

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 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 2015**

Demande de confidentialité

- 1. Références :**
- (i) [Pièce B-0078, affidavit de Mme Katia Marquier, paragraphes 4 et 7;](#)
 - (ii) [Pièce B-0132, demande amendée du 6 février 2015 dans le dossier R-3916-2014;](#)
 - (iii) Dossier [R-3916-2014, décision D-2015-125, paragraphes 190 et 191.](#)

Préambule :

(i) « 4. *Gaz Métro* dépose également sous pli confidentiel les pièces *Gaz Métro-37, Document 1* à *Gaz Métro-47, Document 1* (« *Pièces* ») contenant des informations de nature financière;

[...]

7. Compte tenu de ce qui précède, Gaz Métro est justifiée de demander à la Régie d'ordonner la confidentialité des informations caviardées contenues à la pièce Gaz Métro-3, Document 1 ainsi que des Pièces pour une durée de dix ans. » [nous soulignons]

(ii) Dans le dossier R-3916-2014, *Gaz Métro* demandait à la Régie :

« **INTERDIRE**, pendant un délai de deux ans, la divulgation, la publication et la diffusion des pièces ou informations énumérées au paragraphe 13 (sic) de la présente demande et **DÉCLARER** que celles-ci seront retournées à *Gaz Métro* au terme de ce délai.

Quelques-unes de ces pièces sont les suivantes :

« 16.1. *Informations caviardées contenues aux pièces Gaz Métro-3, Document 1;*
[...]

16.7. *États financiers non consolidés de Société en commandite Gaz Métro Plus, pièce Gaz Métro-49, Document 1;*

16.8. *États financiers consolidés au 30 septembre 2014 et 2013 de Northern New England Energy Corporation and subsidiaries, pièce Gaz Métro-50, Document 1;*

16.9. *États financiers au 31 décembre 2013 et 2012 de Gazoduc Trans Québec & Maritimes inc., pièce Gaz Métro-51, Document 1 (suivi de la décision D-93-51);*

16.10. États financiers au 30 septembre 2014 de Corporation Champion Pipe Line Limitée, pièce Gaz Métro-52, Document 1;

16.11. États financiers au 30 septembre 2014 et 2013 de Gaz Métro Éole 4 inc., pièce Gaz Métro-53, Document 1;

16.12. États financiers au 30 septembre 2014 et 2013 de Gaz Métro Éole inc., pièce Gaz Métro-54, Document 1;

16.13. États financiers au 31 décembre 2013 de Gaz Métro GNL, pièce Gaz Métro-55, Document 1;

16.14. États financiers au 31 décembre 2012 d'Intragaz, Société en commandite, pièce Gaz Métro-56, Document 1. » [nous soulignons]

(iii) Dans la décision D-2015-125, la Régie indiquait, entre autres, quant aux pièces citées en référence (ii) :

« [190] La Régie accueille la demande du Distributeur de traiter de façon confidentielle les informations contenues aux pièces énumérées à la présente section.

[191] La Régie considère opportun de conserver pour une période de deux ans, tel que demandé par Gaz Métro, les documents traités de façon confidentielle mentionnés dans cette section, au terme duquel ils seront retournés à Gaz Métro.

[...]

INTERDIT, pendant un délai de deux ans, la divulgation, la publication et la diffusion des pièces mentionnées ci-dessus et DÉCLARE que celles-ci seront retournées à Gaz Métro au terme de ce délai » [nous soulignons]

Demandes :

1.1 Veuillez confirmer que les pièces en référence (i) déposées au présent dossier sont, au niveau de la forme, les pièces équivalentes aux pièces en référence (ii) déposées au dossier R-3916-2014.

Réponse :

Gaz Métro le confirme.

1.2 Veuillez expliquer pourquoi la durée de l'ordonnance de confidentialité des pièces citées à la référence (i) devrait être de 10 ans, contrairement à ce qui est prévu pour les pièces citées en référence (ii) dans la décision D-2015-125, soit 2 ans.

Réponse :

Le *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie* (RLRQ, c. R-6.01, r. 4.1) (« Règlement ») est entré en vigueur le 7 janvier 2015. Selon l'article 33 du Règlement, « *un participant qui requiert le traitement confidentiel de documents ou de renseignements doit*

déposer une demande à cet effet à la Régie, appuyée d'une ou plusieurs déclarations sous serment, et fournir les informations suivantes : [...] 3° la période pendant laquelle le traitement confidentiel est requis. »

Le Règlement n'étant pas encore en vigueur lors du dépôt du Rapport annuel 2014, les affidavits ne précisait pas la période pendant laquelle la confidentialité était requise. Afin de faciliter le traitement administratif des documents ou renseignements faisant l'objet d'une demande de traitement confidentiel, Gaz Métro avait proposé que les pièces (références (ii) et (iii) du préambule) lui soient retournées au terme d'un délai de 2 ans.

Le Règlement étant en vigueur au moment où Gaz Métro a procédé au dépôt du Rapport annuel 2015, elle était tenue de préciser la période pour laquelle le traitement confidentiel était requis. Tel qu'en fait foi l'affidavit de madame Katia Marquier (B-0078), cette période est de 10 ans pour les pièces mentionnées à la référence (i) du préambule. En effet, Gaz Métro considère qu'au terme de cette période, les informations financières dont elle demande la confidentialité deviennent obsolètes et de moindre intérêt d'un point de vue concurrentiel.

Par ailleurs, Gaz Métro tient à mentionner que la période de confidentialité de 10 ans qu'elle requiert (référence (i) du préambule) est arrimée à celle qu'elle avait demandée dans le cadre de la Cause tarifaire 2015-2016 (pièce B-0606, R-3879-2014, lettre du 21 août 2015) quant à certains renseignements de nature stratégique pour Gaz Métro et ses filiales, laquelle lui avait été accordée par la Régie dans sa décision D-2015-147, paragraphes 10, 20 et 22.

- 1.3 Veuillez indiquer s'il serait approprié qu'une ordonnance de traitement confidentiel pour les pièces en référence (i) soit d'une durée de 2 ans, au terme de laquelle les pièces seraient retournées à Gaz Métro?

Réponse :

Gaz Métro n'a pas d'objection à ce que la Régie conserve les pièces en référence (i) pour une durée de 2 ans, délai au terme duquel les pièces seraient retournées à Gaz Métro, dans la mesure où les documents et renseignements faisant l'objet de la demande de traitement confidentiel le soient pour une période de 10 ans.

- 2. Références :** (i) [Pièce B-0076, affidavit de Monsieur Vincent Pouliot, paragraphe 9;](#)
(ii) [Décision D-2014-146, paragraphe 13.](#)

Préambule :

(i) « 9. Compte tenu de ce qui précède, Gaz Métro est justifiée de demander à la Régie d'ordonner la confidentialité des pièces Gaz Métro-15, Documents 1 et 2 pour une durée indéterminée ». [nous soulignons]

(ii) Dans la décision D-2014-146, la Régie indiquait :

« La Régie, pour les motifs invoqués par le Distributeur, accueille la demande de traitement confidentiel de la pièce B-0081 tant que le SPEDE sera en vigueur. » [nous soulignons]

Demandes :

2.1 Veuillez confirmer que les pièces Gaz Métro-15, documents 1 et 2 déposées au présent dossier et intitulées « Rapport annuel relatif au système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE)-suivi de la décision D-2014-171 » et « Suivi de l'évolution du compte de frais reportés–SPEDE-suivi de la décision D-2014-171 » contiennent des informations de la même nature que la pièce B-0081 déposée au dossier R-3879-2014.

Réponse :

Malgré le fait qu'il existe un lien entre la pièce B-0081, Gaz Métro-5, Document 9, déposée au dossier R-3879-2014 et les pièces Gaz Métro-15, Documents 1 et 2 (B-0144 et B-0040), les informations qui s'y trouvent sont de nature différente. En effet, la pièce B-0081 déposée au dossier R-3879-2014 constitue une réponse à une demande de renseignements dans laquelle se trouvent des informations sur des stratégies d'achat potentielles de droits d'émission alors que les pièces Gaz Métro-15, Documents 1 et 2 font état du résultat des achats par rapport aux stratégies d'achat autorisées.

2.2 Veuillez indiquer s'il serait approprié qu'une ordonnance de traitement confidentiel des pièces Gaz Métro 15, documents 1 et 2 soit applicable tant que le SPEDE sera en vigueur, plutôt que pour une durée indéterminée, comme pour la pièce B-0081 dans le dossier R-3879-2014.

Réponse :

Gaz Métro juge plus prudent que l'ordonnance de traitement confidentiel soit applicable pour une durée indéterminée. En effet, le marché du carbone étant en pleine évolution, il est possible de concevoir que le SPEDE puisse un jour être remplacé par un nouveau marché du carbone. Dans une telle éventualité, l'ordonnance de confidentialité cesserait de produire ses effets alors que Gaz Métro aurait toujours intérêt à ce que les informations relatives aux achats de droit d'émission soit protégées par l'ordonnance. En effet, la divulgation de ces informations pourrait porter atteinte aux futures négociations qu'elle aurait à mener dans un nouveau marché du carbone.

Gaz Métro porte également à l'attention de la Régie qu'elle avait accueilli la demande de Gaz Métro de traiter, de façon confidentielle, les informations caviardées contenues à la pièce B-0452 (Gaz Métro-105, Document 1, R-3879-2014) et la pièce B-0453 (Gaz Métro-105, Document 2, R-3879-2014) pour une durée indéterminée dans sa décision D-2015-147, paragraphe 18, et que ces pièces contiennent des informations de même nature que celles qui figurent dans les pièces mentionnées à la référence (i).

- 3. Références :** (i) [Pièce B-0079, affidavit de M. Vincent Regnault, paragraphes 8 et 21;](#)
(ii) Dossier [R-3916-2014, décision D-2015-125, paragraphes 52 et 53.](#)

Préambule :

(i) « 8. Compte tenue de ce qui précède, Gaz Métro est justifiée de demander à la Régie d'ordonner la confidentialité de la pièce Gaz Métro-12, Document 3 pour une durée de dix ans;

[...]

21. Compte tenu de ce qui précède, Gaz Métro est justifiée de demander à la Régie d'ordonner la confidentialité des informations contenues aux pièces Gaz Métro-12 Documents 4 à 6 et Gaz Métro-12 Document 9 pour une durée indéterminée; »

(ii) Dans sa décision D-2015-125 rendue dans le cadre du dossier d'examen du rapport annuel 2014, soit le dossier R-3916-2014, la Régie indiquait :

« [188] Gaz Métro demande de traiter de façon confidentielle les informations suivantes :

[...]

- *la pièce B-0084;*
- *les informations caviardées de la pièce B-0086, ainsi qu'à la pièce mise à jour B-0139;*
- *les informations caviardées de l'annexe 1 de la pièce B-0088.*

[...]

[190] La Régie accueille la demande du Distributeur de traiter de façon confidentielle les informations contenues aux pièces énumérées à la présente section.

[191] La Régie considère opportun de conserver pour une période de deux ans, tel que demandé par Gaz Métro, les documents traités de façon confidentielle mentionnés dans cette section, au terme duquel ils seront retournés à Gaz Métro.

[...]

INTERDIT, pendant un délai de deux ans, la divulgation, la publication et la diffusion des pièces mentionnées ci-dessus et DÉCLARE que celles-ci seront retournées à Gaz Métro au terme de ce délai » [nous soulignons]

Demandes :

3.1 Veuillez confirmer que la pièce Gaz Métro-12, Document 3 déposée au présent dossier et intitulée « Rapport sur les revenus générés par les revenus de gaz d'appoint (concurrence et saisonnier) » présente des informations de la même nature que celles présentées à la pièce B-0084 intitulée « Rapport sur les revenus générés par le service de gaz d'appoint (concurrence et saisonnier) » déposée dans le dossier R-3916-2014.

Réponse :

Gaz Métro le confirme.

- 3.2** Veuillez justifier pourquoi la durée de l'ordonnance de confidentialité de la pièce Gaz Métro-12, document 3 devrait être de 10 ans, contrairement à ce que Gaz Métro a demandé pour la pièce B-0084 dans le cadre du dossier R-3916-2014 et qui a été ordonné par la Régie dans la décision D-2015-125, soit une durée de 2 ans.

Réponse :

Comme mentionné à la réponse à la question 1.2, le *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie* (RLRQ, c. R-6.01, r. 4.1) (« Règlement ») est entré en vigueur le 7 janvier 2015. Selon l'article 33 du Règlement, « *un participant qui requiert le traitement confidentiel de documents ou de renseignements doit déposer une demande à cet effet à la Régie, appuyée d'une ou plusieurs déclarations sous serment, et fournir les informations suivantes : [...] 3° la période pendant laquelle le traitement confidentiel est requis.* »

Le Règlement n'étant pas encore en vigueur lors du dépôt du Rapport annuel 2014, les affidavits ne précisaient pas la période pendant laquelle la confidentialité était requise. Afin de faciliter le traitement administratif des documents ou renseignements faisant l'objet d'une demande de traitement confidentiel, Gaz Métro avait proposé que les pièces (références (ii) du préambule) lui soient retournées au terme d'un délai de 2 ans.

Le Règlement étant en vigueur au moment où Gaz Métro a procédé au dépôt du Rapport annuel 2015, elle était tenue de préciser la période pour laquelle le traitement confidentiel était requis. Tel qu'en fait foi l'affidavit de monsieur Vincent Regnault (B-0079), cette période est de 10 ans pour la pièce Gaz Métro-12, Document 3 (B-0021). En effet, Gaz Métro considère qu'au terme de cette période, les informations commerciales dont elle demande la confidentialité, à savoir les transactions de gaz d'appoint effectuées au cours de l'exercice financier se terminant le 30 septembre 2015, deviennent obsolètes et sans intérêt d'un point de vue concurrentiel. Dans cette mesure, ces informations pourraient alors être divulguées puisqu'elles ne risqueraient plus de porter atteinte aux négociations contractuelles futures de Gaz Métro et ainsi lui causer préjudice. Toutefois, cette pièce contient des informations de nature à permettre l'identification de certains clients. Or, Gaz Métro a toujours eu comme pratique de ne pas dévoiler de telles informations, pratique reconnue à maintes reprises par la Régie. Gaz Métro considère qu'au terme de la période de 10 ans, il ne sera plus possible d'identifier de tel client en raison du temps écoulé.

- 3.3** Veuillez justifier pourquoi la durée de l'ordonnance de confidentialité des pièces Gaz Métro-12, document 4 et Gaz Métro 12, Document 9 devrait être d'une durée indéterminée.

Réponse :

Relativement à la pièce B-0022, Gaz Métro-12 Document 4, cette demande de confidentialité découle des obligations contractuelles que Gaz Métro a envers un client avec lequel elle a effectué certaines transactions d'échange en franchise. Comme mentionné dans l'affidavit de monsieur Vincent Regnault (B-0079), ces transactions sont réalisées par le biais d'une entente cadre qui contient des clauses de confidentialité. Il est à noter que cette entente est à durée indéterminée de sorte que Gaz Métro n'est pas en mesure de connaître le moment où elle sera relevée de ses obligations de confidentialité, l'obligeant ainsi à demander la confidentialité des informations caviardées dans cette pièce pour une durée indéterminée.

Quant à la pièce B-0027, Gaz Métro-12, Document 9, Gaz Métro souhaite mentionner que les informations caviardées qui y sont contenues ont toujours été traitées de façon confidentielle en raison du caractère privé de la relation commerciale entre Gaz Métro et ses clients, pratique par ailleurs reconnue par la Régie à maintes reprises. Contrairement aux informations de nature commerciale ayant une résonance d'un point de vue concurrentiel et qui peuvent devenir obsolètes et sans intérêt après un certain temps (voir la réponse à la question 3.2), les informations caviardées dans la pièce B-0027, à savoir le nom des clients ayant transmis des préavis de sortie du service de transport du distributeur, doivent demeurer confidentielles pour une période indéterminée.

- 3.4 Veuillez confirmer que la pièce Gaz Métro-12, Document 5, déposée au présent dossier et intitulée « Défaut ou faillite d'une contrepartie dans le cadre des transactions gazières » présente des informations de la même nature que celles présentées à la pièce B-0086 déposée dans le dossier R-3916 et intitulée « Défaut ou faillite d'une contrepartie dans le cadre de toute transaction touchant les approvisionnements gazières ».

Réponse :

Gaz Métro le confirme.

- 3.5 Veuillez justifier pourquoi la durée de l'ordonnance de confidentialité de la pièce Gaz Métro-12, document 5 devrait être indéterminée, contrairement à ce que Gaz Métro a demandé pour la pièce B-0086 dans le cadre du dossier R-3916-2014 et qui a été ordonné par la Régie dans la décision D-2015-125, soit une durée de 2 ans.

Réponse :

Comme mentionné aux réponses aux questions 1.2 et 3.2, le *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie* (RLRQ, c. R-6.01, r. 4.1) (« Règlement ») est entré en vigueur le 7 janvier 2015. Selon l'article 33 du Règlement, « un participant qui requiert le traitement confidentiel de documents ou de renseignements doit déposer une demande à cet effet à la

Régie, appuyée d'une ou plusieurs déclarations sous serment, et fournir les informations suivantes : [...] 3° la période pendant laquelle le traitement confidentiel est requis. »

Le Règlement n'étant pas encore en vigueur lors du dépôt du Rapport annuel 2014, les affidavits ne précisaient pas la période pendant laquelle la confidentialité était requise. Afin de faciliter le traitement administratif des documents ou renseignements faisant l'objet d'une demande de traitement confidentiel, Gaz Métro avait proposé que les pièces (références (ii) et (iii) du préambule) lui soient retournées au terme d'un délai de 2 ans.

Le Règlement étant en vigueur au moment où Gaz Métro a procédé au dépôt du Rapport annuel 2015, elle était tenue de préciser la période pour laquelle le traitement confidentiel était requis. Tel qu'en fait foi l'affidavit de monsieur Vincent Regnault (B-0079), cette période est indéterminée pour la pièce Gaz Métro-12, Document 5 (B-0023). En effet, les informations caviardées qui y sont contenues ont toujours été traitées de façon confidentielle en raison du caractère privé de la relation commerciale entre Gaz Métro et ses clients, pratique par ailleurs reconnue par la Régie à maintes reprises. Comme mentionné à la réponse à la question 3.3, contrairement aux informations de nature commerciale ayant une résonance d'un point de vue concurrentiel et qui peuvent devenir obsolètes et sans intérêt après un certain temps (voir la réponse à la question 3.2), les informations caviardées dans la pièce B-0023, à savoir le nom des clients ayant fait l'objet d'un défaut ou d'une faillite dans le cadre des transactions gazières, doivent demeurer confidentielles pour une période indéterminée.

- 3.6** Veuillez confirmer que l'annexe 1 de la pièce Gaz Métro-12, Document 6, déposée au présent dossier et intitulée « Transaction d'échange de 82 000 Gj/jour - suivi de la décision D-2012-175 » présente des informations de la même nature que celles présentées à la pièce B-0088 déposée dans le dossier R-3916 et intitulée « Transaction d'échange de 82 000 Gj/jour ».

Réponse :

Gaz Métro le confirme.

- 3.7** Veuillez justifier pourquoi la durée de l'ordonnance de confidentialité de l'annexe 1 de la pièce Gaz Métro-12, document 6 devrait être d'une durée indéterminée, contrairement à ce que Gaz Métro a demandé pour la pièce B-0088 dans le cadre du dossier R-3916-2014 et qui a été ordonné par la Régie dans la décision D-2015-125, soit une durée de 2 ans.

Réponse :

Comme mentionné aux réponses aux questions 1.2, 3.2 et 3.5, le *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie* (RLRQ, c. R-6.01, r. 4.1) (« Règlement ») est entré en vigueur le 7 janvier 2015. Selon l'article 33 du Règlement, « *un participant qui requiert le traitement*

confidentiel de documents ou de renseignements doit déposer une demande à cet effet à la Régie, appuyée d'une ou plusieurs déclarations sous serment, et fournir les informations suivantes : [...] 3° la période pendant laquelle le traitement confidentiel est requis. »

Le Règlement n'étant pas encore en vigueur lors du dépôt du Rapport annuel 2014, les affidavits ne précisait pas la période pendant laquelle la confidentialité était requise. Afin de faciliter le traitement administratif des documents ou renseignements faisant l'objet d'une demande de traitement confidentiel, Gaz Métro avait proposé que les pièces (références (ii) et (iii) du préambule) lui soient retournées au terme d'un délai de 2 ans.

Le Règlement étant en vigueur au moment où Gaz Métro a procédé au dépôt du Rapport annuel 2015, elle était tenue de préciser la période pour laquelle le traitement confidentiel était requis. Tel qu'en fait foi l'affidavit de monsieur Vincent Regnault (B-0079), cette période est indéterminée pour la pièce Gaz Métro-12, Document 6 (B-0024). En effet, les informations caviardées sont protégées par des ententes de confidentialité exigées par les fournisseurs qui les ont produites et leur divulgation contreviendrait à ces ententes. Il est à noter que ces ententes de confidentialité sont à durée indéterminée, obligeant ainsi Gaz Métro à demander la confidentialité des informations caviardées dans cette pièce pour une durée indéterminée.

Programme pilote du compte d'aide au soutien social

- 4. Références :** (i) [Pièce B-0133;](#)
(ii) Dossier [R-3905-2014, décision D-2015-018;](#)
(iii) Dossier [R-3927-2015, décision D-2015-189.](#)

Préambule :

- (i) Dans sa 2^e demande réamendée déposée le 17 février 2016, Gaz Métro demande à la Régie:

*« **AUTORISER** la création d'un compte de frais reportés hors base portant intérêts dans lequel seront cumulés les écarts entre les montants autorisés et ceux réellement dépensés pour le CASS pour l'année 2014-2015 »*

- (ii) Dans la décision D-2015-018, la Régie mentionnait, relativement au principe de la non-rétroactivité tarifaire que :

*« La Régie applique, de façon générale, le principe de non-rétroactivité tarifaire, tel qu'énoncé par la Cour suprême du Canada dans *Bell Canada c. CRTC*²⁰⁶, au sens où elle considère qu'elle ne pourrait pas rendre « des ordonnances applicables à des périodes antérieures à la décision finale ». [note de bas de page omise]*

- (iii) Dans la décision D-2015-189, la Régie s'exprimait ainsi relativement à la création des CFR :

[210] D'autre part, pour déterminer si les sommes captées dans un CFR ont une portée rétroactive, rétrospective ou prospective, il n'est pas opportun de considérer la période pendant laquelle elles seront disposées dans les tarifs des consommateurs, mais plutôt la période au cours de laquelle ces sommes sont constatées. Si cette dernière est antérieure à la date de la décision finale, celle-ci a une portée rétroactive, peu importe le moment où ces sommes seront finalement portées aux tarifs des consommateurs, contrairement à ce que peut prétendre SÉ-AQLPA.

[...]

[215] Le principe de non-rétroactivité a été établi afin d'éviter que la stabilité financière des services publics réglementés soit ébranlée, avec toutes les conséquences prévisibles sur le service à rendre aux usagers, si les tarifs connaissaient des variations arbitraires.

Demande:

- 4.1 Veuillez concilier la demande de création d'un CFR pour la comptabilisation d'écarts entre les montants autorisés et ceux réellement dépensés pour le CASS pour l'année 2014-2015,

soit des écarts encourus avant la création du CFR demandé par Gaz Métro, avec le principe de non-rétroactivité tarifaire.

Réponse :

Gaz Métro constate que la Régie semble préoccupée par la conciliation du traitement réglementaire proposé par Gaz Métro avec le principe de non-rétroactivité tarifaire.

À cet égard, Gaz Métro souligne qu'à l'époque où le budget du CASS fut approuvé par la Régie (R-3837-2013, D-2014-077), il était difficile pour Gaz Métro de prévoir si la création d'un CFR allait être nécessaire. Rappelons qu'il s'agissait d'un programme-pilote dont les paramètres précis allaient devoir être développés lors de sa mise en place. Gaz Métro reproduit d'ailleurs un extrait de la décision D-2014-077 à ce sujet :

« [340] Cependant, la Régie considère que certaines hypothèses comportent une part élevée d'incertitude comme, par exemple, la difficulté de définir les besoins d'une clientèle MFR ou le montant des frais d'exemption de remise en service.

[...]

[342] Toutefois, la Régie partage l'avis de Gaz Métro à l'effet que les coûts et les bénéfices d'un tel programme doivent être évalués sur le terrain. »

Comme mentionné dans la pièce Gaz Métro-14, Document 6 (B-0038), en réponse à une demande de renseignements de la Régie¹ portant sur l'opportunité de mettre en place un CFR dans lequel seraient comptabilisés les écarts entre les montants autorisés et ceux réellement dépensés, Gaz Métro mentionnait qu'elle pourrait en faire la demande si cet écart devait se matérialiser au terme de la première année du programme-pilote, ce qui fait maintenant l'objet de la demande citée à la référence (i) du préambule. Gaz Métro réitère qu'étant donné la nature même d'un programme-pilote, il lui était alors difficile de juger de la nécessité de faire une telle demande à la Régie.

Ceci étant dit, si la Régie devait malgré tout entretenir un doute quant au fait que le traitement réglementaire proposé par Gaz Métro est conciliable avec le principe de non-rétroactivité tarifaire, Gaz Métro soumet que ce traitement réglementaire permet néanmoins à la Régie de fixer des tarifs justes et raisonnables au sens de l'article 49 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*. Or, tel que le mentionnait la Régie dans la décision D-2015-189 (paragraphe 215), le principe de non-rétroactivité a été établi afin d'éviter que la stabilité financière des services publics réglementés soit ébranlée si les tarifs connaissaient des variations arbitraires. Gaz Métro est d'avis que le traitement réglementaire qu'elle propose n'ébranle en rien cette stabilité financière en ce qu'elle propose une neutralisation de l'impact des écarts sur les trop-perçus et les manques à gagner constatés en fin d'année et que les sommes qui seraient constatées dans le CFR dont elle demande la création sont marginales, n'affectant ainsi pas le caractère juste et raisonnable des tarifs et le respect des engagements pris par Gaz Métro en 2014-2015 auprès de la clientèle MFR.

¹ R-3837-2013, B-0387, Gaz Métro-19, Document 12, réponse 10.2.

5. **Références :** (i) [B-0038, p. 4;](#)
(ii) [B-0099, p. 2.](#)

Préambule :

- (i) « **TABLEAU CONSOLIDÉ SOMMES PAYÉES/ENGAGÉES**
PROGRAMME CASS
Année 2014-2015

[...]

