

**RÉPONSE DE SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO (GAZ MÉTRO)**  
**À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N°2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE RELATIVE À L'EXAMEN**  
**DU RAPPORT ANNUEL DE SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO (GAZ MÉTRO)**  
**POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 30 SEPTEMBRE 2016**

---

**Plan d'approvisionnement**

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0038](#), p. 5;
  - (ii) Pièce [B-0042](#), p. 6;
  - (iii) Pièce [B-0126](#), réponse 19.1;
  - (iv) Pièce [B-0126](#), réponse 20.1, annexe 3;
  - (v) Pièce [B-0129](#).

**Préambule :**

- (i) À la ligne 18, coût par service remboursé par les clients GNL aux fins d'établir le revenu requis de la clientèle réglementée.
- (ii) « [...] la hausse des coûts à l'usine LSR de 2,5 M\$ (p. 2, col. 5, l. 4) en lien avec la réfection d'un réservoir non prévue au dossier tarifaire. »
- (iii) Gaz Métro présente au tableau suivant, les éléments qui constituent la hausse des coûts à l'usine LSR de 2,513 M\$ :

Description	Projections (000 \$)	Résultats réels (000 \$)	Écarts (000 \$)
Salaires et avantages sociaux	2 551	2 699	149
Assurances	948	960	12
Services d'entretien	491	905	413
Matériaux et pièces	179	366	186
Services professionnels	309	364	55
Taxes municipales	271	198	(73)
Autres frais divers	93	435	342
Réfrigérant	80	203	122
Gaz naturel	84	162	78
Électricité	1 950	2 108	158
Frais de l'usine LSR avant amortissement, rendement et impôts	6 956 <sup>(1)</sup>	8 399 <sup>(2)</sup>	1 443
Variation du compte de frais reportés – frais variables d'injection LSR	(799)	271	1 070 <sup>(4)</sup>
Total frais d'entreposage – Usine LSR <sup>(3)</sup>	<u>6 157</u>	<u>8 670</u>	<u>2 513</u>

<sup>(1)</sup> R-3879-2014, Gaz Métro-109, doc. 19, p. 10, Tableau 3, colonne 2 (B-0745)

<sup>(2)</sup> Pièce B-0045, p. 2, tableau 3, colonne 2

<sup>(3)</sup> Pièce B-0042, p. 2, ligne 4

<sup>(4)</sup> Une partie des frais variables de liquéfaction de l'usine LSR sont initialement inclus dans un compte de frais reportés (CFR) et sont imputés aux résultats en fonction des retraits effectués à l'usine LSR. Ainsi, les coûts du service d'équilibrage sont affectés par la variation de ce CFR. La hausse de ces frais, est attribuable à la hausse des volumes retirés réels par rapport aux volumes retirés prévus à la cause tarifaire, ce qui contribue à augmenter la portion des frais portés aux résultats réels.

(iv) À l'annexe 3, Gaz Métro présente le détail des volumes et des coûts facturés au client GNL pour les services de fourniture, de compression et du SPEDE.

(v) À la note 2 : « *La regazéification effectuée du 19 au 25 mars 2016 était requise pour vider un réservoir afin d'exécuter des travaux.* »

**Demandes :**

1.1 Veuillez préciser les coûts non prévus au dossier tarifaire de la réfection du réservoir, tel que mentionné aux références (ii) et (v), et concilier ces coûts à partir des éléments présentés à la référence (iii).

**Réponse :**

Le tableau suivant présente le détail des coûts relatifs à la réfection par élément. Les travaux visaient essentiellement à remettre en service une conduite de recirculation bloquée au réservoir L80A. Les travaux directs de réfection sont présentés aux rubriques *Services d'entretien* et *Services professionnels*.

Par ailleurs, pour effectuer les travaux de réfection, le réservoir L80A a dû être vidé, et suite aux travaux, ce dernier a dû être rempli à nouveau. En conséquence, des coûts de regazéification et de liquéfaction supplémentaires ont été encourus. Ces coûts sont présentés aux rubriques *Réfrigérants*, *Gaz naturel* et *Électricité*.

Description	Projections (000 \$)	Résultats réels (000 \$)	Écarts (000 \$)	Coûts de réfection (000 \$)
1 Salaires et avantages sociaux	2 551 \$	2 699 \$	149 \$	- \$
2 Assurances	948 \$	960 \$	12 \$	- \$
3 Services d'entretien	491 \$	905 \$	413 \$	65 \$
4 Matériaux et pièces	179 \$	366 \$	186 \$	- \$
5 Services professionnels	309 \$	364 \$	55 \$	39 \$
6 Taxes municipales	271 \$	198 \$	(73) \$	- \$
7 Autres frais divers	93 \$	435 \$	342 \$	- \$
8 Réfrigérant	80 \$	203 \$	122 \$	27 \$
9 Gaz naturel	84 \$	162 \$	78 \$	59 \$
10 Électricité	1 950 \$	2 108 \$	158 \$	229 \$
Frais de l'usine LSR avant amortissement, rendement et impôts	6 956 \$ <sup>(1)</sup>	8 399 \$ <sup>(2)</sup>	1 443 \$	419 \$
Variation du compte de frais reportés - frais variables d'injection LSR	(799) \$	271 \$	1 070 \$	- \$
13 Total frais d'entreposage - Usine LSR <sup>(3)</sup>	6 157 \$	8 670 \$	2 513 \$	419 \$

<sup>(1)</sup> R-3879-2014, B-0745, Gaz Métro-109, Document 19, p. 10, tableau 3, colonne 2.

<sup>(2)</sup> B-0045, Gaz Métro-9, Document 5, p. 2, tableau 3, colonne 2.

<sup>(3)</sup> B-0042, Gaz Métro-9, Document 2, p. 2, ligne 4.

- 1.2 Veuillez expliquer les écarts présentés au tableau de la référence (iii) quant aux éléments suivants : Services d'entretien, Matériaux et pièces, Autres frais divers. Veuillez également élaborer sur ce que constitue l'élément « Autres frais divers ».

**Réponse :**

Services d'entretien

En plus des coûts relatifs à la réparation de la conduite de recirculation bloquée au réservoir L80A, la hausse des services d'entretien s'explique principalement par l'exécution de divers travaux requis à l'usine LSR et non prévus à la Cause tarifaire. Ces travaux se résument en la mise à niveau de l'alimentation électrique des vaporisateurs, le remplacement des détecteurs de flammes et de gaz des boîtes froides suite à des déficiences intermittentes et à l'achat de mousse pour le système de protection des incendies.

Matériaux et pièces

La hausse des frais relatifs aux matériaux et pièces s'explique principalement par le remplacement de détecteurs de protection d'incendie et par l'achat d'équipements de protection supplémentaires afin de respecter les critères de sécurité de l'usine LSR et pour les nouveaux employés.

Autres frais divers

Les autres frais divers comprennent principalement les frais relatifs à la sous-traitance, le déneigement et la location d'équipement. La hausse des autres frais divers est principalement liée aux frais de sous-traitance encourus pour les agents de sûreté qui n'avaient pas été pris en considération lors de l'établissement de la Cause tarifaire. L'ajout d'agents de sûreté à l'usine découle du nouveau programme de la Sûreté de Gaz Métro qui vise à mitiger les risques de malversations et de malveillance. Ces agents sont requis entre autres pour contrôler les différents accès au site et gérer le trafic des véhicules et des travailleurs.

- 1.3 Veuillez expliquer la variation du compte de frais reportés – frais variables d'injection LSR, tel que présenté à la référence (iii) et présenter les calculs permettant d'établir les données « Projections » et « Résultats réels ».

**Réponse :**

La ligne 12 du tableau en réponse à la question 1.1 présente la variation du compte de frais reportés (CFR) relatif aux frais variables d'injection de l'usine LSR. La variation du CFR se calcule comme suit :

	Projections (000 \$)	Résultats réels (000 \$)	Écarts (000 \$)
Ajouts au CFR	1 798 \$	1 299 \$	(499) \$
Coûts d'injection retirés	(999) \$	(1 570) \$	(570) \$
Variation du CFR – frais variables d'injection LSR	799 \$	(271) \$	(1 070) \$

Mensuellement, une partie des frais variables de liquéfaction de l'usine LSR est incluse au CFR lorsque ces frais sont encourus (ligne « Ajouts au CFR »). Ces frais sont imputés aux résultats en fonction des volumes retirés de l'inventaire et sur la base du coût moyen d'injection (ligne « Coûts d'injection retirés »). Ce coût moyen est établi en divisant le solde du CFR au 30 septembre de l'exercice précédent par les volumes correspondants en inventaire. La différence entre les ajouts et les retraits permet d'établir la variation du CFR – frais variables d'injection LSR.

- 1.4 La Régie constate une erreur de calcul à l'annexe 3 de la référence (iv). Le montant dû par le client GNL devrait totaliser 8 447 k\$ au lieu de 11 643 k\$, selon les projections du dossier tarifaire 2016, et 11 009 k\$ au lieu de 14 956 k\$, selon les résultats réels. Veuillez mettre à jour le tableau et les autres pièces du dossier, le cas échéant.

**Réponse :**

Gaz Métro dépose une version révisée de l'annexe 3 de la pièce B-0126, Gaz Métro-44, Document 1. Cette erreur n'affecte aucune autre pièce du dossier.

- 1.5 Veuillez expliquer les motifs pour lesquels aucun coût n'est remboursé par les clients GNL selon la référence (i) quant aux services fourniture, compression et SPEDE considérant les coûts présentés à la référence (iv). Veuillez élaborer et présenter ces coûts, le cas échéant.

**Réponse :**

La page 5 de la pièce B-0038, Gaz Métro-8, Document 1, ne présente pas les coûts de fourniture, de compression et de SPEDE déboursés par le client GNL, car ils n'ont aucune incidence sur le calcul du trop-perçu/manque à gagner. De plus, la pièce B-0045, Gaz Métro-9, Document 5, vise à présenter les coûts refacturés au client GNL et apparaissant en diminution du revenu requis (pièce B-0038) aux lignes 13, 14 et 18, qui ne comprennent pas ceux des services de fourniture, de compression et du SPEDE. Toutefois, lors de la facturation du client GNL, les services de fourniture, de compression et du SPEDE sont facturés en fonction des volumes retirés par le client GNL. Il importe de rappeler que pour ces trois services, le client GNL paie le tarif mensuel en vigueur.

- 2. Références :** (i) Pièce [B-0125](#), réponse 18.2, annexe 2 (sous pli confidentiel);  
(ii) Pièce [B-0042](#), p. 1.

**Préambule :**

- (i) À la ligne 22 de l'annexe 2, les coûts et les revenus de la « Vente de fourniture à Dawn » sont établis à partir des lignes 4 et 20.
- (ii) Section « Optimisation du transport ».

**Demandes :**

- 2.1 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles Gaz Métro a établi les coûts associés à la vente de la fourniture à Dawn, tel que présenté à la référence (i), à partir du tarif de transport TCPL.

**Réponse :**

La transaction de vente de fourniture à Dawn se définit comme suit : Gaz Métro a contracté du gaz naturel à Empress, pour ensuite le transporter d'Empress vers Dawn pour finalement le vendre à des tierces parties à ce point. Ainsi, le coût relatif à la portion « Transport » de la transaction de vente de fourniture à Dawn correspond bien à celui d'une vente de transport FTLH non utilisé.

N'eût été la réalisation de ces transactions, Gaz Métro se serait retrouvée en excédent de gaz naturel puisque les besoins de la clientèle et les besoins d'injection étaient entièrement répondus. Cette situation est donc équivalente à celle présente dans le cas de ventes de transport FTLH non utilisé.

La vente de gaz naturel à Dawn a été privilégiée par les tierces parties pour ces deux journées, ayant donc une valeur ajoutée pour eux, comparativement à la vente uniquement du transport entre Empress et Dawn.

- 2.2 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles Gaz Métro inclut les coûts et les revenus de la « Vente de fourniture à Dawn » de la référence (i) avec les coûts et les revenus de la « Vente de transport FTLH non utilisé » aux lignes 31 et 32 du tableau de la référence (ii).

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 2.1.

2.3 Veuillez mettre à jour le tableau de la référence (ii) en présentant distinctivement ces deux types de transaction.

**Réponse :**

	Projections D-2015-181			Résultats réels			Écarts		
	Coûts (000 \$) (1)	Volume 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (2)	Coût moyen ¢/m <sup>3</sup> (3) (1)/(2)	Coûts (000 \$) (4)	Volume 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (5)	Coût moyen ¢/m <sup>3</sup> (6) (4)/(5)	Coûts (000 \$) (7)	Volume 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (8)	Coût moyen ¢/m <sup>3</sup> (9) (6)-(3)
<b>Optimisation du transport</b>									
1 - Revenus de la vente du FTLH non utilisé	(1 281) \$	(96 595)	1,3262	(1 381) \$	(38 746)	3,5635	(100) \$	57 849	2,2374
2 - Coût de la vente du FTLH non utilisé	7 989 \$	96 595	8,2706	3 206 \$	38 746	8,2743	(4 783) \$	(57 849)	0,0037
3 - Revenus de la vente de FTLH <i>a priori</i>	- \$	-	-	(3 493) \$	(84 603)	4,1288	(3 493) \$	(84 603)	4,1288
4 - Coût de la vente de FTLH <i>a priori</i>	- \$	-	-	7 003 \$	84 603	8,2780	7 003 \$	84 603	8,2780
5 - Revenus de la vente de fourniture à Dawn	- \$	-	-	(9) \$	(1 275)	0,7082	(9) \$	(1 275)	0,7082
6 - Coût de la vente de fourniture à Dawn	- \$	-	-	107 \$	1 275	8,3646	107 \$	1 275	8,3646
7 - Transfert de la perte sur les ventes de transport									
8 excédentaire	(6 345) \$	-	-	(4 465) \$	-	-	1 880 \$	-	-
	363 \$	-	-	968 \$	-	-	604 \$	-	-

3. **Références :** (i) Pièce [C-ACIG-0009](#), p. 4 et 6;  
(ii) Pièce [B-0060](#), p. 6;  
(iii) Pièce [B-0126](#), réponse 24.4.

**Préambule :**

(i) « *L'ACIG questionne l'inclusion de ventes de transport Dawn-EDA et Dawn-Parkway à titre de transactions financières donnant lieu à une bonification. Selon les informations contenues dans la preuve, ces capacités de transport vendues constituaient vraisemblablement des capacités qui ont été jugées non requises en cours d'année. Conséquemment, ces transactions devraient être classées comme des transactions opérationnelles et non comme des transactions financières donnant droit à une bonification.* » [nous soulignons]

[...]

