

**RÉPONSE DE SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO (GAZ MÉTRO)  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 9 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À  
LA DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT ET DE MODIFICATION DES  
CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF DE SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO  
À COMPTER DU 1<sup>ER</sup> OCTOBRE 2014**

---

**RÉMUNÉRATION DES COMPTES DE FRAIS REPORTÉS**

**1. Référence :** Pièce B-0427, p. 42 et 43.

**Préambule :**

À la réponse 17.2 , « *Gaz Métro confirme que les coûts (ou revenus) imputés aux CFR présentés au tableau 1 auraient été versés au coût de service de l'exercice durant lequel ils ont été encourus (ou constatés), sauf en ce qui concerne les CFR dont les soldes représentent des actifs intangibles, le CFR lié aux instruments financiers ainsi que les CFR pour les projets d'investissements en immobilisation.* »

À partir de la réponse 17.2, la Régie fait une liste des CFR suivants :

- BEIÉ (Anciennement AEÉ)
- Redevances à la Régie
- (Trop perçu) Manque à gagner-distribution
- (Trop perçu) Manque à gagner-transport et incitatif à la performance en transport (D-2014-77)
- (Trop perçu) Manque à gagner-équilibre et incitatif à la performance en équilibre (D-2014-77)
- Récupération-écart de revenus de distribution
- Incitatif PGEE
- Nivellement des intérêts
- Stabilisation tarifaire- température-distribution
- Nivellement du gaz perdu
- Mauvaises créances majeures
- Gain et perte sur disposition d'actifs
- Indemnité de départ
- Cotisation d'impôts
- Provision auto-assurance
- Frais alloués aux intervenants
- CFR liés au frais d'émission

**Demandes :**

1.1 Veuillez confirmer que les coûts imputés aux CFR mentionnés par la Régie en préambule constituent des charges d'exploitation recouvrées sur des exercices ultérieurs. Sinon, veuillez expliquer.

**Réponse :**

Les coûts qui sont **imputés** aux CFR mentionnés en préambule ne constituent pas des charges d'exploitation, à l'exception des quatre CFR suivants : mauvaises créances majeures, indemnité de départ, provision auto-assurance et frais alloués aux intervenants. À la Cause tarifaire 2016, le solde d'ouverture (solde projeté incluant le solde intégré) de la base de tarification de ces quatre CFR ne représente que 2,8 % (4,9 M \$ / 173,4 M \$) de l'ensemble des CFR (R-3879-2014, B-0495, Gaz Métro-109, Document 16, page 1). La grande majorité des coûts encourus et imputés à des CFR ne serait donc pas comptabilisée comme des dépenses d'exploitation si les CFR étaient abolis.

De plus, Gaz Métro précise que le **recouvrement** de ces coûts sur des exercices ultérieurs ne constitue pas des charges d'exploitation.

En effet, les sommes imputées dans les CFR mentionnés par la Régie sont recouvrées sur des exercices ultérieures par l'inclusion de l'amortissement des CFR au coût de service sur lequel se base l'établissement du revenu requis en dossier tarifaire. Précisons que l'amortissement des CFR est une composante du coût de service distincte des dépenses d'exploitation.

Cette prémisse concernant le recouvrement des sommes imputées dans les CFR s'applique à tous les CFR mentionnés par la Régie à l'exception :

- du CFR lié aux frais d'émission dont l'amortissement des sommes capitalisées est intégré au coût de la dette à long terme entrant dans le calcul du taux moyen du coût en capital à partir duquel est établi le rendement sur la base de tarification; et
- du CFR lié à la récupération de l'écart de revenu de distribution dont l'amortissement est intégré au coût de distribution.

- 1.2 Veuillez confirmer que les coûts imputés aux CFR mentionnés par la Régie en préambule constituent des actifs purement réglementaires et que n'eût été les décisions de la Régie permettant la création de ces CFR, il n'y aurait pas d'actif à financer.

**Réponse :**

Les CFR constituent des actifs réglementaires. Toutefois, n'eût été des décisions de la Régie permettant la création de ces CFR, Gaz Métro devrait quand même financer, en cours d'année, les coûts qui sont imputés à ces actifs. En effet, ce seraient des sorties de fonds réelles qui augmenteraient les besoins en encaisse qui devraient être financées et rémunérées au même titre que les autres composantes de la base de tarification.

2. **Référence :** BCUC, décision G-110-12, p. 105.

**Préambule :**

Dans la décision G-110-12, la British Columbia Utilities Commission (BCUC) fait une distinction entre les CFR qui sont des actifs réglementaires et les autres actifs.

« *The Commission Panel agrees with the ICG that deferred expenditures or credits ought not to be included in rate base or attract a rate base rate of return. The Panel notes that deferral accounts are regulatory assets, not true capital assets.*

[...]

*Normally, a utility, whether a Crown corporation or shareholder-owned, is not entitled to receive a return on operating costs or current period charges but simply recovery of those amounts from its ratepayers, assuming recovery is otherwise justified. Current period charges are not “investments” which attract a capital return, they are deferred operating costs/current period expenses which, as noted above, in the Panel’s view, should not attract rate base rate of return. The Panel finds that a more appropriate financing cost is an interest return ».* [nous soulignons]

**Demande :**

2.1 Veuillez indiquer si Gaz Métro est d'accord avec les énoncés soulignés à la référence. Veuillez commenter.

**Réponse :**

Gaz Métro n'est pas d'accord avec l'affirmation selon laquelle parce que les comptes de frais reportés sont des actifs réglementaires, ils ne sont pas de véritables immobilisations (« *not true capital assets* »). Si ces sommes n'étaient pas regroupées sous l'appellation CFR, elles se retrouveraient au fonds de roulement (encaisse dans la base de tarification) qui constitue un véritable actif, financé et rémunéré au même titre que les autres composantes de la base de tarification.

3. **Référence :** Décision D-2015-018, page 62, paragraphe 242.

**Préambule :**

Selon le D<sup>r</sup> Booth, les CER ne constituent pas des actifs comme les autres. Entre autres, ils ne sont pas nécessaires afin de fournir le service au cours des périodes futures :

« *So, when we look at deferral balances, these are regulatory assets, unexpected revenues of costs carried forward from one year to another. And in a basic sense, they're not used and useful assets*

*necessary to provide service in a future test year. We have utilities in Canada, [they] don't have many deferral accounts. They still provide service »<sup>1</sup>.*

**Demande :**

- 3.1 Veuillez indiquer si Gaz Métro est d'accord avec les énoncés à la référence. Veuillez commenter.

**Réponse :**

Tout d'abord, Gaz Métro soumet respectueusement que l'énoncé cité en référence ne peut être utilisé aux fins de l'analyse du présent dossier sans que le témoignage du D<sup>r</sup> Booth ne soit dûment versé au dossier, conformément aux règles usuelles d'administration de la preuve (incluant notamment le contre-interrogatoire du D<sup>r</sup> Booth).

Sous réserve de ce qui précède, Gaz Métro serait en désaccord avec une affirmation selon laquelle les CFR ne seraient pas des actifs « utilisés et utiles » aux fins du service offert à la clientèle. Le distributeur a indiqué dans sa réponse à la question 18.6 de la demande de renseignements n<sup>o</sup> 8 de la Régie (pièce B-0427, Gaz Métro-27, Document 1) que certains CFR augmentent la protection réglementaire d'une entreprise de service public. Toutefois, il y a de nombreuses autres raisons qui justifient la mise en place de CFR, notamment pour limiter la variabilité des tarifs des clients et pour diminuer le fardeau réglementaire relié aux ajustements autrement nécessaires sans l'existence de ceux-ci à chacune des causes tarifaires. Gaz Métro considère que ces derniers réalisent un effet de lissage sur les tarifs et doivent être considérés comme des services offerts à la clientèle.

Compte tenu de ce qui précède, Gaz Métro réitère que pour bien évaluer le risque d'affaires global d'une entreprise de service public, il est essentiel de regarder l'ensemble des actifs à financer pour supporter l'activité de distribution, sans égard à la nature de l'activité. Par exemple, il y a des actifs qui améliorent la qualité du service offert bien qu'ils pourraient être jugés par certains comme n'étant pas « nécessaires » au service, tels que les investissements liés au service à la clientèle. Il serait toutefois totalement inapproprié de réaliser une division des actifs selon cette caractérisation, pour les assujettir à une rémunération différente de l'ensemble des actifs du distributeur.

De plus, l'effet de lissage a notamment été encouragé par la Régie à plusieurs reprises. La plus récente étant dans le cadre du traitement des trop-perçus et des manques à gagner des fonctions transport et équilibrage du Rapport annuel 2014<sup>2</sup> où la Régie avait demandé de commenter la possibilité de créer deux CFR pour y inclure les montants relatifs aux trop-perçus et manques à gagner en transport et en équilibrage et d'évaluer la possibilité d'étaler la récupération de ces CFR sur plus d'une année. Un CFR est également utilisé, au bénéfice des clients, afin de lisser les variations du coût de la molécule par l'entremise du WACOG.

---

<sup>1</sup> R-3905-2014, D-2015-018, p. 62. Cette décision fait référence à la pièce A-0059, p. 261.

<sup>2</sup> Rapport annuel au 30 septembre 2014, R-3916-2014, B-0157, Gaz Métro-57, Document 3.

Ainsi, Gaz Métro souligne que ces CFR font partie des coûts encourus prudemment pour fournir le service et qu'une attribution spécifique de dettes à des actifs sous-jacents n'est possible que dans des conditions où Gaz Métro ne se voit pas privée de son droit légitime de récupérer tous les coûts qu'elle encourt en conformité avec les décisions de son régulateur, incluant la rémunération de son capital. Gaz Métro réitère également qu'aucun actif, même un CFR amorti à court terme, ne pourrait être financé séparément des autres actifs avec 100 % de dette. Une portion d'équité sera toujours exigée par des prêteurs.

**4. Référence :** Pièce B-0427, page 56.

**Préambule :**

*« Dans l'hypothèse d'une faillite du distributeur, un créancier viserait à récupérer les sommes dues, indépendamment de la nature de l'actif. Les dettes contractées pour financer des CFR n'auraient pas préséance sur les dettes contractées pour financer des actifs amortis à long terme. Il est même pertinent de se questionner sur la valeur d'un CFR pour un créancier, advenant une faillite, étant donné que contrairement aux actifs tangibles et aux comptes à recevoir, il n'y a aucune valeur à retirer des CFR à l'extérieur de l'environnement réglementé du distributeur ».*

**Demandes :**

4.1 En faisant abstraction du risque très hypothétique de faillite du Distributeur, veuillez quantifier et qualifier la probabilité de non recouvrement du solde d'un CFR dûment reconnu par la Régie.

**Réponse :**

À l'intérieur du cadre réglementaire et dans la mesure où la Régie approuve les CFR, Gaz Métro reconnaît que la probabilité de non-recouvrement des CFR est faible.

Toutefois, Gaz Métro finance ses actifs de façon globale. Gaz Métro ne finance pas spécifiquement chaque investissement qu'elle fait. Elle se finance globalement par l'émission de papier commercial (supportée par sa facilité de crédit) ou par l'émission de dette à long terme via le marché des capitaux et c'est l'ensemble des actifs qui est regardé et évalué par les prêteurs. Ceux-ci prêtent une portion de la valeur des actifs, le reste étant financé par de l'équité. Gaz Métro réitère que le marché financier ne fait pas la distinction entre les différentes catégories d'actifs que Gaz Métro doit financer. Les prêteurs prêtent à Gaz Métro inc., l'entité corporative, et ces prêts sont supportés par les actifs de Gaz Métro, peu importe leur nature.

Ceci étant dit, en supposant qu'il y ait possibilité de financer un CFR de façon autonome et que Gaz Métro décidait de le faire, les prêteurs considéreraient tout de même le risque de

non-recouvrement et ne prêteraient jamais l'équivalent de 100 % de la valeur de cet actif même si le risque de non-recouvrement apparaissait peu élevé.

- 4.2 En faisant abstraction du risque très hypothétique de faillite du Distributeur, veuillez quantifier et qualifier la probabilité de non recouvrement du solde amorti d'un actif ayant une durée de vie de 40 ans.

**Réponse :**

La probabilité de non-recouvrement du solde déjà amorti d'un actif est de 0 %, car il a déjà été recouvré. Quant au solde non amorti d'un actif, le risque de non-recouvrement sur une période de 40 ans est certainement plus élevé que pour un actif dont la durée d'amortissement est plus courte. Veuillez vous référer aux réponses 4.1 et 5.1 pour un complément d'information sur le risque de non-recouvrement des coûts associés, notamment, aux CFR.