Description	Montant
Sommes déboursées au programme CASS (deux ententes finalisées)	1 266,87 \$
Frais de gestion versés à Option consommateurs	95 743,50 \$
Sous-total des sommes déboursées en 2015	97 010,17 \$
Entente finalisée en attente d'être créditée	340,70 \$
Sommes potentiellement engagées au programme CASS – ententes de paiement en cours	103 586,00 \$
Total	200 936,87 \$

»

Sur un montant de 250 000 \$ dont disposait Gaz Métro pour l'année tarifaire 2015, un montant de 97 010,17 \$ a été versé. Un montant de 152 989,83 \$ reste donc disponible. Par ailleurs, des sommes ont été engagées pour un montant potentiel de 103 586 \$ ou finalisées en attente d'être créditées pour un montant de 340,70 \$ aux fins du programme pilote du CASS pour un montant potentiel total de 103 926,70 \$. » [nous soulignons]

- (ii)

« d : Voici la liste des FR autres qui sont hors base.

Provision auto-assurance	2 614
Fr intervenants	1 974
Redevances Régie	(14)
PGEÉ	(253)
CASEP	(1 195)
Fonds vert	(3 216)
AEÉ	7 104
MAG/ (TP)	42 498
Gain / Perte sur disposition d'actifs	270
Mauvaises créances majeures	2 819
CASS	(160)

52 441 _____ »

Demandes :

- 5.1 Veuillez préciser ce que Gaz Métro entend par « sommes potentiellement engagées au programme CASS », de 103 586,00 \$ (référence (i)).

Réponse :

Afin de respecter l'enveloppe globale du programme CASS autorisée par la Régie de l'énergie, Gaz Métro doit, pour chaque entente de paiement prise avec un client MFR :

- a) estimer la consommation, par conséquent le montant qui lui sera facturé pour la durée totale de l'entente auquel elle ajoute, le cas échéant, les montants déjà facturés en souffrance; et
- b) estimer les paiements qui seront faits conformément aux termes de l'entente et du programme CASS.

Les sommes potentiellement engagées représentent l'écart entre les sommes prévues en a) et b) auxquelles sommes sont ajoutés les frais de recouvrement.

- 5.2 Veuillez expliquer l'écart entre le montant disponible au programme CASS pour l'année 2014-2015, de 152 989,83 \$ (référence (i)) et le montant de 160 000 \$ pour lequel un compte de frais reportés est demandé (référence (ii)). Le cas échéant, veuillez corriger et redéposer les pièces en référence.

Réponse :

Au 30 septembre 2015, Gaz Métro a constaté une erreur au montant porté au compte de frais reportés hors base CASS. Puisque les états financiers statutaires de l'année 2014-2015 étaient fermés, l'erreur a été corrigée dans l'exercice 2015-2016. Cependant, Gaz Métro a été en mesure de procéder à cette correction dans la finalisation du Rapport annuel 2015, puisque le dépôt s'est effectué en janvier 2016.

Le montant disponible au programme CASS pour l'année 2014-2015 et porté au compte de frais reportés hors base est bien de 152 989,83 \$, comme indiqué à la référence (i). Une version révisée de la pièce Gaz Métro-6, Document 6 est déposée pour refléter plus clairement cet ajustement.

Provision pour mauvaises créances majeures

- 6. Références :**
- (i) [Pièce B-0047, p. 6](#);
 - (ii) [Pièce B-0098](#);
 - (iii) [Pièce B-0136, p. 2](#);
 - (iv) [Dossier R-3916-2014, pièce B-0172](#);
 - (v) Décision [D-2001-232, p. 14 et 29](#);
 - (vi) Dossier R-3463-2001, [pièce SCGM-7, document 22](#).

Préambule :

(i) Au 30 septembre 2015, Gaz Métro a radié la créance de 2,8 M\$ relative à Québec Lithium. Le solde du compte à recevoir a été porté à l'encontre de la provision pour mauvaise créance.

(ii) La provision pour mauvaises créances s'élève à - 3 762 000 \$ au 30 septembre 2015.

(iii) Le compte de frais reportés (CFR) lié aux mauvaises créances majeures, hors base de tarification, s'élève à 2 819 000 \$ au 30 septembre 2015.

(iv) La provision pour mauvaises créances s'élève à - 4 240 000 \$ au 30 septembre 2014.

(v) « *La provision pour créances majeures fait l'objet d'une demande de modification de la formule présentement en vigueur pour l'établissement de la provision de l'année projetée. La Régie accueille favorablement la modification proposée.* »

Par ailleurs, le distributeur demande à la Régie de confirmer que tout dépassement de la provision pour créances majeures pourra être porté à un compte de frais reportés [note de bas de page omise]. [...]

La Régie accueille favorablement le traitement réglementaire proposé par le distributeur. »

(vi) Gaz Métro explique les modifications proposées à la formule pour créances majeures comme suit :

Or, nous savons d'ores et déjà que les radiations de l'année en cours font en sorte que le solde de la provision pour mauvaises créances au 31 mars ne représentait plus que 106 733 \$ et nous anticipons qu'elle sera, compte tenu des informations actuellement disponibles, à un solde d'environ 15 000 \$ au 30 septembre 2001.

SCGM est grandement préoccupée par cette situation car, si ces anticipations se concrétisent, le niveau de la provision pour mauvaises créances majeures ne serait que d'environ 42 550 \$ (27 550 \$ + 15 000 \$) pour l'année 2002.

Le seuil étant de 50 000 \$ pour être considéré comme une mauvaise créance majeure, le niveau de la provision en 2002 ne suffirait pas à absorber ne serait-ce qu'une seule mauvaise créance majeure.

La modification méthodologique que SCGM souhaite mettre en place au niveau de l'établissement de la provision pour mauvaises créances majeures.

Compte tenu de la situation décrite précédemment, SCGM propose de modifier la formule présentement en vigueur en remplaçant le solde au 30 septembre N¹ par le dernier solde réel disponible, à l'instar de ce qui se fait au niveau de l'auto-assurance.

Cette modification permettrait de rapprocher davantage la provision du niveau probable de mauvaises créances majeures.

Le dernier solde réel disponible est, cette année, celui au 31 mars 2001.

Afin de refléter cette modification, la formule serait modifiée comme suit :

$$\frac{\text{DSRD}^2 - 800\,000\ \$}{2} = \text{provision de l'année projetée (N}^1\text{)}$$

Cette année :

$$\frac{106\,733\ \$ - 800\,000\ \$}{2} = 346\,634\ \$$$

Où 106 733 \$ représente le solde au 31 mars 2001.

Ainsi le niveau de la provision pour mauvaises créances majeures pour l'année 2002 serait d'environ 361 634 \$ (346 634 \$ + 15 000 \$), ce qui nous apparaît plus raisonnable.

Les provisions ne pouvant pas fluctuer avec la même amplitude que les mauvaises créances puisque soumises aux règles passablement restrictives d'une formule, les montants de provisions par année ne correspondront toujours pas aux montants de mauvaises créances réelles malgré la modification suggérée.

Étant donné le mécanisme réglementaire de renflouement du compte de provision actuel, la faillite d'une seule entreprise majeure pourrait affecter fortement, voire même vider complètement, la provision et rendre le compte provisionnel débiteur. Advenant un cas semblable, nous désirons réitérer qu'il est important de considérer cette situation exceptionnelle et de permettre de porter à un compte de frais reporté le montant excédant la provision pour mauvaises créances majeures, le cas échéant.

Demandes :

- 6.1 Veuillez présenter de façon détaillée les différents éléments expliquant la variation entre le solde au 30 septembre 2014 de – 4 240 000 \$ de la référence (iv) et celui de – 3 762 000 \$ au 30 septembre 2015 de la référence (ii). Le cas échéant, veuillez fournir les références.

Réponse :

Comme mentionné en réponse aux demandes de renseignements 6.1 et 6.2 (B-0147, Gaz Métro–57, Document 1, du dossier R-3916-2014), lors de la fermeture réelle des livres, le solde de la provision pour mauvaises créances présenté à la base de tarification (référence (ii) pour 2015 et référence (iv) pour 2014) reflète la **moyenne 13 soldes** de l'année financière complétée. Ainsi, le solde de 3 762 k\$ présenté au rapport annuel 2015 (référence (ii)) représente la moyenne des soldes mensuels de la provision pour mauvaises créances pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015.

Gaz Métro comprend que la Régie est soucieuse de suivre l'évolution de la provision pour mauvaises créances sur la base du solde de fin d'exercice et non sur la base de la moyenne - 13 soldes. Le tableau suivant présente donc l'évolution des soldes réels de la provision pour mauvaises créances (incluant la provision pour mauvaises créances majeures > 50 k\$ et la provision pour mauvaises créances < 50 k\$) entre les soldes de fermeture des exercices financiers 2014 et 2015.

Évolution de la provision pour mauvaises créances

	(000 \$)
Solde au 30 septembre 2014	<u>(3 861) \$</u>
Radiations	1 926 \$
Radiation: Québec Lithium	2 818 \$
Transfert du solde débiteur dans un CFR	(2 463) \$
Recouvrements de comptes radiés	(326) \$
Provision	<u>(2 010) \$</u>
Solde au 30 septembre 2015	<u><u>(3 915) \$</u></u>

6.2 Selon la référence (v), tout dépassement de la provision pour mauvaises créances majeures pourra être porté à un CFR. Au présent dossier, la créance totale de Québec Lithium est portée au CFR. Veuillez expliquer comment est calculé un dépassement de la provision pour mauvaises créances majeures en prenant l'exemple de Québec Lithium.

Réponse :

La créance relative à Québec Lithium (2,818 M\$) a été comptabilisée à l'encontre de la provision pour mauvaises créances, puis le dépassement de la provision pour créances majeures (2,463 M\$) a été comptabilisé dans un CFR.

Au présent dossier, Gaz Métro a respecté la décision D-2001-232, en transférant uniquement le dépassement de la provision pour créances majeures dans un CFR et non pas l'entièreté de la créance de Québec Lithium.

Provision pour mauvaises créances majeures (> 50 k\$)

	(000 \$)
Solde au 30 septembre 2014	<u>(900) \$</u>
Radiations	794 \$
Radiation: Québec Lithium	2 818 \$
Transfert du solde débiteur dans un CFR	(2 463) \$
Recouvrements de comptes radiés	(250) \$
Provision	<u>- \$</u>
Solde au 30 septembre 2015	<u>- \$</u>

6.3 Veuillez présenter les écritures comptables liées à la créance de Québec Lithium.

Réponse :

	<u>Débit</u>	<u>Crédit</u>
	(000 \$)	(000 \$)
i-) Provision pour mauvaises créances majeures @ Comptes à recevoir	2 818 \$	2 818 \$
ii-) Frais reportés - Mauvaises créances majeures @ Provision pour mauvaises créances majeures	2 463 \$	2 463 \$

6.4 Selon la référence (vi), une mauvaise créance devait atteindre le seuil de 50 000 \$ pour être considérée comme majeure. Veuillez confirmer que le seuil de 50 000 \$ n'a pas été mis à jour au cours de la période 2001-2015.

Réponse :

Gaz Métro confirme que le seuil de 50 000 \$ n'a pas été mis à jour au cours de la période 2001-2015.

- 6.5 Le cas échéant, veuillez commenter la possibilité de réviser le seuil pour déterminer une mauvaise créance majeure dans le cadre du prochain dossier tarifaire.

Réponse :

Selon l'historique des taux de radiations des comptes à recevoir de Gaz Métro, la moyenne des radiations des créances majeures des 14 dernières années (de 2001 à 2014) se situe à 0,04 % des ventes totales. Cette proportion est stable depuis les dernières années, sauf en 2015, considérant la situation exceptionnelle de Québec Lithium. Gaz Métro ne croit pas qu'une révision du seuil pour catégoriser une mauvaise créance (majeure ou non) soit nécessaire. Dans le cas où la situation évoluerait ou changerait dans les années futures, Gaz Métro considérerait la possibilité de demander à ce que ce seuil soit révisé.

Transaction d'échange de 82 000 GJ/jour

7. **Références :**
- (i) Pièce [B-0024](#), p. 3;
 - (ii) Dossier R-3900-2014, pièce [C-TCPL-0010](#), p. 20;
 - (iii) CEO, EB-2015-0237, 2015 Natural Gas Market Review, Written Comments of TransCanada PipeLines Limited, p. 2.
http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/516178/view/TCPL_2015%20NGMR_Written%20Comments_20160208.PDF

Préambule :

(i) « *La comparaison des prix entre Dawn et Niagara est donc difficile à réaliser compte tenu de l'absence de liquidité à Niagara et de ce fait, de l'absence de données fiables pour ce point.* »

(ii) « *The Tennessee system can now deliver Marcellus/Utica gas to the TransCanada Mainline via Niagara to serve eastern Canadian markets, and from November 2012 through June 2014, imports at Niagara have averaged 12.0 10⁶m³/d (425 MMcf/d). The amount of gas entering eastern Canada from Niagara is expected to continue to grow, as the capacity on Tennessee's Niagara spur—more than 28 10⁶m³/d (roughly 1 Bcf/d)—far exceeds current flows and is only constrained by the current configuration of the TransCanada Mainline where it interconnects with Tennessee at Niagara. TransCanada is currently advancing projects to increase the capacity to receive gas at Niagara and also to be able to commence the receipt of volumes at Chippawa.* » [nous soulignons]

(iii) « *Marcellus/Utica supply is already flowing into Ontario through TransCanada's Niagara and Chippawa border points, and additional supply will likely be connected in the future through Dawn via NEXUS Gas Transmission and/or the Rover Pipeline project. TransCanada also forecasts Marcellus/Utica supply to flow into Ontario via Waddington, which historically has been used as an export point for Canadian gas. This flow reversal is proceeding with Waddington receipts expected in November of 2017. It is important to note that TransCanada is facilitating the reversal of flow at Waddington, and can increase the import capacity of Niagara/Chippawa at a low cost and with relatively short lead-time.* » [nous soulignons]

Demande :

7.1 Veuillez commenter et justifier l'affirmation en (i) quant aux perspectives de développements favorisant l'approvisionnement en gaz naturel à partir des bassins Marcellus et Utica, expliqués en références (ii) et (iii), et aux impacts inhérents sur l'offre et la liquidité au point de réception Niagara sur l'horizon 2023.

Réponse :

Gaz Métro ne croit pas que l'absence de liquidité constatée à Niagara depuis quelques années soit un reflet des perspectives futures relatives à l'approvisionnement à partir des bassins de Marcellus et Utica.

L'absence de liquidité actuelle à Niagara est liée au fait qu'il n'y a, pour le moment, qu'un seul expéditeur sur le réseau de National Fuel qui a pour point de livraison Niagara. Il s'agit de Statoil.

Comme indiqué aux points (ii) et (iii), d'importants projets sont en cours de réalisation. Ceux-ci visent :

- l'augmentation de la capacité d'importation sur le réseau de TCPL à Niagara et à Chippawa, ce qui favorisera potentiellement la liquidité à ces points. Ceci ne signifie pas toutefois qu'il y aura augmentation de la liquidité dans l'immédiat puisque Statoil demeure l'unique expéditeur, comme mentionné précédemment;
- la construction de nouvelles routes entre les bassins de production des Appalaches et Dawn via le projet Nexus (novembre 2017) et le projet Rover (juin 2017). Ces projets auront notamment pour effet d'augmenter la liquidité à Dawn; et
- le renversement du flux gazier à Waddington, celui-ci est lié à la réalisation des projets Constitution (novembre 2017) et SONO (novembre 2017), lesquels permettront au gaz naturel des bassins de Marcellus et d'Utica de monter vers l'est du Canada à Waddington.

Il est à noter que les projets Nexus, Rover, Constitution et SONO n'auront pas pour effet d'augmenter la liquidité à Niagara, mais à Dawn et à Waddington.

Ceci dit, au-delà de la transaction d'échange de 82 000 GJ/jour, Gaz Métro demeure en tout temps à l'affût des divers développements qui se produisent en amont du réseau de TransCanada afin de saisir les opportunités qui pourraient se présenter pour elle et sa clientèle.

Transactions financières

- 8. Références :** (i) Pièce [B-0153](#), p. 3;
(ii) Pièce [B-0153](#), p. 2;
(iii) Pièce [B-0022](#), p. 1;
(iv) Pièce [B-0019](#), p. 1.

Préambule :

(i) « Pour l'année 2015, il y a eu 16 transactions financières qui ont généré des revenus de 213 890 \$.

Le tableau ci-dessous présente l'information par catégorie.

Transactions financières	Cause tarifaire 2015 D-2014-201			Réal 2014-2015			
	Revenus Totaux 000 \$	Revenus Transport 000 \$	Revenus Équilibrage 000 \$	Nombre de transactions	Revenus Totaux 000 \$	Revenus Transport 000 \$	Revenus Équilibrage 000 \$
Échanges / cessions d'optimisation							
Cession FTLH ¹	12	12	0	1	12	12	
Cession FTSH-Dawn- EDA				1	37	5	32
Échanges				14	165	23	142
Total	12	12	0	16	214	40	174

- (ii) « Échange opérationnel
L'échange période et/ou géographique est requis afin de réduire les coûts reliés à certaines actions opérationnelles. »
- (iii) Transactions d'échange géographique avec un client de la franchise et comportant un point d'échange dans la franchise.
- (iv) Tableau « Demande et sources d'approvisionnement gazier pour l'exercice terminé le 30 septembre 2015. »

Demandes :

- 8.1 Veuillez fournir les informations suivantes pour chacune des 16 transactions financières: la date de la transaction, une description de la transaction, les volumes journaliers impliqués, la période effective (date de début et date de fin), les points de réception et de livraison et les revenus générés en transport et équilibrage.

Réponse :

L'annexe 1 présente les informations demandées.

- 8.2 Veuillez fournir les raisons pour chacune des 16 transactions financières effectuées qui permettent de conclure que Gaz Métro n'a subi aucun impact opérationnel ni financier.

Réponse :

Gaz Métro n'a subi aucun impact opérationnel pour les 14 transactions « Echange Point-Géographique » puisque ces transactions avaient pour effet de réduire l'utilisation des capacités de transport détenues entre Dawn et GMIT EDA, permettant de réaliser des économies de gaz de compression, tout en générant des revenus.

Dans le cas de la « Cession Permanente FTLH », Gaz Métro avait besoin de cette capacité pour répondre aux besoins de sa clientèle. Gaz Métro a donc conclu une entente d'échange avec la contrepartie où elle livrait la quantité (396 10³ m³) à Empress plus le gaz de compression et recevait la même quantité à GMIT EDA. Parallèlement, Gaz Métro cédait, de façon permanente, son transport ferme à la contrepartie. Gaz Métro était donc indemne au point de vue opérationnel puisque la transaction consistait en un remplacement du transport primaire de TCPL par du transport secondaire et générait des revenus puisque la contrepartie versait une certaine somme par GJ échangé.

Gaz Métro n'a subi aucun impact opérationnel à la suite de la « Cession Temporaire FTSH Dawn-EDA » puisque cette capacité n'était pas requise pour répondre aux besoins de la clientèle durant cette période et sa cession générait des revenus.

- 8.3 Veuillez fournir une ventilation des éléments répertoriés sous les rubriques « Échanges de gaz » présentées aux lignes 13 et 33 de (iv) et confirmer si ces transactions sont incluses au tableau de la référence (i).

Réponse :

Les échanges de gaz identifiés aux lignes 13 et 33 de la référence (iv) représentent 14 transactions d'échange géographique entre Dawn et GMIT EDA pour un volume total de

46 435 10³m³. Ces transactions correspondent à celles identifiées au tableau de la référence (i) et détaillées à l'annexe 1.

De plus, à la ligne 33 de la référence (iv), 4 transactions totalisant 476 10³m³ sont considérées. Il s'agit de gaz naturel, remis à Gaz Métro par Union Gas, correspondant à des corrections trimestrielles de ratio de compression. Il ne s'agit pas d'échange résultant de transactions financières; elles ne sont pas intégrées au tableau présenté en référence (i).

8.4 Veuillez expliquer la distinction entre les types de transactions suivantes :

- transaction financière « Échange » présentée en référence (i);
- transaction « Échange opérationnel » décrite en référence (ii);
- transaction « Échange géographique » présentée en référence (iii).

Réponse :

En soi, toute transaction qui consiste à livrer du gaz et à le recevoir est un échange de gaz. Gaz Métro fait une distinction entre l'échange opérationnel (référence (ii)) et l'échange pour des motifs uniquement financiers (référence(i)).

L'échange opérationnel est une transaction qui est requise afin de pallier une situation particulière qui survient dans la réalité et qui requiert une action immédiate pour éviter ou limiter des surcoûts. Ce type d'échange ne génère pas nécessairement de revenu, mais permet de réduire ou d'éviter des coûts. Par exemple, pour réduire les injections chez Union Gas durant les mois où le service est interruptible, Gaz Métro peut procéder à un échange où, à un point donné, elle livre à une tierce partie, une quantité de gaz lors d'une journée donnée (journée critique) et elle reçoit de cette même contrepartie la quantité équivalente une autre journée qui, elle, n'est pas critique. L'échange pourrait également être entre deux points distincts et donc être de type géographique. La dernière fois où de telles transactions ont été réalisées c'est dans l'année 2010.

Le terme « Échange » utilisé dans le tableau des transactions financières de la référence (i) est un terme générique qui considérerait tout type d'échange résultant de transactions financières. Il s'agit de transactions réalisées lorsqu'une opportunité de marché se présente et/ou que Gaz Métro dispose d'un outil qui n'est pas pleinement utilisé pour répondre à la demande de la clientèle. Comme indiqué à la page 4 de la pièce B-0020, Gaz Métro-12, Document 2, ces échanges peuvent être entre deux points géographiques, deux périodes ou une combinaison géographiques/périodes.

Les transactions présentées à la pièce B-0022, Gaz Métro-12, Document 4 (référence (iii)), ne consistent pas vraiment en des échanges géographiques puisqu'il s'agit de réception en franchise consistant à contracter, sur le marché secondaire, du gaz naturel pour répondre à des demandes de contrat de gaz d'appoint pour éviter une interruption de la part de certains clients en service interruptible, comme indiqué à la note du document B-0022. Les

transactions réalisées avec un client de la franchise doivent être rapportées à la Régie en suivi de la décision D-2009-156, le titre de la pièce déposée à cette fin aux rapports annuels précédents a été conservé depuis sa création. Gaz Métro précise que ces transactions ne constituent pas des transactions financières et ne sont pas incluses dans les 14 transactions d'« échange point géographique » présentées au tableau de la réponse à la question 8.1.

- 8.5 Veuillez illustrer les types de transactions décrites à la question précédente à l'aide d'un exemple.

Réponse :

Exemple d'échange opérationnel

Le 5 octobre 2009, Gaz Métro a conclu une entente où elle s'est engagée à recevoir à Dawn une quantité de 20 000 GJ pour la journée même et où elle s'est engagée à livrer à Dawn 10 000 GJ/jour du 10 au 11 octobre 2009. Aucun revenu n'est associé à cette transaction. Toutefois, cette transaction a eu pour effet d'éviter des injections en excédent au site d'entreposage de Union Gas qui auraient entraîné des coûts additionnels considérant le fait que durant les mois d'octobre et novembre, les injections sont interruptibles et donc plus onéreuses.

Exemple d'échange pour des motifs financiers

À la section 3 de la pièce B-0020, Gaz Métro-12, Document 2, Gaz Métro a présenté un exemple d'échange géographique. Il est repris ici.

Le 4 juin 2015, Gaz Métro a conclu une entente où elle reçoit d'un tiers 20 000 GJ/jour à GMT EDA du 5 au 30 juin 2015 et où elle livre sur la même période à Dawn 20 000 GJ/jour pour des revenus de 26 000 \$, soit 0,05 \$/GJ. En plus de générer des revenus, cette transaction a permis à Gaz Métro de ne pas utiliser ses capacités de transport entre Dawn et GMT EDA, économisant par le fait même le gaz de compression qui aurait normalement dû être fourni.

D'autres types d'échange géographique peuvent également se présenter. Par exemple, un échange entre Dawn et Parkway peut permettre soit de vendre du transport M12 non utilisé ou d'éviter l'utilisation des capacités de transport C1 pour transporter le gaz de Parkway vers Dawn.

Exemple de transaction réalisée avec un client de la franchise

Le 5 février 2015, Gaz Métro a conclu une entente où elle reçoit de la tierce partie (client en franchise) 182 GJ/jour à GMI EDA pour le 6 février 2015. Cette transaction est réalisée pour répondre à une demande de gaz d'appoint pour éviter une interruption (GAI) d'un client au service interruptible. Les coûts de cette transaction sont facturés directement à ce client.

Demande et sources d'approvisionnement gazier

- 9. Références :**
- (i) Pièce [B-0153](#), p. 1;
 - (ii) Pièce [B-0019](#), p. 1;
 - (iii) Dossier R-3879-2014, pièce [B-0258](#), Annexe 13.

Préambule :

(i) « Lors de la révision budgétaire avant le début de l'année financière, une hausse additionnelle des besoins a été identifiée, résultant principalement de la migration de clients du service interruptible vers le service continu non prévue lors du dépôt de la Cause tarifaire 2015. Gaz Métro a alors modifié sa structure d'approvisionnement, conformément aux principes approuvés par la Régie dans la détermination des outils d'approvisionnement. Ainsi, le besoin d'approvisionnement a été révisé à 2 813 10³m³/jour (106 600 GJ/jour).

Gaz Métro a contracté les capacités suivantes de transport sur le marché primaire et secondaire :

Segment (1)	Transporteur (service) (2)	Échéance		Débit quotidien (10 ³ m ³ /jour) (5)
		Début (3)	Fin (4)	
Empress-GMIT NDA	TCPL (FTLH)	2014-11-01	2017-10-31	129
		2014-11-01	2016-10-31	82
		<i>Sous-total</i>		211
Empress-GMIT EDA	Tierce partie	2014-11-01	2015-10-31	1 584
		2014-10-01	2016-10-31	528
		2014-12-05	2015-03-31	491
		<i>Sous-total</i>		2 602
Total				2 813

- (ii) Tableau « Demande et sources d'approvisionnement gazier pour l'exercice terminé le 30 septembre 2015. »
- (iii) Stratégie alternative et analyse de rentabilité – Année 2015

Demandes :

9.1 Veuillez expliquer la structure d'approvisionnement qui a été mise en place lors de la révision budgétaire avant le début de l'année financière présentée en référence (i) et indiquer pour quelle période la hausse additionnelle des besoins a été identifiée.

Réponse :

La structure d'approvisionnement mise en place lors de la révision budgétaire avant le début de l'année financière présentée en référence (i) découle des besoins d'outils additionnels identifiés à la Cause tarifaire 2015, des capacités rendues disponibles par TCPL et celles détenues par des tierces parties, des actions prises par Gaz Métro durant l'été 2014, de la révision à la hausse de la demande à la révision budgétaire (0-12) et finalement des éléments de la décision D-2014-201, rendue le 1^{er} décembre 2014, relatifs à la méthode d'établissement de la demande continue en journée de pointe.