*Gaz Métro indique clairement que les capacités FTSH et M12 ont été vendues étant donné qu'il a été déterminé en cours d'année qu'elles étaient non requises. Si l'on se rapporte à la définition des deux grands types de transaction, la vente de capacité de transport qui résulte en une baisse de capacités disponibles constitue une transaction opérationnelle et non une transaction financière qui n'a pas d'effet net sur la quantité totale des outils de transport disponible. »*

(ii) « *Les transactions dont le motif est financier ne peuvent se faire que si Gaz Métro n'est pas opérationnellement contrainte par ces transactions. Ces transactions sont donc possibles lorsqu'une opportunité de marché se présente à un moment et à un endroit où Gaz Métro dispose*

*d'un outil qui n'est pas pleinement utilisé par la demande de ses clients et qu'elle peut être financièrement favorable. Certaines transactions peuvent également permettre de réduire les coûts d'approvisionnements qui auraient été autrement encourus, n'eût été ces transactions. Les revenus générés par ces transactions viennent en réduction des coûts de transport et d'équilibrage. » [nous soulignons]*

(iii) « Comme indiqué à la référence iv), les capacités de M12, reliant Dawn à Parkway et rendues disponibles au 1er novembre 2015 par Union Gas, ne pouvaient être utilisées pour répondre à la demande puisqu'elles ne permettaient pas d'acheminer le gaz naturel au territoire de Gaz Métro.

*Comme cette capacité ne correspondait pas à de la capacité pouvant répondre à la demande en journée de pointe, Gaz Métro ne l'a donc pas considérée comme des excédents de capacités « a priori ».*

*La totalité des coûts de ces capacités est un coût échoué. Gaz Métro a alors tenté de vendre les capacités sur le marché secondaire afin de générer des revenus et réduire les coûts échoués afférents. Ces transactions n'affectaient en rien les outils d'approvisionnement disponibles pour répondre à la demande de la clientèle. Elles représentent donc une optimisation purement financière dans laquelle Gaz Métro a pu saisir des opportunités de marché; ce qui correspond à la définition même des transactions financières. »*

**Demandes :**

3.1 Veuillez commenter la conclusion de l'ACIG à l'effet que les transactions visées à la référence (i) devraient être classées comme des transactions opérationnelles et non comme des transactions financières donnant droit à une bonification.

**Réponse :**

L'ACIG présente dans sa preuve les définitions des transactions opérationnelles et financières qui ont été extraites d'une annexe à la décision D-2007-47 décrivant les règles du mécanisme incitatif développé et effectif du 1<sup>er</sup> octobre 2007 au 30 septembre 2012.

Gaz Métro juge que les transactions de vente de FTSH et M12 effectuées au cours de l'hiver 2015-2016 répondent à la définition de transactions financières qui était considérée dans le texte du Mécanisme incitatif applicable ainsi qu'à la définition qui est présentée dans le cadre des rapports annuels et ce, depuis l'exercice financier 2004.

En réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements de l'ACIG (B-0127, Gaz Métro-44, Document 2), Gaz Métro a d'ailleurs spécifié et expliqué en quoi les deux définitions étaient réconciliables.

Selon Gaz Métro, la catégorisation d'une transaction doit découler de la raison et/ou du contexte qui est derrière cette transaction.

Depuis l'introduction du premier mécanisme incitatif au 1<sup>er</sup> octobre 2000, des transactions d'optimisation étaient réalisées. Les revenus générés s'appliquaient en réduction du coût du gaz (services de transport et d'équilibrage) qui faisait partie intégrante de l'évaluation de la bonification reliée à ce mécanisme. Dans la décision D-2004-112, la Régie demandait à Gaz Métro de lui présenter un examen plus approfondi de ces transactions. Ainsi, depuis l'année financière 2004, Gaz Métro rapporte, au rapport annuel, les deux catégories de transaction, opérationnelle et financière<sup>1</sup> :

#### *Transaction opérationnelle*

Cette catégorie inclut les deux types suivants de transaction :

- les ventes de capacité de transport excédant les besoins de la demande continue en journée de pointe et identifiées dans le cadre de la cause tarifaire. Ces ventes sont aujourd'hui nommées « ventes *a priori* » ; et
- les ventes de FTLH non utilisé. Ces ventes résultent de la variation saisonnière de la demande comparativement à la demande projetée à la cause tarifaire. Elles se concrétisent principalement à la fin de l'année financière, une fois la demande et les besoins d'injection desservis. Ne pas réaliser ces ventes aurait pour effet d'amener en franchise (ou à Dawn) plus de gaz naturel alors que la demande ne le requiert pas. En principe, Gaz Métro se doit de revendre ces capacités afin de viser un coefficient d'utilisation (CU) de 100 % sur les capacités FTLH; d'où la considération de ces ventes spécifiques en transactions opérationnelles.

#### *Transaction financière*

Toute autre transaction qui n'est pas opérationnellement exigée est une transaction dite de nature « financière » en ce sens que Gaz Métro l'effectue parce qu'elle permet de dégager un bénéfice économique. Ces transactions sont donc possibles lorsqu'une économie de marché se présente à un moment et à un endroit où Gaz Métro dispose d'un outil qui n'est pas pleinement utilisé par la demande de ses clients.

Ainsi, dès qu'un outil d'approvisionnement n'est pas pleinement utilisé pour répondre à la demande de la clientèle, Gaz Métro tente donc de l'optimiser. Les capacités SH-Dawn et SH-Parkway d'avril à septembre étaient considérées sous cette catégorie, car elles étaient contractées pour leur approvisionnement durant l'hiver et excédentaires sur la période de l'été.

Gaz Métro n'était pas contrainte opérationnellement à se départir des capacités de transport SH-Dawn et M12 effectuées en 2016. Ce n'est pas la variation de la demande de la clientèle

---

<sup>1</sup> R-3556-2004, SCGM-6. Document 4, pages 1 et 3.



qui a amené les ventes de capacités excédentaires de SH-Dawn et M12. Celles-ci étaient identifiées excédentaires au moment de la planification de la journée gazière.

- Les capacités de M12, vendues en hiver les cinq jours où des opportunités étaient présentes, étaient purement des excédents ne pouvant répondre à la demande de la clientèle, par manque de capacité sur le tronçon entre Parkway et la franchise.
- Les ventes de SH-Dawn en hiver ont été effectuées afin de mitiger l'impact de la regazéification du gaz de l'usine LSR requis pour exécuter des travaux de réfection, n'ayant donc pas de lien avec la variation de la demande au cours de ces journées. Par la suite, à partir du mois d'avril, ces capacités étaient purement excédentaires.

Considérant ces éléments, Gaz Métro juge que les ventes de capacité de transport SH-Dawn et M12 correspondent effectivement à des transactions financières.

Par ailleurs, Gaz Métro tient à rappeler que les concepts de transactions d'optimisation, tant opérationnelles que financières, seront couverts dans le dossier relatif au développement d'un indicateur de performance visant l'optimisation des outils d'approvisionnement gazier<sup>2</sup> présentement à l'étude devant la Régie.

3.2 Veuillez indiquer si Gaz Métro a été contrainte au cours de l'année financière 2015-2016 par les capacités de transport M12 inutilisables entre Dawn et Parkway, tel que mentionné à la référence (iii).

**Réponse :**

Comme expliqué à la page 10 de la pièce B-0060, Gaz Métro-12, Document 2, les transactions de vente de transport M12 visaient à optimiser les capacités de transport M12 entre Dawn et Parkway (6 803 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour), rendues disponibles par Union Gas au 1<sup>er</sup> novembre 2015, mais ne pouvant être utilisées considérant le fait que les capacités entre Parkway et le territoire de Gaz Métro, demandées auprès de TCPL, n'étaient pas disponibles.

Gaz Métro n'était pas contrainte opérationnellement à revendre ces capacités. Sur la période du 1<sup>er</sup> novembre 2015 au 30 septembre 2016, à l'exception des cinq journées où des opportunités de marché se sont présentées, générant des revenus appliqués en réduction des coûts de transport, et de trois journées d'utilisation en remplacement du service « d'overrun » (détail à la réponse à la question 3.3), ces capacités ont été inutilisées.

---

<sup>2</sup> R-3993-2016.

Veillez expliquer en quoi la vente de capacités de transport M12 inutilisables correspond bien aux critères de transactions financières admissibles à la bonification, tel que présenté à la référence (ii).

**Réponse :**

Veillez vous référer à la réponse à la question 3.1.

- 3.3 Veillez confirmer si Gaz Métro était en mesure d'utiliser les capacités de transport M12 excédentaires à la capacité FTSH Parkway-GMIT EDA en pointe, tel que mentionné à la référence (iii).

**Réponse :**

En situation de pointe, Gaz Métro n'aurait pas été en mesure d'utiliser les capacités de transport M12 excédentaires à la capacité FTSH Parkway-GMIT EDA, le tronçon entre Parkway et la franchise n'étant pas disponible.

Cependant, au cours de l'hiver 2016, Gaz Métro a utilisé une partie des capacités excédentaires de transport M12 entre Dawn et Parkway (6 803 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) qui autrement aurait exigé d'utiliser du M12 en « overrun », considérant l'ancien contrat détenu de 7 522 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour. Le tableau suivant détaille ces journées.

Date	SH Parkway-EDA	STS	Total	Compression Parkway- GMI	M12 total requis	M12	M12
						contrat de 7 522 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	excédentaire 6 803 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour
11-févr-16	1 715	5 705	7 421	141	7 561	7 522	39
13-févr-16	1 715	5 705	7 421	139	7 560	7 522	38
14-févr-16	1 715	5 705	7 421	141	7 562	7 522	40

Il est à noter que dans le passé, le seul contrat M12 de 7 522 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour, détenu auprès de Union Gas, ne couvrait pas la totalité des besoins des contrats SH-Parkway et STS si le taux de compression d'un mois donné, requis pour ces contrats, excédait 1,36 %. Ainsi, dans ces situations, Gaz Métro devait demander de « l'overrun » de M12 pour combler la totalité de ses besoins.

- 3.4 Veillez indiquer si Gaz Métro considère les transactions issues d'outils dont les coûts sont échoués en tant que transactions d'optimisation sujettes à la bonification.

Le cas échéant, veuillez expliquer en quoi ces transactions permettent de réduire les coûts d'approvisionnement, en lien avec la citation de la référence (ii).

**Réponse :**

Gaz Métro confirme que les transactions issues « d'outils non utilisés dont les coûts sont échoués » répondent parfaitement à la définition de transactions financières présentées à la référence (ii) et plus spécifiquement à l'extrait suivant de cette référence : « *un outil qui n'est pas pleinement utilisé par la demande de ses clients et qu'elle (l'opportunité) peut être financièrement favorable* ». Les ventes de M12 excédentaire répondent à cette définition.

Ce ne sont pas nécessairement toutes les transactions d'optimisation financières qui permettent de réduire les coûts autrement encourus n'eût été ces transactions (2<sup>e</sup> soulignement de la référence (ii)). À cet effet, Gaz Métro vous réfère aux pages 11 et 12 de la pièce B-0060, Gaz Métro-12, Document 2, où l'exemple de transactions ne générant pas de revenu, mais qui ont tout de même permis de réduire les coûts d'approvisionnement de la clientèle, est présenté. Ces transactions ont été intégrées à l'annexe 1. Ainsi, sur les 130 transactions d'optimisations financières, 73 transactions ont permis de réduire les coûts d'approvisionnement qui auraient autrement été encourus, n'eût été ces transactions, sans toutefois générer de revenu. Puisqu'il n'y a aucune génération de revenu, il n'y a pas de bonification liée à ces transactions d'optimisation.

- 4. Références :**
- (i) Pièce [C-FCEI-0013](#), p. 5;
  - (ii) Pièce [C-FCEI-0013](#), p. 8.

**Préambule :**

(i) « *Pour s[a] part, Gaz Métro maintient que la fonctionnalisation approuvée par la décision D-2011-162 doit s'appliquer tel qu'il ressort de ses réponses aux questions 1.7 et 1.13 de la FCEI.* »

La Régie comprend que la FCEI réfère plutôt à la décision D-2011-164.

(ii) « *Sur le fond, il est clair que la récupération des coûts échoués de 3,51 M\$ par le tarif d'équilibrage n'est pas cohérente avec les principes de fonctionnalisation approuvés par la Régie. Une telle allocation ferait abstraction de l'évolution du contexte depuis la décision D-2011-162 et serait en contradiction avec les décisions D-2012-175, D-2013-182, D-2014-064, D-2014-165 et D-2015-177.* »

**Demandes :**

- 4.1 Pour chacune des années de la période 2011 à 2016, veuillez présenter le traitement et la fonctionnalisation des coûts de transport non utilisé entre les services de transport et d'équilibrage.

**Réponse :**

Depuis le dégroupement des tarifs au début des années 2000, la méthode de fonctionnalisation des coûts utilisée est celle de la demande et de l'excédent. Selon cette méthode, les coûts représentant une utilisation à 100 % de CU sont fonctionnalisés au service de transport et tous les autres coûts se retrouvent à l'équilibrage. Cela revient à diviser les coûts d'approvisionnement en deux groupes : les coûts des outils utilisés qui permettent de répondre à une demande moyenne annuelle (coûts de transport) et les coûts des outils non utilisés qui représentent alors tous les coûts excédentaires pour répondre à la demande moyenne annuelle (coûts d'équilibrage). Ainsi, tous les coûts d'approvisionnement non utilisés doivent être fonctionnalisés à l'équilibrage.

Gaz Métro croit important de distinguer la notion de « coûts échoués » abordée par la FCEI dans son mémoire (C-FCEI-0013) et la notion de « coûts de transport non utilisé » abordée par la Régie dans la demande de renseignements. Les coûts échoués auxquels fait référence la FCEI correspondent aux coûts des outils excédentaires pour répondre aux besoins de pointe hivernale. Les coûts de transport non utilisé font partie quant à eux d'une catégorie plus large qui englobe l'ensemble des coûts excédentaires pour répondre à la demande moyenne annuelle<sup>3</sup>. Ceci étant dit, tel qu'expliqué précédemment, tous ces coûts doivent être fonctionnalisés à l'équilibrage.

Ainsi, au moment de la cause tarifaire, les coûts de transport non utilisé sont toujours fonctionnalisés à l'équilibrage afin de respecter la méthode de la demande et de l'excédent approuvée lors du dégroupement. C'est ce qui a été fait pour chacune des causes tarifaires de la période 2011 à 2016.

Au rapport annuel, la fonctionnalisation utilisée à la cause tarifaire est conservée. Lorsque la demande en cours d'année a varié, il est possible que des outils de transport utilisés se retrouvent à l'équilibrage ou que des outils de transport non utilisés se retrouvent au transport. Gaz Métro avait d'ailleurs proposé de réviser la fonctionnalisation en fin d'année pour éviter cette situation et s'assurer que les coûts alloués au service de transport représentent toujours un CU de 100 % (R-3837-2013, B-0256, Gaz Métro-2, Document 4, section 4). Cela avait toutefois été refusé par la Régie par la décision D-2014-064.

Par contre, pour 2016, dans la pièce B-0042, Gaz Métro-9, Document 2, page 1, il est possible de déduire que des coûts de transport non utilisé se retrouvent au transport au rapport annuel. En effet, malgré que l'utilisation du transport SH ait diminué de près de 9 %<sup>4</sup>, que le coût unitaire de la prime ait diminué<sup>5</sup> et que les crédits accordés pour les livraisons à Dawn aient également été moindres que prévu<sup>6</sup>, le coût unitaire des capacités

---

<sup>3</sup> Il est à noter que les coûts échoués abordés par la FCEI font également partie de cette deuxième catégorie, soit celle des coûts de transport non utilisés.