5. **Référence :** Décision D-2015-018, page 67, paragraphe 260.

**Préambule :**

*« En audience, la Régie note que l'Alberta Utilities Commission (AUC) s'est également exprimée sur le « faible risque » des comptes d'écart dans sa décision 2001 92, qu'elle rappelle également dans sa décision du 17 septembre 2014 portant sur ATCO Gas :*

*« In determining the basis on which carrying charges are calculated, the Commission continues to hold the view expressed by the board in Decision 2001 92:*

*The purpose of a deferral account is to eliminate the risk associated with the recovery of costs that cannot be reasonably forecast. Therefore, the Board considers that the capital recovery risks associated with deferral account amounts are, by their very nature, very low. [les notes de bas de page ont été omises] » [nous soulignons]*

**Demande :**

- 5.1 Veuillez indiquer si Gaz Métro est d'accord avec les énoncés à la référence. Sinon, veuillez commenter.

**Réponse :**

Tel que mentionné à la réponse 4.1, Gaz Métro est d'accord que la probabilité de non-recouvrement des CFR est faible, comme pour les autres actifs, tangibles ou intangibles, amortis sur une courte période.

Toutefois, la structure de capital et le taux de rendement sur l'avoir ordinaire autorisé par la Régie tient compte du risque global de Gaz Métro et rémunère donc le distributeur pour la probabilité de non-recouvrement de l'ensemble des actifs du distributeur, incluant ceux amortis sur une plus longue période. Ainsi, tous les actifs sont rémunérés au même taux, soit le taux moyen du capital, indépendamment qu'ils soient plus risqués (amortis à long terme) ou moins risqués (amortis à court terme) que la moyenne des actifs.

Il importe de préciser que Gaz Métro finance ses activités de distribution réglementées selon les mêmes paramètres que ceux considérés aux fins de fixation des tarifs. Ce qui importe donc pour Gaz Métro est qu'elle puisse récupérer les coûts de financement réellement encourus, en conformité avec tous les paramètres autorisés par son régulateur, auprès de sa clientèle à même ses tarifs.

Pour ce faire, deux méthodes peuvent être employées, soit :

1. l'attribution du taux moyen global du portefeuille de financement à l'ensemble des actifs réglementés, jusqu'ici utilisé et qui a l'avantage d'être simple; ou
2. l'appariement de chacune des dettes réelles utilisées par Gaz Métro aux différents actifs sous-jacents, qui a le désavantage de complexifier le processus de reddition de comptes sans générer de réel avantage, étant donné qu'ultimement, le même portefeuille global d'outils de financement devra être répartis différemment, mais toujours de façon à permettre à Gaz Métro de récupérer l'ensemble de ses coûts de financement.

Tout mécanisme qui aurait ultimement comme conséquence de dénier ce droit légitime à Gaz Métro serait l'équivalent d'une désallocation de coûts, *a priori*, sans même avoir conclu que Gaz Métro avait été imprudente et non diligente dans la gestion du financement de ses activités. *A priori*, ces coûts de financement désalloués auraient comme conséquence d'amputer systématiquement la capacité de Gaz Métro de générer un rendement pour ses actionnaires conforme au taux de rendement établi par son régulateur et qui a pourtant été établi en respect et en conformité avec les standards réglementaires reconnus.

La Régie a elle-même reconnu le droit pour Gaz Métro de générer un rendement qui est fonction de son risque d'affaires plus élevé que la moyenne de l'industrie :

*« [235] La Régie considère le risque global de l'entreprise supérieur à celui du distributeur repère, notamment en raison de la composition de sa clientèle et de la concurrence de l'électricité au Québec. Cependant, elle tient compte dans son appréciation de la structure de capital présumée de Gaz Métro, soit 38,5 % d'avoir propre et 7,5 % d'actions privilégiées, qui est supérieures à celle*

*du distributeur repère, ainsi que de la couverture plus étendue de ces mêmes risques par des comptes de frais reportés. »<sup>3</sup>*

Soyons clairs en précisant que la situation serait différente si Gaz Métro ne maintenait pas une structure de capital réelle équivalente à celle présumée et autorisée par son régulateur, comme c'est le cas d'ailleurs pour Hydro-Québec.

*« Il en découle une structure du capital présumée pour le Distributeur, composée d'un avoir propre présumé et d'une dette présumée auxquels correspondent, selon la Régie, un coût présumé de l'avoir propre et un coût présumé de la dette. En principe, le coût de la dette du Distributeur devrait être calculé indépendamment de celui d'Hydro-Québec intégrée, tout comme le coût de l'avoir propre est calculé distinctement. »<sup>4</sup>*

De plus, Gaz Métro soutient que la méthode historiquement utilisée demeure selon elle la meilleure façon de procéder, car outre sa simplicité, l'exercice consistant à appairer un portefeuille d'outils de financement à des actifs en particulier demeure hasardeux et somme toute théorique. En effet, lorsque Gaz Métro se tourne vers les marchés financiers pour financer ses activités, elle contracte de la dette pour ses besoins globaux qui sont aussi nombreux que variés (fonds de roulement, acquisition d'actifs tels que mobilier, programmes commerciaux, investissements dans le réseau, droits d'émission de GES ou CFR). Les investisseurs octroient du financement pour les activités de Gaz Métro au moyen de dette ou d'équité sans égard à la nature spécifique des actifs. C'est le risque d'affaires global des activités de Gaz Métro qui est pris en compte par les investisseurs et non l'utilisation spécifique qui sera faite des ressources financières octroyées. Étant donné qu'elle finance globalement tous ses actifs incluant les CFR, Gaz Métro est d'avis qu'une attribution d'outils de financement spécifiques pour les CFR, ou pour tout autre actif de l'activité de distribution gazière au Québec, ne serait pas appropriée.

En effet, lorsque Gaz Métro a besoin de financement, elle ne spécifie pas quels actifs cette dette financera spécifiquement. La section Utilisation du produit de l'émission (« Use of proceeds ») du Résumé des termes et conditions (« Term Sheet ») fait mention que les fonds seront utilisés aux fins générales de l'entreprise (« General corporate purposes »), ce qui s'avère satisfaisant pour les prêteurs. Il en est de même pour la circulaire d'information, pour le programme de papier commercial et pour la facilité de crédit qui supporte le financement à court terme de Gaz Métro ainsi que pour l'avoir propre, comme indiqué à la réponse à la question 18.3 de la demande de renseignements n° 8<sup>5</sup>.

Aucun prêteur sur le marché n'accepterait de financer, sur une base individuelle, 100 % de la valeur d'un actif.

---

<sup>3</sup> D-2011-182.

<sup>4</sup> Décision HQD, D-2015-018 paragr. 289.

<sup>5</sup> B-0427, Gaz Métro-27, Document 1.



L'ensemble du financement, en équité et en dette, permet de répondre aux besoins globaux de Gaz Métro dans son activité de distribution gazière au Québec.

En conclusion, Gaz Métro considère la rémunération associée à ce risque comme raisonnable, car elle fait partie d'une analyse globale. Une nouvelle approche basée sur un traitement spécifique et exclusif à ces actifs entraînerait alors une analyse actif par actif qui rendrait la gestion globale inefficace et déraisonnable pour Gaz Métro et sa clientèle

**6. Référence :** Pièce B-0427, p. 61.

**Préambule :**

En ce qui concerne l'appariement entre la durée des actifs à financer et l'échéance des sources de financement, Gaz Métro indique ce qui suit :

*« Gaz Métro est en accord que globalement, il est approprié d'apparier la durée des actifs à financer et l'échéance des sources de financement, mais précise qu'une gestion différenciée de la dette par actif n'est pas la norme puisque'il serait inefficace et inefficace de recourir à un financement ponctuel et spécifique à chaque actif et aurait comme désavantage d'éliminer les économies d'échelle et d'entraîner des coûts plus élevés que la gestion globale actuelle. » [nous soulignons]*

**Demandes :**

6.1 Veuillez préciser si, selon Gaz Métro, il peut être approprié de financer une catégorie d'actifs à court terme tels les comptes recevables, avec un financement à court terme d'échéance semblable pour une entreprise réglementée ou non réglementée. Sinon, veuillez expliquer.

**Réponse :**

En théorie, Gaz Métro n'est pas en désaccord avec l'affirmation de la Régie, mais ceci s'avère impossible à appliquer en pratique.

La stratégie de financement de Gaz Métro est globale et non par nature de l'actif. De façon pratique et pour être le plus efficiente possible, Gaz Métro finance de façon quotidienne ses besoins de fonds par du crédit à court terme, notamment à l'aide de sa facilité de crédit. Ponctuellement, Gaz Métro émet de la dette à long terme pour conserver une répartition prudente de dette à taux variable (court terme) et de dette à taux fixe (long terme). Lorsque Gaz Métro émet de la dette à long terme par l'entremise de GMi, le produit de l'émission est utilisé *« aux fins générales de l'entreprise »*, soit pour financer une portion de l'ensemble

des actifs de l'entreprise qui incluent par ailleurs l'encaisse. La dette à long terme n'est pas spécifique à un actif en particulier.

Gaz Métro réitère également que peu importe que ce soit du financement à court terme ou à long terme, les prêteurs exigeront toujours qu'il y ait une portion d'équité.

- 6.2 Veuillez préciser si, selon Gaz Métro, il est fréquent de financer une catégorie d'actifs à court terme tels les comptes recevables, avec un financement à court terme d'échéance semblable pour une entreprise réglemantée ou non réglemantée. Sinon, veuillez expliquer.

**Réponse :**

Le financement de toute entreprise, réglemantée ou non, doit s'appuyer sur une structure de capital optimale, ce qui inclut la dette et l'équité. Aucune entreprise ne peut se financer uniquement par voie de dette, qu'elle soit à court ou à long terme. Une portion d'équité est toujours nécessaire. Il est donc fréquent, et en cela il s'agit plutôt d'une question de saine gestion, pour toute entreprise d'avoir du financement court terme et du financement long terme en plus de l'équité. Plus la présence de besoins de fonds court terme sera stable et prévisible, plus le pourcentage de financement court terme tendra vers ce besoin de fonds, excluant évidemment la portion en équité nécessaire afin de respecter la structure de capital. Ces besoins de fonds peuvent varier dans le temps en fonction notamment des comptes à recevoir, de l'inventaire, des travaux en cours et des dépenses imprévues.

Afin d'illustrer concrètement ce concept, lorsqu'une entreprise décide de céder ses comptes à recevoir via un programme de titrisation, l'institution financière ne financera qu'un certain pourcentage des comptes à recevoir, le reste étant financé par de l'équité.

Gaz Métro désire rappeler qu'advenant que la Régie décide d'attribuer à certains actifs réglementaires des outils de financement spécifiques couvrant la totalité de la valeur de ces actifs (c'est-à-dire aucune composante d'équité), cela aurait directement pour conséquence de changer le taux moyen du coût en capital applicable aux autres actifs financés par les outils résiduels. En effet, les outils assignés au financement des CFR seraient retirés de la structure globale, laissant alors une pondération résiduelle des outils de financement différente, tel qu'il a été démontré dans la proposition de Gaz Métro au sujet de la rémunération des CFR (B-0208, Gaz Métro-21, Document 31, page 22) et dans la réponse à la question 18.3 de la demande de renseignements n° 8 de la Régie (B-0427, Gaz Métro-27, Document 1).

Étant donné que Gaz Métro effectue une gestion globale de la structure de financement de ses actifs, elle réitère que le taux moyen du coût en capital est le seul taux de rémunération reflétant le coût de financement réel des besoins en capital de Gaz Métro, lequel est composé à la fois d'équité et de dette à court terme et à long terme.

7. **Référence :** Pièce B-0427, p. 61 et 62.

**Préambule :**

« Lors de la réorganisation corporative de 1991 (approuvée par la Régie dans sa décision D-90-75 rendue le 19 décembre 1990), Gaz Métro inc. (GMI) a transféré à Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro), dont l'appellation était, à l'époque, Société en commandite Gaz Métropolitain, la quasi-totalité de ses actifs en échange de parts de Gaz Métro et de la prise en charge par Gaz Métro de la quasi-totalité de son passif. »

« Gaz Métro a donc établi une structure de financement par laquelle GMI demeurait l'émetteur de dette et Gaz Métro en devenait le garant, GMI ne pouvant fournir toutes les garanties requises puisqu'elle avait transféré la quasi-totalité de ses actifs à Gaz Métro. Donc, depuis cette date, GMI émet la dette et reprête par la suite le même montant à Gaz Métro aux mêmes termes et conditions. Le résultat final est le même que si Gaz Métro émettait directement de la dette garantie par ses actifs.