Pour répondre à la question, Gaz Métro présente le contexte et les scénarios qu'elle a analysés lors de chaque prise de décision. Un aperçu des besoins à la Cause tarifaire 2015 initialement déposée est également présenté, étant le point de départ du processus décisionnel.

A. Cause tarifaire 2015, dépôt du 26 juin 2014

Au dépôt de la Cause tarifaire 2015, en juin 2014, les outils requis pour répondre au maximum entre la demande continue en journée de pointe et le débit de l'hiver extrême ont été établis selon les propositions de Gaz Métro relatives à la méthode de calcul de la demande continue en journée de pointe présentées à la pièce R-3879-2014, B-0017, Gaz Métro-4, Document 2 (option 2). Selon cette évaluation, Gaz Métro devait alors détenir un débit quotidien d'approvisionnement de 34 440 10³m³/jour² pour l'année 2014-2015. Considérant les outils déjà détenus, les capacités devant être contractées pour combler le besoin s'élevaient à 3 642 10³m³/jour³ (138 000 GJ/jour). Gaz Métro projetait contracter les capacités suivantes au plan d'approvisionnement :

Tronçons	Période		Capacité	
	De	à	10 ³ m ³ /jour	%
Empress-GMIT NDA	2014-11-01	2015-10-31	290	8%
Empress-GMIT EDA/Dawn	2014-11-01	2015-10-31	304	8%
Empress-GMIT EDA	2014-12-01	2015-03-31	3 048	84%
TOTAL			3 642	100%

L'ajout d'une capacité de 290 10³m³/jour sur le marché primaire entre Empress et GMIT NDA résultait de la hausse projetée de la demande dans la zone Nord de Gaz Métro et permettait également de réduire les coûts globaux de FTLH en provenance d'Empress. L'ajout d'une capacité annuelle de 304 10³m³/jour était requis pour permettre d'acheminer les volumes livrés à Empress par les clients en achat direct. Enfin, la balance de 3 048 10³m³/jour avait été projetée pour la période de l'hiver seulement, soit de décembre à mars.

² R-3879-2014, B-0050, Gaz Métro-7, Document 1, page 98, tableau 31.

³ R-3879-2014, B-0050, Gaz Métro-7, Document 1, page 102, tableau 34.

B. Été 2014

En raison de l'ampleur des capacités à contracter pour l'hiver 2014-2015, Gaz Métro a débuté la recherche de capacités disponibles sur les marchés primaire et secondaire juste après le dépôt de son plan d'approvisionnement à la Régie. La demande continue en journée de pointe selon la méthode d'évaluation proposée (option 2) était de 34 404 10³m³/jour, impliquant une capacité totale à contracter de 3 642 10³m³/jour. Dans l'attente de la décision de la Régie à être rendue à l'automne, Gaz Métro avait estimé la capacité qui pouvait être sécurisée d'avance. Elle a alors évalué la demande continue en journée de pointe selon la méthode déjà approuvée, soit 32 746 10³m³/jour⁴, représentant une baisse des besoins de 1 657 10³m³/jour. Ainsi, la capacité totale pouvant être contractée d'avance était de 1 985 10³m³/jour (= 3 642 – 1 657 10³m³/jour).

Par ailleurs, Gaz Métro avait évalué un besoin additionnel de 317 10³m³/jour résultant de migrations du service interruptible vers le service continu après le dépôt de la Cause tarifaire 2015. Gaz Métro a révisé à la hausse la capacité pouvant être sécurisée avant la décision de la Régie sur la méthode de pointe à 2 301 10³m³/jour.

Capacités vers GMIT NDA

À la suite du dépôt de la Cause tarifaire 2015, la demande projetée vers la zone Nord était revue à la baisse. Ainsi, Gaz Métro a révisé à la baisse la capacité de transport FTLH à contracter vers GMIT NDA, visant une capacité de 211 10³m³/jour (8 000 GJ/jour).

Durant le mois de juillet, Gaz Métro a participé à deux appels d'offres de TCPL pour des capacités existantes (« Short Term Capacity Open Season »-STCOS et « Existing Capacity Open Season »-ECOS) afin de contracter les capacités requises à GMIT NDA.

Dans un premier temps, Gaz Métro a participé au STCOS du 14 juillet 2014 qui visait l'hiver 2014-2015 pour contracter la capacité totale requise de 211 10³m³/jour. Gaz Métro avait alors soumissionné pour une période de trois ans afin de répondre aux besoins de cette zone pour l'année 2015, mais également pour les années subséquentes. TCPL a refusé la soumission de Gaz Métro, celle-ci ne répondant pas aux critères de la période visée par le STCOS.

À la suite de ce refus, Gaz Métro a entrepris des discussions avec TCPL qui se sont conclues par la signature d'un contrat pour une capacité de transport ferme et renouvelable (FTLH) de 129 10³m³/jour (4 900 GJ/jour) et ce, pour la période du 1^{er} novembre 2014 au 31 octobre 2017, permettant de répondre à la demande de l'année 2015, mais également à celle des années subséquentes.

Finalement, pour compléter les besoins vers la zone Nord, Gaz Métro a participé au ECOS du 14 août 2014 pour des capacités fermes, mais non renouvelables (FTNR) de 82 10³m³/jour (3 100 GJ/jour) pour la période du 1^{er} novembre 2014 au 31 octobre 2015.

⁴ R-3879-2014, B-0127, Gaz Métro-11, Document 1, page 33, colonne 1 ligne 24.

Capacités vers GMIT EDA

Dans un premier temps, Gaz Métro a fait une soumission auprès de TCPL pour contracter la capacité totale rendue disponible au ECOS du 3 juillet 2014, soit 1 183 10³m³/jour (44 820 GJ/jour) et ce, pour une période de 12 mois. Gaz Métro n'a pas obtenu de capacité, TCPL ayant reçu, d'un autre soumissionnaire, une offre plus avantageuse en termes de durée de contrat, soit un terme de 25 mois.

Devant alors faire appel au marché secondaire, Gaz Métro a contracté durant l'été 2 111 10³m³/jour (80 000 GJ/jour) en deux temps : 1 584 10³m³/jour au mois de juillet et 528 10³m³/jour au mois d'août.

Phase 1 : Capacité contractée de 1 584 10³m³/jour

Durant le mois de juillet, lors de ses recherches de capacité, Gaz Métro a approché une tierce partie qui détenait du transport entre Dawn et GMIT EDA. Cette dernière n'était pas intéressée à faire une telle transaction.

Gaz Métro a également approché une tierce partie qui détenait une capacité de 1 584 10³m³/jour entre Empress et GMIT EDA. Elle a alors analysé la possibilité de contracter cette capacité selon les deux options suivantes :

Option 1 : Capacité contractée annuellement, soit du 1^{er} novembre 2014 au 31 octobre 2015.

Option 2 : Capacité contractée en partie (304 10³m³/jour) du 1^{er} novembre 2014 au 31 octobre 2015 pour les besoins d'acheminement des livraisons des clients en achat direct. L'autre partie (1 280 10³m³/jour) contractée du 1^{er} novembre 2014 au 31 mars 2015.

Selon les prix obtenus de la tierce partie pour les capacités visées, le coût du plan d'approvisionnement selon l'option 1 était d'environ 4 M\$ plus avantageux que celui de l'option 2. Gaz Métro a alors concrétisé la totalité de la capacité de 1 584 10³m³/jour du 1^{er} novembre 2014 au 31 octobre 2015.

L'analyse de rentabilité de cette phase est présentée en réponse à la question 9.3.

Phase 2 : Capacité contractée de 528 10³m³/jour

Au début du mois d'août, Gaz Métro a, à nouveau, entamé des discussions avec une tierce partie pour concrétiser une capacité supplémentaire de 528 10³m³/jour (20 000 GJ/jour). Cette capacité permettrait de compléter les achats de capacité pouvant être sécurisée dans l'attente de la décision de la Régie sur la méthode d'établissement de la demande en journée de pointe. Les analyses de rentabilité ont porté sur le terme et le prix de l'entente. Trois options ont été analysées.

Option 1 : Capacité contractée 12 mois, du 1^{er} novembre 2014 au 31 octobre 2015 pour un prix P₁.

Option 2 : Capacité contractée 13 mois, du 1^{er} octobre 2014 au 31 octobre 2015 pour un prix P₂ inférieur au prix P₁.

Option 3 : Capacité contractée 25 mois, du 1^{er} octobre 2014 au 31 octobre 2016 pour un prix P₃, inférieur au prix P₂, pour les 13 premiers mois (1^{er} octobre 2014 au 31 octobre 2015) et un prix P₄, inférieur au prix P₃, pour les 12 mois subséquents (1^{er} octobre 2015 au 31 octobre 2016).

Selon les prix obtenus de la tierce partie pour les capacités visées, le coût du plan d'approvisionnement considérant l'ajout de capacité selon l'option 3 était le plus avantageux. Gaz Métro a alors concrétisé en date du 7 août 2014, la capacité de 528 10³m³/jour du 1^{er} octobre 2014 au 31 octobre 2016.

L'analyse de rentabilité de cette phase est présentée en réponse à la question 9.3.

Le tableau suivant présente un statut des capacités concrétisées et de celles à contracter selon la demande projetée à la Cause tarifaire 2015 et selon la méthode proposée d'établissement de la demande de pointe (option 2). Gaz Métro a saisi les opportunités de marché et a contracté une capacité de 2 323 10³m³/jour, soit légèrement plus que le niveau initialement projeté de 2 301 10³m³/jour.

Tronçon	Statut	Période		Capacité		
		De	à	10 ³ m ³ /jour		%
Empress-GMIT NDA	concrétisée	2014-11-01	2017-10-31	129	2 323	64%
Empress-GMIT NDA	concrétisée	2014-11-01	2015-10-31	82		
Empress-GMIT EDA	concrétisée	2014-11-01	2015-10-31	1 584		
Empress-GMIT EDA	concrétisée	2014-10-01	2016-10-31	528		
Empress-GMIT EDA	à contracter	2014-12-01	2015-03-31	1 320	1 320	36%
TOTAL				3 642	3 642	100%

C. Révision budgétaire 0-12 (septembre 2014)

Avant le début de l'année financière, une révision budgétaire a été effectuée. La demande était à la hausse, résultant principalement de la migration de clients du service interruptible vers le service continu non prévue lors du dépôt de la Cause tarifaire 2015. Cependant, ayant déjà contracté 2 323 10³m³/jour, Gaz Métro attendait la décision de la Régie sur la méthode de pointe avant de poursuivre le comblement des besoins d'approvisionnement.

D. Décision D-2014-201 du 1^{er} décembre 2014

À la suite de la réception de la décision D-2014-201, Gaz Métro a procédé à la mise à jour du plan d'approvisionnement pour l'année 2014-2015 pour y refléter les éléments de cette décision. Dans cette évaluation, les besoins d'approvisionnement additionnels s'élevaient à

2 349 10³m³/jour (89 000 GJ/jour) et Gaz Métro avait maintenu la même stratégie d'achat que celle du plan d'approvisionnement initial⁵.

Par ailleurs, Gaz Métro a également mis à jour le plan d'approvisionnement découlant de la révision budgétaire 0-12 afin d'y refléter les éléments découlant de la décision D-2014-201. Selon cette évaluation, les besoins d'approvisionnement additionnels s'élevaient à 2 813 10³m³/jour (106 600 GJ/jour). Considérant les capacités de 2 323 10³m³/jour déjà contractées durant l'été, Gaz Métro a procédé à l'acquisition de la capacité manquante de 491 10³m³/jour (18 600 GJ/jour) auprès d'une tierce partie débutant le 5 décembre 2014 et se terminant le 31 mars 2015. Gaz Métro a contracté la capacité auprès du seul fournisseur qui pouvait répondre à son besoin.

- 9.2 Veuillez indiquer sous quelles rubriques de la référence (ii) les capacités de transport contractées sur le marché primaire et secondaire à la suite de la révision budgétaire avant le début de l'année financière ont été intégrées.

Réponse :

Les capacités de transport contractées sur le marché primaire vers GMIT NDA sont intégrées à la rubrique « FT – Empress-GMI » (ligne 16). Celles contractées sur le marché secondaire sont intégrées à la rubrique « Transport par échange (Emp – GMI) » (ligne 18).

- 9.3 Veuillez présenter une analyse conforme au format présenté en (iii), qui a été effectuée pour le choix de la structure d'approvisionnement de Gaz Métro lors de la révision budgétaire.

Réponse :

La structure d'approvisionnement mise en place lors de la révision budgétaire tenait compte des capacités disponibles dans le marché à différents moments et découlait de plusieurs analyses de rentabilité et de négociations réalisées durant l'été. Gaz Métro présente donc les analyses de rentabilité effectuées lors de chaque prise de décision.

Veuillez vous référer à la réponse à la question 9.1 pour le détail du processus duquel découle la structure d'approvisionnement mise en place par Gaz Métro après la révision budgétaire et la décision D-2014-201.

⁵ R-3879-2014, B-0283, Gaz Métro-7, Document 6, annexe 1, ligne 46.

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Été 2014 - Phase 1 : Capacité contractée de 1 584 10³m³/jour

	Achat an 1 584 10 ³ m ³ /jour	Achat hiver 1 280 10 ³ m ³ /jour Achat an 304 10 ³ m ³ /jour	Variation
	(1)	(2)	(3)=(2)-(1)
<u>DEMANDE (10⁶ m³)</u>			
1	5 266	5 266	0
2	429	429	0
3	1	1	0
4	27	27	0
5	<u>5723</u>	<u>5723</u>	<u>0</u>
6	-6	-6	0
7	75	75	0
8	34	34	0
9	5 826	5 826	0
<u>APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)</u>			
10			
11	3 256	3 256	0
12	1 121	887	-234
13	117	117	0
14	1	1	0
15	0	0	0
16	<u>4 495</u>	<u>4 261</u>	<u>-234</u>
17	4	4	0
18	1 299	1 534	234
19	0	0	0
20	27	27	0
21	0	0	0
22	0	0	0
23	5 825	5 826	0
<u>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10³m³/jour)</u>			
24	34 404	34 404	0
25	32 781	32 781	0
26	34 404	34 404	0
<u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u>			
Coûts de transport			
27	n/a	n/a	n/a
28	329 571	328 042	-1 529
29	42 984	42 932	-51
30	48 733	48 816	83
31	0	0	0
32	23 960	29 886	5 925
33	<u>445 248</u>	<u>449 676</u>	<u>4 428</u>
34	<u>37 297</u>	<u>37 296</u>	<u>-1</u>
35	482 545	486 972	4 427
36	813 582	813 570	-11
37	21 452	21 168	-283
38	4 297	4 301	4
39	1 321 875	1 326 012	4 136

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Été 2014 - Phase 2 : Capacité contractée de 528 10³m³/jour

		Achat 528 10³m³/jour			Variations		
		Option 1 (12 mois)	Option 2 (13 mois)	Option 3 (25 mois)	Opt. 2 vs Opt. 1	Opt. 3 vs Opt. 2	Opt. 3 vs Opt. 1
		(1)	(2)	(3)	(4)=(2)-(1)	(5)=(3)-(2)	(5)=(3)-(1)
<u>DEMANDE (10⁶m³)</u>							
1	Continue	5 266	5 266	5 266	0	0	0
2	Interruptible	429	429	429	0	0	0
3	Gaz d'appoint	1	1	1	0	0	0
4	Client biogaz en réseau dédié	27	27	27	0	0	0
5	<i>Sous-total</i>	<u>5723</u>	<u>5723</u>	<u>5723</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
6	Interruptions	-6	-6	-6	0	0	0
7	Autres	75	75	75	0	0	0
8	Ventes GNL	34	34	34	0	0	0
9	TOTAL DEMANDE	5 826	5 826	5 826	0	0	0
<u>APPROVISIONNEMENT (10⁶m³)</u>							
10	Transport						
11	FT LH (primaire & secondaire)	3 256	3 256	3 256	0	0	0
12	Transport par échange (EMP - GMI)	1 232	1 249	1 249	16	0	16
13	Transport fourni par les clients	117	117	117	0	0	0
14	Transport gaz d'appoint	1	1	1	0	0	0
15	FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0
16	<i>Transport Emp-GMI</i>	<u>4 607</u>	<u>4 623</u>	<u>4 623</u>	<u>16</u>	<u>0</u>	<u>16</u>
17	Achats dans le territoire	4	4	4	0	0	0
18	Achats à Dawn (GR)	1 190	1 173	1 173	-16	0	-16
19	Achats à Dawn (AD)	0	0	0	0	0	0
20	Biogaz	27	27	27	0	0	0
21	Autres	0	0	0	0	0	0
22	Retraits - injections	0	0	0	0	0	0
23	TOTAL APPROVISIONNEMENT	5 827	5 827	5 827	0	0	0
<u>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10³m³/jour)</u>							
24	Journée de pointe - continue	34 404	34 404	34 404	0	0	0
25	Total appro. après vente	32 781	32 781	32 781	0	0	0
26	Provision additionnelle	34 404	34 404	34 404	0	0	0
<u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u>							
Coûts de transport							
27	Transport clients	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
28	FTLH (primaire, secondaire & échange)	357 145	357 336	356 887	191	-450	-259
29	STS	56 084	56 075	56 075	-9	0	-9
30	FTSH (Dawn, Parkway & échange)	65 761	65 749	65 749	-12	0	-12
31	Vente de transport FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0
32	Achats de gaz - transport & équilibrage	26 738	26 456	26 456	-282	0	-282
33	Total - coûts de transport	<u>505 728</u>	<u>505 616</u>	<u>505 167</u>	<u>-111</u>	<u>-450</u>	<u>-561</u>
34	Coûts d'entreposage	<u>37 389</u>	<u>37 389</u>	<u>37 389</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
35	Sous-total transport et équilibrage	543 116	543 005	542 555	-111	-450	-561
36	Fourniture	902 443	902 450	902 450	7	0	7
37	Gaz de compression	23 983	23 991	23 991	8	0	8
38	Maintien des inventaires	4 581	4 582	4 582	1	0	1
39	TOTAL DES COÛTS	1 474 123	1 474 028	1 473 578	-95	-450	-545

9.4 Veuillez expliquer les écarts présentés en référence (ii) pour les sources d'approvisionnement « *Transport par échange (Emp – GMI)* », ligne 18 et « *Achat Dawn (GR)* », ligne 25.

Réponse :

Les écarts de la rubrique « *Transport par échange (Emp - GMI)* », ligne 18 de la référence (ii), s'expliquent par une structure d'approvisionnement retenue pour l'année 2014-2015 différente de celle présentée à la Cause tarifaire 2015. Veuillez vous référer à la réponse à la question 9.1 pour le détail des modifications apportées à la structure d'approvisionnement. Plus précisément pour les éléments considérés à la ligne 18, le tableau suivant présente les écarts.

	Octobre	Novembre à Mars	Décembre à Mars	Avril à septembre	Août	Hiver	Été	Total
# jours	31	151	121	183	31	151	214	365
Projection Cause tarifaire (D-2014-201)								
Débits quotidiens (10³m³/jour)								
1	Capacités détenues Empress-EDA/Dawn	1 004	1 004	1 004				
2	Capacités détenues Empress-NDA/Dawn	26	26	26				
3	Empress-EDA - capacités additionnelles	26	304	1 755	304	32		
4	Total débits quotidiens	1 057	1 334	1 755	1 334	32		
5	Débit annuel (10⁶m³)	33	201	212	244	1	414	692
Résultats réels au Rapport annuel								
Débits quotidiens (10³m³/jour)								
6	Empress-EDA/Dawn - capacités détenues	1 004	1 004	1 004				
7	Empress-NDA/Dawn - capacités détenues	26	26	26				
8	Empress-EDA - capacités additionnelles	528	2 111	475	2 111			
9	Total débits quotidiens	1 558	3 142	475	3 142			
10	Débit annuel (10⁶m³)	48	474	57	575	532	623	1 155
11	Écarts					118	345	463

Les écarts de la rubrique « *Achat Dawn (GR)* », ligne 25 de la référence (ii), s'expliquent principalement par trois éléments :

- la structure d'approvisionnement qui intègre des capacités additionnelles de transport entre Empress et GMIT pour les mois d'été, se répercutant par une diminution des achats à Dawn sur cette période;
- l'hiver très froid qui a amené une croissance des achats à Dawn pour répondre à la demande de la clientèle sur cette période; et
- une baisse de la demande sur les mois d'été, se répercutant par une diminution des achats à Dawn sur cette période.

Le tableau suivant présente la projection des achats à Dawn (hiver/été) à la Cause tarifaire 2015, lors de la révision budgétaire « 0-12 » ainsi que les achats réellement effectués.

ACHATS À DAWN ANNÉE 2014-2015			
	Hiver 10 ⁶ m ³	Été 10 ⁶ m ³	Total 10 ⁶ m ³
Projection CT (D-2014-201)	1 093	625	1 719
Révision budgétaire (0-12)	992	316	1 308
variation vs CT	-101	-310	-411
Résultats réels Rapport annuel	1 150	238	1 388
variation vs 0-12	158	-78	80
variation vs CT	57	-388	-331

La révision budgétaire prend en compte, entre autres, le changement de structure. Ainsi, la variation versus la Cause tarifaire 2015 illustre l'impact à la baisse des projections d'achats à Dawn. Quant à la comparaison entre le Rapport annuel 2015 et la révision budgétaire, la variation d'hiver illustre l'impact de l'hiver très froid alors que la variation d'été montre la baisse des achats à Dawn qui ont été requis pour répondre à la demande de la clientèle et au besoin d'injection des sites d'entreposage.

Il est à noter que les variations dans le tableau incluent également la variation de la demande entre les différents scénarios et l'impact sur le plan d'approvisionnement. Malgré cela, les variations présentées dans le tableau ci-dessus donnent un ordre de grandeur de l'impact des trois principaux éléments.

- 9.5 Veuillez expliquer pourquoi la réduction de l'utilisation des capacités de transport non utilisées « *FT – Empress – GMI* », présentée à la référence (ii) aux colonnes 7 à 9 de la ligne 16, n'a pas généré de vente de transport FTLH non utilisé. Veuillez élaborer votre réponse en considérant les débits quotidiens contractuels de transport *FT – Empress – GMI EDA et NDA*.

Réponse :

La ligne 16 présente les capacités détenues (ou à détenir) par Gaz Métro auprès de TCPL entre Empress et son territoire.

Les écarts observés à la référence (ii) aux colonnes 7 à 9 de la ligne 16 ne représentent pas une baisse de l'utilisation des capacités, mais plutôt la différence entre les capacités détenues au réel comparativement à celles prévues être détenues à la Cause tarifaire 2015. En effet, Gaz Métro prévoyait un besoin de capacité additionnelle entre Empress et GMIT NDA de 290 10³m³/jour. Au réel, le besoin de capacité additionnelle entre Empress et GMIT NDA a été révisé à la baisse à 211 10³m³/jour en raison d'une baisse de la demande des clients de la

zone Nord. Cette baisse de 79 10³m³/jour représente une baisse des capacités de 26 10⁶m³ pour l'année financière.

Le tableau suivant présente les débits quotidiens des capacités détenues par Gaz Métro ainsi que ceux des capacités additionnelles.

	Octobre	Novembre à Mars	Avril à septembre	Hiver	Été	Total
# jours	31	151	183	151	214	365
<u>Projection Cause tarifaire (D-2014-201)</u>						
1 Débits quotidiens (10³m³/jour)						
2 Capacités détenues Empress-GMIT EDA	8 182	8 221	8 221			
3 Capacités détenues Empress- GMIT NDA	405	405	405			
4 Capacités additionnelles Empress- GMIT NDA		290	290			
5 Total débits quotidiens	8 586	8 916	8 916			
6 Débit annuel (10⁶m³)	266	1 346	1 632	1 346	1 898	3 244
<u>Résultats réels au Rapport annuel</u>						
7 Débits quotidiens (10³m³/jour)						
8 Capacités détenues Empress-EDA	8 182	8 221	8 221			
9 Capacités détenues Empress-NDA	405	405	405			
10 Capacités additionnelles Empress-NDA		211	211			
11 Total débits quotidiens	8 586	8 837	8 837			
12 Débit annuel (10⁶m³)	266	1 334	1 617	1 334	1 883	3 218
13 Écarts				-12	-14	-26

9.6 Veuillez fournir une mise à jour du tableau de la référence (ii) en présentant les données ventilées des éléments répertoriés sous la rubrique « *Gaz perdu* », ligne 6.

Réponse :

La mise à jour du tableau de la référence (ii) en présentant les données ventilées des éléments répertoriés sous la rubrique « *Gaz perdu* », ligne 6 est présentée au tableau ci-dessous. La ligne 6 est ventilée en :

- gaz perdu et usage de la compagnie;
- compression (transport et entreposage); et
- écart de mesurage.

DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 30 SEPTEMBRE 2015

	Projection D-2014-201			Résultats réels			Écarts		
	Hiver (10 ⁶ m ³) (4)	Été (10 ⁶ m ³) (5)	Total (10 ⁶ m ³) (6)	Hiver (10 ⁶ m ³) (1)	Été (10 ⁶ m ³) (2)	Total (10 ⁶ m ³) (3)	Hiver (10 ⁶ m ³) (7)	Été (10 ⁶ m ³) (8)	Total (10 ⁶ m ³) (9)
DEMANDE									
1 Continue	3 026	2 240	5 266	3 222	2 169	5 390	196	-72	124
2 Interruptible	236	193	429	241	181	422	5	-12	-7
3 Client biogaz en réseau dédié	12	15	27	14	18	32	2	3	5
4 Gaz d'appoint concurrence	0	1	1	0	30	30	0	29	29
5 <i>Sous-total ventes</i>	<i>3 274</i>	<i>2 449</i>	<i>5 723</i>	<i>3 477</i>	<i>2 397</i>	<i>5 874</i>	<i>203</i>	<i>-52</i>	<i>151</i>
6 Gaz perdu et usage de la compagnie	25	19	44	39	4	43	14	-15	-1
7 Compression (transport et entreposage)	23	10	33	36	18	54	13	8	20
8 Écart de mesurage	0	0	0	24	42	66	24	42	66
9 Ventes GNL	9	26	34	11	21	32	2	-5	-2
10 <i>Sous-total demande avant injections</i>	<i>3 330</i>	<i>2 504</i>	<i>5 835</i>	<i>3 587</i>	<i>2 482</i>	<i>6 069</i>	<i>256</i>	<i>-22</i>	<i>234</i>
INVENTAIRES injections									
11 Union Gas	15	299	314	22	316	338	7	18	24
12 LSR *	19	37	56	18	38	56	0	1	0
13 Pointe-du-Lac *	15	3	18	32	3	35	17	0	17
14 St-Flavien *	3	110	113	3	116	119	0	7	6
15 Échanges de gaz	0	0	0	0	46	46	0	46	46
16 <i>Sous-total injections et échanges</i>	<i>52</i>	<i>449</i>	<i>501</i>	<i>75</i>	<i>520</i>	<i>595</i>	<i>23</i>	<i>71</i>	<i>94</i>
17 TOTAL DEMANDE	3 382	2 953	6 335	3 662	3 002	6 664	280	49	329
APPROVISIONNEMENT									
18 FT - Empress - GMI	1 346	1 898	3 244	1 334	1 883	3 218	-12	-14	-26
19 Cessions d'optimisation	0	12	12	0	12	12	0	0	0
20 Transport par échange (Emp - GMI)	414	278	692	532	623	1 155	118	345	463
21 Transport fourni par les clients	47	70	117	44	60	104	-3	-10	-13
22 Gaz d'appoint	0	1	1	32	30	61	32	29	60
23 <i>Sous-total transports</i>	<i>1 807</i>	<i>2 259</i>	<i>4 066</i>	<i>1 942</i>	<i>2 608</i>	<i>4 550</i>	<i>135</i>	<i>350</i>	<i>484</i>
24 Cessions / ventes de transport FTLH	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25 FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26 Achats dans le territoire	2	2	4	2	2	4	0	0	0
27 Achats Dawn (GR)	1 093	625	1 719	1 150	238	1 388	57	-388	-331
28 Biogaz	12	15	27	14	18	32	2	3	5
29 Autres réceptions	0	0	0	27	38	66	27	38	66
30 <i>Sous-total appro. avant retraits</i>	<i>2 914</i>	<i>2 902</i>	<i>5 815</i>	<i>3 135</i>	<i>2 905</i>	<i>6 040</i>	<i>221</i>	<i>3</i>	<i>224</i>
INVENTAIRES retraits									
31 Union Gas	298	16	314	311	26	337	13	10	23
32 LSR *	15	34	50	35	25	60	20	-9	10
33 Pointe-du-Lac *	17	1	18	35	0	35	18	-1	17
34 St-Flavien *	120	0	120	120	0	120	0	0	0
35 Échanges de gaz	0	0	0	0	47	47	0	47	47
36 <i>Sous-total retraits et échanges</i>	<i>449</i>	<i>51</i>	<i>501</i>	<i>501</i>	<i>97</i>	<i>598</i>	<i>52</i>	<i>46</i>	<i>97</i>
37 TOTAL APPROVISIONNEMENT	3 363	2 953	6 316	3 636	3 002	6 638	273	49	322
INTERRUPTIONS									
38 Interruptions brutes estimées	-19	0	-19	-56	0	-56	-36	0	-36
39 Dépannage, gaz d'appoint pour éviter une journée d'interruption et retrait interdit	0	0	0	29	0	29	29	0	29
40 INTERRUPTIONS NETTES ESTIMÉES	-19	0	-19	-26	0	-26	-7	0	-7

* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique a été de 37,76 MJ/m³ du 1er octobre 2014 au 31 mars 2015 et 37,99 MJ/m³ du 1er avril au 30 septembre 2015

Revenus et coûts d'approvisionnement

- 10. Références :**
- (i) Pièce [B-0108](#), p. 1;
 - (ii) Pièce [B-0109](#), p. 1;
 - (iii) Pièce [B-0109](#), p. 1.

Préambule :

- (i) Ligne 21, Tarif gaz d'appoint, Volumes résultats réels.
- (ii) Ligne 19, Gaz d'appoint, Volumes résultats réels.
- (iii) Tableau « Coût annuel du transport, de l'équilibrage et de la distribution ».

Demandes :

- 10.1 Veuillez expliquer et ventiler l'écart entre les volumes réels des revenus du Tarif gaz d'appoint ($58\,914\,10^3\text{m}^3$) et les volumes réels des coûts de transport du gaz d'appoint de concurrence et du gaz d'appoint pour contrer une interruption, après règlement de déséquilibre volumétrique ($43\,376\,10^3\text{m}^3$).

Réponse :

La réponse à cette question vous sera fournie ultérieurement.

- 10.2 Veuillez présenter les volumes projetés et réels associés aux coûts de transport SH pour alimenter la zone Sud présentés en référence (iii).

Réponse :

La réponse à cette question vous sera fournie ultérieurement.

- 10.3 Veuillez expliquer et fournir un calcul à l'appui de l'écart des coûts associés à la rubrique « *Report du gain sur la valeur des inventaires* » présenté en référence (iii) à la ligne 36.

Réponse :

La réponse à cette question vous sera fournie ultérieurement.

- 10.4 Veuillez expliquer les coûts associés aux pénalités sur service ferme, à la ligne 40 de la référence (iii).

Réponse :

La réponse à cette question vous sera fournie ultérieurement.

- 11. Références :**
- (i) Pièce [B-0112](#), p. 2;
 - (ii) Dossier R-3879-2014, pièce [B-0283](#), p. 4;
 - (iii) Dossier R-3879-2014, pièce [B-0575](#), p. 14.

Préambule :

- (i) Coûts de l'usine LSR – Tableau 1 : Capacité / Quantité par activité.
- (ii) « *Le client GNL a demandé à Gaz Métro de réserver une capacité de 1 040 10³m³ à l'usine LSR pour l'hiver 2014-2015. Cette diminution de la capacité réservée entraîne une augmentation de la liquéfaction durant les mois d'hiver.* »
- (iii) Coûts projetés de l'usine LSR – Tableau 1 : Capacité / Quantité par activité.

Demandes :

- 11.1 Veuillez confirmer si la capacité d'entreposage utilisée par le client GM GNL au cours de l'hiver 2015, présentée en référence (i), devrait être égale à la capacité d'entreposage qui lui avait été réservée lors du dossier tarifaire, présenté à la référence (iii).

Réponse :

Non. Le client GM GNL a demandé de majorer la capacité réservée. À la suite de l'acceptation par Gaz Métro de la majoration, la capacité réellement réservée a été utilisée pour déterminer la répartition des coûts d'utilisation de l'usine LSR pour l'exercice financier 2015 conformément à la décision D-2011-30 où la Régie indiquait :

« [54] (...) Le montant à soustraire du revenu requis, dans le cadre du dossier de fermeture, devra tenir compte des coûts unitaires réels et des volumes prévus au dossier tarifaire. Cependant, les volumes devront être mis à jour pour tenir compte des consommations réelles uniquement lorsque le volume réel sera supérieur au volume projeté. »

- 11.2 Dans l'affirmative, veuillez mettre à jour les pièces du dossier. Sinon, veuillez expliquer la révision de la capacité d'entreposage utilisée ainsi que les impacts de cette révision sur les coûts et les besoins de liquéfaction durant les mois d'hiver 2015 pour le client GM GNL.

Réponse :

Dans le cadre de la Cause tarifaire 2015, une capacité d'entreposage à l'usine LSR de 1 040 10³m³ a été réservée par le client GM GNL et considérée au plan d'approvisionnement de l'année 2015 révisé à la suite de la décision D-2014-201⁶. Ce volume de réservation a été utilisé dans la projection des coûts de l'usine LSR, présentée à la référence (iii). Il est à noter

⁶ Référence : R-3879-2014, B-0283, Gaz métro-7, Document 6, page 4

qu'aucun outil de maintien de fiabilité n'était requis. Le tableau suivant présente l'impact sur les besoins d'approvisionnement sans et avec réservation de capacité à LSR.

Capacité LSR réservée par GM GNL : 1 040 10³m³

	Scénario sans réservation LSR	Scénario avec réservation LSR	Outil de maintien de fiabilité
	10 ³ m ³ /jour	10 ³ m ³ /jour	10 ³ m ³ /jour
Demande continue en journée de pointe	33 340	33 340	
Besoins pour hiver extrême	31 451	31 477	
Outil d'approvisionnement requis	33 340	33 340	0

Le 9 décembre 2014, le client GM GNL a demandé une première révision à la hausse de la capacité réservée, soit à 1 200 10³m³. Gaz Métro a alors procédé à une évaluation de l'impact de ce changement sur le plan d'approvisionnement. Gaz Métro pouvait accepter cette demande car elle n'entraînait pas de variation des besoins d'approvisionnement et aucun outil de maintien de fiabilité n'était requis. Le tableau suivant présente l'impact sur les besoins d'approvisionnement sans et avec réservation de capacité à LSR.

Capacité LSR réservée par GM GNL : 1 200 10³m³

	Scénario sans réservation LSR	Scénario sans réservation LSR	Outil de maintien de fiabilité
	10 ³ m ³ /jour	10 ³ m ³ /jour	10 ³ m ³ /jour
Demande continue en journée de pointe	33 340	33 340	
Besoins pour hiver extrême	31 451	31 480	
Outil d'approvisionnement requis	33 340	33 340	0

Par la suite, à la mi-février, le client GM GNL a demandé une seconde révision à la hausse de la capacité réservée, soit à 1 400 10³m³. Gaz Métro a procédé à nouveau à une évaluation de l'impact de ce changement sur le plan d'approvisionnement, tant sur le plan de la Cause tarifaire qu'en fonction du contexte qui prévalait au moment de la demande.

Le tableau suivant présente les résultats de l'analyse sur le plan de la Cause tarifaire 2015.

Capacité LSR réservée par GM GNL : 1 400 10³m³

	Scénario sans réservation LSR	Scénario avec réservation LSR	Outil de maintien de fiabilité
	10 ³ m ³ /jour	10 ³ m ³ /jour	10 ³ m ³ /jour
Demande continue en journée de pointe	33 340	33 340	
Besoins pour hiver extrême	31 451	31 480	
Outil d'approvisionnement requis	33 340	33 340	0

A la date de cette seconde demande de hausse de capacité réservée, l'hiver était bien entamé et il avait été très froid jusqu'à ce jour. Pour compléter l'analyse, Gaz Métro a effectué une simulation des besoins en partant du niveau des inventaires à l'usine LSR au 15 février 2015, et une projection de température extrême pour les jours restants de l'hiver. Une projection de Météo Média était disponible du 16 au 21 février. Pour les derniers jours de février et ceux de mars, les conditions climatiques de l'hiver extrême 2013-2014 ont été utilisées. Il

est à noter que pour le mois de mars, cela correspondait au mois le plus froid des 30 dernières années.

Les niveaux d'inventaires suivants à l'usine LSR étaient projetés :

Date	Inventaire DaQ (10 ³ m ³)	
	Avec réservation de 1 200 10 ³ m ³	Avec réservation de 1 400 10 ³ m ³
2015-02-15	43 945	43 945
2016-02-28	34 907	34 907
2015-03-31	30 657	30 657

La majoration de la capacité réservée par GM GNL n'entraînait aucun impact négatif pour la daQ et conservait un niveau d'inventaire de plus de 55% en date du 31 mars 2015.

Gaz Métro a donc accepté cette demande. De plus, cette majoration de la capacité réservée n'entraînait pas de variation des besoins d'approvisionnement et aucun outil de maintien de fiabilité n'était requis.

Ainsi, en accord avec la décision D-2011-30, ce dernier niveau de capacité réellement réservée à l'usine LSR (1 400 10³m³) a été utilisé pour déterminer la répartition des coûts d'utilisation de l'usine LSR entre la daQ et le client GM GNL pour la totalité de l'exercice financier 2015, malgré une modification à la fin de février.

En augmentant la capacité réservée, le client GM GNL se retrouve à supporter un pourcentage plus important des coûts de la fonction entreposage (2,5 % au lieu de 1,8 %). De plus, cette augmentation de la capacité réservée par le client GM GNL lui attribue une quote-part légèrement plus importante de l'évaporation régulière, augmentant conséquemment la quantité annuelle de demande liquéfiée en été (27 788 10³m³ au lieu de 27 749 10³m³). Quant à l'impact sur les besoins de la liquéfaction, Gaz Métro ne connaît pas l'impact réel d'une augmentation de l'entreposage en cours d'hiver sur le profil de liquéfaction de GM GNL. En effet, Gaz Métro ne requiert pas cette information de GM GNL compte tenu que les coûts variables de liquéfaction en hiver sont entièrement supportés par GM GNL, et que ceux-ci sont établis sur la base des volumes totaux réellement liquéfiés dans le cadre du Rapport annuel.

Globalement, la clientèle réglementée est demeurée opérationnellement indemne et a bénéficié financièrement de cette augmentation de la capacité réservée par le client GM GNL.

Il est à noter que ce n'est pas la première fois que GM GNL demande une révision de la capacité réservée en cours d'année. En effet, des modifications aux capacités réservées ont été effectuées et approuvées aux années financières 2012 et 2013⁷. Gaz Métro avait d'ailleurs

⁷ Rapport annuel 2012 : R-3831-2012, B- 00161, Gaz Métro 19, Document 1
Rapport annuel 2013 : R-3871-2013, B-0078, Gaz Métro 18, Document 2

mentionné que le client GM GNL pouvait se prévaloir d'une telle demande de révision de la capacité réservée à la hausse, une réservation, sujet toutefois au plafond de 10 Mm³, à une révision des besoins et, le cas échéant, de l'achat d'un outil de maintien de fiabilité.

Fonctionnalisation des achats de gaz naturel

- 12. Références :** (i) Pièce [B-0109](#), p. 4 et 5;
(ii) Dossier R-3879-2014, pièce [B-0421](#), p. 66.

Préambule :

- (i) Tableau « Fonctionnalisation des achats de fourniture par service ».
- (ii) « *Si aucun achat n'est effectué pour un mois donné, le prix selon l'indice NGX Dawn de ce mois serait utilisé.* »

Demandes :

- 12.1 À la ligne 2 de la référence (i), veuillez fournir en version papier et un fichier en format Excel avec les formules, les détails des achats de gaz naturel au comptant et à l'indice effectués à Empress au cours de la période octobre 2014 à septembre 2015, soit la date de transaction, le libellé du titre ou de l'indice, le prix unitaire, le volume transigé, le montant total de la transaction et la moyenne pondérée par mois.

Réponse :

L'annexe 2 présente le détail des achats de fourniture à Empress. Il est à noter que les transactions en achat spot sont transigées la journée ouvrable précédant la journée visée.

- 12.2 À la ligne 5 de la référence (i), veuillez fournir en version papier et un fichier en format Excel avec les formules, les détails des achats de gaz naturel au comptant et à l'indice effectués à Dawn au cours de la période octobre 2014 à septembre 2015, soit la date de transaction, le libellé du titre ou de l'indice, le prix unitaire, le volume transigé, le montant total de la transaction et la moyenne pondérée par mois.

Réponse :

L'annexe 3 présente le détail des achats de fourniture à Dawn. Il est à noter que les transactions en achat spot sont transigées la journée ouvrable précédant la journée visée.

- 12.3 Veuillez spécifier l'indice NGX Dawn qui a été utilisé afin d'établir les coûts associés aux achats à Dawn pour les mois où il n'y a aucun achat effectué (ligne 5, pour mai à juillet 2015).

Réponse :

L'indice NGX Dawn utilisé pour les mois où aucun achat n'est effectué correspond à la moyenne mensuelle des prix « NGX Union-Dawn - Spot Day Ahead Index » publié par Enerdata Ltée en \$US/MMBtu. L'indice est converti en \$CAN/GJ en appliquant le facteur de conversion de 1,055056 GJ/MMBtu et le taux de change quotidien à midi de la Banque du Canada.

12.4 Veuillez confirmer que les achats en franchise présentés en référence (i) à la ligne 15 sont basés sur les coûts réels.

Réponse :

Gaz Métro le confirme.

12.5 Veuillez fournir le tableau de la référence (i) en format Excel.

Réponse :

Le fichier Excel présentant le Tableau de la référence (i) a été déposé à la Régie sous la pièce B-0107.

- 13. Références :** (i) Pièce [B-0109](#), p. 6;
(ii) Dossier R-3916-2014, pièce [B-0039](#), p. 5.

Préambule :

(i) « [...] *l'application aux résultats de la méthode de fonctionnalisation du coût des achats du gaz naturel tel qu'approuvé dans la décision D-2015-177 qui se traduit par une hausse de 14,0 M\$ (p. 2, col. 5, l.12) par rapport à la prime d'équilibrage initialement prévue au budget. Il importe de préciser que cette méthode a été seulement appliquée aux résultats réels de 2015, le dossier tarifaire n'ayant pas été redressé* ». [nous soulignons]

(ii) Tableau des écarts par service – Résultats réels 2014, Fonctionnalisation

Demande :

13.1 Veuillez expliquer à l'aide d'un tableau chiffré, l'impact de la méthode de fonctionnalisation des achats de gaz naturel sur les montants des trop-perçus et des manques à gagner réalisés aux résultats réels de 2015 par service, tel que présenté à la référence en (ii).

Réponse :

La réponse à cette question vous sera fournie ultérieurement.

Fonctionnalisation des revenus d'obligation minimale annuelle de transport

- 14.** Références : (i) Dossier R-3916-2014, décision D-2015-125, paragraphe 106;
(ii) Pièce B-0109, p. 2;
(iii) Pièce B-0108, p. 2.

Préambule :

- (i) À la décision D-2015-125 :

« [106] En conséquence, dans l'attente d'un examen complet de la fonctionnalisation des coûts de transport et d'équilibrage, le Distributeur devra tenir compte des données réelles dans le calcul du transfert de la perte de revenu sur les ventes de transport excédentaire et devra faire une proposition à cet égard dans le cadre de son rapport annuel 2015. Pour le présent dossier, la Régie prend acte des résultats présentés ».

- (ii) Ligne 19, Transfert de la perte sur les ventes de transport excédentaire.
(iii) Ligne 22, OMA Transport.

Demandes :

- 14.1 Veuillez indiquer si Gaz Métro a considéré les données réelles dans le calcul du transfert de la perte de revenu sur les ventes de transport excédentaire, présenté à la référence (ii) tel que demandé à la référence (ii). Sinon, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

La réponse à cette question vous sera fournie ultérieurement.

- 14.2 Veuillez concilier les revenus réels d'obligation minimale annuelle (OMA) de transport, présentés à la référence (iii) dans le calcul des résultats réels du transfert de la perte sur les ventes de transport excédentaire et illustrer votre explication par un exemple chiffré.

Réponse :

La réponse à cette question vous sera fournie ultérieurement.

14.3 Veuillez mettre à jour les références en (ii) et (iii) tenant compte de la décision rendue et mentionnée en référence (i).

Réponse :

La réponse à cette question vous sera fournie ultérieurement.

Comptes de nivellement du gaz perdu

- 15. Références :** (i) [Pièce B-0121](#);
(ii) [Pièce C-FCEI-0002, p. 3.](#)

Préambule :

(i) Le Distributeur indique que *« des erreurs de mesurage sur des appareils appartenant à TCPL ont été décelées par l'équipe de l'Ingénierie de mesurage de Gaz Métro. Au terme d'un exercice de validation entre TCPL et Gaz Métro, TCPL a remboursé à Gaz Métro les volumes surfacturés totalisant 16 758 10³m³, respectivement de 2 903 10³m³ en janvier 2015 et de 13 855 10³m³ en avril 2015. Les volumes perdus présentés à la colonne incluent l'effet de ces remboursements ».*

(ii) *« La FCEI comprend que le remboursement des erreurs de mesurage a eu lieu plusieurs mois après que celles-ci ce soit produit. La FCEI note également que le prix du gaz naturel était sensiblement plus faible en 2015 comparativement aux mois précédents. Il en résulte que du gaz perdu a été comptabilisé à un prix relativement élevé et remboursé ultérieurement à un prix plus faible ce qui a vraisemblablement pour effet d'augmenter indûment la valeur du gaz perdu ».*

Demandes :

15.1 Veuillez préciser quand ont eu lieu les erreurs de mesurage, ventiler les volumes par mois et fournir les prix utilisés (fourniture, compression, transport) pour calculer la perte totale du gaz perdu. Veuillez déposer les données sous un format Excel. Veuillez fournir hypothèses ainsi que les références.

Réponse :

La réponse à cette question vous sera fournie ultérieurement.

15.2 Veuillez détailler le calcul des remboursements effectués par TCPL à la référence (i) en ventiler les volumes par mois et fournir les prix utilisés (fourniture, compression, transport) afin d'obtenir le coût total des remboursements. Veuillez déposer les données sous un format Excel. Veuillez fournir les hypothèses ainsi que les références et la méthodologie utilisée. Veuillez justifier la méthodologie utilisée aux fins de comptabilisation de ces remboursements.

Réponse :

La réponse à cette question vous sera fournie ultérieurement.

15.3 Veuillez présenter les écarts (fourniture, compression, transport) entre la perte totale du gaz perdu relié aux volumes remboursés par TCPL et le montant total remboursé par TCPL selon ce que Gaz Métro a comptabilisé.

Réponse :

La réponse à cette question vous sera fournie ultérieurement.

15.4 Dans l'hypothèse où le remboursement des volumes surfacturés aurait été effectué sur la base de prix (fourniture, transport, compression) correspondant à celui des périodes durant lesquelles les erreurs de mesurage se sont produites, veuillez présenter les impacts sur le coût de service réel et sur le trop perçu réel.

Réponse :

La réponse à cette question vous sera fournie ultérieurement.

Rentabilité *a posteriori* du Plan de développement 2012

16. Référence : [Pièce B-0036](#), p. 3 et 4.

Préambule :

Gaz Métro présente la rentabilité *a priori* et *a posteriori* pour le plan de développement 2012 pour l'ensemble du marché résidentiel. En fonction de la grille tarifaire d'origine (2012), elle note une diminution de 2,06 % du taux de rendement (TRI) *a posteriori* par rapport au TRI *a priori*. Il explique cette diminution du TRI, « *principalement par des volumes inférieurs de 3 747 10³m³ ou de 27 % et ce, malgré une réduction des investissements de 1,2 M\$ ou de 5 %* ».

En outre, « *l'écart défavorable des volumes de 3 747 10³m³ et la baisse des investissements de 1,2 M\$ pour les segments de marché nouveaux clients et ajouts de charge sont principalement attribuables au segment des nouveaux clients lequel présente une consommation inférieure de 3 745 10³m³ et des investissements moins élevés que prévu, pour un montant de 1,3 M\$* ».

Gaz Métro souligne que le contexte économique du Québec dans lequel les clients ont évolué au cours de la période 2012 à 2015 a été défavorable par rapport à ce qui avait été prévu. Elle soutient que ce ralentissement économique « *pourrait avoir affecté le comportement des clients de Gaz Métro et ainsi expliquer, en partie, les écarts défavorables du nombre de clients et de volume* ».

Demandes :

16.1 Veuillez indiquer si Gaz Métro intègre les résultats des analyses *a posteriori* dans ses prévisions des ventes lors du prochain Plan de développement. Si oui, veuillez expliquer comment Gaz Métro intègre les résultats des analyses *a posteriori* dans son processus de prévision des ventes. Sinon, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

Comme énoncé à la Cause tarifaire 2016⁸, les constats découlant des analyses du suivi *a posteriori* permettent à Gaz Métro d'améliorer constamment ses méthodes et processus d'affaires. Depuis la mise en place du suivi *a posteriori*, plusieurs initiatives ont été prises par Gaz Métro pour améliorer ses estimations et prévisions, autant dans le cadre du plan de développement des nouvelles ventes, qu'au niveau opérationnel de la rentabilité *a priori*. Voici certaines améliorations réalisées au marché résidentiel :

- Ajustement des barèmes d'évaluation permettant d'estimer la consommation des nouvelles constructions résidentielles;

⁸ Dossier R-3879-2014, B-0654, Gaz Métro – 104, document 4, page 3.

- Mise en place d'un processus systématique d'estimation des coûts de conduites principales pour tous les projets;
- Implantation d'une grille de coûts moyens pour les branchements avec une longueur non standard;
- Utilisation d'une base de données exhaustive de coûts réels de branchement pour déterminer les coûts moyens par marché et par région;
- Étalement dans le temps de la prévision de l'arrivée des clients dans nos projets.

Les résultats de ces améliorations pourront être constatés dans le cadre des suivis *a posteriori* des prochaines années. De plus, de nouvelles initiatives seront mises en place dans l'élaboration du plan de développement des nouvelles ventes de la Cause tarifaire 2017 qui permettront notamment de prendre en compte plus exhaustivement les installations ne générant pas de revenu. Une fois les nouvelles ventes réparties par marché et sur les cinq années du plan de développement, il est prévu qu'une proportion de projets ou ventes soient annulés. Pour ces ventes annulées, aucun client, volume et investissement ne sera considéré. Un taux moyen historique d'annulation des ventes sera ainsi appliqué et permettra de déterminer l'espérance de ventes qui se réaliseront. De surcroît, en plus de ventes annulées, le plan de développement des nouvelles ventes de la Cause tarifaire 2017 intégrera une proportion de ventes qui exigeront des investissements, mais qui ne généreront pas de volumes ni de revenus.

Enfin, il est à noter que Gaz Métro utilise toujours, dans le cadre des dossiers tarifaires, les plus récentes données prévisionnelles en regard de la conjoncture économique et des mises en chantier prévues.

- 16.2 Veuillez indiquer si Gaz Métro intègre les résultats des analyses *a posteriori* dans la prévision des ventes des futurs projets d'investissements. Si oui, veuillez expliquer comment Gaz Métro intègre les résultats des analyses *a posteriori* dans la prévision des ventes des futurs projets d'investissements. Sinon, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

Comme indiqué à la réponse à la question 16.1, les constats découlant des analyses du suivi *a posteriori* permettent à Gaz Metro d'améliorer constamment ses méthodes et processus d'affaires et ce, également dans le cadre de la prévision des ventes des projets d'investissements.

Dans le marché de la nouvelle construction résidentielle, ce sont les barèmes d'évaluation de volumes et les grilles de coûts moyens qui sont utilisés pour établir les données prévues des projets d'investissements. Dans ce contexte, les initiatives décrites à la réponse à la question 16.1 permettent à Gaz Metro d'améliorer la qualité de ses estimations et ses prévisions.

Dans le marché de la conversion résidentielle, la prévision des volumes de ventes est basée sur le besoin réel des clients en fonction des appareils à gaz naturel qui seront installés, donc seules les grilles de coûts moyens sont utilisées.

- 16.3 Veuillez indiquer si Gaz Métro intègre les résultats des analyses *a posteriori* dans sa prévision de la demande. Si oui, veuillez expliquer comment Gaz Métro intègre les résultats des analyses *a posteriori* dans sa prévision de la demande. Sinon, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

La prévision des volumes de livraison se doit d'incorporer une prévision des nouvelles ventes. La prévision des nouvelles ventes se base sur des hypothèses similaires à celles qui sont utilisées dans le cadre des prévisions du plan de développement des nouvelles ventes. Comme indiqué à la réponse à la question 16.1, Gaz Métro a mis en place des initiatives pour améliorer ses estimations et prévisions.

Marge de manœuvre de 2 % - Suivi de la décision D-2015-181

- 17. Références :** (i) [Pièce B-0043](#);
(ii) [Pièce B-0041](#), p.74.