<sup>4</sup> B-0042, Gaz Métro-9, Document 2, p1, 1.16: (115 523) / 1 328 464 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>.

<sup>5</sup> *Idem*, p1, 1.13 : (0,0714) ¢/m<sup>3</sup>.

<sup>6</sup> *Idem*, p1, 1.15 : (2,2) M\$.

de transport SH fonctionnalisées au transport a tout de même augmenté de 0,4078 c/m<sup>3</sup><sup>7</sup>. Ainsi, la fixation des coûts de transport SH à la cause tarifaire fait que les coûts des capacités de transport SH non utilisées fonctionnalisés au transport augmentent considérablement le coût unitaire.

Également, les modifications en cours d'année de la consommation d'un grand client du secteur de la métallurgie ont permis au net de réduire les coûts échoués prévus. Tout d'abord, bien que des outils aient été vendus pendant l'hiver, ceux-ci l'ont été à un prix avantageux par rapport au prix de vente de l'été. Ensuite, la consommation supérieure à la prévision de ce client pendant l'été a permis de réduire les ventes prévues d'été qui auraient été effectuées à un prix inférieur. Au total, alors qu'une perte de 6,4 M\$ était prévue, la perte réelle n'a été que de 4,5 M\$, ce qui a permis de réduire la hausse des coûts d'équilibrage de 1,9 M\$.<sup>8</sup>

4.2 Veuillez commenter la conclusion de la FCEI présentée à la référence (ii).

**Réponse :**

Comme Gaz Métro le mentionne en réponse à la question 4.1 :

- les modifications en cours d'année de la consommation d'un grand client du secteur de la métallurgie ont réduit au net les coûts échoués prévus transférés à l'équilibrage de 1,9 M\$. En fonction de ce qui est présenté au rapport annuel, les clients en équilibrage sont donc déjà avantagés par rapport à la cause tarifaire ; et
- en raison de la méthode de fonctionnalisation actuelle, des coûts de transport SH non utilisés se retrouvent dans les coûts de transport au rapport annuel. Ces coûts ne sont pas reliés au grand client du secteur de la métallurgie. Pour 2016, ces coûts sont supportés par les clients du service de transport.

La fonctionnalisation des coûts de transport et d'équilibrage repose, depuis le dégroupement des tarifs, sur le principe de la demande et de l'excédent. Selon ce principe relativement simple, les coûts des outils de transport utilisés (donc à CU de 100 %) se retrouvent au transport et l'excédent se retrouve à l'équilibrage. En raison de l'évolution du contexte d'approvisionnement, la fonctionnalisation des coûts d'approvisionnement nécessite d'être révisée en profondeur. Cette révision est effectuée dans le cadre du dossier R-3867-2013, phase 2, et vise à répondre à l'ensemble des décisions de la Régie.

L'ensemble des modifications requises pour améliorer la fonctionnalisation des coûts d'approvisionnement pour répondre aux multiples décisions de la Régie ne peut cependant pas se faire à la pièce, mais plutôt de façon globale. Dans le cadre du dossier R-3867-2013, phase 2, Gaz Métro fait plusieurs propositions qui couvrent l'ensemble des éléments

---

<sup>7</sup> *Idem*, p1, l.16 : 0,4078 c/m<sup>3</sup>.

<sup>8</sup> *Idem*, p2, l.19, c.5.

soulevés dans les décisions de la Régie, que ce soit en lien avec les outils utilisés ou non utilisés ou encore avec les coûts échoués.

Gaz Métro réitère donc que le dossier de la fonctionnalisation des coûts d'approvisionnement est complexe, comporte une multitude d'éléments et doit être traité en totalité dans le dossier R-3867-2013, phase 2. Tout ajustement à la pièce qui résulterait en un compte de frais reportés (CFR) ne pourrait refléter l'ensemble des changements requis pour que la fonctionnalisation des coûts soit améliorée et réponde à l'ensemble des préoccupations énoncées au fil du temps. Il n'est donc pas souhaitable de créer le CFR suggéré par la FCEI.

## INDICES DE QUALITÉ DE SERVICE

- 5. Références :**
- (i) Pièce [B-0025](#), note de bas de page numéro 1, p. 1;
  - (ii) Pièce [B-0126](#), p. 30;
  - (iii) Décision [D-2015-181](#), p. 93.

**Préambule :**

(i) « La description de chacun des indices de qualité de service se trouve à la page 25 du Mécanisme incitatif convenu par le groupe de travail à la phase 2 du PEN – R-3599-2006, 19 avril 2007. »

(ii) « Dans sa décision D-2014-077, la Régie a reconnu que la remise des trop-perçus sera assujettie aux indices de qualité de service présentés à la pièce B-0159. Lors des Causes tarifaires 2015 et 2016, Gaz Métro a proposé le même libellé pour l'indice des GES. Dans sa décision D-2015-181, la Régie a approuvé les indices de qualité de service pour les années 2015 et 2016 en indiquant que la proposition de Gaz Métro était conforme à la décision D-2013-106 et qu'elle répondait aux attentes exprimées. » [nous soulignons]

(iii) Dans sa décision D-2015-181, la Régie approuvait les paramètres suivants, pour l'indice *Procédure de recouvrement et d'interruption de service* :

Indice	Paramètre utilisé	Pondération
Procédure de recouvrement et d'interruption de service	Nombre de cas d'interruption de service pour défaut de paiement contrevenant à la procédure d'interruption de service	10 %

**Demandes :**

- 5.1 Veuillez confirmer que le seul indice dont la description a changé par rapport à la description prévue au mécanisme incitatif de la référence (i) est l'indice « Émissions de gaz à effet de serre » de la référence (ii). Dans la négative, veuillez élaborer.

**Réponse :**

Gaz Métro le confirme.

- 5.2 Veuillez indiquer s'il est possible, pour le Distributeur de fournir, à chaque rapport annuel, le nombre de clients dont le service a été interrompu, en spécifiant le nombre de cas contrevenant à la procédure d'interruption de service (référence (iii)). Sinon, veuillez élaborer.

**Réponse :**

Il serait possible pour Gaz Métro de fournir, à chaque rapport annuel, le nombre de clients interrompus qui utilise le gaz naturel à des fins d'usage domestique pour le chauffage de l'espace, pour la période du 15 novembre au 15 mars.

Il serait aussi possible pour Gaz Métro de spécifier dans chaque rapport annuel, le cas échéant, le nombre de cas contrevenant à la procédure de recouvrement et d'interruption de service s'appliquant à la clientèle qui utilise le gaz naturel à des fins d'usage domestique pour le chauffage de l'espace, pour la période du 15 novembre au 15 mars.



**PRC ET PRRC**

- 6. Références :**
- (i) Pièce B-0080 (Fichier Excel – accès restreint);
  - (ii) Pièce [B-0126](#), p. 51 et 52;
  - (iii) Pièce [B-0126](#), p. 51;
  - (iv) Pièce [B-0126](#), p. 52;
  - (v) Dossier R-3879-2014, pièce [B-0458](#), p. 1;
  - (vi) Dossier R-3879-2014, pièce [B-0555](#), p. 17;
  - (vii) Décision [D-2015-214](#), p. 12 et 13.

**Préambule :**

- (i) Rapport détaillé des programmes PRC et PRRC 2015-2016.
- (ii) « 17.4 [...] veuillez, pour chacune des grilles existantes, fournir un exemple détaillé de calcul des paramètres suivants : « Aide financière (\$) », « Rabais ( $\text{¢}/\text{m}^3$ ) » « D à l'OMA ( $\text{¢}/\text{m}^3$ ) », et « Rabais (%) », en indiquant le numéro de projet sélectionné (référence (i)). Veuillez également estimer la PRI pour chaque exemple et la comparer avec les critères d'aide financière mentionnés à la référence (iii).

**Réponse :**

[...]

Mar.	Numéro projet	volume m <sup>3</sup>	Appareil(s)	Type de vente	Palier volume m <sup>3</sup>	Montant grillé	Surcoût	Éco. Ann.	PRI Final	PRI désirée
CII	80138341	5 700	Unité de toit	Nouvelle Vente	5000-5999	3 900\$	11 432\$	1 301\$	5,8	2,0
CII	80137994	5 700	Unité de toit	Ajout de charge avec conversion	5000-5999	2 850\$	11 432\$	1 301\$	6,6	3,0
CII	80138012	6 000	Unité de toit	Ajout de charge avec conversion	6000-7999	3 500\$	11 658\$	1 642\$	5,0	3,0
CII	80137719	7 000	Unité de toit	Ajout de charge sans conversion	6000-7999	3 000\$	8 209\$	1 642\$	3,2	3,0
RES	80137934	2 230	Générateur air chaud	Nouvelle Vente	n/a	1 200\$	5 214\$	397\$	10,1	0,0

- (iii) Le Distributeur spécifie les composantes de chacun des éléments de suivi du PRC :

	Pièce	PRC en \$	Écart avec la CT 2016 (en %)	Écart avec la CT 2016 (en \$) <sup>1</sup>
Plan de développement An1 CT 2016	B-0450	12 388 449	N/A	N/A
Rapport détaillé du PRC 2016	B-0080	14 052 625	13,4%	1 664 176
Moins de 1,5 M\$		13 876 600	12,0%	1 488 151
Inclus au Plan de développement a priori 2016		11 533 260	-6,9%	-855 189
Inclus aux Plan de développement avant 2016		2 343 340	N/A	N/A
Plus de 1,5 M\$		176 025	N/A	N/A
Inclus au Plan de développement a priori 2016		40 425	N/A	N/A
Inclus aux Plan de développement avant 2016		135 600	N/A	N/A
Plan de développement An1 a priori 2016	B-0075	12 046 894	-2,8%	-341 554

<sup>1</sup> L'écart peut ne pas correspondre en raison de l'arrondissement

(iv) Gaz Métro souligne « [...] *Un autre point de vigilance concerne la présence d'une aide financière basée sur deux grilles par exemple : une aide financière pour le chauffage de l'espace et en même temps une pour l'eau chaude sanitaire.* » [nous soulignons]

(v) Additions à la base de tarification 2016.

(vi) Dans le dossier tarifaire 2016, Gaz Métro proposait les modifications suivantes aux grilles d'aide financière du PRC :

**Tableau 4**  
**Aménagement des grilles d'aide financière**

Grilles actuelles		Modifications apportées
Grille 1	Détermination des volumes de consommation	Aucune
Grille 2	Projet de nouvelle construction et conversion	Modèle PRI 2 ans ou PRC max
Grille 3	Projets d'ajout de charge avec conversion	Modèle PRI 3 ans ou PRC max
Grille 4	Projets d'ajout de charge sans conversion	Modèle PRI 3 ans ou PRC max
Grille 5	Bâtiment de référence avec plusieurs compteurs	Retrait
Grille 6	Projets pour besoins en eau chaude et procédés	Aucune
Grille 8	Conversion résidentielle	Modèle PRI 0 ans ou PRC max

(vii) « [54] *Gaz Métro soumet que les cas-types ont été extrapolés pour bâtir des grilles d'aides financières. Ces grilles représentent un outil simplifié auprès de la force de vente externe, afin de lui permettre d'avoir accès à l'information sur l'aide financière permise selon le type d'appareil et le volume de consommation.*

[...]

[61] [...] *la Régie prend acte du suivi de sa décision D-2014-077, visant la révision du modèle d'attribution des aides financières du PRC et s'en déclare satisfaite.* » [nous soulignons]

**Demandes :**

- 6.1 Veuillez indiquer s'il est possible, pour le Distributeur, d'ajouter aux tableaux de la référence (i), les colonnes « appareil(s) » et « type de vente », tel que fourni dans le tableau de la référence (ii). Sinon, veuillez justifier.

**Réponse :**

Une colonne « type de vente » pourrait être ajoutée aux tableaux de la référence (i). L'ajout de cette colonne nécessiterait une programmation informatique.

Des colonnes « appareil(s) » pourraient aussi être ajoutées aux tableaux de la référence (i). L'ajout de ces colonnes nécessiterait également une programmation informatique. Gaz Métro tient à préciser ces éléments quant à l'ajout possible de ces colonnes.

- Il est important de préciser que la saisie des appareils dans les dossiers d'engagement d'aide financière qui apparaissent aux tableaux de la référence (i) est une saisie *a priori* et que la vérification et l'inspection des appareils se feront au moment de l'analyse du dossier et ce, tout juste avant le déboursé de l'aide financière. Ainsi, il est possible qu'il y ait une différence entre les appareils saisis *a priori* au dossier et ceux qui ont réellement été installés et pour lesquels l'aide financière sera versée. Autrement dit, ce n'est qu'au moment de l'analyse du dossier pour le déboursé de l'aide financière que Gaz Métro a la certitude que les appareils qui ont été validés ou inspectés correspondent bien à ceux qui ont été saisis *a priori*. Comme ce sont les dossiers d'engagement d'aide financière qui sont présentés aux tableaux de la référence (i) et qu'ils ne sont pas tous rendus à l'étape de l'analyse pour le déboursé de l'aide financière, les appareils de ces dossiers n'ont pas encore été vérifiés, inspectés et modifiés au besoin. Par conséquent, l'information qui pourrait être incluse dans la colonne « appareils(s) » ne serait pas nécessairement valide et pourrait être modifiée ultérieurement.
- De plus, il est important de considérer que le nombre d'appareils par dossier varie. Il peut varier d'un à quelques dizaines. En présumant que les appareils doivent apparaître aux tableaux de la référence (i), la présentation de ceux-ci serait considérablement alourdie par le nombre d'appareils par dossier. Le dernier rapport PRC contenait au-delà de 4000 lignes.
- Gaz Métro précise aussi que l'ajout possible de colonnes « appareils(s) » ne permettrait pas l'association à la grille de calcul d'aide financière utilisée. Gaz Métro a expliqué les raisons à la réponse à la question 17.5 de la demande de renseignements n° 1 (pièce B-0126, Gaz Métro-44, Document 1).

- 6.2 Considérant que les montants d'aide financière présentés en rapport annuel (référence (i)) incluent des subventions PRRC, veuillez ventiler les prévisions 2016 des programmes commerciaux de la référence (v) par type de programme (PRC et PRRC).

**Réponse :**

<b>Budget Cause tarifaire 2016 (000 \$)</b>			
	<b>Total</b>	<b>Projets inférieurs à 1,5 M\$</b>	<b>Projets supérieurs à 1,5 M\$</b>
<b>Programmes commerciaux</b>	<b>18 663</b>	<b>18 621</b>	<b>42</b>
PRC	13 913	13 871	42
PRRC	4 750	4 750	0

- 6.3 Veuillez indiquer s'il est possible, pour le Distributeur, de déposer, à chaque rapport annuel, le tableau explicatif de la référence (iii) pour le programme PRC, ventilé selon le type de client (résidentiel, CII) et en considérant les prévisions de la référence (v). Sinon, veuillez justifier.

**Réponse :**

Il serait possible pour Gaz Métro de déposer, à chaque rapport annuel, le tableau explicatif de la référence (iii) pour le programme PRC, ventilé selon le type de client (résidentiel, CII) et en considérant les prévisions de la référence (v).