Cette façon de faire n'a donc aucune conséquence sur l'évaluation du risque du distributeur au Québec (Gaz Métro-daQ). »

**Demande :**

7.1 Veuillez préciser quel était le ratio de la dette consolidé par rapport au capital investi au moment de la réorganisation en 1991, et comment se comparait-il au ratio de la structure de capital présumée. Veuillez déposer les informations datant de 1991 qui ont servi à répondre à la question ainsi que leur référence.

**Réponse :**

Rapport annuel 1991 :

Société en commandite Gaz Métropolitain  
(consolidés, en milliers de \$)

Emprunts CT	7 240 \$
Échéances courantes de la dette à LT	4 600 \$
Dette à long terme	<u>609 519 \$</u>
Total de la dette	621 359 \$
Avoir des associés	<u>532 096 \$</u>
Total du capital investi	1 153 455 \$
<b>Ratio de la dette par rapport au capital investi</b>	<b>53,9 %</b>

Le ratio de la dette par rapport au capital investi de 53,9 %, selon les états financiers consolidés de 1991, est presque équivalent au ratio de dette selon la structure de capital présumée étant donné qu'en 1991, il y avait très peu d'activités autres que celles liées à la distribution de gaz naturel au Québec et que les filiales alors détenues par Société en commandite Gaz Métropolitain n'avaient pas de dette qui leur était propre au bilan consolidé. Les références sont présentées à l'annexe 1.

La structure de capital réglementée était donc reflétée dans les états financiers consolidés de Société en commandite Gaz Métropolitain puisque la dette aux états financiers consolidés était uniquement constituée de la dette de Gaz Métro.

- 8. Références :**
- (i) Pièce B-0427, p. 48;
  - (ii) Décision D-2000-34, R-3426-99, p. 25.

**Préambule :**

(i) « *Lors du dépôt de son dossier tarifaire, Gaz Métro présente sa structure de capital présumée établie d'abord sur une base globale, conformément à la décision D-2000-34 rendue le 29 février 2000 (pages 25 et 26).* »

(ii) « *Quant aux préoccupations de la Régie face à un accroissement du risque financier de l'activité réglementée, SCGM souligne que son objectif est de maintenir la bonne qualité de crédit du distributeur réglementé. De plus, selon SCGM, l'utilisation de la structure de capital autorisé par la Régie au niveau global, c'est-à-dire pour l'ensemble des activités réglementées et non réglementées, constitue la meilleure protection pour la Régie.* »

**Demande :**

- 8.1 Veuillez préciser quelle était le ratio de la dette consolidée par rapport au capital investi au moment où la Régie exprimait ses préoccupations lors de l'étude du dossier tarifaire de 1999 et comment se comparait-il au ratio de la structure de capital présumée. Veuillez déposer les informations datant de 1999 qui ont servi à répondre à la question ainsi que leur référence.

**Réponse :**

Rapport annuel 1999 :

Société en commandite Gaz Métropolitain  
(consolidés, en milliers \$)

Emprunts CT	45 779 \$
Échéances courantes de la dette à LT	11 321 \$
Dette à long terme	<u>1 082 376 \$</u>
Total de la dette	1 139 476 \$
Avoir des associés	<u>796 823 \$</u>
Total du capital investi	1 936 299 \$

**Ratio de la dette par rapport au capital investi 58,9 %**

Le ratio de 58,9 % est différent du ratio de 54 % selon la structure de capital autorisé puisque le montant de dette utilisé pour le calcul du ratio tel qu'il apparaît aux états financiers consolidés de 1999 incluait la dette propre à certaines filiales, tout comme c'est le cas actuellement. Les références sont présentées à l'annexe 2. Tel qu'expliqué à la réponse à la question 18.1 de la demande de renseignements n° 8 de la Régie (B-0427, Gaz Métro-27, Document 1, page 47 et suivantes), Gaz Métro ne garantit pas les dettes de ses filiales et coentreprises. Il n'est donc pas pertinent de comparer le ratio de dette par rapport au capital investi sur une base consolidée au pourcentage de dette autorisé par la Régie selon la structure de capital présumée.

- 9. Références :**
- (i) Pièce B-0427, p. 48;
  - (ii) Pièce B-0427, p. 87, Gaz Métro 27, document 1, annexe 5, p. 3 ;
  - (iii) R-3916-2014, pièce B-0012, p. 3.

**Préambule :**

(i) « Il faut rappeler que contrairement aux états financiers non consolidés, les états financiers consolidés regroupent et considèrent également les outils de financement utilisés par les filiales et coentreprises de Gaz Métro pour financer leurs propres activités et qu'en conséquence, ils ne sont d'aucune utilité pour valider quelle est la structure réelle de financement utilisé par Gaz Métro dans la gestion de ses propres opérations. » [nous soulignons]

(ii) « The stable outlook reflects our expectations, for the next two years, of continued regulatory support in Quebec and Vermont, of some modest synergies from the combination of

Central Vermont Public Service and Green Mountain Power Corp. operations, and that Gaz Metro inc. (GMI) and Gaz Metro L.P. (GMLP; collectively, Gaz Metro) will sustain adjusted funds from operations (AFFO)-to-debt of 13%-23% (consolidated and deconsolidated). We also expect adjusted debt-to-capital to remain below 70%, consistent with the regulatory capital structure and trust indenture limits.

### Upside scenario

An outlook revision to positive or an upgrade is not likely without a demonstrated, long-term commitment to a much stronger balance sheet with stronger cash flow metrics (23% AFFO-to-total debt or better).

### Downside scenario

A downgrade is possible if the company fails to keep consolidated AFFO-to-debt above 16%, which we would expect would be as a result of material nonregulatory debt that finances acquisitions. We believe material changes to the business risk profile resulting in an outlook revision are unlikely, given trust indentures that limit the amount of nonregulatory business contribution to the consolidated entity. Although we don't expect it, any adverse material developments (such as an adverse regulatory decision or additional debt-financed acquisitions) could change our view on the company's business risk and financial risk profiles. »

### Standard & Poor's Base-Case Scenario

Assumptions	Key Metrics			
<ul style="list-style-type: none"> <li>• FFO of C\$530 million-C\$550 million in 2015, with about 70% from Quebec, 20% from Vermont, and the remainder from equity interests in other entities</li> <li>• A cost-of-service methodology for the Quebec gas distribution in 2014, with a return to incentive mechanisms in the future</li> </ul>		2013A	2014E	2015E
	AFFO/debt	15.8	18%-19%	19%-20%
	Debt/EBITDA	5.8	4.0x-5.0x	4.0x-5.0x

AFFO—Adjusted funds from operations. A—Actual.  
E—Estimate.

### (iii) RAPPORTS DES AUDITEURS INDÉPENDANTS (KPMG)

#### « Référentiel comptable et restrictions quant à l'utilisation

*Sans pour autant modifier notre opinion, nous attirons votre attention sur la note 2 afférente aux états financiers non consolidés, qui décrit le référentiel comptable appliqué. Les états financiers non consolidés ont été préparés dans le but d'aider Société en commandite Gaz Métro à se conformer aux exigences réglementaires de la Régie de l'énergie et pour être utilisés par les administrateurs de Société en commandite Gaz Métro et les autorités fiscales canadiennes. En conséquence, il est possible que les états financiers non consolidés ne puissent se prêter à un usage autre. Notre rapport est destiné uniquement à Société en commandite Gaz Métro, à la Régie de l'énergie et aux autorités fiscales canadiennes et ne devrait pas être utilisé par d'autres parties.*  
[nous soulignons]

**Demandes :**

- 9.1 Veuillez confirmer que, nonobstant ce qui est affirmé en référence (i), les états financiers consolidés sont utiles et largement utilisés par les agences de notation dans leur évaluation du risque de Gaz Métro, tel qu'il apparaît au premier paragraphe de la référence (ii). Sinon, veuillez expliquer.

**Réponse :**

Les agences de crédit regardent effectivement les états financiers consolidés pour évaluer le risque de Gaz Métro d'un point de vue économique. Elles évaluent l'ensemble du risque de Gaz Métro et non seulement le risque de l'activité réglementée au Québec.

Toutefois, les états financiers consolidés ne sont d'aucune utilité d'un point de vue réglementaire pour valider la structure de capital de Gaz Métro sur une base indépendante. Pour ce faire, il faut plutôt regarder les états financiers non consolidés de Gaz Métro qui eux, présentent uniquement la dette propre à Gaz Métro et reflète la structure de capital de Gaz Métro-daQ et des ANR, telle qu'approuvée par la Régie.

- 9.2 Veuillez indiquer si Gaz Métro est d'accord avec l'affirmation que la présentation des états financiers consolidés trouve sa justification et son utilité dans le fait que, même si du point de vue juridique, une société mère et les filiales sous son contrôle sont autant de personnes morales distinctes, du point de vue économique, elles ne constituent qu'un seul groupe. Sinon, veuillez commenter.

**Réponse :**

Si on se limite à regarder les états financiers consolidés de Gaz Métro d'un point de vue strictement économique, Gaz Métro n'est pas en désaccord avec l'affirmation de la Régie. Toutefois, d'un point de vue réglementaire, Gaz Métro croit que l'affirmation de la Régie est erronée puisque, comme indiqué en réponse à la question 9.1, les états financiers consolidés ne sont d'aucune utilité d'un point de vue réglementaire pour valider la structure de capital de Gaz Métro sur une base indépendante.

- 9.3 Est-ce qu'un investisseur peut investir tant au niveau de la dette que de l'avoir propre dans les activités de Gaz Métro-daQ uniquement. Si oui, veuillez expliquer. Sinon, veuillez expliquer et justifier comment le marché financier peut faire une distinction entre toutes les activités de Gaz Métro et celles uniquement liées à Gaz Métro-daQ.

**Réponse :**

La dette émise par GMi, et subséquemment re-prêtée aux mêmes conditions à Gaz Métro, sert au financement des actifs de Gaz Métro, soit ceux liés à la distribution au Québec

(Gaz Métro-daQ) et de ceux en lien avec ses placements ANR (filiales et coentreprises). Il n'est pas possible pour un investisseur d'investir uniquement dans les activités de Gaz Métro-daQ puisque Gaz Métro-daQ n'est pas une entité juridique. L'entité juridique est Gaz Métro et les actifs de Gaz Métro incluent, en plus des actifs liés à la daQ, les investissements de Gaz Métro dans ses filiales et coentreprises. Les prêteurs de GMi prêtent donc pour financer uniquement les actifs de Gaz Métro (actifs liés à la daQ et placements ANR) et non ceux de ses filiales et coentreprises. C'est la raison pour laquelle Gaz Métro réitère que les états financiers consolidés de Gaz Métro ne devraient pas être pertinents à regarder d'un point de vue réglementaire étant donné que la dette présentée dans ces états financiers inclut celle émise par les filiales et coentreprise et est sans recours envers Gaz Métro-daQ.

Pour la portion équité, Gaz Métro fait appel à ses investisseurs pour injecter de l'équité dans Gaz Métro (qui inclut la daQ et les placements ANR) afin de notamment financer les investissements dans la daQ, mais également pour financer ses investissements dans ses filiales et coentreprises. L'équité n'est donc pas allouée distinctement à une activité ou à une autre, le tout est regardé globalement. Quant aux filiales et coentreprises de Gaz Métro, celles-ci émettent leurs propres dettes en conformité avec leurs propres structures de capital, approuvées par leurs propres régulateurs, dans le cas des entités réglementées.

- 9.4 À partir de la référence (iii), peut-on conclure que les états financiers non consolidés représentent fidèlement le portait financier et qu'ils peuvent servir aux fins d'évaluation du risque financier et d'affaires des activités de Gaz Métro dans lesquelles il est possible d'investir.

**Réponse :**

Tel que mentionné à la réponse 9.1, les agences de crédit utilisent les états financiers consolidés pour évaluer le risque de Gaz Métro. Dans cette optique, il ne serait pas pertinent d'utiliser les états financiers non consolidés pour ce faire. Toutefois, lorsqu'il s'agit de s'assurer que la structure de capital réelle de Gaz Métro respecte les paramètres fixés par la Régie, il est à-propos d'utiliser les états financiers non consolidés. D'ailleurs, le rapport de l'auditeur indépendant mentionne spécifiquement que les états financiers non consolidés ont été *préparés dans le but d'aider Société en commandite Gaz Métro à se conformer aux exigences réglementaires de la Régie de l'énergie*. Il est aussi pertinent de souligner que les exigences à respecter (« covenants ») selon les actes de fiducie de GMi et de Gaz Métro, lorsque GMi émet de la nouvelle dette, sont établies à partir des états financiers non consolidés de Gaz Métro (donc excluant les dettes des filiales et coentreprises). Les prêteurs regardent donc Gaz Métro sur une base indépendante.