Préambule :

(i) Gaz Métro a procédé à la ventilation de la consommation journalière en période d'interruption des clients en combinaison tarifaire. La ventilation consiste en « *la séparation du volume total consommé, par client et pour chaque jour d'interruption, entre la portion stable et la portion interruptible* ». Elle indique que le nouvel échantillon sur lequel repose cette ventilation compte 1 418 observations émanant de 45 clients distincts.

Gaz Métro produit la Figure 1 qui présente un exemple de la ventilation de la consommation lors d'une journée d'interruption selon les différentes catégories de consommation : *volume interruptible; volume stable ; volume interdit ; marge de manœuvre du volume souscrit; marge de manœuvre du GAI; GAI livré.*

(ii) « 16.4.2.6 Retraits interdits lors d'interruption
Tout retrait de gaz naturel effectué malgré la réception d'un avis d'interruption est assujéti à une pénalité [...].

Si le client a un contrat en service à débit stable, il paiera cette pénalité et ce prix du marché sur les volumes excédant le volume souscrit plus 2 % du volume souscrit, ce 2 % étant facturé au service à débit stable.

Les volumes quotidiens de gaz naturel retirés en vertu de contrats de « gaz d'appoint pour éviter une interruption » ou « gaz d'appoint concurrence », jusqu'à concurrence de 102 % de la livraison réelle de gaz d'appoint au cours de la journée d'interruption [...]. » [nous soulignons]

Demandes :

17.1 Veuillez déposer sous un format Excel modifiable incluant les formules, les données de consommation selon les différentes catégories de consommation de chacun des 45 clients et pour chacune des journées d'interruption.

Réponse :

Le fichier Excel est déposé à l'annexe 5.

17.2 Dans le même document Excel, veuillez fournir les coûts associés à la *marge de manœuvre du volume souscrit* ainsi que les revenus associés au *volume interdit*, à la *marge de manœuvre du GAI* et du *GAI livré* pour chacun des 45 clients et pour chacune des journées d'interruption.

Réponse :

Voir le fichier Excel déposé en annexe 5.

Gaz Métro souligne qu'il est important de noter deux choses. Premièrement, les coûts associés à la marge de manœuvre de 2 % ne peuvent être identifiés par client. Les besoins d'approvisionnement sont établis globalement pour répondre à la demande continue en journée de pointe et aux besoins de l'hiver extrême. Afin de déterminer un coût estimé de cette marge de manœuvre, le tarif de transport en vigueur pour chaque mois est appliqué au volume de 2 % du volume souscrit.

- 17.3 Veuillez indiquer si la catégorie « *marge de manœuvre du GAI* » correspond au 2 % de la portion de texte soulignée au préambule de la référence (ii). Sinon, veuillez définir cette catégorie et indiquer à quel article des *Conditions de service et Tarif* elle réfère.

Réponse :

Gaz Métro le confirme.

Projet d'investissement visant le prolongement du réseau dans la ville de Terrebonne

- 18. Références :** (i) Pièce [B-0056, p. 2;](#)
(ii) Pièce [B-0056, p. 3.](#)

Préambule :

(i)

NOMBRE D'UNITÉS – PHASES 1A ET 1B

Constructeurs	Année 1		Année 2		Année 3	
	1 ^{er} janvier 2014 — 31 décembre 2014		1 ^{er} janvier 2015 — 31 décembre 2015		1 ^{er} janvier 2016 — 31 décembre 2016	
	N ^{bre} d'unités projetés initialement	N ^{bre} d'unités réels	N ^{bre} d'unités projetés initialement	N ^{bre} d'unités réels et projetés au 30 sept. 2015	N ^{bre} d'unités projetés initialement	N ^{bre} d'unités projetés au 30 sept. 2015
1	8	11	6	5	6	5
2	16	38	16	17	10	13
3	5	5	9	6	9	8
4	8	11	6	6	6	4
5	40	18	44	26	42	63
6	14	6	16	7	16	5
7	11	1	12	3	6	7
8	8	4	8	4	8	12
9	8	3	5	9	7	8
10	10	0	6	4	5	8
11	1	1	0	0	0	0
	129	90	128	87	115	133

(ii) « En raison d'une baisse des mises en chantier dans la région de Lanaudière, un écart à la baisse à l'an 1 de 39 unités raccordées et de 41 unités à l'an 2 est observé par rapport à ce qui avait été présenté lors de la demande d'investissement. Ce retard se reporte dans le temps sur les autres années. »

Demande :

18.1 Malgré le report en 2016 des unités non construites en 2014 et 2015, la sommation des unités réelles en 2014 et 2015 et projetées en 2016 est inférieure de 62 unités à la sommation des unités initialement projetées pour les années 2014 à 2016. Veuillez commenter.

Réponse :

Étant donné le ralentissement généralisé dans la construction d'unités d'habitations résidentielles depuis 2014, Gaz Métro a étalé la projection de réalisation de construction sur un horizon de 5 ans, plutôt que l'horizon de 4 ans initialement prévu. Le tableau ci-dessous présente cette répartition :

	Année 1	Année 2	Année 3	Année 4	Année 5	Total
Nombre d'unités	90	87	133	87	90	497

Le total projeté est maintenant de 497 unités par rapport aux 489 unités initialement projetées en raison d'un taux de pénétration constaté supérieur à ce qui était prévu initialement.

- 19. Références :** (i) Dossier [R-3916-2014, pièce B-0078, p. 1;](#)
(ii) Pièce [B-0056, p. 1.](#)

Préambule :

(i) « *Les travaux de construction de la conduite principale desservant les phases 1A et 1B ont été complétés en juillet 2014.* »

(ii) « *Il est à noter qu'au 30 septembre 2015, les travaux de construction de la conduite principale desservant les phases 1A et 1B ont été complétés.* »

Demande :

19.1 Veuillez commenter les deux références.

Réponse :

Les travaux de construction de la conduite principale desservant les phases 1A et 1B ont bien été complétés en juillet 2014. Il aurait fallu lire à la référence (ii) qu'au 30 septembre 2015, les travaux étaient complétés.

- 20. Références :** (i) Dossier [R-3916-2014, pièce B-0078, p. 1;](#)
(ii) Pièce [B-0056, p. 1.](#)

Préambule :

(i) « *Les travaux de construction de la conduite principale desservant ces phases ont débuté en novembre 2014 et seront complétés au printemps 2015.* »

(ii) « *La première partie des travaux de construction des conduites principales desservant les phases 1C et Atmosphaera a débuté en novembre 2014 et devrait être complétée à l'automne 2016.* »

Demande :

20.1 Veuillez expliquer les raisons ayant entraîné un retard dans la construction des conduites principales des phases 1C et Atmosphaera.

Réponse :

En ce qui a trait au retard pour la phase 1C, Gaz Métro doit attendre l'autorisation de la Ville de Terrebonne qui désire refaire la configuration de l'avenue Pierre-Dansereau, avant de compléter la portion de conduite qui reste à déployer sur cette avenue.

Quant au retard pour la phase Atmosphaera, le constructeur n'a pas encore complété les infrastructures pour compléter son projet. Gaz Métro attend que celles-ci soient complétées afin de procéder à l'installation de la conduite restante.

Gaz Métro suit les avancements de ces deux phases de manière assidue afin de pouvoir poursuivre ses travaux au moment opportun.

21. Référence : Pièce [B-0056, p. 1 et 2.](#)

Préambule :

« Phase 1D

Au cours de l'année 2015, Gaz Métro a entamé des négociations avec le constructeur de la phase 1D afin de la desservir en gaz naturel. La phase comprendra 8 unités de maisons de ville ainsi que 99 unités d'habitation réparties en 5 bâtiments de condo. Les négociations sont toujours en cours. Le projet se trouve directement au sud de la phase 1C, qui est alimentée au gaz naturel. »

Demandes :

21.1 Veuillez fournir un plan incluant le positionnement de la Phase 1D.

Réponse :

L'annexe 6 présente, à la page 1, l'emplacement de la phase 1D (encadré en vert). Un plan précis du projet de la phase 1D est présenté à la page 2.

21.2 Veuillez préciser si cette phase comporte seulement des unités résidentielles ou également commerciales.

Réponse :

Cette phase sera uniquement résidentielle.

21.3 Veuillez fournir plus de précisions quant à la Phase 1D en termes de coûts, de volumes, de rentabilité et d'impact tarifaire.

Réponse :

Comme expliqué à la pièce B-0056, Gaz Métro-29, Document 1, Gaz Métro a entamé des négociations avec le constructeur de la phase 1D afin de la desservir en gaz naturel. Étant donné que ces négociations sont toujours en cours, Gaz Métro n'est pas en mesure de fournir l'information demandée.

- 22. Références :**
- (i) Dossier [R-3916-2014, pièce B-0078, p. 2;](#)
 - (ii) Pièce [B-0056, p. 3;](#)
 - (iii) Pièce [B-0056, p. 2, tableau « Nombre d'unités - Phases 1A et 1B »;](#)
 - (iv) Dossier [R-3916-2014, pièce B-0078, p. 2, tableau « Nombre d'unités - Phases 1A et 1B ».](#)

Préambule :

(i)

VOLUMES – PHASES 1A ET 1B

		Projection initiale des volumes (m ³)	Réalisations et projections des volumes au 30 sept.2014 (m ³)
Année 1	1 ^{er} janvier 2014 - 31 décembre 2014	115 450	100 675
Année 2	1 ^{er} janvier 2015 - 31 décembre 2015	312 650	306 300
Année 3	1 ^{er} janvier 2016 - 31 décembre 2016	466 650	458 150

(ii)

VOLUMES – PHASES 1A ET 1B

		Projection initiale des volumes (m ³)	Réalisations et projections des volumes au 30 sept. 2015 (m ³)
Année 1	1 ^{er} janvier 2014 — 31 décembre 2014	115 450	145 957
Année 2	1 ^{er} janvier 2015 — 31 décembre 2015	312 650	313 806
Année 3	1 ^{er} janvier 2016 — 31 décembre 2016	466 650	390 950

(iii) Rapport annuel au 30 septembre 2015, tableau « *Nombre d'unités - Phases 1A et 1B* »;

(iv) Rapport annuel au 30 septembre 2014, tableau « *Nombre d'unités - Phases 1A et 1B* ».

Demande :

22.1 Veuillez expliquer la baisse du volume prévue à l'année 3 (référence (ii)) en comparaison de l'année 3 (référence (i)), en tenant compte de la hausse prévue d'unités pour l'année 2016 (références (iii) et (iv)).

Réponse :

La baisse du volume prévue à l'année 3 s'explique par une baisse prévue du nombre cumulatif d'unités à l'année 3, soit de 367 unités à 310 unités, tel qu'illustré dans le tableau suivant:

	Année 1	Année 2	Année 3	Total
Nombre d'unités (rapport annuel 2014)	121	123	123	367
Nombre d'unités (rapport annuel 2015)	90	87	133	310

On note effectivement une hausse du nombre d'unités à l'année 3, mais au cumulatif, on constate une diminution du nombre d'unités. Cette diminution explique la baisse du volume prévue à l'année 3.

23. **Références :**
- (i) Dossier [R-3916-2014, pièce B-0078, p. 6;](#)
 - (ii) Pièce [B-0056, p. 7;](#)
 - (iii) Pièce [B-0056, p. 3, tableau « Nombre d'unités – Phases 1C et Atmospha »;](#)
 - (iv) Pièce [B-0056, p. 4, tableau « Volumes – Phases 1C et Atmospha »;](#)
 - (v) Dossier [R-3851-2013, pièce B-0021, p. 2;](#)
 - (vi) Dossier [R-3851-2013, pièce B-0021, p. 2;](#)
 - (vii) Dossier [R-3851-2013, pièce B-0018, p. 11;](#)
 - (viii) Dossier [R-3916-2014, pièce B-0078, p. 1;](#)
 - (ix) Dossier [R-3851-2013, pièce B-0021, p. 7.](#)

Préambule :

RENTABILITÉ – PHASES 1C ET ATMOSPHERA

(i)

Description	Rentabilité projetée
Valeur actuelle de l'effet sur les tarifs (40 ans)	(186 810 \$)
Taux de rendement interne	7,79 %
Point mort tarifaire	17,77 ans

RENTABILITÉ – PHASES 1C ET ATMOSPHERA

(ii)

Description	Rentabilité projetée (30 sept 2015)
Valeur actuelle de l'effet sur les tarifs (40 ans)	(126 752 \$)
Taux de rendement interne	7,01 %
Point mort tarifaire	20,92 ans

(iii) Tableau « Nombre d'unités – Phases 1C et Atmospha »

(iv) Tableau « Volumes – Phases 1C et Atmospha »

(v) « Veuillez, de façon approximative, évaluer l'importance (volumes, revenus) et la nature de la clientèle prévue de la phase 1C et de tout autre client anticipé sur ce prolongement de réseau.

Réponse :

La phase 1C du projet visera le marché du condo à plus haute densité ainsi que des bâtiments commerciaux. Selon les informations obtenues à ce jour, les immeubles à condos prévus seront de trois à quatre étages, comptant de 6 à 112 unités pour un total de 725 unités d'habitation. Le projet pourrait à terme compter 27 locaux commerciaux. Les volumes estimés seraient de 784 878 m, soit 609 878 m³ pour les bâtiments résidentiels et 175 000 m³ pour les bâtiments commerciaux. » [nous soulignons]

(vi) « En fonction de votre réponse, de combien augmenterait le taux de rendement interne (TRI) de l'ensemble du projet si les additions de clientèle additionnelle étaient prises en compte? »

Réponse :

Le taux de rendement interne (TRI) de la phase 1C prévue serait de 12,65 %. Le TRI cumulé des phases 1A, 1B et 1C serait de 8,98 %. Ainsi, le TRI passerait de 6,93 % pour les phases 1A et 1B à 8,98 %, soit une augmentation de 2,05 % ».

(vii) « Quant à la phase 1C, il faut noter que les futurs clients, autres que ceux du marché commercial, seront principalement des édifices à plus haute densité (plusieurs étages), ce qui permet généralement à Gaz Métro de dégager des rentabilités marginales plus grandes que pour des secteurs moins densément construits. Ce prochain développement pourra encore une fois bénéficier d'un partage de coûts qui devraient normalement, en plus de la situation de densité, présenter une rentabilité plus importante qu'en mode isolé ».

(viii) « Phases 1C et Atmosphaera »

Au cours de l'année 1 du projet, Gaz Métro a conclu et signé des ententes avec deux nouveaux constructeurs dans deux phases subséquentes du projet de la Côte de Terrebonne (voir ententes signées en annexe 2). Dans la phase 1C, Gaz Métro a signé une entente qui comprend 8 bâtiments de condos totalisant 108 unités d'habitations et dans la phase Atmosphaera, Gaz Métro a signé une entente qui comprend 8 bâtiments de condos totalisant 128 unités d'habitation (voir plan en annexe 3). Les travaux de construction de la conduite principale desservant ces phases ont débuté en novembre 2014 et seront complétés au printemps 2015. »

(ix) « Tel que mentionné ci-haut, Gaz Métro détermine la rentabilité individuelle de chacun des projets qui lui sont soumis et examine son impact sur la rentabilité globale. Gaz Métro s'assure que les projets qui lui sont soumis permettent d'atteindre la rentabilité globale visée. Ainsi, Gaz Métro utilise une stratégie de portefeuille de projets pour atteindre la rentabilité globale visée. Gaz Métro tient aussi compte du seuil minimal de rentabilité qui est le coût du capital prospectif pour choisir les projets. »

Demandes :

23.1 Veuillez expliquer la baisse du TRI projeté au 30 septembre 2015 (référence (ii)) en comparaison du TRI projeté au 30 septembre 2014 (référence (i)), en tenant compte de la hausse projetée du nombre total d'unités ainsi que des volumes pour ces deux phases (références (iii) et (iv)).

Réponse :

On note effectivement, à la fin de l'année 3, une hausse du nombre total d'unités ainsi que des volumes totaux pour les phases 1C et Atmosphaera. Gaz Métro tient à préciser qu'au terme du projet, le nombre total d'unités ainsi que les volumes totaux ayant servi au calcul du TRI

aux rapports annuels 2014 et 2015 seront sensiblement les mêmes. Conséquemment, le nombre d'unités ainsi que les volumes n'ont pas d'impact sur le TRI.

La baisse du TRI s'explique principalement par des changements mineurs au niveau du tracé et du calendrier des travaux occasionnant des coûts additionnels de construction.

- 23.2 En référence (v), Gaz Métro avait estimé un volume de 609 878 m³ pour les 725 unités résidentielles; représentant une moyenne de 841 m³/unité résidentielles. En utilisant les données des références (iii) et (iv), on calcule un volume moyen par unité résidentielle de 419 m³ (44 825 m³ / (44+63)). Veuillez commenter.

Réponse :

Dans sa réponse à la référence (v), Gaz Métro a fourni une estimation approximative du nombre d'unités et de volume de la phase 1C à la lumière des informations connues à ce jour, soit 725 unités résidentielles et 609 878 m³. Le volume de 841 m³/unité représentait la consommation moyenne une fois le projet à maturité. Selon les données réelles et projetées au 30 septembre 2015, le volume moyen par unité est effectivement de 419 m³, mais pour les 107 unités d'habitation prévues aux années 2 et 3 représentant majoritairement des profils sans chauffage. Cette moyenne évoluera à la hausse lorsque les phases 1C et Atmosphaera atteindront leur maturité.

- 23.3 Veuillez indiquer si la phase 1C comptera à terme des locaux commerciaux.

Réponse :

La phase 1C actuelle ne comprend que des unités résidentielles. Toutefois, sur le tracé de la phase 1C, il y a un potentiel non déterminé de locaux commerciaux selon l'information que Gaz Métro détient à ce jour.

- 23.4 Veuillez indiquer quand Gaz Métro prévoit avoir complété les Phases 1C et Atmosphaera.

Réponse :

Comme spécifié en réponse à la question 20.1, Gaz Métro est en attente de l'autorisation de la Ville de Terrebonne dans le cas de la phase 1C et en attente du constructeur pour la phase Atmosphaera. Bien que Gaz Métro suive l'évolution de ces phases de manière assidue, il lui est impossible d'indiquer avec certitude une date de finalisation à ce stade-ci.

- 23.5 Initialement, le TRI prévu pour la phase 1C était de 12,65 % (référence (vi)). Présentement, on projette un TRI de 7,01 % pour les phases 1C et Atmosphaera combinées (référence (ii)).

Veillez commenter cette baisse du TRI en tenant compte de la référence (vii). Veuillez fournir les TRI séparés pour chacune des phases 1C et Atmosphaera.

Réponse :

Le TRI de 12,65 % présupposait la signature au gaz naturel de tous les clients potentiels (752 unités) de la phase 1C identifiés en réponse à la question 1.1 de la pièce B-0021, Gaz Métro-4, Document 1 du dossier R-3851-2013. Le TRI de 7,01% repose sur les ententes combinées conclues entre Gaz Métro et un constructeur pour chacune des phases 1C et Atmosphaera en date du 30 septembre 2015 et déposées en annexe de la pièce B-0078, Gaz Métro-32, Document 1 du Rapport annuel 2014 (R-3916-2014). Initialement, ces ententes représentaient 108 unités d'habitation pour la phase 1C et 128 unités pour la phase Atmosphaera. Depuis la signature des ententes, le nombre d'unités d'habitation est passé à 117 pour la phase 1C et à 124 pour la phase Atmosphaera.

Les TRI séparés pour la phase 1C et la phase Atmosphaera sont de 4,17% et 9,33% respectivement.

À mesure que de nouvelles ententes seront conclues, Gaz Métro s'attend à ce que la rentabilité soit plus élevée.

23.6 Veuillez fournir les TRI cumulés suivants :

23.1.1 Phases 1A, 1B et 1C;

23.1.2 Phases 1A, 1B, 1C et Atmosphaera.

Réponse :

Les TRI cumulés sont les suivants :

Phases 1A, 1B et 1C : 8,19 %

Phases 1A, 1B, 1C et Atmosphaera : 8,68 %

Les paramètres de base servant à calculer la rentabilité diffèrent entre les phases 1A et 1B d'une part et 1C et Atmosphaera d'autre part. En effet, les paramètres de base utilisés pour calculer la rentabilité des projets, comme le coût en capital et les taux d'amortissements et d'impôts varient d'une année à l'autre. Conséquemment, si les TRI présentés lors des rapports annuels 2014 et 2015 sont cumulés, les écarts dégagés entre les données *a priori* et *a posteriori* incluraient non seulement des écarts reliés aux résultats du projet, mais également des écarts reliés aux paramètres de base.

Afin de pouvoir répondre aux questions, Gaz Métro a calculé les TRI présentés ci-dessus en cumulant les données du revenu requis de chacune des phases et ce, selon les paramètres de base utilisés lors du dépôt initial du projet en 2013, identiques à ceux utilisés pour répondre à la question 1.2 de la pièce B-0021, Gaz Métro-4, Document 1 du dossier R-3851-2013.

23.7 Veuillez commenter les TRI obtenus à la question précédente en tenant en compte de la référence (ix) ainsi que fournir l'impact de ces projets sur la rentabilité globale visée par Gaz Métro.

Réponse :

Les TRI présentés dans la question précédente se situent au-dessus du coût en capital et induisent ainsi des baisses tarifaires pour la clientèle. De plus, comme indiqué à la réponse 23.5, à mesure que des ententes seront conclues pour la phase 1C, la rentabilité devrait croître.

Comme précisé dans la réponse à la question 4.2 de la pièce B-0021, Gaz Métro-4, Document 1 du dossier R-3851-2013, la rentabilité globale visée peut être atteinte malgré la présence de projets avec une rentabilité inférieure puisque l'ajout de ces projets est compensé par la présence d'autres projets dont la rentabilité est plus élevée.

23.8 Veuillez commenter quant au différentiel entre les 725 unités résidentielles prévues dans la phase 1C (référence (v)) et les 108 unités résidentielles réellement sous contrat (référence (viii)).

Réponse :

Les 725 unités résidentielles présumaient la signature de tous les clients potentiels au gaz naturel de la phase 1C alors que les 108 unités résidentielles représentent le nombre d'unités dans l'entente convenue entre Gaz Métro et le constructeur pour la phase 1C. Comme indiqué à la réponse à la question 23.5, le nombre d'unités actuellement prévu pour la phase 1C est de 117.

Commercialisation des programmes du PGEÉ

- 24. Références :** (i) Pièce B-0143, p. 74;
(ii) R-3837-2013 Phase 3, décision D-2014-077, p. 61 à 63.

Préambule :

(i) «

Tous marchés (affaires, résidentiel, influenceur, grande entreprise)				
Type de publication ou activité	Groupe cible	Programme visé	Courte description	Date de diffusion / Fréquence
Campagne de positionnement multiplateforme	Tous	Sensibilisation	<p>Campagne publicitaire d'entreprise mettant de l'avant les atouts de Gaz Métro pour un avenir énergétique meilleur. Cette campagne est appuyée par 3 grands messages :</p> <ul style="list-style-type: none">• La meilleure énergie c'est celle qu'on ne consomme pas / les mesures d'efficacité énergétique pour réduire les GES.• Réduisons notre dépendance au pétrole / en utilisant plutôt le gaz naturel dans le transport lourd et les industries.• Réduisons d'énergie pour renouveler l'énergie / investir dans les énergies renouvelables : biométhane, solaire, éolien. <p>Cette campagne a été diffusée en télé, en affichage, en imprimés et en Web.</p>	Automne 2015

»

(ii) « [220] Pour 2014, Gaz Métro prévoit un budget de 2,9 M\$ relié à la campagne de positionnement. Elle explique avoir remanié les budgets annuels de communication en réduisant momentanément les efforts de campagnes commerciales, limitant ainsi l'impact financier marginal de cette campagne à 1,3 M\$. Selon elle, cette campagne sera nécessaire pendant un minimum de deux autres années.

[...]

[229] La Régie est d'avis que cette campagne vise à positionner le gaz naturel tant auprès de la population en général que dans le portefeuille énergétique du Québec. Elle retient donc la proposition de Gaz Métro.

[230] De plus, la Régie rappelle que les règles d'allocation des charges entre les activités réglementées et les activités non réglementées seront étudiées dans le dossier tarifaire 2015. »

Demands :

24.1 Veuillez préciser si la campagne de positionnement multiplateforme (référence (i)) est une suite de la campagne approuvée par la décision D-2014-077 (référence (ii)).

Réponse :

La campagne de positionnement multiplateforme était effectivement la suite de celle approuvée par la décision D-2014-077. Les objectifs communicationnels de cette campagne

visent à améliorer les perceptions et augmenter la notoriété de l'entreprise et par le fait même du produit qu'elle distribue au Québec, soit le gaz naturel. Gaz Métro souhaite ainsi préserver les acquis bâtis au fil des dernières années auprès des Québécois et construire sur ceux-ci.

24.2 Veuillez fournir le coût total de la campagne de positionnement multiplateforme en référence. Veuillez également :

24.1.1 indiquer si ce coût a été alloué entièrement ou partiellement aux programmes de sensibilisation ou autre programme du PGEÉ. Veuillez ventiler les coûts par programme;

Réponse :

Le coût total de la campagne a été de 2 674 015 \$ et n'a été que partiellement assumé par les programmes du PGEÉ.

Les coûts alloués aux programmes du PGEÉ sont ventilés dans le tableau suivant :

Programmes	Coûts
<i>PE106 Sensibilisation résidentielle</i>	22 500 \$
<i>PE204 Sensibilisation CII</i>	51 500 \$
<i>PE214 Sensibilisation VGE</i>	62 500 \$
Total	136 500 \$

24.1.2 indiquer si ce coût a partiellement été alloué hors du PGEÉ mais dans les activités réglementées de distribution de gaz naturel au Québec (daQ). Dans ce cas, veuillez fournir des détails et critères de cette allocation de coûts; et

Réponse :

Le coût de la campagne alloué hors du PGEÉ était de 2 537 515 \$, soit 95 % du coût total. Étant donné que les activités de la campagne reliées à la sensibilisation à une meilleure consommation d'énergie répondaient aussi bien aux objectifs de positionnement du gaz naturel et de l'entreprise qu'à ceux de commercialisation des programmes du PGEÉ, 5 % du coût de la campagne a été assumé par les programmes du PGEÉ.

24.1.3 confirmer si ce coût est entièrement lié à des activités réglementées. Sinon, veuillez fournir et expliquer les critères d'allocation entre les activités réglementées de la daQ et les activités non réglementées.

Réponse :

Le coût de la campagne est entièrement lié à des activités réglementées.