- 6.4 Veuillez fournir chacune des grilles en vigueur (références (vi) et (vii)). Veuillez compléter le tableau fourni par Gaz Métro pour le programme PRC à la référence (ii), en indiquant la grille de la référence (vi) utilisée. Veuillez ajouter des exemples de calcul pour les grilles de la référence (vi) non considérées dans le tableau de la référence (ii), le cas échéant.

**Réponse :**

Gaz Métro a déposé les grilles en vigueur en annexe Q-6.4.

Grille utilisée	Marché	Numéro projet	Volume m <sup>3</sup>	Appareil(s) subventionnés	Type de vente	Palier volume m <sup>3</sup>	Montant grillé	Surcoût	Économie annuelle	PRI Final	PRI désirée
Grille 2	CII	80138341	5 700	Unité de toit	Nouvelle Vente	5 000-5 999	3 900 \$	11 432 \$	1 301 \$	5,8	2,0
Grille 3	CII	80137994	5 700	Unité de toit	Ajout de charge avec conversion	5 000-5 999	2 850 \$	11 432 \$	1 301 \$	6,6	3,0
Grille 3	CII	80138012	6 000	Unité de toit	Ajout de charge avec conversion	6 000-7 999	3 500 \$	11 658 \$	1 642 \$	5,0	3,0
Grille 4	CII	80137719	7 000	Unité de toit	Ajout de charge sans conversion	6 000-7 999	3 000 \$	8 209 \$	1 642 \$	3,2	3,0
Grille 5	CII	80138281	16 800	Unité de toit	Nouvelle Vente	16 000-17 999	6 350 \$	n/d	n/d	n/d	2,0
Grille 6	CII	80138501	5 569	Chauffe-eau	Nouvelle Vente	5 000-5 999	1 125 \$	n/d	n/d	n/d	2,0
Grille 7 <sup>1</sup>	RES	80137934	2 230	Générateur air chaud	Nouvelle Vente	n/a	1 200 \$	5 214 \$	397 \$	10,1	0,0

Note 1: La Grille 8 de la référence (vi) a été renommée Grille 7.

Tel qu'indiqué à la référence (vi), Gaz Métro avait prévu retirer la grille 5 lors des travaux de révision des grilles d'aides financières. Par contre, Gaz Métro a décidé de la conserver, car elle vise un type de bâtiments spécifiques, soit ceux ayant un branchement et plusieurs compteurs. Les coûts sont distinctifs dans ce type d'installation et c'est ce qui a motivé son maintien. L'établissement des montants de la grille 5 est dérivé de la grille 2. En ce qui concerne la grille 6 (eau chaude) l'évaluation des surcoûts de cette grille n'a pas été présentée à la Régie. Des travaux sont à venir pour établir les surcoûts moyens contenus aux grilles 5 et 6. C'est pour cette raison que certaines données du tableau ci-haut ne sont pas disponibles.

- 6.5 Veuillez ajouter, au tableau fourni par Gaz Métro à la référence (ii), un exemple de calcul d'aide financière PRC, utilisant deux grilles de la référence (vi), tel qu'indiqué à la référence (iv).

#### Réponse :

Grilles utilisées	Marché	Numéro projet	Volume m <sup>3</sup>	Appareil(s) subventionnés	Type de vente	Palier volume m <sup>3</sup>	Montant grillé
Grille 2	CII	80138285	5 700	Aérotherme	Nouvelle vente	5 000-5 999	1 200 \$
Grille 6			5 540	Chauffe-eau		5 000-5 999	1 125 \$

Tel que mentionné à la réponse à la question 6.4, l'évaluation des surcoûts de la grille 6 est à venir. L'analyse préliminaire établit que les montants de la grille 6 sont insuffisants versus les surcoûts. En ce qui concerne l'aérotherme (grille 2), l'analyse des surcoûts a démontré l'absence de surcoût pour l'aérotherme au gaz naturel versus les concurrents

comparables. Cependant, les grilles actuelles incluent un montant de PRC pour l'aérotherme étant donné que nous sommes en période de transition<sup>9</sup>.

Pour ces raisons, les colonnes *Surcoûts*, *Économie annuelle*, *PRI finale* et *PRI désirée* n'ont pu être détaillées.

---

<sup>9</sup> R-3879-2014, B-0616, Gaz Métro-104, Document 3, p. 16.

## PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

7. **Référence :** Pièce [B-0071](#), p. 68.

### Préambule :

Dans ses fiches de programme (par exemple, le programme PE218), le Distributeur précise les dossiers d'où proviennent les données et paramètres utilisés, en note de bas de page. Toutefois, certains paramètres ne sont pas détaillés par voie de notes.

	CT 2015-2016	Réel 2015-2016	% Réalisation
<b>Paramètres du programme</b>			
Économies unitaires (m <sup>3</sup> )	507 916	498 905	98%
<sup>1</sup> Coût incrémental (\$)	693 191	693 191	100%
Coûts évités \$/m <sup>3</sup>	0,257	0,257	100%
Opportuniste (%)	31	18	57%
Entraînement (%)	0	0	
<sup>2</sup> Bénévolat (m <sup>3</sup> )	0	0	
<sup>3</sup> Durée de vie (année)	10	10	100%

### Demande :

7.1 Veuillez indiquer s'il est possible pour le Distributeur de présenter, dans les rapports annuels et les dossiers tarifaires, une note de bas de page pour chacun des paramètres des programmes, dans les fiches des programmes du PGEÉ, afin de préciser la provenance des données. Dans la négative, veuillez justifier.

### Réponse :

Il sera possible pour Gaz Métro de présenter, le cas échéant, dans les rapports annuels et les causes tarifaires, une note de bas de page pour chacun des paramètres des programmes du PGEÉ, à l'exception des initiatives ne générant pas d'économies d'énergie, telles que celles liées aux programmes de sensibilisation et celles visant les ménages à faible revenu : PE106, PE126, PE204, PE236, et PE214.

Toutefois, à la suite de l'adoption en décembre 2016 de la Loi 106 visant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030, Gaz Métro comprend que la Régie approuvera les programmes et les mesures qui sont sous la responsabilité des distributeurs d'énergie ainsi que l'apport financier nécessaire, réparti par forme d'énergie, à la réalisation de ceux-ci dans le cadre du Plan directeur présenté par Transition énergétique Québec (TEQ)<sup>10</sup>.

Gaz Métro comprend également que les distributeurs devront produire un état de la situation<sup>11</sup> à TEQ pour les programmes et les mesures qui sont sous leur responsabilité et

---

<sup>10</sup> Selon l'article 85.41 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* telle que modifiée par la Loi 106.

<sup>11</sup> Selon l'article 16 de la Loi 106.

que cette dernière produira un rapport d'activités auprès du ministre du MERN qui portera sur les éléments suivants : l'état d'avancement du plan, l'atteinte des cibles, le nombre de programmes et de mesures mis en œuvre, et les budgets utilisés<sup>12</sup>.

Gaz Métro est d'avis que les processus réglementaires d'approbation des budgets et de suivi du PGEÉ actuels devront être adaptés afin d'éviter les dédoublements et ne pas alourdir le processus réglementaire.

Dans ce contexte de transition, le format de présentation des documents soumis par TEQ à la Régie dans le cadre du plan directeur ou au ministre dans le cadre du rapport d'activités pourrait évoluer par rapport au mode de présentation actuel de Gaz Métro dans le cadre de ses causes tarifaires et rapports annuels futurs.

- 8. Références :**
- (i) Dossier R-3951-2015, Pièce [B-0161](#), p. 69 à 70;
  - (ii) Dossier R-3969-2016, pièce [B-0165](#), p. 65.

**Préambule :**

(i) « 25.1 Veuillez élaborer sur des pistes de solution afin de réduire les délais entre l'évaluation d'un programme et la mise à jour des paramètres dans le cadre des rapports annuels.

[...] *Considérant ce qui précède, Gaz Métro est d'avis que l'énoncé du préambule à l'effet que le processus d'évaluation d'un programme et la mise à jour des paramètres évalués peuvent prendre 10 ans n'est pas représentatif des délais habituels.* [...]

*Gaz Métro souhaite également souligner que le processus d'évaluation d'un programme et la mise à jour des paramètres évalués sont deux processus distincts qui font l'objet d'un traitement réglementaire différent. En effet, le processus d'évaluation des programmes est traité par voie administrative tandis que la mise à jour des paramètres des programmes en fonction des recommandations de l'évaluateur est traitée dans le cadre de la cause tarifaire annuelle.*

*Plus précisément, le processus en place se déroule actuellement en trois étapes :*

- *Évaluation du programme par une firme externe et dépôt du rapport à la Régie;*
- *Processus administratif avec la Régie;*
- *Mise en œuvre des recommandations de l'évaluateur externe par la mise à jour des paramètres des programmes dans la cause tarifaire suivant la réception de la décision administrative de la Régie.* »

---

<sup>12</sup> Selon l'article 53 de la Loi 106.



(ii) « L'évaluation d'un programme d'efficacité énergétique peut être menée pour diverses raisons. Par exemple, une évaluation d'impact permettra d'obtenir une estimation plus précise des économies d'énergie nettes tandis qu'une évaluation de processus permettra d'améliorer la performance d'un programme en analysant les facteurs influençant la clientèle à adhérer ou non au programme en question.

[...]

Notons par ailleurs que depuis 2013, Gazifère procède au calcul des économies réelles. Ce processus s'insère dans un processus d'évaluation continue des impacts énergétiques des programmes de Gazifère, et peut servir de base à tout exercice formel de révision des gains unitaires des mesures approuvées. »

La Régie présente une mise en situation afin de refléter le processus actuel en place, qui se déroule en trois étapes, selon la référence (i) :

- L'année financière en cours est l'année 2016-2017.
- Une évaluation de programme sera faite sur une période de trois années. Ainsi, l'évaluateur prendra les données de « suivi interne » de Gaz Métro pour les années financières 2016-2017, 2017-2018 et 2018-2019, comme point de départ, pour effectuer son évaluation.
- Gaz Métro présentera le rapport de l'évaluateur en décembre 2020 dans le cadre du processus administratif de suivi des évaluations.
- La Régie publiera son rapport portant sur le suivi 2021 des évaluations des programmes du PGEÉ à l'été 2021.
- Le rapport annuel pour l'année financière 2020-2021, qui sera déposé en décembre 2021, ne reflètera pas les paramètres révisés par l'évaluateur dans son rapport déposé en décembre 2020.
- Le rapport annuel pour l'année financière 2021-2022, qui sera déposé en décembre 2022, ne reflètera pas les paramètres révisés par l'évaluateur dans son rapport déposé en décembre 2020.
- Gaz Métro actualisera les paramètres révisés par l'évaluateur dans le dossier tarifaire de l'année 2022-2023.
- Gaz Métro actualisera les résultats « réels » pour l'année financière 2022-2023, lors du rapport annuel, et ce, de façon à ce que les paramètres de programmes soient les mêmes que ceux du dossier tarifaire.

#### **Demandes :**

8.1 Veuillez élaborer sur l'opportunité et la pertinence de mettre en place l'une des avenues suivantes afin de présenter, au rapport annuel, des résultats qui se rapprochent davantage des recommandations de l'évaluateur quant aux programmes du PGEÉ :

## 8.1.1. Avenue n° 1 :

Gaz Métro mettra à jour les paramètres reliés à « l'impact énergétique » (référence (ii)) et la détermination de la rentabilité du programme (coût incrémental pour le calcul du test TCTR) lors du rapport annuel 2020-2021, en fonction des rapports de l'évaluateur et de la Régie. Dans ce cas, l'évaluation du programme en question tiendrait compte, tant de l'évaluation d'impact que de processus (référence (ii)).

**Réponse :**

Avant de répondre à la question posée, Gaz Métro désire commenter certains points présentés dans la mise en situation détaillée en préambule.

Étape	Mise en situation de la Régie	Commentaires de Gaz Métro
1	L'année financière en cours est l'année 2016-2017	Aucun
2	Une évaluation de programme sera faite sur une période de trois années. Ainsi, l'évaluateur prendra les données de « suivi interne » de Gaz Métro pour les années financières 2016-2017, 2017-2018 et 2018-2019, comme point de départ, pour effectuer son évaluation.	Aucun
3	Gaz Métro présentera le rapport de l'évaluateur en décembre 2020 dans le cadre du processus administratif de suivi des évaluations.	Aucun
4	La Régie publiera son rapport portant sur le suivi 2021 des évaluations des programmes du PGEÉ à l'été 2021.	Aucun
5	Le rapport annuel pour l'année financière 2020-2021, qui sera déposé en décembre 2021, ne reflétera pas les paramètres révisés par l'évaluateur dans son rapport déposé en décembre 2020.	Aucun
6	Le Rapport annuel pour l'année financière 2021-2022, qui sera déposé en décembre 2022, ne reflétera pas les paramètres révisés par l'évaluateur dans son rapport déposé en décembre 2020.	Le Rapport annuel 2022 refléterait les paramètres révisés par l'évaluateur dans son rapport déposé en décembre 2020. En effet, ces nouveaux paramètres seraient intégrés à la Cause tarifaire 2022 dès sa conception en janvier 2021 et présentés à la Régie par la suite, permettant à cette dernière d'analyser et d'approuver ces paramètres dans son Rapport administratif avant sa décision sur la Cause tarifaire 2022.

Étape	Mise en situation de la Régie	Commentaires de Gaz Métro
		Par conséquent, le Rapport annuel 2022 intégrerait déjà ces nouveaux paramètres, ce qui permettrait ainsi d'avoir une cohérence entre les paramètres utilisés pour les prévisions et les résultats réels pour l'année 2021-2022.
7	Gaz Métro actualisera les résultats « réels » pour l'année financière 2022-2023, lors du rapport annuel, et ce, de façon à ce que les paramètres de programmes soient les mêmes que ceux du dossier tarifaire.	Comme mentionné précédemment, Gaz Métro actualiserait les résultats réels un an plus tôt, soit en 2021-2022.

Selon l'Avenue n° 1, les paramètres révisés reliés à « l'impact énergétique » (référence (ii)) et la détermination de la rentabilité du programme (coût incrémental pour le calcul du test (TCTR)) seraient introduits dans le Rapport annuel 2021, soit encore une année plus tôt que prévu selon le processus décrit par le tableau présenté ci-dessus.

Rappelons que pour l'année 2020-2021, le dossier tarifaire aurait été élaboré à l'hiver 2019-2020 sur des paramètres de programmes connus à ce moment, soit avant que ces paramètres n'aient été évalués et révisés, le cas échéant, dans le cadre du processus d'évaluation dont le rapport serait produit qu'en décembre 2020. Les prévisions du dossier tarifaire auraient alors été élaborées à partir de paramètres qui seraient différents de ceux ayant servi pour déterminer les résultats réels, ce qui présente de nombreux désavantages.

Rappelons que ces désavantages ont déjà été présentés en détail dans le cadre d'une demande de renseignements de la Régie lors de l'examen du Rapport annuel 2015<sup>13</sup>. Sans reprendre ici l'ensemble des éléments soumis, Gaz Métro soulevait l'enjeu lié à la confusion dans l'analyse des résultats réels en comparaison avec le dossier tarifaire, puisque les écarts constatés pourraient à la fois être causés par les résultats de participation que par les changements aux paramètres mis à jour.