- 9.5 Gaz Métro affirme à la référence (i) que les états financiers consolidés ne sont d'aucune utilité pour valider la structure réelle de financement utilisée par Gaz Métro, veuillez



confirmer que la structure de capital à laquelle fait référence Standard & Poor's au deuxième paragraphe de la référence (ii) est bien la structure de capital consolidée. Veuillez expliquer.

**Réponse :**

Gaz Métro le confirme mais, tel que mentionné aux réponses aux questions 9.1, 9.2 et 9.3, l'analyse de S&P, bien qu'utile d'un point de vue économique, n'est d'aucune utilité à des fins réglementaires.

- 9.6 Veuillez fournir un estimé des flux de trésorerie ajustés liés aux opérations (AFFO), tel que mentionné par Standard & Poor's au deuxième paragraphe de la référence (ii) et calculé au tableau Key Metrics, pour Gaz Métro-daQ. Veuillez fournir le ratio estimé AFFO / dette de Gaz Métro-daQ. Veuillez fournir la source des données utilisées et le détail des calculs.

**Réponse :**

Flux de trésorerie ajustés aux opérations pour l'année financière se terminant le 30 septembre 2014.

Données	Milliers de \$	Source
Bénéfice net réglé	139 189	R-3916-2014, B-0014, Gaz Métro-4, Document 1, page 1 de 3
+ Impôt sur le revenu	31 899	R-3916-2014, B-0014, Gaz Métro-4, Document 1, page 1 de 3
+ Amortissement des immobilisations	96 157	R-3916-2014, B-0014, Gaz Métro-4, Document 1, page 1 de 3
+ Amortissement des frais reportés	46 502	R-3916-2014, B-0014, Gaz Métro-4, Document 1, page 1 de 3
+ Variation des frais reportés reliés au coût de l'énergie	109 638	Rapport annuel de Valener, page 105, R-3916-2014, B-0017, Gaz Métro-4, Document 4
- Frais financiers	-62 681	R-3916-2014, B-015, Gaz Métro-4, Document 2, page 1 de 2
AFFO	360 704	<b>Somme</b>

Données	Milliers de \$	Source
AFFO	360 704	Voir tableau ci-haut
Dette	1 024 986	R-3916-2014, B-0032, Gaz Métro-7, Document 1, page 1 de 2
<b>AFFO / Dette</b>	<b>35 %</b>	<b>Calcul</b>

- 9.7 Veuillez confirmer si Gaz Metro est d'accord avec l'affirmation que, dans l'éventualité où les ratios financiers de Gaz Métro-daQ sont significativement plus favorables que les ratios financiers de Gaz Metro inc., il serait raisonnable de penser que la notation de crédit de Gaz Métro-daQ pourrait être différente de celle de Gaz Métro inc. Sinon veuillez expliquer.

**Réponse :**

Les ratios financiers sont l'une des composantes de l'analyse des agences de notations de crédit afin de déterminer la notation de crédit, mais ce n'est pas la seule. Autant Standard & Poor's que DBRS tiennent compte de différents risques, notamment les risques d'affaires, propres à l'industrie, les risques géopolitiques et opérationnels, afin d'établir la notation de crédit. Gaz Métro ne peut donc pas se prononcer sur ce que serait éventuellement une notation de crédit de Gaz Métro-daQ. Il faut se rappeler que la diversification peut être un élément positif dans l'analyse du risque d'une entité, comme c'est le cas pour les activités au Vermont des filiales de Gaz Métro. Standard and Poor's le mentionne d'ailleurs dans son rapport de décembre 2013 et le réitère en juin et novembre 2014 :

*« We believe that Gaz Metro has an "excellent" business risk profile, reflecting our opinion of the company's monopoly position of its core gas distribution and supportive regulatory environment in Quebec, diversification through its wholly owned subsidiary Green Mountain Power Corp., and the consistency of earnings and credit metrics. Offsetting these factors is our assessment of the low organic growth in Gaz Metro's jurisdictions and a high degree of dependence on industrial natural gas volumes in Quebec, which has a higher degree of variability than residential consumption. »*  
(Gaz Métro souligne)

Par ailleurs, Gaz Métro tient à souligner que la notation de crédit accordée sur les obligations de premières hypothèques par DBRS en 1991, alors que les activités de Gaz Métro étaient presque exclusivement liées à la distribution gazière au Québec, étaient identiques à la notation accordée par DBRS présentement. Gaz Métro souligne que Standard and Poor's ne notait pas Gaz Métro en 1991.

- 9.8 Veuillez confirmer si Gaz Metro est d'accord avec l'affirmation que, dans l'éventualité où la notation de crédit de Gaz Métro-daQ était plus favorable que celle de Gaz Metro inc., il

serait raisonnable de penser que le coût de la dette de Gaz Métro-daQ pourrait être plus faible que celui de Gaz Métro inc. Sinon veuillez expliquer.

**Réponse :**

Le coût de financement (dette et équité) d'un émetteur reflète le sentiment du marché par rapport au risque de l'émetteur au moment de l'émission de l'instrument de financement. La notation de crédit est l'une des composantes de l'analyse que pose le marché sur l'émetteur, mais ce n'est pas la seule. Si Gaz Métro-daQ était une entité indépendante (ce qui est tout à fait hypothétique) et était l'émetteur de dette, elle fournirait ses propres garanties, qui seraient différentes de celles de Gaz Métro inc., aurait sa propre structure de capital, qui serait différente de celle de Gaz Métro inc. et aurait des « *covenants* » qui seraient différents de ceux de Gaz Métro inc. De plus, Gaz Métro inc. demeurerait une entreprise plus diversifiée que Gaz Métro-daQ, notamment au niveau du risque réglementaire.

La notation de crédit n'évolue pas en temps réel contrairement aux conditions des marchés financiers. Cela dit, si la notation de crédit de Gaz Métro-daQ était différente de celle de Gaz Métro inc. et que les deux entités se présentaient simultanément au marché pour émettre un titre de dette du même montant et de même échéance, aux fins générales de l'entreprise, il est raisonnable de penser que le coût de la dette de l'entité ayant la meilleure notation de crédit serait plus faible.

- 9.9 Veuillez confirmer que, tel qu'indiqué au troisième paragraphe de la référence (ii), Standard & Poor's souligne que la dette finançant les acquisitions de Gaz Métro constitue un sujet de veille pouvant amener à une détérioration de la notation de crédit et qu'il fait référence au niveau de dette consolidée. Sinon veuillez expliquer.

**Réponse :**

Gaz Métro note qu'au troisième paragraphe de la référence (ii), Standard & Poor's souligne que tout événement ayant un impact matériel défavorable, comme par exemple une décision réglementaire défavorable ou des acquisitions additionnelles financées par dette, pourrait changer l'opinion de Standard & Poor's sur le profil de risque (financier et intrinsèque) de l'entreprise. En isolant seulement le concept d'acquisitions additionnelles financées par dette, Standard & Poor's fait référence au levier additionnel, consolidé ou non consolidé, que Gaz Métro pourrait, ou non, utiliser dans le cadre d'une acquisition éventuelle.

- 9.10 Veuillez confirmer que les filiales dont il est fait mention à la référence (i) financent leurs propres activités à la fois par dette et par avoir propre. Si oui, veuillez indiquer la proportion de la dette totale sur le capital investi des filiales Northern New England Energy Corporation (NNEEC), Vermont Gas Systems Inc., et de Green Mountain Power Corporation, au 30 septembre 2014. Sinon, veuillez expliquer.

**Réponse :**

Gaz Métro confirme que les filiales mentionnées dans la question financent leurs propres activités à la fois par dette et par avoir propre. Dans le cadre de chacun des rapports annuels de Gaz Métro, les états financiers consolidés de NNEEC sont déposés sous pli confidentiel. Le tableau suivant qui présente les proportions de dette totale sur l'avoir propre fait donc l'objet d'un traitement confidentiel.

En million de \$US	Vermont Gas Systems Inc. (VGS) <sup>(1)</sup>	Green Mountain Power Corporation	
Dette long terme	55	633	
Dette court terme	0	7	
Encaisse	(6)	(30)	
Dette totale	49	610	
Avoir des actionnaires	103	622	
Dette / Capital	32,2 %	49,5 %	

- (1) La structure de capital de VGS ne reflète pas sa structure de capital usuelle, car l'équité pour le projet d'expansion du réseau vers Addison County a déjà été injectée dans VGS et le projet fait face à certains délais.

- 10. Références :**
- (i) Pièce B-0427, p. 48;
  - (ii) R-3916-2014, pièce B-0012, p. 2;
  - (iii) R-3916-2014, pièce B-0031, p. 18;
  - (iv) Rapport annuel de Valener 2014, p. 126.

**Préambule :**

La Régie a préparé le tableau suivant :

Description	Structure du capital au 30 septembre 2014 en M\$									
	Provenant des états financiers				Provenant de la conciliation BV, BT et SC****					
	Consolidé**	En %	Non consolidé***	En %	ANR seulement	En %	Capitalisation réglementée	En %	Activités autres que la daQ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9 (1 moins 7)	10	
Dette à long terme	3 167	69%	1 798	55%	804	58%	1 002	54%	2 165	79%
Avoir des associés *	1 442	31%	1 442	45%	587	42%	854	46%	588	21%
<b>Grand Total</b>	<b>4 609</b>	<b>100%</b>	<b>3 240</b>	<b>100%</b>	<b>1 391</b>	<b>100%</b>	<b>1 856</b>	<b>100%</b>	<b>2 753</b>	<b>100%</b>
*incluent les actions privilégiées dans la structure de capital réglementée					<b>Légende:</b>					
<b>Source</b>					ANR: Activité non réglementée					
**Rapport annuel de Valener, page 126.					BV: Balance de vérification					
***R-3916-2014, pièce B-0012, page 2.					BT: Base de tarification					
****R-3916-2014, pièce B-0031, page 18.					SC: Structure du capital					

(i) « Conformément à cette même décision D-2000-34, Gaz Métro s'assure que la structure de capital présumée (globale) respecte la structure de capital autorisée par la Régie, soit 54 % de dette, 7,5 % d'actions privilégiées et 38,5 % d'avoir des actionnaires ordinaires (le total des deux derniers éléments donnant 46 % d'avoir propre). En d'autres termes, Gaz Métro n'utilise pas plus de levier pour financer ses ANR que ce qui est autorisé pour la daQ. »

**Demandes :**

- 10.1 À partir du tableau produit en préambule, les colonnes 9 et 10 présentent la structure de capital de toutes les activités de Gaz Métro excluant les activités de la daQ. Veuillez confirmer que Gaz Métro finance l'ensemble de ses activités excluant Gaz Métro-daQ avec de la dette à hauteur de 54 % environ. Sinon, veuillez expliquer.

**Réponse :**

Gaz Métro confirme qu'au niveau du dossier tarifaire, en moyenne 13 soldes, le financement de ses placements ANR se fait avec au plus 54 % de dette, tel que l'on peut le constater à la pièce « calcul moyen du coût en capital » déposée annuellement au dossier tarifaire. La colonne 6 du tableau préparé par la Régie présente un ratio de 58 % lequel est calculé à partir des données réelles au 30 septembre 2014, alors que le ratio de 54 % est calculé sur une moyenne 13 soldes.

La colonne 10 du tableau préparé par la Régie regroupe la dette émise par Gaz Métro pour financer ses placements ANR (804 M\$, voir la colonne 5) ainsi que la dette émise par les filiales et coentreprises de Gaz Métro (1 362,6 M\$) pour financer leurs propres activités (dette sans recours à Gaz Métro). Les filiales et coentreprises réglementées se financent selon leur propre structure de capital autorisée par leur régulateur. Les filiales et coentreprises non réglementées peuvent, dans certains cas, utiliser plus de levier comme c'est le cas, par exemple, pour les projets éoliens qui se sont financés à la hauteur de 80 % de dette, un ratio très standard pour cette industrie. Ceux-ci ont émis de la dette sans recours envers Gaz Métro et, selon les normes comptables en vigueur, 50 % de cette dette (soit 332,9 M\$ au 30 septembre 2014) se retrouve dans la dette consolidée des états financiers consolidés de Gaz Métro, d'où la pression à la hausse sur le ratio consolidé de dette par rapport au capital investi de Gaz Métro.

- 10.2 Veuillez confirmer si le ratio de la dette par rapport au capital investi est de 69 % (colonne 2 du tableau) plutôt que de 54 % en raison, principalement, du double levier constitué de la dette des filiales de Gaz Métro pour financer leur propre activité et de la dette émise par Gaz Métro (colonne 6 du tableau) pour financer ses participations dans les capitaux propres de ces filiales et coentreprises. Sinon, veuillez expliquer.