Mise à jour des paramètres d'évaluation des programmes

- 25. Références :**
- (i) [Suivi des évaluations des programmes du PGEÉ \(PE208\), 2 juin 2010;](#)
 - (ii) [Calculs des effets de bénévolat des programmes du PGEÉ de Gaz Métro \(PE103, PE111, PE113, PE123, PE124, PE202, PE210, PE212, PE215, PE224, PE225, PE207, PE208, PE226 et PE233. Extract recherche Marketing, novembre 2014;](#)
 - (iii) [Évaluation du programme PE208 : Encouragement à l'implantation de mesures d'efficacité énergétique - Clientèle affaires \(CII\), 27 novembre 2015;](#)
 - (iv) [Pièce B-0143, p. 36.](#)

Préambule

Le plus récent processus d'évaluation et la mise à jour prévue des paramètres du programme PE208 sont résumés ci-dessous :

- La Régie s'est déclarée, en juin 2010, non satisfaite de l'évaluation faite pour la période 2005-2008 et elle demande à GM de proposer une méthode de mesurage.
- Un rapport avec des calculs des effets de bénévolat de différents programmes du PGEÉ, incluant le PE208 est reçu en novembre 2014.
- Les résultats du processus de mesurage proposé par Gaz Métro ont été reçus en novembre 2015, dans le cadre de l'évaluation faite par le consultant Econoler pour la période du 1^{er} octobre 2011 au 30 septembre 2014.
- Gaz Métro dépose la fiche de programme résumant les paramètres considérés dans la cause tarifaire 2014-2015 ainsi que les résultats de l'exercice annuel 2014-2015.

Le processus de suivi de l'évaluation de ce programme est en cours et la Régie rendra public son rapport de suivi dans les prochains mois;

Tel que précisé par Gaz Métro lors de la présentation de son rapport annuel 2014-2015, les modifications des paramètres d'un programme évalué sont effectuées lors de la cause tarifaire suivant la publication du rapport de suivi par la Régie. Dans le cas du PE208, il est probable que cela se fera lors de la cause tarifaire 2018.

Dans le cas illustré, le processus d'évaluation du programme et la mise à jour des paramètres évalués peuvent prendre 10 ans et plus.

Demandes :

- 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.

Réponse :

Précisions concernant l'évaluation du programme PE208 et le traitement réglementaire actuel des programmes du PGEE

Dans un premier temps, Gaz Métro souhaite apporter des précisions et clarifier certains faits présentés par la Régie en préambule. Le rapport d'évaluation du programme PE208 a été déposé en juin 2009. Ce rapport d'évaluation a été le premier à être traité par la Régie dans le cadre du processus administratif mis en place par la décision D-2009-156 et dont les modalités d'examen furent précisées par la Régie dans une lettre datée du 18 mars 2010.

La Régie a rendu sa décision administrative portant sur l'évaluation du programme PE208 le 2 juin 2010 et y précisait qu'elle ne pouvait se déclarer entièrement satisfaite de l'exercice d'évaluation de ce programme quant à la validation de l'impact énergétique et lui demandait de soumettre l'alternative à laquelle elle envisage recourir dans le cadre d'un prochain dossier tarifaire.

Dans ce contexte, Gaz Métro a présenté l'alternative retenue dans le cadre de la Cause tarifaire 2012, laquelle fut acceptée par la Régie dans sa décision D-2011-182 datée du 25 novembre 2011.

C'est donc à partir de la fin de l'année 2011 que Gaz Métro a pu débiter la mise en place de la solution retenue pour ce programme.

Cet exercice de mesurage volontaire auprès des clients s'est déroulé sur environ 3 ans et demi. L'exercice a cependant été un peu plus long que prévu, considérant la difficulté rencontrée dans le recrutement des participants intéressés. Les résultats ont été transmis à l'évaluateur externe Econoler en 2015 et le rapport de cette nouvelle évaluation des programmes PE208, PE218 et PE219 a été déposé le 18 décembre 2015 à la Régie.

Dans ce contexte, on observe que Gaz Métro a suivi avec diligence les décisions de la Régie et les processus réglementaires en place en fonction des délais impartis à chacun de ces processus.

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. Il importe de prendre en considération qu'il y a deux processus d'évaluation successifs qui se sont déroulés conformément aux décisions de la Régie et selon les processus réglementaires en place. De plus, les délais attribuables à ce type d'évaluation de l'impact énergétique doivent

s'apprécier dans les circonstances particulières qui sont propres au mesurage pré et post implantation des mesures et que l'exemple de l'évaluation de ces trois programmes n'est pas représentatif des délais généralement observés.

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.

Finalement, à la lecture du préambule, Gaz Métro constate que la Régie semble préoccupée du fait que les modifications des paramètres du programme PE208 soient effectuées dans le cadre de la Cause tarifaire 2018. À cet effet, Gaz Métro souhaite préciser que les paramètres des programmes PE208, PE218 et PE219 seront mis à jour dans la Cause tarifaire 2017 en fonction des plus récentes données issues de l'évaluation déposée le 18 décembre 2015.

Intégration et mise à jour des paramètres au rapport annuel

Afin de répondre à la demande de la Régie d'élaborer sur les possibilités de réduire les délais entre l'évaluation d'un programme et la mise à jour des paramètres dans le cadre des rapports annuels, Gaz Métro a examiné l'impact de mettre à jour les nouveaux paramètres dans le cadre du rapport annuel et est d'avis que cette avenue comporte plusieurs désavantages :

- *Confusion dans l'analyse des résultats en comparaison avec le dossier tarifaire.*
 - Le rapport annuel permet d'analyser les résultats obtenus par les programmes et de les comparer avec les prévisions établies au dossier tarifaire.
 - L'analyse permet de comparer les résultats des participants, des économies et des aides financières versées par exemple, en conservant les paramètres de base du programme constants entre le dossier tarifaire et le rapport annuel de la même année.
 - L'intégration des paramètres mis à jour au rapport annuel pourrait générer une confusion dans l'interprétation des résultats, puisque les écarts constatés pourraient à la fois être causés par les résultats de participation que par les changements aux paramètres mis à jour. Imaginons par exemple la situation

où un programme connaîtrait un excellent succès lors d'une année donnée malgré des économies inférieures de 20 % à celles prévues au dossier tarifaire en raison d'une participation accrue de 30 % par rapport à la prévision, *mais une mise à jour du taux d'opportunisme à la hausse génère un effet à la baisse sur les économies nettes. Cet effet négatif a cependant été atténué par la révision à la hausse des facteurs permettant de calculer l'impact énergétique* ».

- *Confusion quant au statut des paramètres révisés avant le début du processus administratif sur les évaluations des programmes*
 - Le rapport annuel généralement déposé en décembre fait l'objet d'une rencontre d'information avec la Régie et les intervenants au début de l'année suivante, en janvier ou en février.
 - La Régie et les intervenants ont par la suite l'occasion de faire des demandes de renseignements.
 - L'intégration des paramètres mis à jour au rapport annuel pourrait générer des demandes de renseignement des intervenants visant les paramètres mis à jour alors que la Régie, par voie administrative, analyse les résultats et les réponses aux engagements pris par Gaz Métro lors de la rencontre administrative.
 - Cette double analyse des conclusions des rapports d'évaluation via le rapport annuel et via le processus administratif avec la Régie pourrait aller à l'encontre de la volonté d'alléger le processus réglementaire.
 - De plus, puisque la Régie n'aurait pas encore complété le processus administratif, le statut de ces nouveaux paramètres mis à jour demeurerait incertain au moment où les intervenants auraient à les analyser en l'absence d'une décision administrative de la Régie à ce sujet.
- *Non disponibilité des paramètres mis à jour.*
 - Les travaux sur le rapport annuel débutent dès les premières semaines suivant la fin de l'année financière au 30 septembre. Les travaux doivent généralement être complétés à la mi-novembre afin de permettre le processus de validation et d'autorisation pour un dépôt final en décembre à la Régie.
 - Les rapports d'évaluation finaux, réalisés dans un processus parallèle, sont généralement accessibles également à la mi-novembre.
 - En conséquence, l'intégration des paramètres d'évaluation mis à jour dès le rapport annuel pourrait avoir comme conséquence de retarder le dépôt du rapport annuel du PGEÉ, puisqu'au moment où le rapport annuel est produit, les nouveaux paramètres pourraient ne pas être disponibles.

Avantages du traitement réglementaire actuel des programmes du PGEÉ

Ceci dit, 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.

Pour toutes les raisons évoquées précédemment, Gaz Métro considère donc que le processus actuellement en place représente la façon de faire la plus efficace et rapide pour intégrer les nouveaux paramètres des programmes suite à leur mise à jour par le processus d'évaluation.

25.2 En considérant comme hypothèse que la Régie se déclarera satisfaite du processus d'évaluation en cours pour le programme PE208, veuillez à titre illustratif, mettre à jour les colonnes correspondantes au « Réel 2014-2015 » et « % de réalisation » de la fiche de ce programme (référence (iv)), en considérant les résultats présentés en références (ii) et (iii). Veuillez également, expliquer les écarts obtenus par rapport les prévisions.

Réponse :

Le tableau suivant présente les paramètres du programme PE208

Paramètres du programme	CT 2014-2015	Hypothèse selon évaluation	% réalisation
Économies unitaires (m ³)	78 345	83 630	112 %
Coût incrémental (\$)	64 591	110 011	170 %
Coûts évités (\$/m ³)	0,308	0,308	110 %
Opportuniste (%)	25	20	80%
Entraînement (%)		5	
Bénévolat (m ³)	395 466	10 455	2,6 %
Durée de vie (année)	10	15	150 %
Données du programme			
Nombre de participants (brut)	75	89	119 %
Nombre de participants (net)	56	76	136 %
Économies nettes totales (m ³)	4 802 372	6 337 112	132 %
Aide financière unitaire (\$)	13 100	14 967	114 %
Aide financière totale (\$)	982 500	1 332 070	136 %
TCTR \$	7 7217 199	12 836 816	178 %
TCTR ratio	2,83	2,39	84 %

Le programme a enregistré 76 participants nets au 30 septembre 2015, ce qui représente 36 % de plus que la prévision. Ce résultat est cependant amplifié par la réduction du taux d'opportunisme de 25 % à 20 % et par la considération de l'effet d'entraînement de 5 % à la suite de la considération de la mise à jour des paramètres du programme dans le cadre du

processus d'évaluation dont le rapport d'évaluation a été déposé à la Régie en décembre 2015. N'eut été de ces ajustements, le nombre de participants réel net aurait été inférieur.

Les économies nettes totales atteignent plus de 6 337 112 m³, soit 32 % de plus que les économies totales prévues. Ces résultats sont cependant ajustés à la baisse par rapport à ce qu'ils auraient pu être à la suite de la considération du facteur d'ajustement de 95% des économies à la suite de l'évaluation du programme et aussi par la mise à jour de l'effet de bénévolat réévalué dans le cadre du processus d'évaluation 2015. Cependant, les ajustements au calcul du nombre de participants nets décrits ci-dessus ont un effet favorable sur les économies nettes totales.

Au niveau de la rentabilité du programme, les résultats du TCTR totalisent 12 836 816 \$ ou un ratio de 2,39. Ces résultats supérieurs à la prévision s'expliquent par des participants et des économies plus élevés que prévus. L'ajustement du coût incrémental à la suite de l'évaluation du programme limite cependant cet effet à la hausse.

Résultats des programmes du PGEÉ

PE208, PE218 ET PE219

- 26. Références :** (i) [Pièce B-0143; p. 36;](#)
(ii) [Pièce B-0143; p. 69 à 71.](#)

Préambule :

PE208 « ENCOURAGEMENT À L'IMPLANTATION »
[...]

	CT 2014-2015	Réel 2014-2015	% réalisation
Paramètres du programme			
Économies unitaires (m ³)	78 345	88 032	112%
Coût incrémental (\$)	64 591	64 591	100%
Coûts évités (\$/m ³)	0,308	0,308	100%
¹ Opportuniste (%)	25	25	100%
Entraînement (%)			
² Bénévolet (m ³)	395 466	395 466	100%
Durée de vie (année)	10	10	100%
Données du programme			
Nombre de participants (brut)	75	99	119%
Nombre de participants (net)	56	67	119%
Économies nettes totales (m ³)	4 802 372	6 271 618	131%
Aide financière unitaire (\$)	13 100	14 967	114%
Aide financière totale (\$)	962 500	1 332 070	138%

PE218 « ENCOURAGEMENT À L'IMPLANTATION (Secteur industriel) »
[...]

	CT 2014-2015	Réel 2014-2015	% réalisation
Paramètres du programme			
Économies unitaires (m ³)	530 506	581 453	108%
Coût incrémental (\$)	693 191	693 191	100%
Coûts évités (\$/m ³)	0,249	0,249	100%
¹ Opportuniste (%)	31	8	25%
Entraînement (%)	0	0	
² Bénévolet (m ³)	0	0	
Durée de vie (année)	10	10	100%
Données du programme			
Nombre de participants (brut)	16	19	119%
Nombre de participants (net)	11	18	159%
Économies nettes totales (m ³)	5 856 775	9 655 937	168%
Aide financière unitaire (\$)	90 000	78 430	88%
Aide financière totale (\$)	1 440 000	1 509 167	105%

PE219 ENCOURAGEMENT À L'IMPLANTATION (Secteur institutionnel)
[...]

	CT 2014-2015	Réel 2014-2015	% réalisation
Paramètres du programme			
Economies unitaires (m ³)	347 558	503 171	145%
Coût incrémental (\$)	377 027	377 027	100%
Coûts évités (\$/m ³)	0,284	0,284	100%
² Opportunisme (%)	18	3	17%
Entraînement (%)	0	0	
⁴ Bénévolat (m ³)	0	0	
⁴ Durée de vie (année)	15	15	100%
Données du programme			
Nombre de participants (brut)	22	18	82%
Nombre de participants (net)	18	17	97%
Economies nettes totales (m ³)	6 269 892	8 784 345	140%
Aide financière unitaire (\$)	65 000	87 533	135%
Aide financière totale (\$)	1 430 000	1 575 552	110%

[...] »

Demandes :

26.1 Veuillez confirmer que pour les programmes PE208, PE218 et PE219, Gaz Métro détermine, dans un premier temps, les économies nettes totales (6 271 618 m³, 9 855 937 m³ et 8 784 345 m³, respectivement) à partir des bases de données et que les économies unitaires (88 032 m³, 561 453 m³ et 503 171 m³, respectivement) présentées aux paramètres des programmes sont dérivées dudit calcul. Si ce n'est pas le cas, veuillez expliquer comment les économies unitaires sont déterminées.

Réponse :

Gaz Métro le confirme. Les économies nettes totales sont déterminées à partir des économies brutes totales présentes dans la base de données auxquelles sont appliqués les effets de distorsion (économies nettes totales = économies brutes totales * (1 - taux opportunisme + taux d'entraînement) + bénévolat). Les économies unitaires sont ensuite déduites en réalisant le calcul suivant :

$$\text{Économies unitaires} = (\text{Économies nettes totales} - \text{Bénévolat}) / (1 - \text{taux d'opportunisme} + \text{taux d'entraînement}) / (\text{Nombre de participants bruts})$$

26.2 Veuillez confirmer que pour les programmes PE208, PE218 et PE219, Gaz Métro détermine, dans un premier temps, les surcoûts totaux (pas présentés dans leurs fiches respectives) à partir des bases de données et que les coûts incrémentaux « moyens » présentés aux paramètres des programmes (64 591 \$, 693 191 \$ et 377 027 \$, respectivement) sont dérivés dudit calcul. Si ce n'est pas le cas, veuillez expliquer comment les coûts incrémentaux sont déterminés.

Réponse :

Non, ce n'est pas le cas. Les surcoûts pour les programmes cités (coûts incrémentaux) ne sont pas déterminés à partir des bases de données.

Les informations recueillies dans les formulaires des participants ne permettent pas de déterminer avec précision s'il s'agit du coût total du projet ou des surcoûts attribuables à la mise en place de la mesure à haute efficacité énergétique.

C'est d'ailleurs la conclusion à laquelle arrive l'évaluateur dans la plus récente évaluation :

« Un des défis importants de cette évaluation concernait l'établissement du coût incrémental moyen d'un projet d'encouragement à l'implantation « sur mesure ». L'évaluateur a choisi une méthodologie multicritère (revue de la littérature, base de données interne et tables rondes avec les conseillers de Gaz Métro et de DATECH). Pour les projets non prescriptifs, les clients n'ont pas l'habitude de chiffrer en détail le coût d'un projet hypothétique standard, rendant ainsi difficile l'établissement des coûts des scénarios de référence. »⁹

« De même, il a été constaté que l'information saisie dans la base de données relative aux surcoûts ou au coût de la mesure d'efficacité énergétique, ou encore au coût total du projet pouvait correspondre au coût, au surcoût de la mesure d'efficacité énergétique ou au coût de l'ensemble de la mise en oeuvre du projet (le coût global d'un projet comprenant entre autres le coût de la mesure d'efficacité énergétique). »¹⁰

Les coûts incrémentaux sont mis à jour dans le cadre du processus d'évaluation du programme, et la méthodologie est détaillée dans les rapports d'évaluation de chacun des programmes. Les coûts incrémentaux mis à jour seront intégrés au dossier tarifaire 2017.

26.3 Veuillez expliquer le fait que les économies unitaires (m³) sont actualisées dans la colonne « réel » et que les coûts incrémentaux non. Veuillez corriger et redéposer les fiches des trois programmes en tenant compte des surcoûts « réels » évalués en suivi interne par Gaz Métro.

Réponse :

Comme les coûts incrémentaux pour ces programmes ne sont pas déterminés à partir de bases de données, mais plutôt lors de l'exercice d'évaluation, les coûts incrémentaux ne sont pas actualisés dans la colonne « réel » au rapport annuel. Les économies unitaires sont actualisées puisque ces informations proviennent des bases de données.

⁹ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_PGEE_GM/GazMetro_EvaluationPE208_18dec2015.pdf

¹⁰ Idem

27. Référence : [Pièce B-0143, p. 38.](#)

Préambule :

« Chaudières à condensation

PE210

[...]

	CT 2014-2015	Real 2014-2015	% réalisation
Paramètres du programme			
1 Nombre d'heures de fonctionnement (h/an)	2 396	2 396	100%
2 Facteur d'économies (%) appareils = 300 000 Btu/h	9,95	9,95	100%
3 Facteur d'économies (%) appareils = 300 000 Btu/h	12,7	12,7	100%
4 Puissance de l'appareil (Btu/h)	600 021	572 160	95%
5 Economies unitaires m ³ (m ³)	5 054	4 948	98%
6 Coût incremental (\$)	11 346	11 346	100%
7 Coûts évités (\$/m ³)	0,311	0,311	100%
8 Opportunisme (%)	6	6	100%
9 Entraînement (%)	1	1	100%
10 Débiolstat (m ³)	47 662	47 662	100%
11 Durée de vie (années)	25	25	100%
Quantités du programme			
12 Nombre de participants (brut)	1 050	1 126	107%
13 Nombre de participants (net)	998	1 060	107%
14 Economies nettes totales (m ³)	5 116 272	5 226 206	102%
15 Aide financière unitaire (\$)	4 250	4 210	99%
16 Aide financière totale (\$)	4 462 500	4 736 480	106%
Coût du programme			
17 Développement & formation (\$)	0	0	
18 Commercialisation (\$)	5 000	22 492	450%
19 Suivi & évaluation (\$)	0	4 930	
20 Administration (\$)	64 916	55 304	85%
21 Coûts totaux (\$)	69 916	82 727	118%

[...]

¹ R-3630-2007, B-16, Gaz Métro-9, Document 8, page 10.
² R-3630-2007, B-16, Gaz Métro-9, Document 8, page 15.
³ Suite des résultats d'évaluation du PGEÉ et PEE de Gaz Métro 2010-2011, Calculs des effets de distorsion des programmes du PGEÉ, page 13.
⁴ Suite des résultats d'évaluation du PGEÉ et PEE de Gaz Métro 2010-2011, Calculs des effets de distorsion des programmes du PGEÉ, page 26.
⁵ R-3630-2007, B-16, Gaz Métro-9, Document 8, page 11.

» [nous soulignons]

Demandes :

27.1 Veuillez indiquer le nombre et la puissance moyenne des chaudières installées de moins de 300 000 Btu/hr et de plus de 300 000 Btu/hr.

Réponse :

Le tableau suivant indique le nombre et la puissance moyenne des chaudières installées de moins de 300 000 Btu/hr et de plus de 300 000 Btu/hr pour la Cause tarifaire 2014-2015.

2014-2015	< 300 000 Btu/hr	> 300 000 Btu/hr
Nombre	334	791
Puissance moyenne (Btu/h)	217 374	741 842
Puissance totale (Btu/h)	72 602 916	586 797 022

27.2 Veuillez préciser comment la valeur de la puissance des appareils de 572 160 Btu/hr est calculée pour le « Réel 2014-2015 ».

Réponse :

La puissance moyenne de l'appareil est obtenue en divisant la puissance totale installée par le nombre de chaudières installées.

Puissance moyenne = Puissance totale / nombre de chaudières

$$\text{Puissance moyenne} = (72\,602\,916 + 586\,797\,022) / (334 + 791) = 586\,133$$

On constate qu'une erreur s'est glissée dans la fiche du programme. Tel que le démontre le calcul précédent, la valeur de la puissance moyenne de l'appareil devrait être de 586 133 Btu/h et non de 572 160 Btu/h. Une version révisée de la pièce Gaz Métro-13, Document 3 est déposée.

27.3 Veuillez préciser d'où provient le facteur d'économies de 9,95 % pour les chaudières de moins de 300 000 Btu/hr en validant la référence No 2 en bas de page de fiche en référence. Veuillez également expliquer comment ce facteur a été considéré dans le calcul des économies nettes totales du programme.

Réponse :

Le 12 avril 2012, la norme canadienne de rendement énergétique des chaudières de moins de 300 k Btu/h a été modifiée, faisant passer l'efficacité minimale exigée de 80 à 82 %.

La valeur de 12,7 % jusque-là utilisée provenait de l'évaluation du programme présentée dans la Cause tarifaire 2008 (R-3630-2007, B-16, Gaz Métro-9, Document-6) et était basée sur une efficacité de référence de 80 %.

Dans ce contexte, Gaz Métro n'a pas attendu l'évaluation du programme avant de mettre à jour la base de référence et le facteur d'économie. Dans la Cause tarifaire 2014, Gaz Métro a donc ajusté à la baisse, pour les chaudières de moins de 300 k Btu/h, le facteur d'économie pour tenir compte de ce changement évident dans la base de référence. La valeur de 12,7 % a ainsi été ajustée à 9,95 % afin de mieux refléter une base de référence à 82 % en attendant la prochaine évaluation du programme.

Pour ce qui est du calcul des économies, celui-ci est présenté dans la section « méthode de comptabilisation des économies » de la fiche du programme. On y trouve l'équation suivante :

Méthode de comptabilisation des économies	
Puissance de l'appareil (Btu/h) * nombre d'heures de fonctionnement (h/an) * facteur d'économies (%)	
	35 913 (Btu/m ³)

Cette équation est appliquée pour chaque chaudière installée dans le cadre du programme et permet d'obtenir les économies brutes totales.

Pour les chaudières de moins de 300 k Btu/h, un facteur d'économie de 9,95% a été utilisé. Pour les chaudières de plus de 300 k Btu/h, un facteur de 12,7 % a été utilisé.

Le calcul permettant de passer des économies brutes aux économies nettes est présenté au point 1 du lexique à la page 4 du Rapport annuel 2014-2015 de Gaz Métro :

Société en commandite Gaz Métro	
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015	
<u>LEXIQUE</u>	
1. Économies nettes :	
Économies brutes - taux d'opportunisme (%) + effet d'entraînement (%) + effet de bénévolat (m ³)	

- 28. Références :** (i) [Pièce B-0143, p. 54;](#)
(ii) [Dossier R-3916-2014, pièce B-0148, p. 59;](#)
(iii) [Dossier R-3720-2010, pièce B-17, Gaz Métro-9, document 2, p. 15.](#)

Préambule :

- (i) « Remise au point des systèmes mécaniques des bâtiments ou « RECOMMISSIONING » (projet pilote).

PE226

[...]

	CT 2014-2015	Réel 2014-2015	% réalisation
Paramètres du programme			
¹ Économies unitaires (m ³)	132 853	124 816	94%
² Coût incrémental (\$)	83 794	83 794	100%
Coûts évités (\$/m ³)	0,305	0,305	100%
³ Opportunisme (%)	7	7	100%
Entraînement (%)	0	0	
Bénéficiaire (m ³)	0	0	
⁴ Durée de vie (année)	5	5	100%

[...]

¹ R-3720-2010, B-17, Gaz Métro-9, Document 1, page 38.
² R-3720-2010, B-17, Gaz Métro-9, Document 2, page 15.
³ R-3720-2010, B-17, Gaz Métro-9, Document 1, page 38.
⁴ R-3720-2010, B-17, Gaz Métro-9, Document 1, page 37.

Original : 2016.01.29

Gaz Métro – 13, Document 3
Page 54 de 82

»

- (ii) « Remise au point des systèmes mécaniques des bâtiments ou « RECOMMISSIONING » (projet pilote).

PE226

[...]

	CT 2013-2014	Réel 2013-2014	% réalisation
Paramètres du programme			
¹ Économies unitaires (m ³)	48 936	74 540	152%
² Coût incrémental (\$)	54 713	54 713	100%
Coûts évités \$/m ³	0,253	0,253	100%
³ Opportunisme (%)	7	7	100%
Entraînement (%)	0	0	
Bénéficiaire (m ³)	0	0	
⁴ Durée de vie (année)	5	5	100%

[...]