Ajoutons que la mise à jour des paramètres des programmes dans le cadre du rapport annuel impliquerait que les aides financières versées aux participants sur la base des économies générées selon les paramètres antérieurs auraient pu être différentes selon les nouveaux paramètres révisés. Dans ce cas, les aides financières versées réellement aux participants pour un programme ne correspondraient pas aux économies révisées selon les nouveaux paramètres évalués intégrés au rapport annuel, ce qui pourrait occasionner une confusion supplémentaire.

---

<sup>13</sup> R-3951-2015, B-0169, Gaz Métro-48, Document 1, réponse à la question 25.1.

Gaz Métro ne peut que réitérer les avantages du processus actuel décrits lors de cette demande de renseignements<sup>14</sup> :

« [...] Gaz Métro est d'avis que la mise à jour des paramètres des programmes au dossier tarifaire qui suit le dépôt des rapports d'évaluation à la Régie permet :

- De simplifier l'analyse des résultats au rapport annuel en limitant le nombre de paramètres qui varie entre le dossier tarifaire et les résultats en fin d'année;
- D'éviter l'analyse des nouveaux paramètres dans deux processus réglementaires parallèles;
- De laisser à la Régie l'opportunité d'analyser les recommandations et la mise à jour des paramètres des programmes dans le cadre du processus administratif;
- De permettre à la Régie d'autoriser l'intégration des paramètres mis à jour et des suivis des recommandations dans un dossier tarifaire, permettant à la Régie et aux intervenants de porter un jugement sur l'ensemble des programmes, paramètres et budgets proposés par Gaz Métro. »

#### 8.1.2. Avenue n° 2 :

À l'instar de Gazifère (à la référence (ii)), l'évaluateur utiliserait, à la fin de l'année financière 2016-2017, les données provenant du « suivi en continu » des paramètres de programme de Gaz Métro reliés à « l'impact énergétique » et à la détermination de la rentabilité du programme (coût incrémental pour le calcul du test TCTR) afin d'effectuer leur mise à jour dans le cadre du rapport annuel 2016-2017.

Dans ce cas, une évaluation de processus serait réalisée selon un intervalle défini en fonction du type de programme (prescriptif ou sur mesure).

#### **Réponse :**

Gaz Métro précise que les économies générées par ses programmes du PGEÉ correspondent aux économies réelles générées par les projets des participants<sup>15</sup>.

Par exemple, les économies générées par l'installation d'une chaudière à condensation chez un participant sont déterminées sur la base de la puissance réelle de l'appareil installé (Btu/h), seul le gain unitaire (m<sup>3</sup>/Btu/h) provient du processus d'évaluation. Pour obtenir le gain unitaire réel personnalisé du participant, le nombre d'heures d'utilisation devrait être connu pour chaque participant, ce qui n'est pas une donnée facile à obtenir a priori par le participant. Un autre exemple, pour les programmes d'*Encouragement à l'implantation*, les économies générées sont celles liées aux mesures réellement implantées par chacun des participants.

---

<sup>14</sup> *Idem.*

<sup>15</sup> L'homogénéité des participants du marché résidentiel permet d'utiliser des économies moyennes déterminées par les processus d'évaluation comme estimation des données réelles.

Dans ce contexte, Gaz Métro effectue déjà un « suivi en continu » des impacts énergétiques de ses programmes.

Au niveau des coûts incrémentaux, Gaz Métro utilise principalement les données obtenues dans le cadre du processus d'évaluation, sauf dans les cas où les programmes permettent d'obtenir des données précises sur les surcoûts.

Pour obtenir les coûts incrémentaux réels pour tous ses programmes, Gaz Métro devrait exiger des participants qu'ils fournissent les factures des appareils ou des mesures à haute efficacité installés et également une soumission pour des appareils ou des mesures standards. Quoique cette approche soit possible pour les programmes comprenant déjà un processus d'analyse détaillée comme pour les programmes d'*Encouragement à l'implantation* PE208, PE218 et PE219, elle représenterait un alourdissement important aux processus de plusieurs programmes et un frein à la participation. La révision des coûts incrémentaux dans le cadre de l'évaluation des programmes permet d'obtenir sensiblement les mêmes résultats, tout en évitant d'alourdir les processus et d'augmenter les coûts et les délais de traitement des dossiers.

Gaz Métro constate que le rapport de la firme Dunsky Expertise en énergie (référence ii) fait état des façons dont le coût incrémental a été mis à jour. Voici quelques extraits pertinents :

*« Quant à l'identification du coût incrémental, Dunsky Expertise en énergie a entrepris au printemps 2016 des discussions avec des installateurs locaux afin d'identifier le coût incrémental pour un appareil correspondant à la puissance moyenne des appareils installés dans le cadre du programme de Gazifère en 2015. Ce faisant, le coût incrémental a été révisé à 3 806 \$ comparativement à 2 085 \$ tel que précédemment identifié dans le PGEÉ 2015-2016. »<sup>16</sup>*

*« Quant à l'identification du coût incrémental, Dunsky Expertise en énergie s'est appuyé sur une récente étude de coûts incrémentaux pour ce type d'équipement menée par Navigant dans le Nord-Est des États-Unis<sup>[...]</sup> et a ajusté le montant en fonction des coûts relatifs des équipements et de la main-d'œuvre entre le Nord-Est des États-Unis et Gatineau à l'aide du City Cost Indexes de la firme RSMEANS<sup>[...]</sup>. Ce faisant, le coût incrémental a été révisé à 483 \$ comparativement à 387 \$ tel que précédemment identifié dans le PGEÉ 2015-2016. »<sup>17</sup>*

*« Quant à l'identification du coût incrémental, Dunsky Expertise en énergie s'est appuyé sur une étude de coûts incrémentaux pour ce type d'équipement dans le Nord-Est des États-Unis<sup>[...]</sup> ajustée à l'année 2016 à partir de l'index PPI pour des équipements de chauffage du Bureau of Labor Statistics<sup>[...]</sup> et en fonction des coûts relatifs des équipements et de la main-d'œuvre entre le Nord-Est des États-Unis et Gatineau à l'aide du City Cost Indexes de la firme RSMEANS<sup>[...]</sup>. Ce faisant, le coût incrémental a été révisé à 4 202 \$ pour les appareils de moins de 300 kBtu/h et à 8 790 \$ pour les appareils de plus de 300 kBtu/h comparativement à 11 711 \$ tel que précédemment identifié dans le PGEÉ 2015-2016. »<sup>18</sup>*

---

<sup>16</sup> [Gazifère, R-3969-2016](#), B-0165, GI-29, Document 5, page 8.

<sup>17</sup> *Idem*, page 11.

<sup>18</sup> *Idem*, page 16.

*« Pour parvenir à déterminer le coût incrémental, Dunsky Expertise en énergie s'est appuyé sur le type d'appareils installés dans le cadre de ce programme en 2014 et 2015 et a tenu compte qu'approximativement la moitié des appareils installés sont à évacuation forcée avec des coûts d'achats et d'installation plus élevés. Ce faisant, le coût incrémental a été révisé à 210 \$ comparativement à 93 \$ tel que précédemment identifié dans le PGEÉ 2015-2016. »<sup>19</sup>*

Sur la base de ces informations, Gaz Métro constate que le processus de mise à jour des coûts incrémentaux de Gazifère est très similaire à celui en place pour Gaz Métro.

Par conséquent, l'Avenue n° 2 présentée par la Régie sur la base des informations présentées en référence (ii) correspond aux façons de faire actuelles de Gaz Métro.

8.1.3. Autre avenue proposée par Gaz Métro. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Gaz Métro procède à l'évaluation formelle de ses programmes depuis maintenant plusieurs années. Quoique le PGEÉ de Gaz Métro soit en constante évolution, il a atteint une certaine maturité.

Gaz Métro est d'avis que le processus d'évaluation des programmes d'efficacité énergétique doit être maintenu puisqu'il permet la mise à jour des paramètres essentiels à la détermination des impacts énergétiques et de valider leur rentabilité. Il permet également d'obtenir des informations précieuses permettant de s'assurer qu'ils sont bien calibrés et que les façons de faire sont adéquates pour en maximiser les résultats afin de tirer le maximum de chaque dollar investi.

Le processus de mise à jour de plusieurs des paramètres des programmes se fait en continu, comme illustré précédemment.

Dans le contexte réglementaire de transition, Gaz Métro croit qu'il est prématuré de procéder à des changements importants aux façons de faire puisque la mise en place de TEQ et l'élaboration du plan directeur conformément à la Loi 106 pourraient à nouveau changer la donne. Par exemple, l'année financière de TEQ sera du 1<sup>er</sup> avril au 31 mars et cette nouvelle entité devra produire son rapport d'activités avant le 30 juin suivant la fin de cette année financière. Il est raisonnable de penser que les distributeurs devront adapter la période selon laquelle les résultats sont produits selon cet échéancier, ce qui pourrait avoir des impacts sur le calendrier des évaluations des programmes.

Le traitement réglementaire des évaluations des programmes du PGEÉ d'Hydro-Québec Distribution est déjà différent de celui de Gaz Métro depuis 2015.

---

<sup>19</sup> *Idem*, page 21.

Dans son rapport de *Suivi 2015 des évaluations des programmes du PGEE d'Hydro-Québec Distribution*<sup>20</sup>, la Régie précisait :

[53] En ce qui concerne la demande du Distributeur sur les suivis futurs des programmes du PGEE, la Régie réitère que les évaluations doivent d'abord être utiles au Distributeur et à ce sujet, elle écrivait dans la décision D-2013-037<sup>17</sup>:

*« [568] Du point de vue de la Régie, les exercices d'évaluation des programmes du PGEE ont pour but de vérifier que les sommes qui ont été investies dans le passé l'ont été à bon escient, ce qui implique de valider la totalité des économies d'énergie réalisées à ce jour. Mais ces évaluations doivent avant tout permettre au Distributeur d'appliquer le plus rapidement possible les ajustements nécessaires aux programmes, d'en modifier les conditions et d'ajuster le niveau de financement des différentes mesures qu'ils comprennent afin de maximiser l'impact énergétique des investissements à venir en efficacité énergétique.*

*[569] L'ajustement du niveau de financement d'une mesure devient important dans un contexte de coûts évités bas qui affectent la rentabilité de certaines mesures ou de certains programmes. Le niveau de soutien apporté à une technologie peut être ajusté pour maintenir le programme plutôt que de le supprimer au constat de sa non rentabilité. La sensibilité du taux de participation en fonction du niveau de financement peut être obtenue à travers les sondages réalisés dans le cadre d'une évaluation de programme.*

*[570] La Régie a précisé le mode de présentation de ces évaluations dans le dossier tarifaire 2012-2013. Elle estime qu'il est maintenant nécessaire de*

---

<sup>20</sup> [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi\\_PGEE\\_HQD/Regie\\_Rapport\\_8oct2015.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_PGEE_HQD/Regie_Rapport_8oct2015.pdf)

*prioriser les efforts à entreprendre au niveau des évaluations, de revoir leur niveau de détail, leur finalité et leur fréquence en se concentrant sur les programmes d'envergure et en cours. Pour la Régie, l'objectif des évaluations de programmes est d'en optimiser les retombées futures. »*

[54] La Régie tient à rappeler que les rapports annuels du Distributeur sont l'occasion de présenter le suivi interne des résultats et de l'état des différents programmes du PGEÉ, incluant les modifications réalisées au cours de l'année ou envisagées par le Distributeur afin d'en assurer la rentabilité. Ces modifications sont ensuite déposées dans le dossier tarifaire suivant, tel qu'elle le stipulait dans sa lettre du 18 septembre 2013<sup>18</sup>:

- Le suivi de l'état des programmes du PGEÉ, à savoir les plus récents résultats des programmes au plan des hypothèses, des paramètres, des économies d'énergie, du budget, etc., sera présenté dans le cadre du Rapport annuel du Distributeur.
- La Régie transmettra, au besoin, une DDR portant sur l'état des programmes.
- À la suite des réponses du Distributeur à la DDR, la Régie tiendra, au besoin, une séance de travail de type informative afin de clarifier certains éléments du Rapport annuel et des réponses à la DDR, laquelle regroupera le personnel technique de la Régie et du Distributeur.

[55] La Régie juge approprié de maintenir un suivi administratif sur l'état et la performance de chacun des programmes du PGEÉ dans le Rapport annuel du Distributeur, en complément des informations données dans le dossier tarifaire sur les modifications proposées aux programmes par rapport à l'année précédente.

[56] Considérant ce qui précède, la Régie accueille favorablement la proposition du Distributeur de modifier la façon de faire le suivi des programmes du PGEÉ et demande qu'il présente dès le prochain Rapport annuel 2015 l'information sur le suivi de l'état des programmes du PGEÉ mentionné dans la lettre du 18 septembre 2013. Le Distributeur devra y décrire et justifier les ajustements de stratégies pour améliorer la performance de ses programmes.

Gaz Métro pourrait proposer à la Régie d'adopter le même traitement réglementaire que celui en vigueur pour Hydro-Québec Distribution et de mettre fin au processus administratif de suivi des évaluations de programmes du PGEÉ.

Dans ce cas, si la mise à jour des paramètres évalués était effectuée dans le cadre du rapport annuel, les enjeux soulevés à l'Avenue n° 1 seraient toujours présents.

Si les rapports d'évaluation étaient présentés dans le cadre du rapport annuel, mais que la mise à jour des paramètres n'était effectuée que lors du dossier tarifaire suivant, la situation présenterait des délais encore plus importants que la situation actuelle détaillée à l'étape 6.

Par conséquent, l'intégration des résultats d'évaluation dans le cadre de la cause tarifaire qui suit la production du rapport d'évaluation à la Régie par Gaz Métro, soit l'approche



actuelle retenue par Gaz Métro, présente à court terme l'option qui permet d'obtenir les plus courts délais sans créer les enjeux détaillés dans l'Avenue n° 1.

- 9. Références :**
- (i) Pièce [B-0071](#), rapport annuel 2015-2016;
  - (ii) [Rapport de suivi des évaluations de programmes](#), juin 2016;
  - (iii) Dossier R-3951-2015, pièce [B-0160](#), rapport annuel 2014-2015;
  - (iv) [Rapport de suivi des évaluations de programmes](#), juin 2015;
  - (v) Dossier R-3916-2014, pièce [B-0148](#), rapport annuel 2013-2014;
  - (vi) [Rapport de suivi des évaluations de programmes](#), septembre 2014;
  - (vii) Dossier R-3871-2013, pièce [B-0129](#), rapport annuel 2012-2013;
  - (viii) [Rapport de suivi des évaluations de programmes](#), juin 2013;
  - (ix) Dossier R-3831-2012, pièce [B-0103](#), rapport annuel 2011-2012;
  - (x) [Rapport de suivi des évaluations de programmes](#), mai 2012.

**Préambule :**

Les pièces citées en référence portent sur les rapports annuels des programmes et des activités en efficacité énergétique ainsi que sur les Rapports de la Régie portant sur le suivi administratif des évaluations des programmes de PGEÉ de Gaz Métro.