**Réponse :**

Gaz Métro est en désaccord avec l'affirmation de la Régie que c'est « principalement » le double levier qui fait passer le ratio de la dette par rapport au capital investi de 54 % à 69 %.

La différence entre le ratio de la dette par rapport au capital investi de 69 %, calculé par la Régie (au rapport annuel de Valener au 30 septembre 2014 à la page 57, on constate que le ratio est de 68,1 % et non de 69 %), et celui de 54 % s'explique par trois éléments distincts.

Premièrement, et ceci est la raison principale, comme il s'agit d'un ratio consolidé, ce ratio tient compte du niveau de dette de chacune des filiales et coentreprises que Gaz Métro consolide comptablement en tout ou en partie. Ces filiales ou coentreprises peuvent avoir un ratio de dette par rapport au capital investi plus élevé que 54 % (comme c'est le cas pour les projets éoliens), ce qui vient mettre une pression à la hausse sur le ratio consolidé de dette par rapport au capital investi de Gaz Métro, tel qu'expliqué à la réponse 10.1. Gaz Métro réitère que la dette propre aux filiales ou coentreprises n'est pas garantie par Gaz Métro. Deuxièmement, Gaz Métro a également financé une portion de sa participation dans certaines filiales ou coentreprises avec de la dette. Troisièmement, le ratio de 69 % est calculé à partir des données financières au 30 septembre alors que d'un point de vue réglementaire, le ratio de 54 % est calculé sur une moyenne 13 soldes. Cela dit, le ratio de dette par rapport au capital investi non consolidé de Gaz Métro calculé sur une moyenne 13 soldes, qui est celui qui importe d'un point de vue réglementaire, n'excède pas 54 %.

- 11. Références :** (i) Pièce B-0427, p. 50;  
(ii) R-3916-2014, B-0017, p. 127.

**Préambule :**

(i) « Ceci signifie qu'au 30 septembre 2014, Gaz Métro avait 1 805 986 \$ de dette en circulation et que les filiales et coentreprise en avaient 1 361 792 \$, pour un total de 3 167 778 \$. Or, tel qu'explicité aux réponses aux questions 19.4 et 19.5, Gaz Métro ne garantit pas les dettes de ses filiales et de ses coentreprises. » [nous soulignons]

(ii) « Les billets garantis de Série « A » et de Série « B » ont été émis par GMi et sont garantis par Gaz Métro. Le produit de l'émission a simultanément été prêté à Gaz Métro, à des conditions similaires à celles des billets garantis, afin de financer une portion de l'acquisition par NNEEC de la totalité des actions de Central Vermont Public Service (CVPS). »

**Demandes :**

- 11.1 Veuillez compléter la réponse de la référence (i) en confirmant si Gaz Métro garantit les émissions de dette de GMi ou les facilités de crédit de ce dernier, et si GMi finance en partie, directement ou indirectement, les filiales et coentreprises de Gaz Métro. Veuillez expliquer.

**Réponse :**

Gaz Métro n'émet pas de dette directement, c'est GMi qui est le véhicule de financement de Gaz Métro et GMi n'émet aucune autre dette que celle qu'elle reprête simultanément à Gaz Métro aux mêmes conditions. Étant donné que GMi a peu d'actifs depuis qu'elle a transféré la quasi-totalité de ses actifs à Gaz Métro lors de la réorganisation de 1991, ce sont les actifs de GMi ainsi que ceux de Gaz Métro qui garantissent autant la facilité de crédit que les obligations et billets garantis émis par GMi.

Il n'y a aucun financement de GMi, de façon directe ou indirecte, qui est fait aux filiales et coentreprises de Gaz Métro. Tel qu'expliqué précédemment, les filiales et coentreprises de Gaz Métro se financent de façon autonome et ce, sans recours aux actifs de Gaz Métro.

- 11.2 Veuillez expliquer et quantifier le financement d'une portion de l'acquisition de NNEEC par GMi, tel que décrit à la référence (ii).

**Réponse :**

La référence (ii) fait mention de l'acquisition par NNEEC (et non par GMi) des actions de CVPS. Cette acquisition totalisant 520 M\$US a été financée au niveau de Gaz Métro par 50 % de dette et 50 % d'équité. GMi a émis des billets garantis de rang supérieur, d'un montant total de 260 M\$US et l'a simultanément reprêté à Gaz Métro aux mêmes conditions quant au taux d'intérêt et à l'échéance et Gaz Métro a procédé à une émission d'équité auprès de ses deux associés (GMi et Valener) pour un montant équivalent. Cette dette libellée en \$US est allouée en totalité aux ANR. Les coûts ne sont donc pas inclus dans le coût de service de l'activité de distribution au Québec.



**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2016-2019**

**PRÉVISION DE LA DEMANDE**

- 12. Références :**
- (i) Pièce B-0442, p 8;
  - (ii) Pièce B-0442, Tableau 17, page 64;
  - (iii) Pièce B-0442, Tableau 19, page 70;

**Préambule :**

(i) « *Bien qu'entre 2015 (révision budgétaire 5/7) et 2016, première année du plan d'approvisionnement, une baisse de 3,69 % de la demande en gaz naturel est prévue, une augmentation de 22,15 % est ensuite constatée sur l'horizon du plan, entre 2016 et 2019. La baisse des volumes observée entre 2015 et 2016 est principalement attribuable à la baisse de production d'un important client du secteur de la métallurgie. Par contre, Gaz Métro anticipe une hausse des volumes pour les années suivantes à la fois par des ajouts de charge chez des clients existants qui sont stimulés par la position concurrentielle favorable du gaz naturel par rapport aux autres sources d'énergie, ainsi que par l'arrivée de nouveaux clients dont un majeur œuvrant dans le domaine de la liquéfaction du gaz naturel.* »

(ii) Tableau - Livraisons de gaz naturel, marché des grandes entreprises.

(iii) Tableau - Scénario de base des livraisons globales de gaz naturel 2016-2019.

**Demandes :**

- 12.1 Veuillez fournir un tableau présentant les données annuelles ventilées de la croissance de volumes anticipée pour les années 2016 à 2019, en fonction de la catégorie de client et du secteur de marché. Veuillez concilier ces données avec le tableau cité en (iii).

**Réponse :**

Les livraisons prévues aux tarifs D<sub>1</sub> et D<sub>3</sub> (petit et moyen débits), à l'exception de la clientèle grande entreprise, sont estimées à l'aide d'un modèle paramétrique qui ne permet pas la décomposition par client des livraisons prévues. La prévision des livraisons pour la clientèle petit et moyen débits n'est pas ventilée par catégorie de clients ni par secteur de marché, mais est plutôt établie par tarifs. Cependant, comme présenté au tableau suivant, il est possible de segmenter la clientèle grande entreprise qui consomme aux tarifs D<sub>1</sub> et D<sub>3</sub>.

DESCRIPTION		SECTEUR	2016	2017	2018	2019
Part de la consommation totale aux tarifs petit et moyen débits (D1 et D3) provenant des clients Grande Entreprise (GE)			7,9%	8,2%	8,1%	8,0%
<b>Taux de croissance - Petit et moyen débits (total)</b>			<b>0,7%</b>	<b>0,5%</b>	<b>0,5%</b>	<b>0,7%</b>
<b>Taux de croissance des GE consommant aux tarifs petit et moyen débits</b>			<b>4,0%</b>	<b>-0,6%</b>	<b>-0,6%</b>	<b>-0,7%</b>
Taux de croissance par secteur des clients Grande Entreprise qui consomment aux tarifs D1 et D3	Aliments et boissons		22,9%	-0,6%	-0,8%	0,0%
	Aluminium		-2,6%	-0,5%	0,0%	0,0%
	Chimie/Pétrochimie		33,5%	-0,3%	0,0%	0,0%
	Construction		-17,9%	-5,4%	0,0%	0,0%
	Institutionnel		-0,9%	-0,4%	-3,1%	-2,1%
	Manufacturier		4,6%	-0,5%	0,1%	-0,2%
	Métallurgie		-15,4%	-0,5%	8,8%	0,0%
	Pâtes et Papier		1,7%	-0,7%	0,0%	-0,2%
	Production électrique		-11,1%	-1,0%	0,0%	0,0%

DESCRIPTION		SECTEUR	2016	2017	2018	2019
<b>Taux de croissance - Grande entreprise - Continu &amp; Interruptible</b>			<b>-7,7%</b>	<b>10,3%</b>	<b>16,1%</b>	<b>11,3%</b>
<b>Service continu</b>						
Grande entreprise	Total		<b>-8,3%</b>	<b>13,0%</b>	<b>18,5%</b>	<b>12,7%</b>
	Aliments et boissons		-2,0%	-0,3%	0,1%	0,5%
	Aluminium		-1,3%	-0,3%	0,0%	0,0%
	Carburant		-	538,8%	32,3%	18,2%
	Chimie/Pétrochimie		5,4%	-1,3%	5,0%	0,4%
	Construction		-0,7%	-0,3%	0,0%	0,0%
	Institutionnel		0,3%	-0,5%	0,0%	0,0%
	Manufacturier		11,8%	119,7%	186,4%	56,7%
	Métallurgie		-36,2%	21,9%	0,5%	-0,2%
	Pâtes et Papier		1,8%	-0,4%	0,0%	0,0%
	Production électrique		7,5%	-0,3%	0,0%	0,0%
<b>Service interruptible</b>			<b>-4,1%</b>	<b>-5,4%</b>	<b>-0,5%</b>	<b>0,1%</b>
Contrat régulier			-5,5%	-7,0%	-0,5%	0,1%
	Aliments et boissons		-8,4%	-0,3%	0,0%	0,0%
	Aluminium		-7,4%	-0,6%	0,0%	0,0%
	Carburant		-12,3%	-100,0%	-	-
	Chimie/Pétrochimie		-7,8%	-0,5%	0,0%	0,0%
	Construction		-8,3%	-0,1%	0,0%	0,0%
	Institutionnel		-6,9%	-0,5%	0,6%	0,2%
	Manufacturier		8,3%	12,4%	-5,1%	0,0%
	Métallurgie		15,2%	-1,2%	0,0%	0,0%
	Pâtes et Papier		-3,2%	0,1%	0,0%	0,0%
	Production électrique		-	138,9%	0,0%	0,0%
Contrat gaz d'appoint	Manufacturier		343,3%	74,2%	0,0%	0,0%

- 12.2 Veuillez considérer le scénario des fluctuations des productions anticipées pour 2016 et 2017 ou des nouvelles ventes prévues mentionnés aux références (ii) et (iii) et expliquer comment les ajustements seront appliqués par Gaz Métro dans sa prévision de la demande

**Réponse :**

Considérant le courriel de la Régie daté du 25 juin 2015 (A-0100), Gaz Métro comprend que la présente question devait se lire comme suit : « *Veillez considérer le scénario d'un retard des fluctuations des productions anticipées pour 2016 et 2017 ou des nouvelles ventes prévues mentionnés aux références (ii) et (iii) et expliquer comment les ajustements seront appliqués par Gaz Métro dans sa prévision de la demande.* »

À cet égard, comme les prévisions de la clientèle grande entreprise sont réalisées client par client, le traitement d'information nouvelle concernant des changements dans le calendrier de production ou dans l'établissement de nouvelles ventes est réalisable. Les conseillers grande entreprise entretiennent une relation étroite avec leurs clients et sont au fait des variations de consommation de leur clientèle, des changements dans les données contractuelles ou dans la date de mise en gaz de nouveaux clients. Les conseillers grandes entreprises relaient l'information relative aux prévisions de consommation des clients aux responsables de l'établissement de la prévision de la demande de façon à mettre à jour les différents exercices budgétaires et prévisionnels.

13. **Référence :** Pièce B-0442, p 65.

**Préambule :**

« *La baisse de volume au tarif D4 de  $211,8 \cdot 10^6 \text{m}^3$  est essentiellement attribuable à la fermeture appréhendée d'une partie de la chaîne de production d'un client du secteur de la métallurgie. Cette baisse de production explique à elle seule une réduction de  $272,3 \cdot 10^6 \text{m}^3$ .*

[...]

*Le client de la métallurgie ayant réduit sa production en 2016 anticipe une reprise partielle de ses activités. Cette reprise implique une croissance de volume de  $102,4 \cdot 10^6 \text{m}^3$ .*»

**Demandes :**

- 13.1 Veuillez confirmer si le client du secteur de la métallurgie détient une OMA auprès de Gaz Métro. Si oui, comment est-elle prise en compte dans les prévisions?