¹ R-3720-2010, B-17, Gaz Métro - 9, Document 1, page 38
² R-3720-2010, B-17, Gaz Métro - 9, Document 2, page 15
³ R-3720-2010, B-17, Gaz Métro - 9, Document 1, page 38
⁴ R-3720-2010, B-17, Gaz Métro - 9, Document 1, page 37

Original : 2014.12.19
 Révisé : 2015.03.18

Gaz Métro – 12, Document 3
 Page 59 de 87

»

(iii) <<

TABLEAU X : TABLEAU DE BORD DES PROGRAMMES TANGIBLES

Programmes	Code	Consommation totale		Date de mise en service	Efficacité de base	Missions réalisées	Économies unitaires	Économies potentielles annuelles	Économies cumulées 3 ans	Économies sur la durée de vie	Opportunités	Coût incremental - Cas type	Mise de fonds des participants - Cas type	Mise de fonds - Cas type	Participants non (2015-2015)	Participants non (2011-2012)	Participants non (2013-2013)	Total des participants	
		actuel	différence																
Programmes tangibles identifiés																			
Théâtre électronique programmable	PE103	3 011	3 903	199	31	0	0	183	275	696	15,73	50	108	70	30	1 500	1 200	1 000	3 700
Chauffe efficace	PE111	4 480	3 050	936	21	60	80	400	182	403	43,07	21	1 412	713	500	304	334	314	1 007
Chauffe eau instantané (grout pilot)	PE119	2 462	2 000	462	19	60	70	134	26	69	1,48	0	974	934	400	190	236	269	710
Théâtre électronique programmable (nouveau)	PE133	2 099	1 996	103	24	0	0	400	0	0	0,15	0	0	0	0	0	0	0	86
Chauffe efficace (nouveau Public Review)	PE141	4 480	3 050	936	21	60	80	400	182	403	43,07	21	1 412	713	500	304	334	314	1 007
Sensibilisation R	PE136	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0
Sensibilisation Public review	PE136	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0
Programmes tangibles C1																			
Chauffe eau à efficacité intermédiaire	PE200	100 330	104 710	44 610	24	70	87	4 077	0	220	4,05	34	7 570	5 570	2 000	13	11	11	40
Chauffe eau à efficacité intermédiaire	PE202	115 800	94 000	21 800	18	60	85	6 203	606	1 053	29,79	13	11 344	7 044	3 700	97	88	79	264
Éclairage de base	PE207	454 100	123 100	139 844	0	0	0	18 086	740	2 086	16,40	7	12 606	9 180	3 300	47	43	40	130
Programme de l'implantation	PE209	229 110	190 260	64 890	18	0	0	12 383	3 036	11 089	119,89	29	64 091	64 091	11 500	0	70	70	221
Chauffe à condensation	PE210	184 131	79 001	25 100	29	60	80	5 800	3 031	11 342	283,08	11	10 013	12 513	5 100	621	845	889	1 000
Chauffe eau à condensation	PE212	181 810	120 000	41 847	20	60	82	5 707	700	2 000	53,19	40	10 000	8 000	3 000	120	120	140	400
Éclairage	PE216	17 840	52 790	4 840	10	71	80	1 329	472	1 336	30,84	21	513	463	350	350	330	318	1 007
Innovation technologique	PE220	163 000	120 000	30 000	0	0	0	16 000	380	1 000	9,30	16	60 000	66 000	24 000	10	10	10	30
Water à débit variable	PE224	134 177	90 130	79 439	10	0	0	8 000	307	1 100	11,89	20	11 541	8 907	4 004	41	40	40	130
Adaptation à condensation (grout pilot)	PE225	20 040	23 374	2 000	10	0	0	400	200	0	18,26	0	2 070	1 070	1 000	400	420	420	1 200
Reconversion (grout pilot)	PE226	377 130	140 000	60 000	10	0	0	48 500	553	1 307	11,87	1	74 713	10 000	10 000	14	11	11	41
Sensibilisation C1	PE224	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0
Sensibilisation en entreprise	PE221	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0
Programmes tangibles VGE																			
Éclairage de base	PE211	11 183 000	9 025 000	9 205 100	1	0	0	468 000	9 700	11 040	104,20	1	26 000	27 000	7 000	24	24	24	70
Chauffe et Chauffage efficace	PE213	899 734	897 001	201 870	20	60	80	15 302	242	840	13,00	12	10 756	8 200	7 400	18	13	13	42
Éclairage	PE217	6 771 141	3 861 000	3 609 444	10	71	80	1 703	70	60	9,97	31	913	313	300	11	10	10	30
Programme de l'implantation (nouveau)	PE210	24 080 041	7 192 011	17 608 000	10	0	0	970 401	7 872	26 070	209,70	31	493 101	598 100	38 000	14	10	10	40
Encouragement à l'implantation (nouveau)	PE210	3 227 000	2 030 570	1 104 320	10	0	0	169 070	2 227	6 691	106,24	14	363 000	332 000	31 000	11	11	11	34
Sensibilisation VGE	PE214	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0

» [nous soulignons]

Demandes :

28.1 Les données relatives aux économies unitaires (m³) et au coût incremental (\$) du programme PE226 pour l'année financière 2014-2015 (référence (i)) diffèrent par rapport à celles considérées pour l'année financière 2013-2014 (référence (ii)), et ce, même si leur références en bas de page réfèrent au même document (référence (iii)). Veuillez :

28.1.1 redéposer la fiche du programme corrigée en considérant des économies unitaires de 48 936 m³ et un coût incremental de 54 713 \$; et

Réponse :

Les notes de bas de page 1 et 2 du programme PE226 pour l'année financière 2014-2015 contiennent des erreurs. Certains paramètres du programme PE226, notamment les économies unitaires (m³) et le coût incremental (\$), ont été mis à jour dans la Cause tarifaire

2014-2015. Gaz Métro a expliqué dans son PGEÉ 2014-2015 les ajustements réalisés, toutefois, les notes de bas page n'ont pas été mises à jour:

« Dans le cadre de la gestion conjointe avec Hydro-Québec du programme de remise au point des systèmes mécaniques du bâtiment, 18 dossiers sont en cours de réalisation dont certains à un niveau relativement avancé. Cela a donc permis à Gaz Métro d'effectuer une analyse à partir de données de participation réelles et d'ajuster au besoin certains paramètres du cas type.

En effet, le cas type initial était basé sur un bâtiment de référence ayant une consommation annuelle de 227 000 m³. L'historique de participation nous démontre que la consommation annuelle moyenne des participants est en fait d'environ 427 000 m³. Ceci est dû au fait que la majorité des demandes enregistrées visent de grands bâtiments universitaires ou de grands bâtiments commerciaux.

Le cas type initial prévoyait aussi un coût incrémental moyen des projets et des économies unitaires en gaz naturel de 54 713 \$ et 48 936 m³ respectivement. L'historique de participation présente un coût incrémental moyen et des économies unitaires en gaz naturel de 83 794 \$ et 132 653 m³ respectivement. Cette augmentation s'explique entre autres par un bâtiment type plus grand que prévu, mais également par une proportion plus élevée que prévu des économies en gaz naturel par rapport aux autres sources. »¹¹ (nous soulignons)

Une version révisée de la pièce Gaz Métro-13, Document 3 est déposée dans laquelle Gaz Métro corrige les notes de bas de page de la fiche du programme PE226 afin de refléter les ajustements apportés aux économies unitaires (m³) et au coût incrémental (\$) à partir de l'année 2014-2015.

28.1.2 expliquer les écarts obtenus.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 28.1.1.

¹¹ http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/253/DocPrj/R-3879-2014-B-0134-DemAmend-PieceRev-2014_09_18.pdf

Transactions financières
du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Livraison	Réception	Date de la transaction	Date de début	Date de fin	Volume quotidien (10 ³ m ³)	Volume total Année 2015 (10 ³ m ³)	Revenus Totaux (\$)	Revenus Transport (\$)	Revenus Équilibrage (\$)			
Description: Échange point géographique												
DAWN	EDA	2014-09-25	2014-10-01	2014-10-31	660	20 454						
DAWN	EDA	2014-09-30	2014-10-01	2014-10-01	344	344						
DAWN	EDA	2014-10-03	2014-10-04	2014-10-06	344	1 033						
DAWN	EDA	2014-10-08	2014-10-09	2014-10-09	344	344						
DAWN	EDA	2014-10-06	2014-10-07	2014-10-07	178	178						
DAWN	EDA	2014-10-10	2014-10-11	2014-10-13	344	1 033						
DAWN	EDA	2014-10-20	2014-10-21	2014-10-21	77	77						
DAWN	EDA	2014-10-21	2014-10-22	2014-10-22	344	344						
DAWN	EDA	2014-10-22	2014-10-23	2014-10-23	344	344						
DAWN	EDA	2014-10-23	2014-10-24	2014-10-24	344	344						
DAWN	EDA	2014-10-24	2014-10-25	2014-10-27	344	1 033						
DAWN	EDA	2014-10-28	2014-10-29	2014-10-29	319	319						
DAWN	EDA	2015-05-04	2015-05-06	2015-05-31	264	6 862						
DAWN	EDA	2015-06-04	2015-06-05	2015-06-30	528	13 724						
Sous-total Échange point géographique			14	transactions		46 435				165 465	23 165	142 300
Description: Cession d'optimisation permanente FTLH												
EMP	EDA	2010-02-09	2014-10-01	2014-10-31	396	12 272						
Sous-total Cession d'optimisation temporaire FTLH			1	transaction		12 272						
Description: Cession d'optimisation temporaire FTSH-Dawn - EDA												
DAWN	EDA	2015-05-27	2015-06-01	2015-08-31	528	48 562						
Sous-total Cession d'optim. temp. FTSH-Dawn-EDA			1	transaction		48 562						
Total			16	transactions		107 269	213 890	39 942	173 948			

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Empress pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Octobre			Novembre			Décembre			Janvier			
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	
				GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	
Achats contractés d'avance																
2014-09-04	20 000	AECO5A					600 000			620 000			620 000			
2014-09-04	10 000	AECO5A					300 000			310 000			310 000			
Achats Spot																
Jour 1		Fixe		14 930			38 055			4			53 808			
							85			33 504						
Jour 2		Fixe		14 930			38 055			33 504			53 808			
							85									
Jour 3		Fixe		14 930			38 055			33 504			53 808			
							85									
Jour 4		Fixe		14 930			38 055			33 330			53 808			
							85									
Jour 5		Fixe		14 930			38 055			32 910			53 808			
							85			20 000						
Jour 6		Fixe		14 930			38 055			20 000			33 808			
							85			32 910			20 000			
Jour 7		Fixe		14 930			38 055			20 000			33 808			
							85			32 910			20 000			
Jour 8		Fixe		14 930			38 055			20 000			33 808			
							85			32 910			20 000			
Jour 9		Fixe		14 930			38 055			52 910			33 808			
							85						20 000			
Jour 10		Fixe		14 930			38 055			32 910			33 808			
							85			20 000			20 000			

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Empress pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Octobre			Novembre			Décembre			Janvier		
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût
				GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$
Jour 11		Fixe		14 930			38 055			22 910			33 808		
							85			30 000			20 000		
Jour 12		Fixe		14 930			38 055			32 910			33 808		
							85			20 000			20 000		
Jour 13		Fixe		14 930			38 055			32 910			20 000		
							85			20 000			33 812		
Jour 14		Fixe		14 930			38 055			32 910			20 000		
							85			20 000			33 812		
Jour 15		Fixe		14 930			38 055			32 910			20 000		
							85			20 000			33 812		
Jour 16		Fixe		14 930			38 055			32 910			20 000		
							85			20 000			33 812		
Jour 17		Fixe		14 930			38 055			32 910			20 000		
							85			20 000			33 812		
Jour 18		Fixe		14 930			38 055			32 910			20 000		
							85			20 000			33 812		
Jour 19		Fixe		14 930			38 055			32 910			20 000		
							85			20 000			33 812		
Jour 20		Fixe		14 930			38 055			20 000			20 000		
							85			32 910			33 812		
Jour 21		Fixe		14 930			38 055			20 000			33 812		
							85			32 910			20 000		

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Empress pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Octobre			Novembre			Décembre			Janvier		
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût
Jour 22		Fixe		GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$
				14 930			38 055			20 000			33 812		
							85			32 910			20 000		
Jour 23		Fixe		14 930			38 055			20 000			33 812		
							85			32 910			20 000		
Jour 24		Fixe		6 892			38 055			32 309			41 000		
							85			20 000			12 812		
Jour 25		Fixe		14 930			38 055			20 000			41 000		
							85			32 910			12 812		
Jour 26		Fixe		14 930			32 990			20 000			41 000		
							85			32 910			12 812		
Jour 27		Fixe		14 930			38 055			20 000			33 812		
							85			32 910			20 000		
Jour 28		Fixe		14 930			38 055			20 000			33 812		
							85			32 910			20 000		
Jour 29		Fixe		14 930			38 055			20 000			33 812		
							85			32 910			20 000		
Jour 30		Fixe		14 930			38 055			20 000			33 812		
							85			32 910			20 000		
Jour 31		Fixe		14 930						32 910			33 812		
										20 000			14 666		
Total				454 792	3,624	1 648 190	2 039 135	3,783	7 714 023	2 491 815	3,163	7 880 521	2 592 790	2,803	7 268 460

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Empress pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Février			Mars			Avril			Mai			
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	
				GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	
Achats contractés d'avance																
2014-09-04	20 000	AECO5A		560 000			620 000									
2014-09-04	10 000	AECO5A		280 000			310 000									
Achats Spot																
Jour 1		Fixe		34 788			25 533			40 000			34 380			
				20 000			20 003			10 000			30 000			
										326						
										12 825						
										21 000						
Jour 2		Fixe		34 788			25 533			50 000			15 000			
				20 000			20 003			34 151			15 000			
													15 000			
													19 380			
Jour 3		Fixe		34 788			20 000			50 000			15 000			
				20 000			25 536			34 151			15 000			
													15 000			
													19 380			
Jour 4		Fixe		34 788			30 000			50 000			15 000			
				20 000			15 536			34 151			15 000			
													15 000			
													19 380			
Jour 5		Fixe		34 788			25 536			34 151			14 380			
				20 000			20 000			50 000			15 000			
													20 000			
													15 000			
Jour 6		Fixe		34 788			25 536			34 151			15 000			
				20 000			20 000			50 000			19 380			
													30 000			
Jour 7		Fixe		34 788			45 536			50 000			14 380			
				20 000						34 151			25 000			
													25 000			
Jour 8		Fixe		34 788			45 536			34 151			14 380			
				20 000						20 000			20 000			
										30 000			15 000			
													15 000			
Jour 9		Fixe		34 788			45 536			40 000			14 380			
				20 000						20 000			10 000			
										24 151			30 000			
													10 000			
Jour 10		Fixe		20 000			20 000			30 000			14 380			
				34 788			25 536			30 000			10 000			
										24 130			30 000			

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Empress pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Février			Mars			Avril			Mai		
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût
				GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$
Jour 11		Fixe		34 788			20 000			54 149			10 000		
				20 000			25 536			30 000			14 380		
													10 000		
													30 000		
													10 000		
Jour 12		Fixe		34 788			10 000			54 149			20 000		
				20 000			35 536			30 000			20 000		
													24 380		
Jour 13		Fixe		34 788			20 000			54 149			20 000		
				20 000			24 333			30 000			24 380		
													20 000		
Jour 14		Fixe		34 788			44 333			30 000			15 000		
				20 000						30 000			10 000		
										24 149			24 380		
													15 000		
Jour 15		Fixe		34 788			44 333			458			20 000		
				20 000						50 000			30 000		
										20 000			14 380		
										14 149					
Jour 16		Fixe		34 788			44 333			30 000			25 000		
				20 000						30 000			39 380		
										24 607					
Jour 17		Fixe		34 788			20 000			25 000			25 000		
				20 000			24 333			40 000			39 380		
										19 607					
Jour 18		Fixe		34 788			20 000			20 000			25 000		
				20 000			24 333			14 607			39 380		
										20 000					
										30 000					
Jour 19		Fixe		34 788			20 000			20 000			25 000		
				20 000			24 333			14 607			39 380		
										20 000					
										30 000					
Jour 20		Fixe		34 788			24 333			20 000			40 000		
				20 000			20 000			14 607			23 167		
										20 000					
										30 000					
Jour 21		Fixe		25 000			24 333			20 000			40 000		
				29 788			20 000			20 000			10 000		
										24 607			13 167		
										20 000					

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Empress pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Février			Mars			Avril			Mai		
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût
Jour 22		Fixe		GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$
				25 000			24 333			40 000			20 000		
				29 788			20 000			14 607			13 167		
Jour 23		Fixe		25 000			24 333			30 000			30 000		
				29 788			20 000			30 000			10 000		
										24 607			10 000		
Jour 24		Fixe		34 788			24 333			10 000			30 000		
				20 000			20 000			14 607			10 000		
										40 000			10 000		
Jour 25		Fixe		20 000			30 000			24 607			30 000		
				34 788			14 199			20 000			10 000		
										20 000			10 000		
Jour 26		Fixe		20 000			19 333			24 607			30 000		
				34 462			25 000			20 000			10 000		
										20 000			10 000		
Jour 27		Fixe		10 000			14 333			24 607			20 000		
				20 000			30 000			20 000			25 979		
				24 788						20 000			20 000		
Jour 28		Fixe		10 000			24 333			40 000			21 167		
				20 000			20 000			15 000			22 000		
				24 788						23 190			20 000		
Jour 29		Fixe					24 333			19 607			20 000		
							20 000			10 000			23 167		
										15 000			20 000		
Jour 30		Fixe					24 333			24 607			20 000		
							20 000			20 000			23 167		
										20 000			20 000		
Jour 31		Fixe					30 000						20 000		
							14 333						23 167		
													20 000		
Total				2 373 738	2,851	6 767 628	2 318 625	2,602	6 033 989	2 525 380	2,633	6 648 285	1 964 036	2,866	5 629 300

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Empress pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Juin			Juillet			Août			Septembre			
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	
				GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	
Achats contractés d'avance																
2014-09-04	20 000	AECO5A														
2014-09-04	10 000	AECO5A														
Achats Spot																
Jour 1		Fixe		15 000			21 440			25 000			21 437			
				10 000			20 000			25 000			30 000			
				18 101			15 000			19 280			20 000			
				20 000			15 000									
Jour 2		Fixe		23 101			30 000			25 000			30 000			
				20 000			41 440			25 000			21 437			
				20 000						19 280			20 000			
Jour 3		Fixe		20 000			20 000			25 000			21 437			
				13 101			30 000			25 000			20 000			
				30 000			21 440			19 280			30 000			
Jour 4		Fixe		10 000			20 000			29 280			21 437			
				8 101			30 000			40 000			20 000			
				15 000			21 440						30 000			
				20 000												
				10 000												
Jour 5		Fixe		13 101			20 000			19 280			20 000			
				20 000			30 000			50 000			20 000			
				10 000			21 440						11 437			
				20 000									20 000			
Jour 6		Fixe		13 101			20 000			20 000			20 000			
				10 000			30 000			20 000			20 000			
				15 000			21 440			29 280			11 437			
				15 000									20 000			
				10 000												
Jour 7		Fixe		13 101			30 000			19 280			20 000			
				10 000			20 000			20 000			20 000			
				15 000			21 440			30 000			11 437			
				15 000									20 000			
				10 000												
Jour 8		Fixe		13 101			20 000			30 000			20 000			
				10 000			21 440			39 280			20 000			
				15 000			30 000						11 437			
				15 000									20 000			
				10 000												
Jour 9		Fixe		13 101			20 000			30 000			20 000			
				10 000			21 440			39 280			11 437			
				30 000			30 000						15 000			
				10 000									25 000			
Jour 10		Fixe		10 000			30 000			30 000			15 000			
				30 000			21 440			39 280			20 000			
				23 101			20 000						25 000			

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Empress pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Juin			Juillet			Août			Septembre		
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût
				GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$
Jour 11		Fixe		63 101			21 440			40 000			11 437		
							30 000			29 280			31 437		
							20 000						40 000		
Jour 12		Fixe		63 101			21 440			10 000			10 000		
							30 000			10 000			11 437		
							20 000			15 000			25 000		
										24 280			25 000		
										10 000					
Jour 13		Fixe		63 101			21 440			10 000			10 000		
							30 000			19 200			11 437		
							20 000			30 080			25 000		
										10 000			25 000		
Jour 14		Fixe		63 101			30 000			10 000			10 000		
							41 440			20 000			11 437		
										20 000			25 000		
										19 280			25 000		
Jour 15		Fixe		63 101			40 000			19 280			41 437		
							31 440			30 000			30 000		
										20 000					
Jour 16		Fixe		23 113			31 440			19 280			41 437		
							20 000			30 000			30 000		
							20 000			20 000					
Jour 17		Fixe		20 000			20 000			19 280			25 000		
							43 113			30 000			10 000		
										30 000			25 000		
										20 000			11 437		
Jour 18		Fixe		23 113			40 000			15 000			20 000		
							40 000			10 000			20 000		
										15 000			11 437		
										29 280			20 000		
Jour 19		Fixe		20 000			40 000			10 000			20 000		
							20 000			4 280			20 000		
							23 113			15 000			31 437		
										20 000					
										20 000					
Jour 20		Fixe		10 000			40 000			15 000			20 000		
							30 000			24 280			20 000		
							23 113			10 000			31 437		
										20 000					
Jour 21		Fixe		10 000			20 000			9 280			20 000		
							30 000			20 000			20 000		
							23 113			20 000			31 437		
										20 000					

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Empress pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Juin			Juillet			Août			Septembre		
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût
				GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$
Jour 22		Fixe		10 000			20 000			24 280			25 000		
				30 000			21 440			25 000			46 437		
				23 113			30 000			20 000					
Jour 23		Fixe		23 113			41 867			24 280			23 743		
				40 000			20 000			25 000			20 000		
										20 000			20 000		
Jour 24		Fixe		13 113			20 000			24 280			25 000		
				40 000			21 440			25 000			10 000		
				10 000			30 000			20 000			25 000		
Jour 25		Fixe		13 113			11 440			19 280			20 000		
				40 000			20 000			25 000			11 437		
				10 000			20 000			25 000			20 000		
							20 000						20 000		
Jour 26		Fixe		20 000			11 440			30 000			10 000		
				20 000			20 000			31 787			40 000		
				12 066			20 000						21 437		
							20 000								
Jour 27		Fixe		20 000			11 440			20 000			10 000		
				20 000			20 000			30 000			40 000		
				23 113			20 000			19 280			21 437		
							20 000								
Jour 28		Fixe		20 000			21 440			20 000			10 000		
				20 000			20 000			20 000			40 000		
				23 113			30 000			29 280			21 437		
Jour 29		Fixe		20 000			15 000			20 000			11 437		
				20 000			40 000			20 000			10 000		
				23 113			16 440			29 280			20 000		
									30 000						
Jour 30		Fixe		15 000			20 000			20 000			25 000		
				15 000			51 440			20 000			25 000		
				15 000						29 280			21 437		
				18 113											
Jour 31		Fixe					20 000			20 000					
							31 440			20 000					
							20 000			29 280					
Total				1 882 163	2,677	5 038 330	2 205 067	2,898	6 389 899	2 140 187	2,999	6 419 478	2 135 416	2,933	6 264 117

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Dawn pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Octobre			Novembre			Décembre		
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût
				GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$
Achats contractés d'avance												
2010-02-26	13 000	AECO5A								403 000		
2014-09-04	45 000	NYMEX-US					1 350 000					
2014-09-04	21 101	NYMEX-US								654 131		
2014-09-04	10 551	NYMEX-US								327 081		
2014-09-04	20 000	NYMEX-US					600 000					
2014-09-04	97 797	NYMEX-US										
2014-09-04	10 551	NYMEX-US										
2014-09-04	31 652	NYMEX-US										
2014-09-04	10 000	NYMEX-CAD					300 000					
2014-09-04	10 000	NYMEX-CAD								310 000		
2014-09-04	20 000	NYMEX-CAD								620 000		
2014-09-11	23 348	NYMEX-CAD								723 788		
2014-09-04	46 000	NYMEX-CAD										
2014-09-04	10 000	NYMEX-CAD										
2014-09-04	10 000	NYMEX-CAD										
2014-09-04	35 000	NYMEX-CAD										
2014-09-04	30 000	NYMEX-CAD										
2014-09-04	10 551	NGX-US					316 530					
2014-09-04	14 449	NGX-US					433 470					
2014-09-04	10 551	NGX-US								327 081		
2014-09-04	10 551	NGX-US										
2014-09-04	30 000	NGX-US										
2014-09-04	25 000	NGX-US										
2014-09-04	10 000	NGX-CAD								310 000		
2014-09-04	4 449	NGX-CAD										
2014-09-04	9 449	NGX-CAD								292 919		
2014-09-04	20 000	NGX-CAD										
Achats Spot												
Jour 1		Fixe		25 000			20 000			60 000		
				20 000			20 000			30 000		
				25 000						30 000		
										20 000		
										20 000		
										50 000		
										30 000		

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Dawn pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Octobre			Novembre			Décembre		
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût
				GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$
Jour 2		Fixe		20 000			20 000			10 000		
				22 000			25 000			50 000		
				15 000			20 000			40 000		
										40 000		
Jour 3		Fixe		10 000			20 000			30 000		
							25 000			40 000		
							20 000			40 000		
										30 000		
Jour 4		Fixe					20 000			30 000		
							20 000			40 000		
										30 000		
										50 000		
Jour 5		Fixe								25 000		
										20 000		
										25 000		
										30 000		
Jour 6		Fixe		25 000			10 000			30 000		
				20 000			30 000			30 000		
							40 000			20 000		
										30 000		

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Dawn pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Octobre			Novembre			Décembre		
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût
				GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$
Jour 7		Fixe		15 000			15 000			30 000		
				15 000			20 000			30 000		
							30 000			20 000		
							35 000			30 000		
Jour 8		Fixe		25 000			20 000			30 000		
				20 000						30 000		
				25 000						20 000		
				25 000						30 000		
Jour 9		Fixe		25 000			15 000			15 000		
				25 000			20 000			15 000		
				50 000			15 000			20 000		
				35 000								
				25 000								
Jour 10		Fixe		25 000			15 000					
				25 000			20 000					
				15 000			15 000					
				40 000								
				40 000								
Jour 11		Fixe		30 000								
				30 000								
				30 000								
Jour 12		Fixe		30 000			10 000					
				30 000			15 000					
				30 000			15 000					
							10 000					
Jour 13		Fixe		30 000			15 000					
				30 000			40 000					
				30 000			10 000					
							30 000					
							50 000					
Jour 14		Fixe		30 000			25 000					
				30 000			20 000					
				30 000			20 000					
							60 000					
							40 000					
			35 000									

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Dawn pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Octobre			Novembre			Décembre		
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût
				GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$
Jour 15		Fixe					25 000					
							20 000					
							20 000					
							25 000					
							30 000					
Jour 16		Fixe					25 000			20 000		
							20 000			20 000		
							20 000					
							25 000					
							30 000					
Jour 17		Fixe					20 000					
							25 000					
							20 000					
							20 000					
							25 000					
							15 000					
							30 000					
Jour 18		Fixe					30 000					
							60 000					
							25 000					
							50 000					
							40 000					
							20 000					
							10 000					
							50 000					
							30 000					
							20 000					
Jour 19		Fixe		25 000			50 000			25 000		
				25 000			100 000					
							25 000					
							65 000					
							40 000					
Jour 20		Fixe		25 000			50 000			40 000		
				25 000			25 000			40 000		
				25 000			25 000			30 000		
				30 000			50 000			40 000		
				10 000			30 000					
				30 000			60 000					
				25 000			60 000					

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Dawn pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Octobre			Novembre			Décembre		
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût
				GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$
Jour 21		Fixe		15 000			20 000			40 000		
				35 000			100 000			40 000		
				35 000			80 000			30 000		
				35 000			100 000			40 000		
				35 000								
				35 000								
Jour 22		Fixe		25 000			20 000			40 000		
				15 000			20 000			40 000		
				25 000			20 000			30 000		
				20 000			30 000			40 000		
				25 000			20 000					
				40 000								
				20 000								
Jour 23		Fixe		25 000			30 000					
				35 000								
				25 000								
				45 000								
Jour 24		Fixe		25 000			30 000					
				25 000								
				30 000								
				30 000								
				20 000								
Jour 25		Fixe		20 000			20 000					
				20 000			15 000					
				20 000			30 000					
							40 000					
			15 000									
			40 000									