**Demandes :**

- 9.1 Pour l'année financière 2015-2016, veuillez fournir les fiches révisées du (des) programmes du PGEÉ pour lesquels les paramètres affectant le calcul des économies nettes (économies unitaires, opportunisme, entraînement, bénévolat, autres) ont été révisés par l'évaluateur à la satisfaction de la Régie selon les références (i) et (ii)).

**Réponse :**

Les fiches pour les programmes PE208, PE218 et PE219 avec les paramètres d'évaluation révisés sont présentées dans les pages suivantes. Les données modifiées ont été grisées, ce qui comprend non seulement les paramètres des programmes, mais également les participants net, les économies nettes et le TCTR, car les ajustements apportés aux paramètres ont des impacts sur ces dernières variables.

Puisque aucun des paramètres visés n'a été mis à jour dans le cadre d'évaluation pour les programmes PE126 et PE236 visant les ménages à faible revenu, la fiche de ces programmes n'est pas redéposée.

Il en résulte de l'usage des paramètres révisés une hausse des économies nettes pour les programmes PE208 et PE218 et une baisse des économies nettes pour le programme

PE219, pour l'année 2015-2016. Globalement, les économies nettes du PGEÉ pour 2015-2016 s'accroissent de 361 857 m<sup>3</sup> en introduisant les nouveaux paramètres d'évaluation.

**ENCOURAGEMENT À L'IMPLANTATION  
PE208**

**Programme**  
Ce programme vise à verser des aides financières pour l'implantation de mesures identifiées dans une étude de faisabilité, que celles-ci aient été identifiées dans le cadre du programme PE207 Études de faisabilité ou non, en autant qu'elles proviennent d'un membre en règle de l'Ordre des ingénieurs du Québec.

**Marché cible**  
CII

**Consommation moyenne du participant type (historique 3 ans)**  
497 237

**Aide financière**  
0,25 \$ /m<sup>2</sup> économisé maximum 25 000 \$ par demande

**Base de référence**  
Selon les mesures admises

**Méthode de comptabilisation des économies**  
(Économie annuelle (m<sup>2</sup>) pour les mesures admises) x (Facteur d'ajustement)

	CT 2015-2016	Réel 2015-2016	% Réalisation
<b>Paramètres du programme</b>			
Économies unitaires ajustées (m <sup>2</sup> )	89 287	69 694	78%
<sup>1</sup> Facteur d'ajustement	1,00	0,96	96%
<sup>2</sup> Coût incrémental (\$)	64 591	110 011	170%
<sup>3</sup> Coûts évités \$/m <sup>2</sup>	0,297	0,297	100%
<sup>4</sup> Opportuniste (%)	25	20	80%
<sup>4</sup> Entraînement (%)		5	n/d
<sup>5</sup> Bénévolat (m <sup>2</sup> )	10 455	10 455	100%
<sup>6</sup> Durée de vie (année)	10	15	150%
<b>Données du programme</b>			
Nombre de participants (brut)	75	86	115%
Nombre de participants (net)	66	73	130%
Économies nettes totales (m <sup>2</sup> )	5 032 849	5 097 804	101%
Aide financière unitaire (\$)	14 348	14 650	102%
Aide financière totale (\$)	1 076 100	1 259 895	117%
<b>Coût du programme</b>			
Développement & formation (\$)	5 000	0	0%
Commercialisation (\$)	3 000	2 128	71%
Suivi & évaluation (\$)	0	783	
Administration (\$)	121 299	116 104	96%
Coûts totaux (\$)	129 299	119 014	92%
<b>Coûts totaux du programme</b>			
Aide financière totale (\$)	1 076 100	1 259 895	117%
Coûts totaux programme (\$)	129 299	119 014	92%
Coûts totaux (\$)	1 205 399	1 378 909	114%
<b>Tests de rentabilité</b>			
TNT (\$)	(5 584 421)	n/d	
TP (\$)	21 128 603	n/d	
TCTR (\$)	8 452 933	9 014 492	
TCTR ratio	3,33	2,14	

<sup>1</sup> Suivi des résultats d'évaluation du PGEE de Gaz Métro, Rapports d'évaluations 2016, Évaluation du programme PE208- Encouragement à l'implantation de mesures d'efficacité énergétique - Clientèle affaires (CII), p.19.

<sup>2</sup> Réel 2015-2016 : Suivi des résultats d'évaluation du PGEE de Gaz Métro, Rapports d'évaluations 2016, Évaluation du programme PE208- Encouragement à l'implantation de mesures d'efficacité énergétique - Clientèle affaires (CII), p.24.

<sup>3</sup> CT 2015-2016 : Suivi des résultats d'évaluation du PGEE et FEÉ de Gaz Métro 2009-2010, Régie - Rapport de la Régie (2 juin 2010), p. 15.; Réel 2015-2016 : Suivi des résultats d'évaluation du PGEE de Gaz Métro, Rapports d'évaluations 2016, Évaluation du programme PE208- Encouragement à l'implantation de mesures d'efficacité énergétique - Clientèle affaires (CII), p.20.

<sup>4</sup> Réel 2015-2016 : Suivi des résultats d'évaluation du PGEE de Gaz Métro, Rapports d'évaluations 2016, Évaluation du programme PE208- Encouragement à l'implantation de mesures d'efficacité énergétique - Clientèle affaires (CII), p.21.

<sup>5</sup> Suivi des résultats d'évaluation du PGEE et FEÉ de Gaz Métro, Rapport d'évaluation 2015, Extract recherche marketing, Calculs des effets de bénévolat des programmes du PGEE de Gaz Métro, novembre 2014, p.20.

<sup>6</sup> Réel 2015-2016 : Suivi des résultats d'évaluation du PGEE de Gaz Métro, Rapports d'évaluations 2016, Évaluation du programme PE208- Encouragement à l'implantation de mesures d'efficacité énergétique - Clientèle affaires (CII), p.22.

**Société en commandite Gaz Métro**  
**Rapport annuel au 30 septembre 2016, R-3992-2016**

**ENCOURAGEMENT À L'IMPLANTATION (secteur industriel)**  
**PE218**

**Programme**

Ce programme vise à donner des aides financières pour l'implantation de mesures identifiées dans une étude de faisabilité, que ces mesures aient été identifiées ou non dans le cadre du programme PE211 Études de faisabilité, en autant qu'elles proviennent d'un ingénieur membre en règle de l'Ordre des ingénieurs du Québec. Il s'adresse à la clientèle grande entreprise commerciale et industrielle.

**Marché cible**

VGE

**Consommation moyenne du participant type (historique 3 ans)**

27 232 436

**Aide financière**

0,10 \$ à 0,25 \$/m<sup>2</sup> économisé maximum 175 000 \$

**Base de référence**

Selon les mesures admises

**Méthode de comptabilisation des économies**

(Économie annuelle (m<sup>2</sup>) pour les mesures admises) x (Facteur d'ajustement)

	CT 2015-2016	Réel 2015-2016	% Réalisation
<b>Paramètres du programme</b>			
Économies unitaires ajustées (m <sup>2</sup> )	507 916	473 960	93%
Facteur d'économies	1,00	0,95	95%
<sup>2</sup> Coût incrémental (\$)	693 191	182 317	26%
Coûts évités \$/m <sup>2</sup>	0,257	0,257	100%
<sup>3</sup> Opportuniste (%)	31	10	32%
<sup>4</sup> Entraînement (%)	0	4	n/d
<sup>5</sup> Bénévolat (m <sup>2</sup> )	0	0	
<sup>6</sup> Durée de vie (année)	10	15	150%
<b>Données du programme</b>			
Nombre de participants (brut)	22	25	114%
Nombre de participants (net)	15	24	155%
Économies nettes totales (m <sup>2</sup> )	7 710 165	11 138 061	144%
Aide financière unitaire (\$)	108 722	85 348	79%
Aide financière totale (\$)	2 391 884	2 133 693	89%
<b>Coût du programme</b>			
Développement & formation (\$)	2 500	0	0%
Commercialisation (\$)	1 000	831	83%
Suivi & évaluation (\$)	0	14 039	
Administration (\$)	121 299	116 104	96%
Coûts totaux (\$)	124 799	130 973	105%
<b>Coûts totaux du programme</b>			
Aide financière totale (\$)	2 391 884	2 133 693	89%
Coûts totaux programme (\$)	124 799	130 973	105%
Coûts totaux (\$)	2 516 683	2 264 666	90%
<b>Tests de rentabilité</b>			
TNT (\$)	(5 822 340)	n/d	
TP (\$)	17 796 942	n/d	
TC TR (\$)	5 780 018	27 722 071	
TC TR ratio	1,56	7,51	

<sup>1</sup> Réel 2015-2016 : Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ de Gaz Métro, Rapports d'évaluations 2016, Évaluation des programmes PE218-PE219 - Clientèle VGE industrielle et institutionnelle, p.19.

<sup>2</sup> CT 2015-2016 : R-3720-2010, B-17, Gaz Métro-9, Document 2, p. 15.; Réel 2015-2016 : Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ de Gaz Métro, Rapports d'évaluations 2016, Évaluation des programmes PE218-PE219 - Clientèle VGE industrielle et institutionnelle, p.24.

<sup>3</sup> CT 2015-2016 : R-3682-2008, B-38, Gaz Métro-10, Document 1, p. 68.; Réel 2015-2016 : Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ de Gaz Métro, Rapports d'évaluations 2016, Évaluation des programmes PE218-PE219 - Clientèle VGE industrielle et institutionnelle, p.21.

<sup>4</sup> Réel 2015-2016 : Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ de Gaz Métro, Rapports d'évaluations 2016, Évaluation des programmes PE218-PE219 - Clientèle VGE industrielle et institutionnelle, p.22.

<sup>5</sup> Rapport de la Régie, Suivi 2012 des évaluations des programmes du PGEÉ de Gaz Métro, Régie de l'énergie, 7 mai 2012, page 10, paragraphe 34.

<sup>6</sup> CT 2015-2016 : R-3682-2008, B-38, Gaz Métro-10, Document 2, p. 16.; Réel 2015-2016 : Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ de Gaz Métro, Rapports d'évaluations 2016, Évaluation des programmes PE218-PE219 - Clientèle VGE industrielle et institutionnelle, p.23.

**Société en commandite Gaz Métro**  
**Rapport annuel au 30 septembre 2016, R-3992-2016**

**ENCOURAGEMENT À L'IMPLANTATION (secteur institutionnel)**  
**PE219**

**Programme**

Ce programme vise à donner des aides financières pour l'implantation de mesures identifiées dans une étude de faisabilité, que ces mesures aient été identifiées ou non dans le cadre du programme PE211 Études de faisabilité, en autant qu'elles proviennent d'un ingénieur membre en règle de l'Ordre des ingénieurs du Québec. Ils s'adressent exclusivement à la clientèle institutionnelle. Cette clientèle regroupe les services gouvernementaux et municipaux ainsi que les services publics tels les hôpitaux et les universités.

**Marché cible**

VGE

**Consommation moyenne du participant type (historique 3 ans)**

3 523 973

**Aide financière**

0,10 \$ à 0,25 \$ /m<sup>2</sup> économisé maximum 175 000 \$

**Base de référence**

Selon les mesures admises

**Méthode de comptabilisation des économies**

(Économie annuelle (m<sup>2</sup>) pour les mesures admises) x (Facteur d'ajustement)

	CT 2015-2016	Réel 2015-2016	% Réalisation
<b>Paramètres du programme</b>			
Économies unitaires ajustées (m <sup>2</sup> )	425 931	372 117	87%
<sup>1</sup> Facteur d'ajustement	1,00	0,95	95%
<sup>2</sup> Coût incrémental (\$)	377 027	530 884	141%
Coûts évités \$/m <sup>2</sup>	0,318	0,318	100%
<sup>3</sup> Opportuniste (%)	18	23	128%
<sup>4</sup> Entraînement (%)	0	0	
<sup>5</sup> Bénévolat (m <sup>2</sup> )	0	0	
<sup>6</sup> Durée de vie (année)	15	15	100%
<b>Données du programme</b>			
Nombre de participants (brut)	22	9	41%
Nombre de participants (net)	18	7	38%
Économies nettes totales (m <sup>2</sup> )	7 683 795	2 578 772	34%
Aide financière unitaire (\$)	61 268	80 505	131%
Aide financière totale (\$)	1 347 852	724 541	54%
<b>Coût du programme</b>			
Développement & formation (\$)	2 500	0	0%
Commercialisation (\$)	1 000	831	83%
Suivi & évaluation (\$)	0	783	
Administration (\$)	121 299	116 104	96%
Coûts totaux (\$)	124 799	117 717	94%
<b>Coûts totaux du programme</b>			
Aide financière totale (\$)	1 347 852	724 541	54%
Coûts totaux programme (\$)	124 799	117 717	94%
Coûts totaux (\$)	1 472 651	842 258	57%
<b>Tests de rentabilité</b>			
TNT (\$)	(8 957 280)	n/d	
TP (\$)	38 021 521	n/d	
TCTR (\$)	20 532 206	5 471 886	
TCTR ratio	4,08	2,50	

<sup>1</sup> Réel 2015-2016 : Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ de Gaz Métro, Rapports d'évaluations 2016, Évaluation des programmes PE218-PE219 - Clientèle VGE industrielle et institutionnelle, p. 19.

<sup>2</sup> CT 2015-2016 : R-3720-2010, B-17, Gaz Métro-9, Document 2, p. 15.; Réel 2015-2016 : Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ de Gaz Métro, Rapports d'évaluations 2016, Évaluation des programmes PE218-PE219 - Clientèle VGE industrielle et institutionnelle, p. 24.

<sup>3</sup> CT 2015-2016 : R-3662-2008, B-38, Gaz Métro-10, Document 1, p. 68.; Réel 2015-2016 : Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ de Gaz Métro, Rapports d'évaluations 2016, Évaluation des programmes PE218-PE219 - Clientèle VGE industrielle et institutionnelle, p. 21.

<sup>4</sup> Réel 2015-2016 : Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ de Gaz Métro, Rapports d'évaluations 2016, Évaluation des programmes PE218-PE219 - Clientèle VGE industrielle et institutionnelle, p. 22.

<sup>5</sup> Rapport de la Régie, Suivi 2012 des évaluations des programmes du PGEÉ de Gaz Métro, Régie de l'énergie, 7 mai 2012, p. 8 paragraphe 23.

<sup>6</sup> CT 2015-2016 : R-3662-2008, B-38, Gaz Métro-10, Document 2, p. 16.; Réel 2015-2016 : Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ de Gaz Métro, Rapports d'évaluations 2016, Évaluation des programmes PE218-PE219 - Clientèle VGE industrielle et institutionnelle, p. 23.

- 9.2 Pour chacune des années financières de 2011-2012 à 2014-2015 des références (iii) à (x), veuillez refaire la même révision que celle demandée pour l'année 2015-2016.

**Réponse :**

Gaz Métro détaille ci-dessous l'ensemble des modifications qui seraient requises pour produire les fiches demandées par la Régie.

Gaz Métro constate que de nombreux traitements d'information manuels pour chacun des participants seraient requis pour refléter les impacts des paramètres révisés. Notons que la majorité des modifications aurait des impacts sur les économies nettes générées et les résultats des tests de rentabilité pour plus d'une vingtaine de fiches de programmes sur quatre rapports annuels différents.