**Réponse :**

Au moment d'établir la prévision des volumes pour le client du secteur de la métallurgie, le contrat avec le client se terminait le 31 août 2015. Ainsi, le client ne détenait pas d'OMA au service de transport auprès de Gaz Métro après cette date.

VENTES DE GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ AU CLIENT GM GNL

- 14. Références :** (i) Pièce B-0442, p.66;  
(ii) Pièce B-0442, p.84.

**Préambule :**

(i) « Une croissance des volumes livrés au client GM GNL est également anticipée. Ces volumes ne seront plus consommés au service interruptible à partir de 2017 et passeront complètement au service continu, engendrant une hausse des volumes au tarif D4 et une baisse au tarif D5. »

(ii) « Dans l'évaluation de ses besoins d'approvisionnement, Gaz Métro a considéré les approvisionnements rendus disponibles à partir du 1er novembre 2016 par les outils alternatifs soit, l'interruption de la liquéfaction du client GM GNL comme outil de pointe et la refonte du service interruptible. À cet effet, les besoins ont été réduits de 660 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (25 000 GJ/jour). »

**Demande :**

14.1 Veuillez confirmer si l'option « interruption du client GM GNL comme outil d'approvisionnement » demeurera pour Gaz Métro un outil pour répondre à ses besoins à la pointe. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Gaz Métro confirme. L'interruption de la liquéfaction du client GM GNL sera le dernier outil d'approvisionnement dans la grille d'ordonnancement. Il sera donc sollicité après la vaporisation à l'usine LSR pour répondre à la demande de pointe.

- 15. Références :** (i) Pièce B-0442, Annexe 6, p. 1;  
(ii) Pièce B-0436, Annexe 1, p. 1.

**Préambule :**

- (i) Plan d'approvisionnement 2016-2019, Ventes GNL, ligne 8.  
(ii) Plan d'approvisionnement 2016-2019, Comparaison avec et sans réservation à l'usine LSR pour le client GM GNL, lignes 7 et 30.

**Demande :**

- 15.1 Veuillez expliquer précisément le processus que Gaz Métro mettra en place pour assurer les opérations et afin de minimiser l'effritement de l'usine LSR dans le scénario où il y a réservation à l'usine LSR pour le client GM GNL. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Considérant les ventes de GNL projetées au plan d'approvisionnement, des capacités d'entreposage à réserver à l'usine LSR ont été identifiées par GM GNL, venant réduire la capacité d'entreposage à l'usine LSR disponible pour la clientèle réglementée (daQ).

L'effritement de l'usine LSR est un constat qui résulte de la demande de la clientèle et des approvisionnements disponibles pour y répondre. Cet effritement est constaté plus spécifiquement en hiver froid ou extrême. L'effritement sera minimisé si les approvisionnements précédant l'utilisation de l'usine LSR sont disponibles.

Dans l'établissement de son plan d'approvisionnement, Gaz Métro s'assure de détenir les outils pour répondre à la demande continue en journée de pointe et à l'hiver extrême (soit l'hiver le plus froid des 30 dernières années).

Afin de sécuriser les approvisionnements en hiver extrême, Gaz Métro effectue une évaluation des besoins d'approvisionnement pour couvrir la demande totale projetée pour un tel hiver. Dans cette analyse, la capacité d'entreposage disponible à la daQ, donc réduite de la capacité réservée par GM GNL, est prise en compte et son effritement peut alors être constaté.

Par exemple, à la colonne 3 du tableau 4 de la pièce B-0436, Gaz Métro-103, Document 2, les besoins pour répondre aux besoins de l'hiver extrême sont évalués à 32 680 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour pour l'année 2015-2016. Ce niveau d'approvisionnement permettrait donc de répondre à la demande totale projetée pour l'hiver extrême en utilisant la presque totalité de l'inventaire disponible à la daQ à l'usine LSR. Or, Gaz Métro détient des approvisionnements de 32 853 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour pour l'année 2015-2016 (ligne 51 du document à la référence (i)). Ayant plus d'approvisionnement que la quantité requise pour répondre à l'hiver extrême, Gaz Métro sera alors en mesure de minimiser l'effritement de l'usine LSR.

16. **Référence :** Pièce B-0442, p. 89.

**Préambule :**

*« Pour l'année 2016, Gaz Métro procédera par appel d'offres pour les achats contractés d'avance à Dawn ou à Empress. Elle sélectionnera les fournisseurs en fonction des critères suivants : la*

*prime demandée, la notation de crédit et l'expérience passée. Gaz Métro s'assure également de maintenir une diversité de fournisseurs.*

[...]

*Pour effectuer, le cas échéant, les transactions d'achats en bloc à Dawn ou à Empress en cours d'année, Gaz Métro procédera par invitation. Les mêmes critères de sélection seront appliqués pour choisir un fournisseur. Des achats sur la base « spot » seront également effectués. »*

**Demandes :**

- 16.1 Veuillez préciser quels sont les encadrements mis en place par Gaz Métro afin d'assurer le maintien d'une diversité de fournisseurs dans la sélection de ces derniers pour les achats contractés d'avance à Dawn ou à Empress. Le cas échéant, veuillez fournir les détails.

**Réponse :**

Dans le cadre d'un appel d'offres, Gaz Métro approche tous les fournisseurs avec lesquels elle a transigé au cours des 12 derniers mois. Elle peut également approcher des fournisseurs avec lesquels elle a établi de nouveaux contacts ou qui ont récemment démontré un intérêt à vendre du gaz naturel à Gaz Métro. Elle détient avec tous ces fournisseurs des contrats GasEDI ou NAESB. Ainsi, pour le prochain appel d'offres près de 25 fournisseurs seront invités à y participer.

Par la suite, le choix des fournisseurs est fonction des prix soumissionnés, favorisant les plus bas soumissionnaires. Néanmoins, Gaz Métro vise tout de même une diversité des fournisseurs. Elle n'effectuera pas la totalité de ses achats auprès d'un seul fournisseur, même si ces prix sont les plus bas. Par exemple, lors de l'appel d'offres pour l'année financière 2014-2015, 29 transactions d'achat de gaz naturel ont été effectuées auprès de 10 fournisseurs différents amenant ainsi une diversité d'approvisionnement.

- 16.2 Veuillez indiquer comment Gaz Métro se prémunit contre le risque de défaut ou de liquidité auprès de ses fournisseurs.

**Réponse :**

À la base, les fournisseurs qui transigent avec Gaz Métro doivent conclure des contrats maîtres « Gas EDI » ou « NAESB » qui contiennent des clauses standards dans l'industrie protégeant les droits Gaz Métro en cas de défaut d'un fournisseur. Également, avant de conclure de telles ententes, Gaz Métro effectue des vérifications de crédit de ces éventuels fournisseurs et exigent des garanties financières de la part des fournisseurs avec lesquels elle fait affaires. Ces garanties financières peuvent être utilisées en cas de défaut du fournisseur, que ce soit pour cause de solvabilité de celui-ci ou de liquidité du marché, afin de compenser les sommes que devrait déboursier Gaz Métro afin d'acheter du gaz naturel d'une autre contrepartie.

Veillez vous référer à la section 9.3 de la pièce B-0442, Gaz Métro-103, Document 1 où Gaz Métro décrit les actions qui seraient applicables dans l'éventualité où un fournisseur ferait défaut de livrer le gaz qu'il s'est engagé à livrer.



OPTIMISATION DES OUTILS D'APPROVISIONNEMENT

- 17. Références :** (i) Dossier R-3837-2013, Décision D-2014-077, p.113-114;  
(ii) Pièce B-0442, p.121.

**Préambule :**

- (i) Dans la décision D-2014-077, la Régie mentionnait ce qui suit :

*« [483] Les transactions de prêt d'espace ont soulevé plusieurs questions : justification, impact sur les opérations du Distributeur, etc.*

*[484] La Régie constate que Gaz Métro est prête à s'abstenir de faire d'autres transactions de prêt d'espace tant que la Régie n'aura pas approuvé une nouvelle approche découlant d'une éventuelle proposition du Distributeur sur la question.*

*[485] Par conséquent, la Régie exclut, jusqu'à l'approbation de cette éventuelle approche, les transactions de prêt d'espace des transactions financières. »*

- (ii) *« Considérant le fait que la Régie a rendu la décision D-2015-012 relative aux capacités d'entreposage, qui avait pour effet de clore les suivis sur l'entreposage d'Union Gas, et que le statu quo est maintenu, Gaz Métro demande à la Régie de l'autoriser à effectuer à nouveau des transactions de prêt d'espace avec les tierces parties, pour 2016 et les années subséquentes. Ces transactions permettraient ainsi de générer des revenus qui viendraient réduire les coûts d'équilibrage de l'ensemble de la clientèle. »*

**Demandes :**

- 17.1 Veuillez élaborer davantage la proposition formulée en préambule (ii) par Gaz Métro.

**Réponse :**

Comme mentionné à la page 120 (lignes 1 à 4) de la pièce B-0442, Gaz Métro-103, Document 1, les transactions financières visent à générer des revenus d'optimisation réduisant ainsi les coûts de transport ou d'équilibrage, selon le type de transaction. Ces transactions sont effectuées lorsque des opportunités se présentent et qu'elles gardent opérationnellement indemne la clientèle de Gaz Métro.

Les transactions de prêts d'espace répondent au critère de base – garder opérationnellement indemne la clientèle de Gaz Métro – car elles sont considérées seulement à partir du moment où Gaz Métro crée un espace vide au site d'entreposage d'Union Gas par ses retraits de gaz naturel.

Lorsque Gaz Métro juge qu'elle n'utilisera pas cet espace vide, c'est-à-dire que l'espace va demeurer vide jusqu'au printemps, elle peut alors « prêter » cet espace à des tierces parties, leur permettant d'entreposer temporairement leur gaz naturel. La transaction se complète si la tierce partie juge qu'il y a une opportunité d'optimisation, c'est-à-dire qu'il y a un

avantage financier à entreposer le gaz à un moment donné et à le retirer, par exemple, le mois suivant.

Le gaz entreposé par les tierces parties sera retiré dans les mois suivants de façon à permettre à Gaz Métro de passer en mode d'injection en été afin de remplir ses inventaires avant la fin de l'année financière. Là encore, Gaz Métro est gardé opérationnellement indemne.

Les contrats de prêts d'espace sont établis de façon à ce que les injections et les retraits par les tierces parties soient effectués à la discrétion de Gaz Métro, lui permettant ainsi de s'assurer qu'elle est tenue opérationnellement indemne.

Gaz Métro n'encourt pas de risque financier sur ces transactions et peut recevoir un revenu si la transaction a généré un gain positif. Ces revenus viennent réduire les coûts d'équilibrage de la clientèle.

- 17.2 Veuillez expliquer en quoi la proposition de Gaz Métro relative aux transactions de prêt d'espace répond aux préoccupations de la Régie évoquées à la décision D-2014-077.

**Réponse :**

La proposition de Gaz Métro constitue une suite logique aux décisions rendues par la Régie quant à la preuve déposée au dossier R-3837-2013 relative à la gestion de l'inventaire (retrait/injection) au site d'entreposage d'Union Gas<sup>6</sup>, ainsi que de celle de la phase 2 du présent dossier relative aux capacités d'entreposage à détenir<sup>7</sup>.

Ces preuves visant à répondre aux préoccupations de la Régie ont été disposées par la Régie dans les décisions D-2014-077 et D-2015-012. Dès lors, Gaz Métro soumet respectueusement qu'il ne devrait plus subsister d'obstacle aux transactions de prêt d'espace. C'est pourquoi elle demande donc à la Régie, par l'intermédiaire de la proposition, de l'autoriser à effectuer à nouveau des transactions de prêt d'espace permettant la génération de revenus d'optimisation qui viennent directement en réduction des coûts d'équilibrage.

---

<sup>6</sup> R-3837-2013, B-0193, Gaz Métro-2, Document 16.

<sup>7</sup> R-3879-2014, B-0234, Gaz Métro-7, Document 3.

- 18. Références :**
- (i) Pièce B-0442, p.100;
  - (ii) Dossier R-3837-2013, pièce B-0224, réponse 10.2;
  - (iii) Pièce B-0442, Annexe 3.

