24	Coût de Transport au 01/10/2011	¢/m <sup>3</sup>		8.097			8.097	8.097
25	Coût des Inventaires au 01/10/2011	¢/m <sup>3</sup>		0.006			0.006	0.006
26	<b>Coût annuel d'Équilibrage</b>	<b>\$</b>		<b>98.39</b>			<b>88.55</b>	<b>78.71</b>
27	Coût annuel de Transport	\$		307.69			284.61	261.53
28	Coût annuel ajust. inventaires F, C, T	\$		0.25			0.22	0.20
29	Coût total É, T & ajust.inventaires F, C, T	\$		406.32			373.38	340.44
30	<b>Variation due à l'efficacité énergétique</b>	<b>\$</b>					<b>(32.94)</b>	<b>(65.88)</b>
31	Coût unitaire total É, T & ajust.inv. F, C, T	¢/m <sup>3</sup>		10.693			10.623	10.540
	<u>Facture du client</u>							
32	Facture F,C,T,É,D & ajust.inv.	\$		2,220.96			2,065.64	1,910.33
33		¢/m <sup>3</sup>		58.446			58.767	59.143

**COÛT DE TRANSPORT, ÉQUILIBRAGE & AJUSTEMENT DES INVENTAIRES F, C, T AU 1 OCTOBRE 2011**  
**IMPACT DE L'APPLICATION DES MESURES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE**  
**PETIT RÉSIDENTIEL (TARIF D<sub>1</sub>)**

**Scénario II : RÉDUCTION DE LA CHARGE DE BASE ( EAU CHAUDE DOMESTIQUE)**

Mois	# jrs	Consommation					
		Avant réduction			Après réduction de la base de		
		totale	base	chauffage	10%	20%	
1 Janvier	m <sup>3</sup> 31	722	81	641	714	706	
2 Février	m <sup>3</sup> 28	610	73	537	602	595	
3 Mars	m <sup>3</sup> 31	507	81	427	499	491	
4 Avril	m <sup>3</sup> 30	274	78	196	266	259	
5 Mai	m <sup>3</sup> 31	124	81	43	116	108	
6 Juin	m <sup>3</sup> 30	82	78	4	74	66	
7 Juillet	m <sup>3</sup> 31	81	81	0	73	65	
8 Août	m <sup>3</sup> 31	82	81	1	74	65	
9 Septembre	m <sup>3</sup> 30	101	78	22	93	85	
10 Octobre	m <sup>3</sup> 31	221	81	140	213	205	
11 Novembre	m <sup>3</sup> 30	382	78	304	374	367	
12 Décembre	m <sup>3</sup> 31	615	81	535	607	599	
13 <b>TOTAL</b>	<b>365</b>	<b>3,800</b>	<b>950</b>	<b>2,850</b>	<b>3,705</b>	<b>3,610</b>	
14 Proportion chauffage		75.0%			76.9%	78.9%	
15 Proportion base		<b>25.0%</b>	2.6	m <sup>3</sup> base / jr	23.1%	21.1%	
16 A : cons. journ.moy. annuelle	m <sup>3</sup> /jr	10.41			10.15	9.89	
17 H : cons. journ. moy. de l'hiver	m <sup>3</sup> /jr	18.78			18.52	18.26	
18 P : cons. de la journée de pointe en hiver	m <sup>3</sup> /jr	23.29			23.03	22.77	
19 Multiplicateur		1.61			1.62	1.62	
20 Facteur "pointe" (P x mult. - H)	m <sup>3</sup> /jr	18.67			18.67	18.67	
21 Facteur "espace" (H - A)	m <sup>3</sup> /jr	8.37			8.37	8.37	
22 Coût de É - Pointe au 01/10/2011	¢/m <sup>3</sup> /jr	271.6			271.6	271.6	
23 Coût de É - Espace au 01/10/2011	¢/m <sup>3</sup> /jr	569.7			569.7	569.7	
24 Coût de Transport au 01/10/2011	¢/m <sup>3</sup>	8.097			8.097	8.097	
25 Coût des Inventaires au 01/10/2011	¢/m <sup>3</sup>	0.006			0.007	0.007	
26 <b>Coût annuel d'Équilibrage</b>	<b>\$</b>	<b>98.39</b>			<b>98.39</b>	<b>98.39</b>	
27 Coût annuel de Transport	\$	307.69			299.99	292.30	
28 Coût annuel ajust. inventaires F, C, T	\$	0.25			0.25	0.25	
29 Coût total É, T & ajust.inventaires F, C, T	\$	406.32			398.63	390.94	
30 <b>Variation due à l'efficacité énergétique</b>	<b>\$</b>				<b>(7.69)</b>	<b>(15.38)</b>	
31 Coût unitaire total É, T & ajust.inv. F, C, T	¢/m <sup>3</sup>	10.693			10.759	10.829	
<u>Facture du client</u>							
32 Facture F,C,T,É,D & ajust.inv.	\$	2,220.96			2,169.19	2,117.42	
33	¢/m <sup>3</sup>	58.446			58.548	58.654	