Gaz Métro est d'avis que cette demande de renseignements déborde du cadre de l'analyse des résultats du PGEÉ de l'année 2015-2016, mais accepte tout de même de qualifier les impacts qui seraient générés par les modifications, et ce, pour chaque programme.

Notons que ces modifications ont été introduites au dossier tarifaire suivant le dépôt de chacun des rapports d'évaluation et des rapports de suivis de la Régie. Il en résulte que les impacts quantitatifs se retrouvent dans les rapports annuels suivants, soit un décalage d'un an entre ce que demande la Régie dans cette demande de renseignements et ce, qu'elle peut observer dans les rapports annuels.

Analyse des modifications qui seraient à effectuer et impacts

- Pour le Rapport annuel 2012, la modification demandée implique :
  - Pour le programme *PE113 – Chauffe-eau sans réservoir* :
    - Durée de vie à 15 ans : aucun impact, car la durée de vie utilisée au rapport annuel était de 15 ans.
    - Taux d'opportunité de 5 % : aucun impact, car le taux d'opportunité utilisé au rapport annuel était de 5 %.
    - Économies unitaires qui passeraient de 139 m<sup>3</sup> à 205 m<sup>3</sup> auraient un impact à la hausse sur les économies brutes. Nécessite une modification favorable aux économies brutes et aux tests de rentabilité.
    - Surcoût qui passerait de 974 \$ à 525 \$. Nécessite une modification favorable sur la rentabilité (TCTR).
  - Pour les programmes PE213, PE211, PE217, PE218, PE219, les effets de bénévolat de 802 605 m<sup>3</sup> avaient été déterminés par le processus d'évaluation. Dans sa décision administrative, la Régie concluait que la notion de bénévolat pouvait être difficilement applicable aux programmes

UGE. Comme l'effet de bénévolat n'avait jamais été évalué pour ces programmes, il n'y a pas d'impact.

- Pour le Rapport annuel 2013, la modification demandée implique :
  - Pour le programme PE200 :
    - Heures de fonctionnement passeraient de 1 200 h à 1 309 h et le gain unitaire passerait de 0,00346 m<sup>3</sup>/Btu/h à 0,00228 m<sup>3</sup>/Btu/h. Nécessite un traitement de données manuel pour recalculer les économies et impliquerait un impact à la baisse sur les économies brutes et sur la rentabilité.
    - Taux d'opportunisme passerait de 34 % à 18 % et effet d'entraînement passerait de 0 % à 4 %, impliquant des effets favorables sur les économies générées et le TCTR.
    - Durée de vie passerait de 20 ans à 15 ans impliquant un impact défavorable sur le TCTR.
  - Pour le programme PE212 :
    - Heures de fonctionnement passeraient de 1 200 h à 1 309 h et le gain unitaire passerait de 0,00535 m<sup>3</sup>/Btu/h à 0,00683 m<sup>3</sup>/Btu/h. Nécessite un traitement de données manuel pour recalculer les économies et impliquerait un impact à la hausse sur les économies brutes et sur la rentabilité.
    - Taux d'opportunisme passerait de 34 % à 18 % et effet d'entraînement passerait de 0 % à 4 %, impliquant des effets favorables sur les économies générées et les tests de rentabilité.
    - Durée de vie passerait de 20 ans à 15 ans impliquant un impact défavorable sur le TCTR.
    - Gaz Métro souligne que l'effet de ces modifications sur la période évaluée avait déjà été documenté aux tableaux 4 et 5 du rapport de la Régie.
  - Pour le programme PE215 :
    - Le gain unitaire passerait de 0,00936 m<sup>3</sup>/Btu/h à 0,0159 m<sup>3</sup>/Btu/h. Nécessite un traitement de données manuel pour recalculer les économies et impliquerait un impact à la hausse sur les économies brutes et sur la rentabilité.
    - Taux d'opportunisme passerait de 12 % à 16 % et effet d'entraînement passerait de 3 % à 2 %, impliquant des effets favorables sur les économies générées et le TCTR.

- Gaz Métro souligne que l'effet de ces modifications sur la période évaluée avait déjà été documenté au tableau 7 du rapport de la Régie.
- Pour le programme PE217 :
  - Le programme PE217 n'existait plus en 2012-2013 et n'a pas été présenté au Rapport annuel 2013. Gaz Métro ne peut donc pas mettre à jour les paramètres.
- Pour le Rapport annuel 2014, la modification demandée implique :
  - Pour le programme PE111 :
    - Économies unitaires passerait de 305 m<sup>3</sup> à 409 m<sup>3</sup>, impliquant un effet favorable sur les économies brutes et le TCTR.
    - Coût incrémental passerait de 1 412 \$ à 1 791 \$, impliquant un effet défavorable sur les tests de rentabilité;
    - Taux d'opportunité passerait de 22 % à 30 %, impliquant un effet défavorable sur les économies générées et le TCTR.
    - Durée de vie demeure à 25 ans, impliquant aucun impact.
  - Pour le programme PE207 :
    - Pourcentage d'économies par rapport à la consommation étudiée demeurerait à 3 %, impliquant aucun impact.
    - Coût incrémental passerait de 12 200 \$ à 15 000 \$, impliquant un effet défavorable sur le TCTR.
    - Taux d'opportunité serait maintenu à 7, impliquant aucun impact sur les économies générées et le TCTR.
    - L'effet d'entraînement passerait de 0 % à 1 %, impliquant un effet favorable sur les économies générées et le TCTR.
    - Durée de vie passerait de 5 ans à 9 ans, impliquant un effet favorable sur le TCTR.
  - Pour le programme PE211 :
    - Pourcentage d'économies par rapport à la consommation étudiée passerait de 3 % à 4 %, impliquant un impact favorable sur les économies générées et le TCTR.
    - Coût incrémental passerait de 29 600 \$ à 31 300 \$, impliquant un effet défavorable sur le TCTR.
    - Taux d'opportunité passerait de 5 % à 20 %, impliquant un impact défavorable sur les économies générées et le TCTR.



- L'effet d'entraînement passerait de 0 % à 4 %, impliquant un effet favorable sur les économies générées et le TCTR.
- Durée de vie passerait de 5 ans à 9 ans, impliquant un effet favorable sur le TCTR.
- Pour le Rapport annuel 2015, la modification demandée implique :
  - Pour le programme PE103 :
    - Les économies unitaires passeraient de 51 m<sup>3</sup> à 46 m<sup>3</sup>, impliquant un effet défavorable sur les économies générées et le TCTR.
    - Le coût incrémental passerait de 100 \$ à 47 \$ impliquant un effet favorable sur le TCTR.
    - Le taux d'opportunité serait maintenu à 17 %, impliquant aucun impact.
    - L'effet de bénévolat serait réduit de 37 688 m<sup>3</sup> à 3 734 m<sup>3</sup>, impliquant un impact défavorable sur les économies générées et le TCTR.
    - La durée de vie serait réduite de 20 ans à 16 ans, impliquant un impact défavorable sur le TCTR.
  - Pour le programme PE202
    - Le gain unitaire a été modifié dans le cadre de l'évaluation à 0,00338 m<sup>3</sup>/Btu/h pour les appareils dont la puissance est égale ou supérieure à 300 k Btu/h et à 0,00196 pour les appareils dont la puissance est inférieure à 300 k Btu/h. Nécessite un traitement de données manuel pour recalculer les économies de chaque participant en fonction du Btu des appareils installés.
    - Le coût incrémental passerait de 19 435 \$ à 9 753 \$, impliquant un effet favorable sur le TCTR.
    - Le taux d'opportunité passerait de 22 % à 19 % et l'effet d'entraînement passerait de 5 % à 0 %, impliquant un effet défavorable sur les économies générées et le TCTR.
    - L'effet de bénévolat serait réduit de 37 825 m<sup>3</sup> à 0 m<sup>3</sup>, impliquant un impact défavorable sur les économies générées et le TCTR.
    - La durée de vie passerait de 18 ans à 20 ans, impliquant un effet favorable sur le TCTR.
  - Pour le programme PE210 :
    - Le gain unitaire a été modifié dans le cadre de l'évaluation à 0,00609 m<sup>3</sup>/Btu/h pour les appareils dont la puissance est égale ou

supérieure à 300 k Btu/h et à 0,00456 pour les appareils dont la puissance est inférieure à 300 k Btu/h. Nécessite un traitement de données manuel pour recalculer les économies de chaque participant en fonction du Btu des appareils installés.

- Le taux d'opportunité passerait de 6 % à 28 % et l'effet d'entraînement passerait de 1 % à 2 %, impliquant un effet défavorable sur les économies générées et le TCTR.
  - L'effet de bénévolat passerait de 47 982 m<sup>3</sup> à 0 m<sup>3</sup>, impliquant un effet défavorable sur les économies générées et le TCTR.
  - Le coût incrémental moyen de 11 348 \$ devrait être révisé sur la base du coût incrémental de 13 300 \$ pour les appareils dont la puissance est égale ou supérieure à 300 k Btu/h et à 4 500 \$ pour les appareils dont la puissance est inférieure à 300 k Btu/h. Nécessite un traitement de données manuel pour recalculer les coûts incrémentaux de chaque participant en fonction du Btu des appareils installés.
  - La durée de vie passerait de 25 ans à 20 ans, impliquant un effet défavorable sur le TCTR.
- Pour le programme PE224 :
    - Les économies unitaires de 11 641 m<sup>3</sup> devraient être recalculées manuellement en fonction de la formule de calcul basée sur la capacité de l'appareil de compensation d'air frais (PCM).
    - Le taux d'opportunité passerait de 25 % à 19 %, impliquant un effet favorable sur les économies générées et le TCTR.
    - L'effet de bénévolat demeurerait à 0 %, impliquant aucun impact.
    - Le coût incrémental passerait de 11 541 \$ à 18 184 \$, impliquant un effet défavorable sur le TCTR.
    - La durée de vie passerait de 10 ans à 15 ans, impliquant un effet favorable sur le TCTR.
  - Pour les programmes PE111, PE113, PE123, PE124, PE212, PE215, PE207, PE208, PE226, PE233 :
    - L'effet de bénévolat devrait être ajusté pour l'ensemble de ces programmes, impliquant des modifications aux économies générées et au TCTR.

- 9.3 Veuillez fournir un tableau comparatif entre les économies nettes totales du PGEÉ présentées dans les rapports annuels 2012 à 2016 et les économies nettes totales du PGEÉ telles que révisées en réponse aux questions 9.1 et 9.2.

**Réponse :**

Pour l'année 2015-2016, les données sont présentées à la réponse à la question 9.1. En ce qui a trait aux années 2012 à 2015, Gaz Métro est en mesure de qualifier les impacts qui seraient générés par les modifications, pour chaque programme, comme illustré à la réponse à la question 9.2.

10. Référence : (i) Pièce [B-0126](#), p. 40.

**Préambule :**

(i)

PE218 : Taux d'opportunisme

	PRI						Total
	< 1 an	1 à 2 ans	2 à 3 ans	3 à 5 ans	5 à 7 ans	7 ans >	
Taux d'opportunisme par mesure (A)	-	46%	30%	14%	0%	0%	-
% d'implantation des mesures avec PRI > 1 an (B)	-	17%	18%	33%	13%	23%	-
Taux d'opportunisme pondéré (= A x B)	-	8%	5%	5%	0%	0%	18%

PE219 : Taux d'opportunisme

	PRI						Total
	< 1 an	1 à 2 ans	2 à 3 ans	3 à 5 ans	5 à 7 ans	7 ans >	
Taux d'opportunisme par mesure (A)	-	-	-	38%	15%	0%	-
% d'implantation des mesures avec PRI > 3 ans (B)	-	-	-	4%	3%	88%	-
Taux d'opportunisme pondéré (= A x B)	-	-	-	1%	0%	0%	2%

**Demande :**

- 10.1 Veuillez fournir le tableau de la référence (i) pour les programmes PE218 et PE219, pour les données réelles de l'année financière 2014-2015.

**Réponse :**

Les taux d'opportunistes réels pour les programmes PE218 et PE219 sont respectivement de 8 % et 3 %, tel que présenté à la pièce R-3951-2015, B-0160, Gaz Métro-13, Document 3 aux pages 69 et 71 et pour lesquels la Régie a notamment pris acte par sa décision D-2016-111.

Par ailleurs, Gaz Métro rappelle, comme mentionné à la référence (i), que la méthodologie de détermination des taux d'opportunisme pour ces programmes a été modifiée depuis la

Cause tarifaire 2017<sup>21</sup>. Considérant ce qui précède, Gaz Métro soumet respectueusement à la Régie que cette demande de renseignement déborde le cadre de l'analyse des résultats du PGEÉ de l'année 2015-2016.

---

<sup>21</sup> Page 41.

# Grille 1

## GRILLE DE CHAUFFAGE POUR LE MARCHÉ AFFAIRES ET LE MULTILOCATIF (4 LOGEMENTS OU PLUS) – CLIENTS SUR RÉSEAU

DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR : 16 MARS 2016

p <sup>3</sup>		m <sup>3</sup>		
Strate		Entrepôts, édifices à bureaux et condos industriels*	Immeubles d'appartements	Commerces**
inférieure à 20 000		Voir note	Voir note	Voir note
20 000 à 29 999		2 000	4 700	4 700
30 000 à 39 999		3 000	5 700	5 700
40 000 à 49 999		4 000	6 700	6 700
50 000 à 59 999		5 000	7 700	7 700
60 000 à 69 999		6 000	8 700	8 700
70 000 à 79 999		7 000	9 700	9 700
80 000 à 89 999		8 000	10 600	10 400
90 000 à 99 999		9 000	11 600	11 000
100 000 à 109 999		10 000	12 500	11 600
110 000 à 124 999		11 000	13 700	12 200
125 000 à 139 999		13 000	15 100	13 000
140 000 à 154 999		14 000	16 400	13 700
155 000 à 169 999		16 000	17 800	14 500
170 000 à 184 999		17 000	19 100	15 200
185 000 à 199 999		19 000	20 400	15 900
200 000 à 219 999		20 000	21 900	16 800
220 000 à 239 999		23 000	23 600	17 700
240 000 à 269 999		25 000	25 600	18 900
270 000 à 299 999		28 000	28 000	20 200
300 000 à 339 999		31 000	30 700	21 700
340 000 à 389 999		34 000	34 000	23 700
390 000 à 439 999		37 000	37 400	25 700
440 000 à 489 999		40 000	40 600	27 600
490 000 à 549 999		43 000	43 900	29 700
550 000 à 599 999		46 000	47 000	31 600
600 000 à 649 999		49 000	49 500	33 300
650 000 à 699 999		53 000	52 000	35 300
700 000 à 749 999		56 000	54 800	37 400
750 000 à 809 999		59 000	58 400	39 700
810 000 à 859 999		63 000	61 900	42 000
860 000 à 909 999		67 000	65 100	44 100
910 000 à 959 999		71 000	68 300	46 200
960 000 à 1 000 999		75 000	71 200	48 100
1 001 000 à 1 050 999			75 000	50 000
1 051 000 à 1 100 999				52 100
1 101 000 à 1 150 999				54 200
1 151 000 à 1 200 999				56 300
1 201 000 à 1 250 999				58 400
1 251 000 à 1 300 999				60 500
1 301 000 à 1 350 999				62 500
1 351 000 à 1 400 999				64 600
1 401 000 à 1 450 999				66 700
1 451 000 à 1 500 999				68 800
1 501 000 à 1 550 999				70 900
1 551 000 à 1 600 999				73 000
1 601 000 à 1 650 999				75 000

\* Sont inclus les mégacentres (Dix30, Carrefour Boisbriand, Marché Central, etc.) et les commerces qui s'y trouvent (magasins, restaurants et autres).