**Préambule :**

(i) « D'autre part, les capacités de transport M12 entre Dawn et Parkway contractées auprès d'Union Gas avec une date de mise au service au 1er novembre 2015, soit 6 803 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (257 784 GJ/jour), seront rendues disponibles à cette date. Toutefois, ces capacités ne pourront être utilisées étant donné que TCPL ne sera pas en mesure de rendre disponible les capacités entre Parkway et GMIT-EDA. Malgré les demandes de Gaz Métro à ce sujet, Union Gas a refusé de délier Gaz Métro de ses obligations contractuelles contenues au contrat de transport débutant le 1er novembre 2015. La Régie notera également qu'au moment de la signature des « Precedent Agreement » avec Union Gas, Gaz Métro a tenté de faire inclure une clause qui aurait fait en sorte que tout délai dans la mise au service des capacités de TCPL aurait eu pour effet de retarder l'entrée en vigueur du contrat de transport avec Union Gas. Toutefois, Union Gas a refusé d'inclure une telle clause. Ces capacités seront donc facturées dès leur mise au service, malgré le fait que TCPL, de son côté, n'aura pas complété les travaux sur l'autre partie du tronçon. » [nous soulignons]

(ii) « La date de début du contrat de transport peut être décalée en raison d'un retard dans la mise en service des installations d'Union Gas. Le contrat est silencieux sur les cas de non-disponibilité de la capacité de transport en aval. Si la nouvelle capacité de transport avec TCPL devait subir un retard, Gaz Métro devrait entamer des négociations avec Union Gas pour retarder la mise en service du contrat de transport entre Dawn et Parkway. »

(iii) Tableau - Contrats d'approvisionnement existant de transport

**Demandes :**

18.1 Veuillez indiquer si Gaz Métro entrevoit reprendre des négociations avec Union Gas dans l'éventualité où TCPL ne serait pas en mesure de rendre disponibles les capacités entre Parkway et GMIT-EDA au cours des prochaines années dans l'optique de minimiser les coûts échoués.

**Réponse :**

Lors des appels d'offres, les deux transporteurs TCPL et Union Gas font coïncider les dates projetées de mise en service des capacités de transport sur le tronçon Dawn-Parkway alimenté par Union Gas et le tronçon Parkway-GMIT alimenté par TCPL.

Les « Precedent Agreement » ainsi que les contrats avec les deux transporteurs ne comportent pas de clauses de libération des obligations contractuelles pour le retard de la date de mise en service des capacités de transport de l'autre.

Gaz Métro se préoccupe des coûts échoués dans l'éventualité où l'un des transporteurs ne serait pas en mesure de rendre disponibles les capacités de transport au même moment que les capacités rendues disponibles par l'autre transporteur.

Comme annoncé dans la réponse 10.2 de la pièce demande de renseignements n° 2 de la Régie, à la pièce B-0224, Gaz Métro-2, Document 7 du dossier R-3837-2013, Gaz Métro a entrepris des négociations avec Union Gas, avant la signature du « Precedent Agreement », afin de faire inclure une clause qui aurait fait en sorte que tout délai dans la mise au service des capacités de TCPL aurait eu pour effet de retarder l'entrée en vigueur du contrat de transport avec Union Gas. Ces négociations n'ont toutefois pas été fructueuses. Union Gas a fait valoir qu'elle devait s'assurer de récupérer les coûts du projet d'investissement pour l'extension de la capacité entre Dawn et Parkway ayant déjà été encourus.

Dans le cadre de ses discussions avec Union Gas alors que Gaz Métro lui demandait de la libérer de ses obligations contractuelles, Union Gas a réitéré qu'elle n'accepterait pas d'inclure dans un futur « Precedent Agreement » une clause qui suspendrait le contrat de transport M12 advenant que les capacités de transport de TCPL ne soient pas mises en service en temps utile. Toutefois, Union Gas s'est engagée à proposer à son régulateur un « Allowance for Funds Used During Construction », tel qu'il appert de la lettre déposée à l'annexe 3. Il s'agit d'un type de CFR qui fait en sorte qu'Union Gas ne serait pas pénalisée par un retard dans la mise en service des capacités de TCPL.

Gaz Métro rappelle que malgré le fait que des coûts échoués peuvent être constatés à court terme dans le cas où les mises en service des capacités contractées auprès de deux transporteurs ne soient pas coïncidentes, cette option de combiner M12 et SH-Parkway GMIT, considérant les tarifs actuels, présente tout de même un avantage économique à long terme comparativement à l'option SH-Dawn-GMIT.

- 18.2 Veuillez déposer et expliquer la stratégie que Gaz Métro prévoit déployer afin d'optimiser l'approvisionnement en transport en fonction du contrat de capacité de transport M12 de 6 803 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (257 784 GJ/jour) non-utilisé et des capacités nécessaires afin de répondre aux besoins établis dans son plan d'approvisionnement 2016-2019?

**Réponse :**

Actuellement, Gaz Métro dispose de toutes les capacités de transport entre Dawn et Parkway (7 522 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)<sup>8</sup> pour compléter le tronçon Parkway – GMIT EDA (7 421 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)<sup>9</sup>. À l'entrée en vigueur des capacités de transport Dawn-Parkway de 6 803 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour prévues au 1<sup>er</sup> novembre 2015, Gaz Métro disposera d'un surplus de

---

<sup>8</sup> B-0442, Gaz Métro-103, Document 1, annexe 3, page 2, ligne 43.

<sup>9</sup> B-0442, Gaz Métro-103, Document 1, annexe 3, page 1, ligne 23 + ligne 30.

capacités entre Dawn et Parkway tant que les capacités de transport entre Parkway et GMIT ne seront pas mises en vigueur par TCPL.

Dans l'attente de l'entrée en vigueur des capacités Parkway-GMIT, Gaz Métro tentera de réaliser des transactions d'optimisation (ventes de transport M12) afin de mitiger les coûts échoués. Advenant qu'il soit possible de concrétiser ce type de transactions, Gaz Métro en réaliserait probablement sur une base mensuelle, à moins d'une indication formelle de TCPL de la date de mise en service des capacités de transport entre Parkway et GMIT.

Il est à noter qu'aucune transaction d'optimisation n'a été projetée dans le Plan d'approvisionnement 2015-2016. En effet, au moment de sa préparation, les contrats avec Union Gas n'étaient pas encore finalisés – ils ne le sont d'ailleurs toujours pas – et Gaz Métro n'avait pas et n'a toujours pas reçu de confirmation formelle de la part d'Union Gas que les capacités de transport M12 seront disponibles au 1<sup>er</sup> novembre 2015. Gaz Métro ne pouvait donc pas prévoir une vente de capacité de transport M12 possiblement excédentaire qu'elle ne détenait pas.

- 18.3 En référence à (iii), veuillez confirmer si les contrats de transport M12 effectifs au 1<sup>er</sup> novembre 2016 et 2017 (en notes L à O à la colonne 11) risquent de lier Gaz Métro à ses obligations contractuelles et de générer des coûts échoués dans l'éventualité où TCPL n'est pas en mesure de rendre disponible les capacités entre Parkway et GMIT-EDA à cette date. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Gaz Métro confirme que les « Precedent Agreement » convenus pour les capacités de transport M12 effectifs au 1<sup>er</sup> novembre 2016 et 2017 (en notes L à O à la colonne 11) lient Gaz Métro à ses obligations contractuelles. Tant que Union Gas refuse d'inclure une clause aux « Precedent Agreement » et aux contrats de transport M12 permettant la libération de Gaz Métro de ses obligations contractuelles dans l'éventualité où TCPL n'est pas en mesure de rendre disponibles les capacités entre Parkway et GMIT-EDA, Gaz Métro confirme qu'un risque de génération de coûts échoués est possible. Gaz Métro soumet qu'une telle situation est hors de son contrôle. Comme mentionné précédemment, Union Gas s'est toutefois engagée à demander à son régulateur l'autorisation de créer un « Allowance for Funds Used During Construction » qui mitigerait le risque de coûts échoués.

**19. Référence :** Pièce B-0042, p.88.

**Préambule :**

« Pour l'année 2017, des approvisionnements excédentaires sont observés. Si ces excédents demeurent lors de la cause tarifaire 2017, des ventes sur le marché secondaire seront alors envisagées. »

**Demande :**

19.1 Veuillez élaborer sur la stratégie que Gaz Métro prévoit appliquer dans l'éventualité où les excédents sont constatés lors de la cause tarifaire 2017 et que des ventes sur le marché secondaire sont envisagées.

**Réponse :**

Si, dans le cadre de la Cause tarifaire 2017, des excédents de capacité étaient constatés lors de l'élaboration du plan d'approvisionnement de l'année 2017, ceux-ci seraient identifiés comme vente de capacité de transport *a priori*. Gaz Métro intégrerait alors une estimation des revenus reliés à cette vente de transport qui seraient appliqués en réduction des coûts de transport. Pour établir le prix de vente, Gaz Métro demanderait des cotations sur le marché secondaire auprès de trois fournisseurs et utiliserait la moyenne de ces prix comme projection.

La vente de transport serait concrétisée à la suite de la révision des prévisions de demande, avant le début de l'année financière, afin d'éviter de vendre des capacités de transport qui seraient finalement requises pour répondre à la demande de la clientèle. Les actions prises par Gaz Métro seraient présentées lors de l'examen du rapport annuel de l'année financière 2016-2017.

**20. Références :** (i) Pièce B-0442, p.111 et 112;  
(ii) Pièce B-0442, Annexe 13.

**Préambule :**

- (i) Pour la période du 1er novembre 2015 au 31 octobre 2016, Gaz Métro prévoit contracter des capacités de transport de :
- 406 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour entre Empress et GMIT EDA de décembre 2015 à mars 2016 en transport par échange sur le marché secondaire; et
  - 475 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour entre Empress et GMIT EDA de novembre 2015 à octobre 2016 en transport par échange sur le marché secondaire.

(ii) Stratégie alternative et analyse de rentabilité, Année 2016

**Demandes :**

20.1 Veuillez confirmer ce que représente la rubrique « Autre », indiquée à la ligne 7 de l'annexe 13.

**Réponse :**

La rubrique « Autre » représente la somme des volumes de gaz naturel projetés en gaz perdu, du gaz naturel utilisé par la compagnie dans ses installations, du gaz requis aux fins d'injection dans les sites d'entreposage et du gaz de compression requis pour transporter le gaz sur les différents pipelines.

20.2 Veuillez expliquer et fournir les détails qui justifient l'écart de coûts de 2 118 k\$ en « Achat de gaz – transport et équilibrage » selon les deux stratégies proposées.

**Réponse :**

Le calcul de l'écart de coût s'est fait entre les deux scénarios suivants :

1. Achat de capacité de transport par échange entre Empress et GMIT EDA de 406 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour du 1<sup>er</sup> décembre 2015 au 31 mars 2016 et de 475 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour du 1<sup>er</sup> novembre 2015 au 31 octobre 2016 (structure retenue au plan d'approvisionnement 2016);
2. Achat de capacité de transport par échange entre Empress et GMIT EDA de 881 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour du 1<sup>er</sup> décembre 2015 au 31 mars 2016.

Sous le scénario 1, les capacités de transport par échange contractées de novembre à septembre requièrent l'achat de gaz naturel à Empress.

Sous le scénario 2, étant donné que le transport par échange n'est contracté que de décembre à mars, des achats plus importants à Dawn, principalement en été, sont requis (ligne 19 de l'annexe 13 de la pièce B-0442, Gaz Métro-103, Document 1).

Considérant la méthode de fonctionnalisation des achats de fourniture, puisque la même quantité de gaz naturel est achetée, mais que c'est le point d'achat qui varie, l'impact sur les coûts est reflété à la ligne 32 de l'annexe 13 « Achats de gaz – transport et équilibrage ».

Le détail du calcul est présenté dans les tableaux ci-dessous. Les tableaux présentent les coûts globaux et la dernière colonne présente ceux du transport et de l'équilibrage après fonctionnalisation des achats à Dawn (ligne 32 de l'annexe 13).

**Scénario 1: Achats LH année & hiver**

	Volume (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Fourniture (¢/m <sup>3</sup> )	Compression (¢/m <sup>3</sup> )	Transport annuel (¢/m <sup>3</sup> )	Équilibrage (¢/m <sup>3</sup> )	Coût global (000 \$)	Coût Transport & Équilibrage (000 \$)
Achats à Dawn							
Hiver	1 017	12,124	0,481	2,315	0,124	15 304 765	24 815
Été	280	12,124	0,481	2,315	0,124	4 209 364	6 825
Achats dans le territoire							
Été	0,317		0,356	7,438		2 468	24
Total							31 664

**Scénario 2: Achats LH hiver seulement**

	Volume (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Fourniture (¢/m <sup>3</sup> )	Compression (¢/m <sup>3</sup> )	Transport annuel (¢/m <sup>3</sup> )	Équilibrage (¢/m <sup>3</sup> )	Coût global (000 \$)	Coût Transport & Équilibrage (000 \$)
Achats à Dawn							
Hiver	1 032	12,077	0,458	2,315	0,099	15 433 550	24 923
Été	366	12,077	0,458	2,315	0,099	5 471 357	8 835
Achats dans territoire							
Été	0,317		0,356	7,438		2 468	24
Total							33 782

**Différence** **2 118**

**MÉTHODE D'ÉVALUATION DE LA DEMANDE CONTINUE EN JOURNÉE DE POINTE**

- 21. Références :** (i) Pièce B-0444, p.15;  
(ii) Pièce B-0444, Tableau 10.