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Dawn pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Octobre			Novembre			Décembre		
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût
				GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$
Jour 26		Fixe		20 000			40 000					
				20 000			20 000					
				20 000			40 000					
							20 000					
							40 000					
							20 000					
Jour 27		Fixe		20 000			40 000					
				8 000			40 000					
				20 000			20 000					
				30 000			40 000					
				5 275			40 000					
				23 000								
				25 000								
				20 000								
Jour 28		Fixe		30 000			40 000					
				10 000			40 000					
				20 000			40 000					
							20 000					
							20 000					
							20 000					
							40 000					
							40 000					
Jour 29		Fixe		20 000			40 000					
				20 000			40 000					
				20 000			20 000					
				20 000			40 000					
				30 000			40 000					
Jour 30		Fixe		35 000			40 000			30 000		
				30 000			40 000			10 000		
				30 000			20 000			50 000		
				30 000			40 000			60 000		
				30 000			40 000			50 000		
				20 000						20 000		
				35 000								
Jour 31		Fixe		30 000						40 000		
				20 000						50 000		
				45 000						50 000		
				15 000								
				5 000								
				55 000								
Total				2 633 275	4,121	10 851 989	6 865 000	4,802	32 965 317	6 153 000	4,558	28 042 399

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Dawn pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Janvier			Février			Mars		
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût
				GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$
Achats contractés d'avance												
2010-02-26	13 000	AECO5A		403 000			364 000			403 000		
2014-09-04	45 000	NYMEX-US		0			0					
2014-09-04	21 101	NYMEX-US		654 131			590 828					
2014-09-04	10 551	NYMEX-US		327 081			295 428					
2014-09-04	20 000	NYMEX-US										
2014-09-04	97 797	NYMEX-US								3 031 707		
2014-09-04	10 551	NYMEX-US								327 081		
2014-09-04	31 652	NYMEX-US								981 212		
2014-09-04	10 000	NYMEX-CAD										
2014-09-04	10 000	NYMEX-CAD		310 000			280 000					
2014-09-04	20 000	NYMEX-CAD		620 000			560 000					
2014-09-11	23 348	NYMEX-CAD		723 788			653 744					
2014-09-04	46 000	NYMEX-CAD		1 426 000			1 288 000					
2014-09-04	10 000	NYMEX-CAD								310 000		
2014-09-04	10 000	NYMEX-CAD										
2014-09-04	35 000	NYMEX-CAD										
2014-09-04	30 000	NYMEX-CAD										
2014-09-04	10 551	NGX-US										
2014-09-04	14 449	NGX-US										
2014-09-04	10 551	NGX-US		327 081			295 428					
2014-09-04	10 551	NGX-US		327 081			295 428					
2014-09-04	30 000	NGX-US								930 000		
2014-09-04	25 000	NGX-US										
2014-09-04	10 000	NGX-CAD		310 000			280 000					
2014-09-04	4 449	NGX-CAD		137 919			124 572					
2014-09-04	9 449	NGX-CAD		292 919			264 572					
2014-09-04	20 000	NGX-CAD								620 000		
Achats Spot												
Jour 1		Fixe		40 000			20 000			10 000		
							25 000			10 000		
							25 000			30 000		
							50 000			6 000		
										20 000		
										30 000		
										7 913		
										7 400		
										10 000		
										20 000		
										6 000		

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Dawn pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Janvier			Février			Mars					
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût			
				GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$			
Jour 2		Fixe		40 000			20 000			10 000					
							25 000			30 000					
							25 000			10 000			6 000		
										50 000			20 000		
													15 000		
													30 000		
													7 913		
													15 826		
													7 400		
													10 000		
													15 000		
													20 000		
													6 000		
Jour 3		Fixe		40 000			30 000			60 000					
							40 000			50 000					
							50 000			50 000			25 000		
												15 000			
												25 000			
Jour 4		Fixe		40 000			50 000			10 000					
				30 000			40 000			50 000					
							30 000			10 000			50 000		
												50 000			
												13 000			
												50 000			
												50 000			
												20 000			
												25 600			
												15 000			
Jour 5		Fixe		40 000			20 000			30 000					
				50 000			40 000			25 600					
				50 000			60 000			15 000					
				30 000						30 000					
										30 000					
										10 000					
										10 047					
						9 400									
Jour 6		Fixe		25 000			40 000			20 000					
				25 000			40 000			15 000					
							40 000			30 000					
										31 400					
										25 000					
										8 600					
										75 000					
										30 000					
										40 000					

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Dawn pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Janvier			Février			Mars		
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût
				GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$
Jour 7		Fixe		30 000			30 000			30 000		
				50 000			20 000			30 000		
				50 000			60 000			10 000		
				40 000			60 000			30 000		
				50 000						50 000		
				50 000						50 000		
Jour 8		Fixe		30 000			30 000			30 000		
				20 000			20 000			30 000		
				30 000			60 000			10 000		
						60 000			30 000			
									50 000			
									50 000			
Jour 9		Fixe		40 000			30 000			30 000		
				25 000			20 000			30 000		
				30 000			60 000			10 000		
				40 000			60 000			30 000		
									50 000			
									50 000			
Jour 10		Fixe		40 000			50 000			10 000		
				40 000			50 000			30 000		
				40 000			50 000			40 000		
				40 000			50 000					
Jour 11		Fixe		40 000			30 000			10 000		
				40 000			40 000			20 000		
				40 000			50 000			20 000		
				40 000			50 000			80 000		
Jour 12		Fixe		40 000			30 000			20 000		
				40 000			30 000			50 000		
				40 000			60 000			80 000		
				40 000			60 000					
Jour 13		Fixe		30 000			30 000			50 000		
				40 000			60 000			50 000		
				50 000			60 000					
				30 000			60 000					
				50 000			20 000					
						40 000						
Jour 14		Fixe		30 000			30 000			75 000		
				40 000			50 000					
				40 000			50 000					
				40 000			50 000					

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Dawn pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Janvier			Février			Mars		
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût
				GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$
Jour 15		Fixe		30 000			30 000			75 000		
				20 000			50 000					
				50 000			50 000					
				30 000			50 000					
Jour 16		Fixe		30 000			30 000			75 000		
				40 000			50 000					
				50 000			50 000					
				10 000			50 000					
				45 000								
Jour 17		Fixe		20 000			30 000			50 000		
				50 000			50 000			50 000		
				10 000			50 000			40 000		
				20 000			50 000					
Jour 18		Fixe		20 000			30 000			20 000		
				50 000			25 000			50 000		
				10 000			40 000			50 000		
				20 000			40 000			50 000		
Jour 19		Fixe		20 000			20 000			50 000		
				50 000			13 000			15 000		
				10 000			8 000			6 000		
				20 000			30 000			35 000		
							55 500			20 000		
Jour 20		Fixe					7 500			74 000		
							20 000					
				20 000			20 000			60 000		
				50 000			25 000					
				10 000			30 000					
			20 000			15 000						
			7 500			40 000						

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Dawn pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Janvier			Février			Mars		
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût
				GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$
Jour 21		Fixe		30 000			20 000			40 000		
				30 000			5 600			40 000		
				50 000			10 000			50 000		
				30 000			10 000			70 000		
				40 000			30 000					
							2 638					
							10 000					
							7 500					
							4 300					
							40 000					
Jour 22		Fixe		30 000			20 000			40 000		
				30 000			5 600			40 000		
				50 000			10 000			50 000		
				50 000			10 000			70 000		
							30 000					
							2 638					
							10 000					
							7 500					
							4 300					
							40 000					
Jour 23		Fixe		50 000			20 000			40 000		
				20 000			5 600			40 000		
							10 000			50 000		
							10 000			70 000		
							30 000					
							2 638					
							10 000					
							7 500					
							14 000					
							40 000					
Jour 24		Fixe					20 000			20 000		
							25 000			50 000		
							15 000			50 000		
							30 000			40 000		
							24 250					
							25 000					
							7 500					
							9 250					
							20 000					
							25 000					
Jour 25		Fixe		30 000			20 000			25 000		
				40 000			5 000			25 000		
				50 000			11 000					
				50 000			30 000					
							25 000					
			7 500									
			20 000									
			40 000									

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Dawn pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Janvier			Février			Mars		
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût
				GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$
Jour 26		Fixe		30 000			10 000					
				40 000			20 000					
				50 000			20 000					
				50 000			10 000					
							30 000			7 500		
						36 000						
						25 000						
Jour 27		Fixe		30 000			20 000			25 000		
				20 000			30 000			35 000		
				20 000			30 000			40 000		
				20 000			7 500					
				30 000			20 000					
				30 000			29 500					
						25 000						
Jour 28		Fixe		40 000			20 000			20 000		
				25 000			30 000			30 000		
				25 000			30 000			30 000		
				30 000			20 000					
				40 000			7 500					
							29 500					
						25 000						
Jour 29		Fixe		15 000						20 000		
				15 000						30 000		
				30 000						30 000		
Jour 30		Fixe		40 000						20 000		
				40 000						30 000		
				20 000						30 000		
				30 000								
				40 000								
Jour 31		Fixe		40 000						20 000		
				40 000								
				20 000								
				30 000								
				40 000								
Total				9 699 000	3,813	36 980 815	9 767 614	5,005	48 889 643	11 096 499	4,394	48 757 721

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Dawn pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Avril			Mai			Juin		
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût
				GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$
Achats contractés d'avance												
2010-02-26	13 000	AECO5A										
2014-09-04	45 000	NYMEX-US										
2014-09-04	21 101	NYMEX-US										
2014-09-04	10 551	NYMEX-US										
2014-09-04	20 000	NYMEX-US										
2014-09-04	97 797	NYMEX-US										
2014-09-04	10 551	NYMEX-US										
2014-09-04	31 652	NYMEX-US										
2014-09-04	10 000	NYMEX-CAD										
2014-09-04	10 000	NYMEX-CAD										
2014-09-04	20 000	NYMEX-CAD										
2014-09-11	23 348	NYMEX-CAD										
2014-09-04	46 000	NYMEX-CAD										
2014-09-04	10 000	NYMEX-CAD										
2014-09-04	10 000	NYMEX-CAD										
2014-09-04	10 000	NYMEX-CAD										
2014-09-04	35 000	NYMEX-CAD										
2014-09-04	30 000	NYMEX-CAD										
2014-09-04	10 551	NGX-US										
2014-09-04	14 449	NGX-US										
2014-09-04	10 551	NGX-US										
2014-09-04	10 551	NGX-US										
2014-09-04	30 000	NGX-US										
2014-09-04	25 000	NGX-US										
2014-09-04	10 000	NGX-CAD										
2014-09-04	4 449	NGX-CAD										
2014-09-04	9 449	NGX-CAD										
2014-09-04	20 000	NGX-CAD										
Achats Spot												
Jour 1		Fixe										
				20 000								
				40 000								
				50 000								
				20 000								
				50 000								
				40 000								
				50 000								

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Dawn pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Avril			Mai			Juin		
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût
				GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$
Jour 2		Fixe		20 000								
				50 000								
				30 000								
				20 000								
Jour 3		Fixe		50 000								
				50 000								
				50 000								
Jour 4		Fixe		50 000								
				50 000								
				50 000								
Jour 5		Fixe		50 000								
				20 000								
				50 000								
				50 000								
				10 000								
				50 000								
				50 000								
Jour 6		Fixe		50 000								
				20 000								
				50 000								
				50 000								
				10 000								
				50 000								

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Dawn pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Avril			Mai			Juin		
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût
				GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$
Jour 7		Fixe		50 000								
				20 000								
				50 000								
				50 000								
				10 000								
				50 000								
				50 000								
Jour 8		Fixe		25 000								
				25 000								
				30 000								
				20 000								
				40 000								
Jour 9		Fixe		10 000								
				50 000								
				25 000								
Jour 10		Fixe										
Jour 11		Fixe										
Jour 12		Fixe										
Jour 13		Fixe										
Jour 14		Fixe										

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Dawn pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Avril			Mai			Juin		
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût
Jour 15		Fixe		GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$
Jour 16		Fixe										
Jour 17		Fixe										
Jour 18		Fixe										
Jour 19		Fixe										
Jour 20		Fixe										

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Dawn pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Avril			Mai			Juin		
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût
Jour 21		Fixe		GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$
Jour 22		Fixe										
Jour 23		Fixe										
Jour 24		Fixe										
Jour 25		Fixe										

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Dawn pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Avril			Mai			Juin		
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût
				GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$
Jour 26		Fixe										
Jour 27		Fixe										
Jour 28		Fixe										
Jour 29		Fixe										
Jour 30		Fixe										
Jour 31		Fixe										
Total				4 755 000	3,408	16 206 413	0	0,00	0	0	0,00	0

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Dawn pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Juillet			Août			Septembre		
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût
				GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$
Achats contractés d'avance												
2010-02-26	13 000	AECO5A										
2014-09-04	45 000	NYMEX-US										
2014-09-04	21 101	NYMEX-US										
2014-09-04	10 551	NYMEX-US										
2014-09-04	20 000	NYMEX-US										
2014-09-04	97 797	NYMEX-US										
2014-09-04	10 551	NYMEX-US										
2014-09-04	31 652	NYMEX-US										
2014-09-04	10 000	NYMEX-CAD										
2014-09-04	10 000	NYMEX-CAD										
2014-09-04	20 000	NYMEX-CAD										
2014-09-11	23 348	NYMEX-CAD										
2014-09-04	46 000	NYMEX-CAD										
2014-09-04	10 000	NYMEX-CAD										
2014-09-04	10 000	NYMEX-CAD										
2014-09-04	35 000	NYMEX-CAD										
2014-09-04	30 000	NYMEX-CAD										
2014-09-04	10 551	NGX-US										
2014-09-04	14 449	NGX-US										
2014-09-04	10 551	NGX-US										
2014-09-04	10 551	NGX-US										
2014-09-04	30 000	NGX-US										
2014-09-04	25 000	NGX-US										
2014-09-04	10 000	NGX-CAD										
2014-09-04	4 449	NGX-CAD										
2014-09-04	9 449	NGX-CAD										
2014-09-04	20 000	NGX-CAD										
Achats Spot												
Jour 1		Fixe									15 000	
											15 000	
											15 000	

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Dawn pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Juillet			Août			Septembre		
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût
				GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$
Jour 2		Fixe								30 000		
										20 000		
Jour 3		Fixe								15 000		
										30 000		
										10 000		
Jour 4		Fixe								25 000		
Jour 5		Fixe										
Jour 6		Fixe										

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Dawn pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Juillet			Août			Septembre		
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût
				GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$
Jour 7		Fixe					15 000					
							15 000					
Jour 8		Fixe					20 000			40 000		
Jour 9		Fixe					20 000			15 000		
										30 000		
										15 000		
Jour 10		Fixe					20 000			15 000		
										15 000		
										30 000		
Jour 11		Fixe					25 000			15 000		
							15 000			15 000		
							10 000					
Jour 12		Fixe					10 000					
							5 000					
							10 000					
							20 000					
							10 000					
Jour 13		Fixe					20 000					
							20 000					
							20 000					
Jour 14		Fixe					25 000					

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Dawn pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Juillet			Août			Septembre		
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût
				GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$
Jour 15		Fixe					15 000			45 000		
										20 000		
Jour 16		Fixe					15 000			45 000		
										20 000		
Jour 17		Fixe					15 000			20 000		
										40 000		
Jour 18		Fixe					10 000			30 000		
							30 000					
							20 000					
Jour 19		Fixe					10 000					
							20 000					
							10 000					
Jour 20		Fixe					10 000					
							10 000					
							10 000					
							10 000					

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Dawn pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Juillet			Août			Septembre		
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût
				GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$
Jour 21		Fixe										
Jour 22		Fixe					15 000			20 000		
										20 000		
										20 000		
Jour 23		Fixe					15 000			15 000		
										15 000		
										40 000		
Jour 24		Fixe					15 000			10 000		
										20 000		
										20 000		
										15 000		
Jour 25		Fixe					20 000					
							20 000					
							20 000					

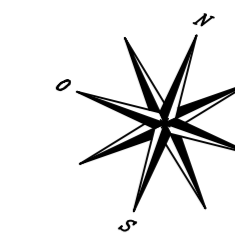
Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Achats de gaz naturel à Dawn pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Date de transaction	GJ/jour	Indice	Prime	Juillet			Août			Septembre		
				Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût	Volume	Prix	Coût
				GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$	GJ	\$/GJ	\$
Jour 26		Fixe					40 000					
Jour 27		Fixe					10 000 15 000 25 000 10 000					
Jour 28		Fixe					25 000					
Jour 29		Fixe								20 000 10 000 40 000		
Jour 30		Fixe								20 000 20 000 50 000		
Jour 31		Fixe										
Total				0	0,00	0	675 000	3,740	2 524 475	940 000	3,839	3 609 025

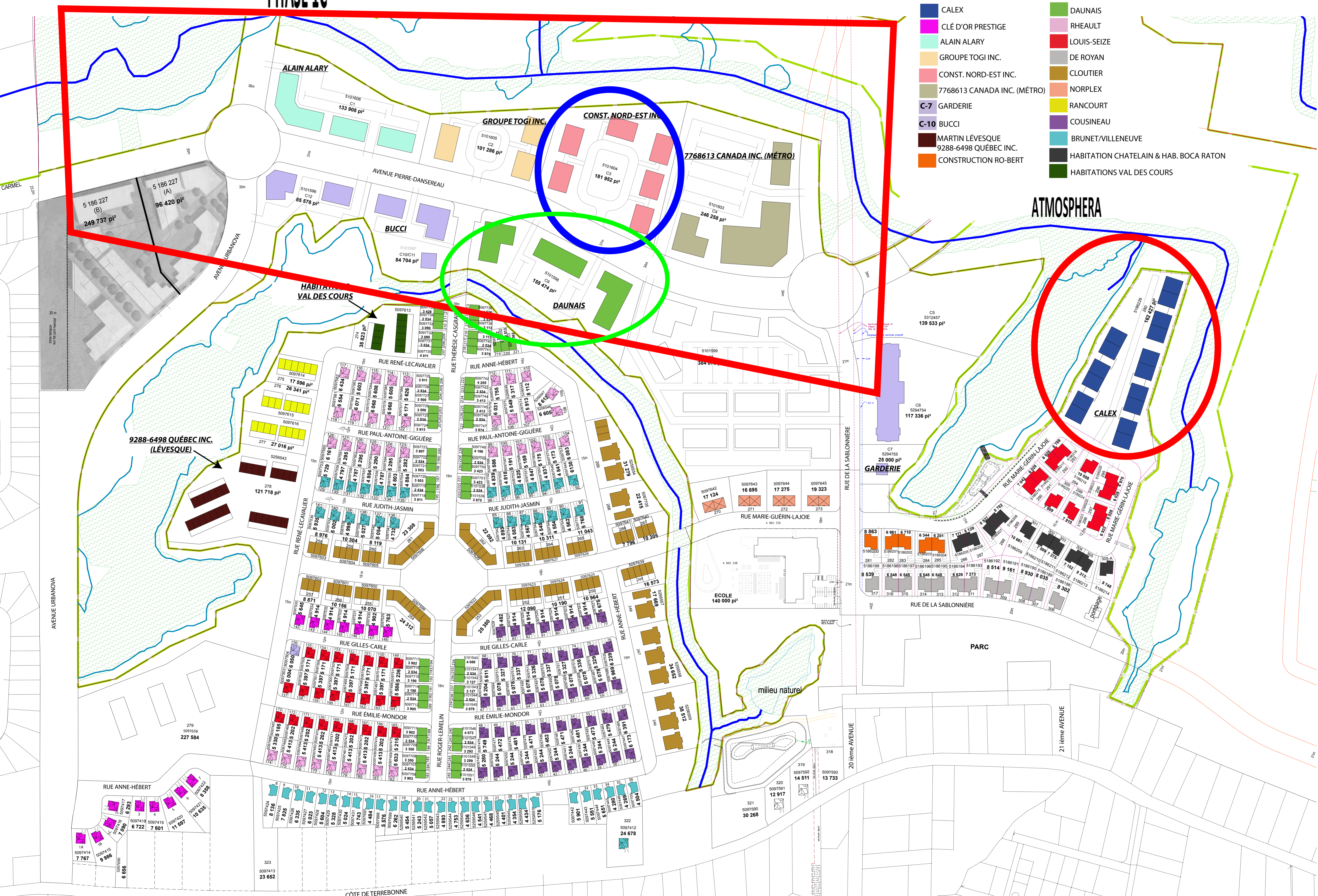
Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2015, R-3951-2015

Table with columns: Compte de contrat, Jour, Volume Souscrit, Volume Stable, Volume Intermittible, Volume Total, GAI livré, % VS encouru, % GAI encouru, Volume interdit, Volume pénalisé, Rev GAI livré D, Rev GAI livré SPEDE, Rev GAI livré Total, Rev % GAI D, Rev % GAI SPEDE, Rev % GAI F, Rev % GAI C, Rev % GAI T, Rev % GAI Total, Rev interdit D, Pénalité en D, Rev interdit SPEDE, Rev interdit F, Rev interdit C, Rev interdit T, Rev interdit E, Rev interdit AI, Rev interdit Total, Rev Total, VTSVS, VTSVS+GAI, VTSVS+1,02(GAI), VTS1,02(VS+GAI), VTS+1,02(VS+GAI), VTS+VS.



Ville de Terrebonne

PHASE 1C



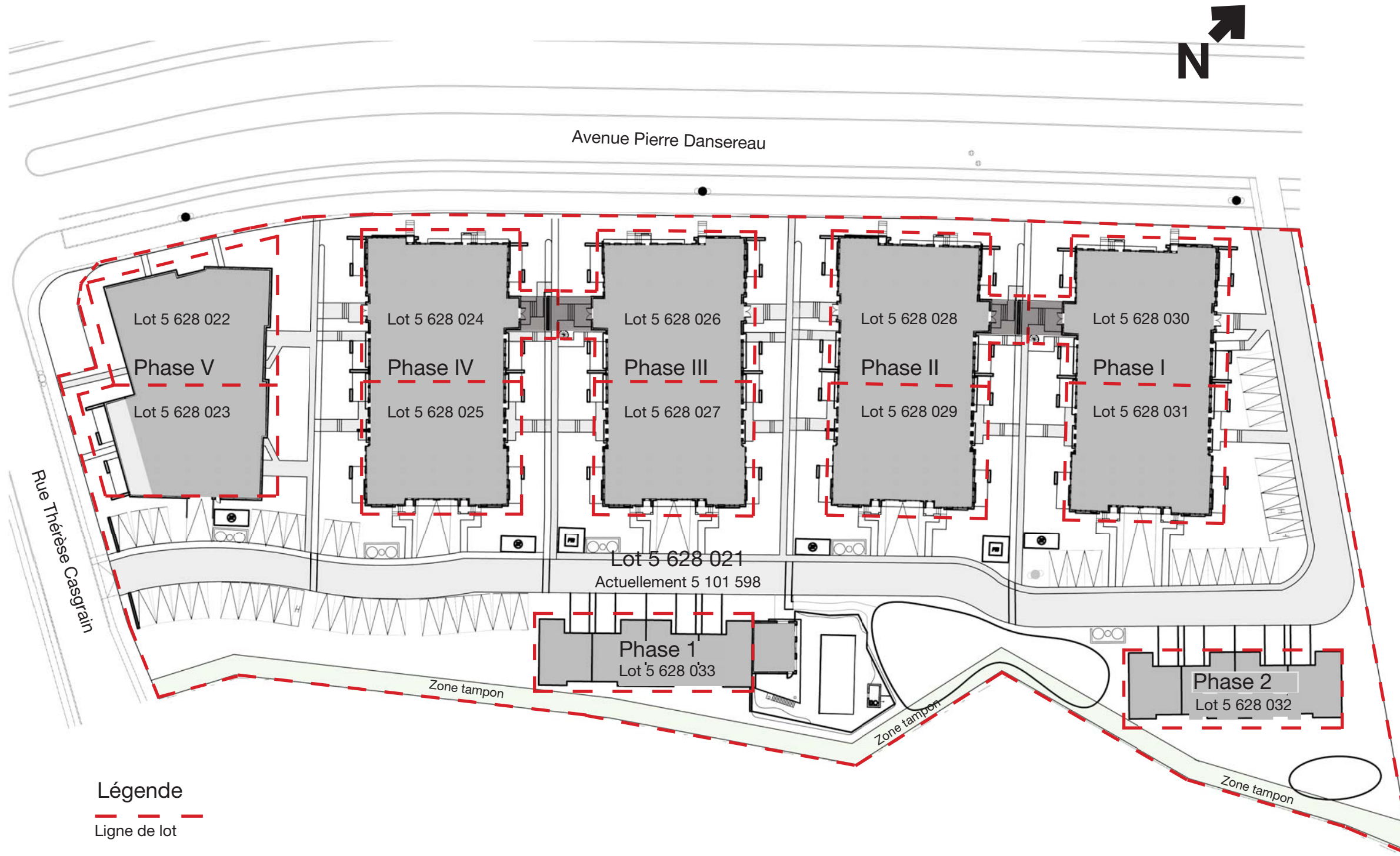
- CALEX
- CLÉ D'OR PRESTIGE
- ALAIN ALARY
- GROUPE TOGI INC.
- CONST. NORD-EST INC.
- 7768613 CANADA INC. (MÉTRO)
- C-7 GARDERIE
- C-10 BUCCI
- MARTIN LÉVESQUE
- 9288-6498 QUÉBEC INC.
- CONSTRUCTION RO-BERT
- DAUNAIS
- RHEAULT
- LOUIS-SEIZE
- DE ROYAN
- CLOUTIER
- NORPLEX
- RANCOURT
- COUSINEAU
- BRUNET/VILLENEUVE
- HABITATION CHATELAIN & HAB. BOCA RATON
- HABITATIONS VAL DES COURS

REV. 29/08/2014

Espace D.

Projet de condominium par les Entreprises Daunais

Plan d'ensemble et lotissement



Dossier 21314
Émis le 28 novembre 2014 pour le CCU de la Ville de Terrebonne
Révisé le 21 janvier 2015 pour le CCU de la Ville de Terrebonne
Original : 2016.04.08

*Les numéros de lot ont été réservés au ministère des ressources naturelles. Leur dimensions et dispositions pourront-êtré modifiées suite à la réalisation des plans de construction. Voir annexe pour détails.



LUC DENIS
ARCHITECTE

1124 Marie-Anne Est # 22
Montréal (Québec)
H2J 2B7
T 514.737.6930
F 514.737.1821
E lucdenis@qc.arch.com