\*\* Ex : magasins, restaurants, garages, postes d'essence, commerces ayant pignon sur rue, petits centres commerciaux.  
Sont exclus les commerces se trouvant dans les mégacentres.

Note : Pour les volumes d'air à chauffer inférieurs à 20 000 pi<sup>3</sup>, utiliser la formule suivante. BTU installés ÷ 35 910 x 1 050 h = volume en m<sup>3</sup>  
Prendre note que le volume maximum accordé pour les espaces de moins de 20 000 pi<sup>3</sup> est de 2 000 m<sup>3</sup> pour les immeubles de la colonne 1  
et de 4 700 m<sup>3</sup> pour les immeubles de la colonne 2 et de la colonne 3.

## Grille 2

### GRILLE D'AIDE FINANCIÈRE POUR LE MARCHÉ AFFAIRES ET LE MULTILOCATIF (4 LOGEMENTS OU PLUS)

#### — CHAUFFAGE — CLIENTS SUR RÉSEAU

- Conversion du système fonctionnant au mazout, à l'électricité et au propane (nouveau client)
- Nouvelle construction
- Nouvelle vocation<sup>1</sup>

DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR : 16 MARS 2016

RABAIS \$ <sup>2</sup> PRC				
Consommation (m <sup>3</sup> )	Chaudière	Unité de toit	Aérotherme et Infra rouge	Générateur d'air chaud
3000 à 3999	2800\$	2400\$	1000\$	2400\$
4000 à 4999	4750\$	3000\$	1100\$	3550\$
5000 à 5999	5000\$	3900\$	1200\$	3900\$
6000 à 7999	5200\$	5000\$	1300\$	4300\$
8000 à 9999	5550\$	6000\$	1400\$	4900\$
10000 à 11999	5950\$	7000\$	1550\$	5600\$
12000 à 13999	6100\$	7850\$	1750\$	6100\$
14000 à 15999	6100\$	8500\$	1850\$	6850\$
16000 à 17999	6200\$	9050\$	2050\$	7800\$
18000 à 19999	6250\$	9700\$	2150\$	8450\$
20000 à 21999	6400\$	10250\$	2400\$	9250\$
22000 à 23999	6400\$	10250\$	2400\$	9250\$
24000 à 25999	6450\$	11750\$	2800\$	10800\$
26000 à 27999	6450\$	11750\$	2800\$	10800\$
28000 à 29999	6450\$	13250\$	3400\$	12500\$
30000 à 31999	6450\$	13250\$	3400\$	12500\$
32000 à 33999	6750\$	14050\$	4000\$	14200\$
34000 à 35999	6750\$	14050\$	4000\$	14200\$
36000 à 39999	6800\$	14950\$	4500\$	15800\$
40000 à 44999	6800\$	14950\$	4500\$	15800\$
45000 à 49999	6800\$	16100\$	5250\$	17750\$
50000 à 54999	6800\$	16100\$	5250\$	17750\$
55000 à 59999	6800\$	16100\$	5250\$	17750\$
60000 à 64999	6800\$	17550\$	6300\$	18800\$
65000 à 69999	6800\$	17550\$	6300\$	18800\$
70000 à 74999	6800\$	17550\$	6300\$	18800\$

<sup>1</sup> Utiliser les montants de la grille ci-dessus même si l'aide financière pour la nouvelle vocation fait partie du PRC.

<sup>2</sup> L'aide financière du PEE s'additionne à ce montant si les appareils installés sont à haute efficacité (voir la liste des appareils admissibles). Toutefois, le montant des rabais du PRC et du PEE ne peuvent excéder le montant des dépenses admissibles.

## Grille 3

### GRILLE D'AIDE FINANCIÈRE POUR LE MARCHÉ AFFAIRES ET LE MULTILOCATIF (4 LOGEMENTS OU PLUS)

#### — CHAUFFAGE — CLIENTS SUR RÉSEAU

- Ajout de charge avec conversion

DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR : 16 MARS 2016

Consommation (m <sup>3</sup> )	Chaudière	Unité de toit	Aérotherme et Infra rouge	Générateur d'air chaud
3 000 à 3 999	2 150 \$	1 600 \$	500 \$	1 700 \$
4 000 à 4 999	3 000 \$	2 200 \$	550 \$	2 150 \$
5 000 à 5 999	3 000 \$	2 850 \$	600 \$	2 500 \$
6 000 à 7 999	3 000 \$	3 500 \$	650 \$	2 800 \$
8 000 à 9 999	3 000 \$	4 150 \$	700 \$	3 250 \$
10 000 à 11 999	3 000 \$	4 800 \$	800 \$	3 650 \$
12 000 à 13 999	3 000 \$	5 350 \$	900 \$	4 000 \$
14 000 à 15 999	3 000 \$	6 200 \$	950 \$	4 250 \$
16 000 à 17 999	3 000 \$	6 800 \$	1 050 \$	4 550 \$
18 000 à 19 999	3 000 \$	7 150 \$	1 100 \$	4 750 \$
20 000 à 21 999	3 000 \$	7 550 \$	1 200 \$	5 000 \$
22 000 à 23 999	3 000 \$	7 550 \$	1 200 \$	5 000 \$
24 000 à 25 999	3 000 \$	8 250 \$	1 400 \$	5 450 \$
26 000 à 27 999	3 000 \$	8 250 \$	1 400 \$	5 450 \$
28 000 à 29 999	3 000 \$	8 950 \$	1 700 \$	5 950 \$
30 000 à 31 999	3 000 \$	8 950 \$	1 700 \$	5 950 \$
32 000 à 33 999	3 000 \$	9 650 \$	2 000 \$	6 450 \$
34 000 à 35 999	3 000 \$	9 650 \$	2 000 \$	6 450 \$
36 000 à 39 999	3 000 \$	10 250 \$	2 250 \$	6 850 \$
40 000 à 44 999	3 000 \$	10 250 \$	2 250 \$	6 850 \$
45 000 à 49 999	3 000 \$	11 200 \$	2 650 \$	7 400 \$
50 000 à 54 999	3 000 \$	11 200 \$	2 650 \$	7 400 \$
55 000 à 59 999	3 000 \$	11 200 \$	2 650 \$	7 400 \$
60 000 à 64 999	3 000 \$	12 500 \$	3 150 \$	7 900 \$
65 000 à 69 999	3 000 \$	12 500 \$	3 150 \$	7 900 \$
70 000 à 74 999	3 000 \$	12 500 \$	3 150 \$	7 900 \$

## Grille 4

### GRILLE D'AIDE FINANCIÈRE POUR LE MARCHÉ AFFAIRES ET LE MULTILOCATIF (4 LOGEMENTS OU PLUS)

- CHAUFFAGE
- CLIENTS SUR RÉSEAU

- Ajout de charge sans conversion

DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR : 16 MARS 2016

Consommation (m <sup>3</sup> )	Chaudière	Unité de toit	Aérotherme et Infra rouge	Générateur d'air chaud
3000 à 3999	1850\$	1350\$	450\$	1450\$
4000 à 4999	2550\$	1850\$	450\$	1850\$
5000 à 5999	2550\$	2400\$	500\$	2150\$
6000 à 7999	2550\$	3000\$	550\$	2400\$
8000 à 9999	2550\$	3550\$	600\$	2750\$
10000 à 11999	2550\$	4100\$	700\$	3100\$
12000 à 13999	2550\$	4550\$	750\$	3400\$
14000 à 15999	2550\$	5250\$	800\$	3600\$
16000 à 17999	2550\$	5800\$	900\$	3850\$
18000 à 19999	2550\$	6100\$	950\$	4050\$
20000 à 21999	2550\$	6400\$	1000\$	4250\$
22000 à 23999	2550\$	6400\$	1000\$	4250\$
24000 à 25999	2550\$	7000\$	1200\$	4650\$
26000 à 27999	2550\$	7000\$	1200\$	4650\$
28000 à 29999	2550\$	7600\$	1450\$	5050\$
30000 à 31999	2550\$	7600\$	1450\$	5050\$
32000 à 33999	2550\$	8200\$	1700\$	5500\$
34000 à 35999	2550\$	8200\$	1700\$	5500\$
36000 à 39999	2550\$	8700\$	1900\$	5800\$
40000 à 44999	2550\$	8700\$	1900\$	5800\$
45000 à 49999	2550\$	9500\$	2250\$	6300\$
50000 à 54999	2550\$	9500\$	2250\$	6300\$
55000 à 59999	2550\$	9500\$	2250\$	6300\$
60000 à 64999	2550\$	10650\$	2700\$	6700\$
65000 à 69999	2550\$	10650\$	2700\$	6700\$
70000 à 74999	2550\$	10650\$	2700\$	6700\$



## Grille 5

### GRILLE À UTILISER POUR UN BÂTIMENT ALIMENTÉ PAR UN BRANCHEMENT D'IMMEUBLE POUVANT COMPORTER PLUSIEURS COMPTEURS

— CHAUFFAGE  
— CLIENTS SUR RÉSEAU

(EX. : CONDOS COMMERCIAUX OU INDUSTRIELS, LOCAUX DE CENTRES COMMERCIAUX)

- Nouvelle construction
- Nouvelle vocation<sup>1</sup>
- Conversion

DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR : 16 MARS 2016

Consommation (m <sup>3</sup> )	Unité de toit, Chaudière et Générateur d'air chaud	Aérotherme et Infra rouge
2000 à 2999	1250\$	650\$
3000 à 3999	1700\$	700\$
4000 à 4999	2100\$	750\$
5000 à 5999	2750\$	850\$
6000 à 7999	3500\$	900\$
8000 à 9999	4200\$	1000\$
10000 à 11999	4900\$	1100\$
12000 à 13999	5500\$	1250\$
14000 à 15999	5950\$	1300\$
16000 à 17999	6350\$	1450\$
18000 à 19999	6800\$	1500\$
20000 à 21999	7150\$	1700\$
22000 à 23999	7150\$	1700\$
24000 à 25999	8250\$	1950\$
26000 à 27999	8250\$	1950\$
28000 à 29999	9300\$	2400\$
30000 à 31999	9300\$	2400\$
32000 à 33999	9850\$	2800\$
34000 à 35999	9850\$	2800\$
36000 à 39999	10450\$	3150\$
40000 à 44999	10450\$	3150\$
45000 à 49999	11250\$	3650\$
50000 à 54999	11250\$	3650\$
55000 à 59999	11250\$	3650\$
60000 à 64999	12300\$	4400\$
65000 à 69999	12300\$	4400\$
70000 à 74999	12300\$	4400\$

<sup>1</sup> Utiliser les montants de la grille ci-dessus même si l'aide financière pour la nouvelle vocation provient du PRRC.

## Grille 6

### GRILLE D'AIDE FINANCIÈRE POUR LE MARCHÉ AFFAIRES ET LE MULTILOCATIF (4 LOGEMENTS OU PLUS ) — EAU CHAUDE SANITAIRE OU PROCÉDÉ — CLIENTS SUR RÉSEAU

DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR : 16 MARS 2016

Consommation (m <sup>3</sup> )	Rabais \$ <sup>1,2</sup> PRC
3 000 à 3 999	750
4 000 à 4 999	975
5 000 à 5 999	1 125
6 000 à 7 999	1 250
8 000 à 9 999	1 475
10 000 à 11 999	1 750
12 000 à 13 999	1 875
14 000 à 15 999	1 925
16 000 à 17 999	2 050
18 000 à 19 999	2 125
20 000 à 21 999	2 250
22 000 à 23 999	2 325
24 000 à 25 999	2 375
26 000 à 27 999	2 425
28 000 à 29 999	2 500
30 000 à 31 999	2 600
32 000 à 33 999	2 750
34 000 à 35 999	2 825
36 000 à 39 999	2 875
40 000 à 44 999	2 900
45 000 à 49 999	2 950
50 000 à 54 999	3 025
55 000 à 59 999	3 100
60 000 à 64 999	3 200
65 000 à 69 999	3 250
70 000 à 74 999	3 325

<sup>1</sup> L'aide financière du PEÉ s'additionne à ce montant si les appareils installés sont à haute efficacité (voir la liste des appareils admissibles). Toutefois, le montant des rabais du PRC (programme de rabais à la consommation) et du PEÉ (programme d'efficacité énergétique) ne peuvent excéder le montant des dépenses admissibles.

<sup>2</sup> Excluant les équipements de cuisson de la restauration.

## Grille 7

### GRILLE D'AIDE FINANCIÈRE POUR LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL – CLIENTS SUR RÉSEAU

DÉCEMBRE 2016

NOUVEAU CLIENT	CONVERSION		
Appareils	Rabais PRC	Rabais CASEP*	PEE <sup>1</sup>
Chauffage - Générateur d'air chaud	1 200 \$	1 275 \$	
Chauffage - Chaudière	1 200 \$	1 275 \$	900 \$
Chauffe-eau <sup>2</sup>	500 \$	250 \$	250 \$
Foyer <sup>2</sup>	200 \$		
Thermostat programmable			25 \$
Thermostat intelligent			100 \$

<sup>1</sup> Modèle admissible selon la liste des appareils Energy Star disponible sur le site de Gaz Métro.

<sup>2</sup> Rabais disponible seulement si l'installation est effectuée au même moment que l'appareil de chauffage.

\* Rabais disponible jusqu'au 30 septembre 2017

CLIENT EXISTANT	REPLACEMENT		AJOUT DE CHARGE		
Appareils	Rabais PRRC	PEE <sup>3</sup>	Rabais PRC	Rabais CASEP*	PEE <sup>3</sup>
Chauffage - Générateur d'air chaud	300 \$		1 200 \$	1 275 \$	
Chauffage - Chaudière	300 \$	900 \$	1 200 \$	1 275 \$	900 \$
Chauffage + Chauffe-eau <sup>4</sup>			200 \$		
Chauffe-eau	300 \$	250 \$	300 \$	250 \$	250 \$
Foyer			200 \$		
Thermostat programmable		25 \$			25 \$
Thermostat intelligent		100 \$			100 \$

<sup>3</sup> Modèle admissible selon la liste des appareils Energy Star disponible sur le site de Gaz Métro.

<sup>4</sup> Le rabais supplémentaire de 200 \$ s'applique si l'ajout d'un chauffe-eau et d'un appareil de chauffage est effectué en même temps.

\* Rabais disponible jusqu'au 30 septembre 2017

- Le montant du rabais PRC ne peut excéder le montant des dépenses admissibles.
- Une preuve de consommation annuelle pour le chauffage au mazout doit être jointe au contrat afin de profiter du rabais CASEP.
- Cette grille est applicable uniquement pour les clients de catégorie UDT (unifamiliale, duplex et triplex).