**Préambule :**

(i) « L'analyse de sensibilité présentée ci-dessus confirme que la demande en journée de pointe est très peu sensible au changement de l'année de référence. L'application du facteur d'ajustement permet, en effet, de neutraliser l'incidence sur la demande de pointe d'une régression sur les volumes d'un hiver froid ou d'un hiver chaud en plus de neutraliser l'effet clientèle entre l'année de référence et l'année témoin. Cette analyse de sensibilité confirme alors qu'il demeure pertinent de considérer la dernière année de référence disponible au moment de produire le plan d'approvisionnement car celle-ci assure une meilleure représentativité de la composition de la clientèle de l'année témoin. »

**Demande :**

- 21.1 Considérant que l'analyse de la sensibilité a confirmé que la demande en journée de pointe est très peu sensible au changement de l'année de référence, veuillez justifier la pertinence



de l'utilisation de l'année la plus rapprochée plutôt que de se baser sur les conditions climatiques pour déterminer l'année de référence.

**Réponse :**

Pour établir la régression qui permet d'évaluer la demande continue en journée de pointe, Gaz Métro utilise les conditions climatiques et les consommations des clients. Au moment de produire le plan d'approvisionnement de l'année n, l'historique de consommation de la dernière année disponible est celui de l'année n-2. L'utilisation de l'année de référence n-2 assure une meilleure représentativité de la composition de la clientèle de l'année témoin n, même si un facteur d'ajustement est requis pour refléter la demande de l'année témoin.

Advenant que l'année de référence soit identifiée selon des conditions climatiques et que celle-ci soit éloignée de l'année témoin, un important mouvement de clientèle (perte ou ajout) aurait pu se produire. Un important décrochage entre les volumes projetés selon la régression et les volumes projetés à l'année témoin pourrait alors être observé. Dans une telle situation, un facteur d'ajustement plus grand (ou plus petit) serait requis.

Par exemple, si l'année 2012-2013 devait être retenue comme année de référence, il y aurait deux ans d'écart pour l'année témoin 2015, mais cet écart augmenterait d'un an à chaque nouvelle cause tarifaire. Pour l'année témoin 2019-2020, le facteur d'ajustement représenterait une variation de demande couvrant une période de sept ans. Selon Gaz Métro, la cohorte 2012-2013 serait moins représentative que la cohorte 2017-2018, cette dernière étant plus rapprochée de l'année témoin 2019-2020 pour établir la demande en journée de pointe.

La dernière année disponible constitue la meilleure information disponible. D'ailleurs la Régie a autorisé Gaz Métro à l'utiliser comme année de référence dans sa décision D-2014-201 où elle stipulait :

*« [67] La Régie accepte que la régression du modèle d'évaluation de la demande de la journée de pointe porte sur les volumes historiques du dernier hiver disponible. Le Distributeur peut ainsi utiliser la meilleure information disponible au moment du dépôt de sa demande tarifaire... »*

**22. Référence :** Pièce B-0444, p.9;

**Préambule :**

*« Le volume de pointe étant plus élevé en 2012-2013, cette année présente les plus bas CU (A/P=37 % et H/P=56 %). Selon Gaz Métro, ces CU sont les plus représentatifs du profil de consommation de la clientèle visée car ils sont basés sur le volume de pointe observé lors de conditions climatiques froides se produisant un jour de semaine. Ces CU ne reflètent toutefois pas les CU*

« purs » évalués en fonction du volume de pointe qui aurait été observé si les conditions climatiques de la journée de pointe du 15 janvier 2004 s'étaient concrétisées. »

**Demandes :**

22.1 Veuillez présenter les CU des clients grandes entreprises et petit/moyen débits pour les années 2013-2014 et 2014-2015.

**Réponse :**

Le tableau suivant présente les CU (A/P et H/P)<sup>10</sup> des clients grandes entreprises et petit/moyen débits visés par les régressions pour les années 2013-2014 et 2014-2015. L'année 2014-2015 n'étant pas terminée, le paramètre A ne peut être calculé alors, seuls les CU = H/P sont présentés.

	2013-2014	2014-2015
<b>Tous les clients</b>		
1 CU = A / P	42%	-
2 CU <sub>hiver</sub> = H / P	66%	66%
<b>Clients grandes entreprises (VGE)</b>		
3 CU = A / P	68%	-
4 CU <sub>hiver</sub> = H / P	79%	84%
<b>Clients petit/moyen débits (PMD)</b>		
5 CU = A / P	38%	-
6 CU <sub>hiver</sub> = H / P	64%	63%

22.2 Veuillez expliquer la différence entre ce que Gaz Métro définit comme CU et CU « pur » dans la citation en préambule (i). Veuillez élaborer et le cas échéant, fournir une illustration chiffrée à l'appui.

**Réponse :**

Le CU est calculé par le quotient des paramètres A et P (A/P). Le CU d'hiver est calculé par le quotient des paramètres H et P (H/P).

<sup>10</sup> A = volume moyen annuel

H = volume moyen de la période d'hiver (novembre à mars)

P = volume de pointe.

Les CU de l'année 2012-2013 sont calculés à partir des paramètres A, H et P basés sur les volumes consommés durant l'année.

Les CU « purs » sont des CU (A/P) en fonction du volume de pointe qui aurait été observé si les conditions climatiques de la journée de pointe du 15 janvier 2004 (la journée la plus froide des 30 dernières années) s'étaient concrétisées :  $DJ_t$  : 36,78,  $DJ_{t-1}$  : 39,66 et  $DJ_t \times V_t$  : 1 257,08. Lorsque les conditions climatiques de la journée de pointe ne se sont pas réalisées au cours de l'année analysée, le CU « pur » est alors un concept théorique et ne peut donc pas être calculé précisément.

Les CU de l'année 2012-2013 sont les plus bas des CU des trois années analysées, car le volume maximal de cette année est le plus élevé (25 438  $10^3\text{m}^3$ ). Ce volume maximal a été observé la journée du 23 janvier 2013 dont les conditions climatiques sont :  $DJ_t$  : 36,6,  $DJ_{t-1}$  : 34,6 et  $DJ_t \times V_t$  : 758,5.

Les conditions climatiques de la journée de pointe du 15 janvier 2004 étant plus froides, le volume de pointe qui aurait été observé sous ces conditions aurait été supérieur au volume maximal observé le 23 janvier 2013. Les CU « purs » auraient alors été inférieurs aux CU de l'année 2012-2013.

Le tableau suivant présente un exemple chiffré de l'estimation, selon les paramètres de la régression 2012-2013, du volume de pointe qui aurait été observé si les conditions climatiques du 15 janvier 2004 s'étaient concrétisées et du CU « pur ».

Année 2012-2013		Pointe réelle Journée du 2013-01-23		Pointe estimée et calcul du CU "pur" Conditions climatiques du 2004-01-15			
Paramètres de régression		Paramètres réels	Volume réel de pointe $10^3\text{m}^3/\text{jour}$	Paramètres réels	Variation des paramètres	Ajustement volume pointe $10^3\text{m}^3/\text{jour}$	Volume estimé de pointe $10^3\text{m}^3/\text{jour}$
(1)		(2)	(3)	(4)	(5) = (4) - (2)	(6) = (1) x (5)	(7) = (3) + (6)
1	$DJ_t$ ( $10^3\text{m}^3/\text{DJ}$ )	347,46	36,6	36,8	0,14		
2	$DJ_{t-1}$ ( $10^3\text{m}^3/\text{DJ}$ )	102,76	34,6	39,7	5,03		
3	$DJ_t \times V_t$ ( $10^3\text{m}^3/\text{DJxkm/h}$ )	2,13	758,5	1 257,1	498,59		
4	Volume de pointe (P)		25 438			1 624	27 062
5	Volume moyen annuel (A) *		9 322			4	9 326
6	CU = A/P		37%				34%

\* : L'ajustement du volume moyen annuel pour le calcul du "CU pur" est calculé comme suit :  $4 = 1\ 624 / 365$  jours

FLEXIBILITÉ OPÉRATIONNELLE

- 23. Références :** (i) Pièce B-0443, p.32;  
(ii) Dossier R-3837-2013, pièce B-0224, réponse 3.3.

**Préambule :**

(i) « *Gaz Métro propose que le coût spécifique de flexibilité opérationnelle reliée au service STS soit égal à la surcharge de 25 % du tarif STS sur les volumes STS utilisés, si une telle surcharge est facturée.* »

(ii) « *L'entente de principe conclue entre TransCanada et les distributeurs prévoit la mise en place d'un service de transport ferme amélioré qui bénéficierait des huit fenêtres de nominations présentement réservées au service STS. Ce service amélioré devrait permettre de répondre aux besoins de flexibilité opérationnelle suite au déplacement vers Dawn. Cette flexibilité accrue impliquerait une prime de 10 % sur le tarif du service de transport standard.* » [nous soulignons]

**Demande :**

- 23.1 Veuillez concilier la proposition en préambule (i) de Gaz Métro à l'égard du coût spécifique de flexibilité opérationnelle reliée au service STS avec la réponse indiquée en (ii). Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Les deux extraits mentionnés en préambule ne concernent pas les mêmes services.

Le préambule (i) est relatif au service actuel de STS. Gaz Métro propose que le coût de la flexibilité opérationnelle relié à ce service soit égal à la surcharge de 25 % du tarif STS, telle que prévue au tarif de TCPL, lorsque celle-ci est effectivement facturée. La surcharge de 25 % est applicable sur les capacités utilisées si le compte volumétrique « Storage Balance » est inférieur à 0. Cette particularité est décrite à la section 1.3.1 de la pièce en référence (i).

Le préambule (ii) est relatif au nouveau service FTSH-EMB qui est décrit à la page 20 (lignes 15 et suivantes) et la page 21 de la pièce B-0443, Gaz Métro-103, Document 3. Ce service offre six fenêtres additionnelles de nomination comparativement au service FTSH régulier et, à cet effet, une surcharge de 10 % est intégrée par rapport au tarif de FTSH et s'applique sur l'entièreté des capacités contractées, utilisées ou non. Si Gaz Métro contractait ce service dans le futur, le coût de flexibilité opérationnelle serait alors égal à la surcharge de 10 %.

Les surcharges de 25 % au STS et 10 % au SH-EMB sont fixées dans les tarifs de TCPL.

- 24. Références :** (i) Pièce B-0443, p.32;  
(ii) Pièce B-0443, p.10.

**Préambule :**

(i) « Comme expliqué à la section 1.1, le service FTI est une modalité incluse au contrat FTLH qui permet à Gaz Métro de diriger le gaz naturel d'Empress vers Parkway principalement l'été sur la base d'un service ferme à la première nomination. Il est toutefois conditionnel à détenir des capacités de transport STS et de la capacité d'entreposage à Dawn.

*D'un point de vue tarifaire, aucune surcharge n'est facturée à Gaz Métro pour avoir le droit d'utiliser les modalités de FTI.*

*Par exemple, si un client de Gaz Métro détient un contrat de transport FTLH entre Empress et EDA auprès de TCPL, mais ne détient pas de capacité de transport STS ni de capacité d'entreposage à Dawn, il ne peut alors se prévaloir des modalités de FTI. Pourtant ce client paie le même prix que Gaz Métro.*

*Ainsi, pour le moment, aucun coût de flexibilité opérationnelle ne serait considéré pour ce service. »*

(ii) « Le service FTI (Firm Transportation Injection) est une modalité contractuelle incluse au contrat FTLH qui permet à Gaz Métro de diriger le gaz naturel d'Empress vers Parkway pour être transporté par la suite vers Dawn – en utilisant les capacités de transport CI d'Union Gas – plutôt que d'être livré à GMIT. Il s'agit d'un service ferme à l'année (à la première nomination), mais qui est principalement utilisé l'été. La possibilité d'utiliser le FTI est liée au fait de détenir un contrat de STS. »

**Demandes :**

- 24.1 Veuillez confirmer si le service FTI est une modalité conditionnelle à détenir des capacités de transport STS et de la capacité d'entreposage à Dawn. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Gaz Métro le confirme.

Le service FTLH, la modalité de FTI incluse au contrat FTLH et le service STS peuvent être interprétés comme une combinaison tripartite. La modalité FTI est liée au fait de détenir un service STS. Le service STS est conditionnel à détenir un service FTLH et des capacités d'entreposage.

Le concept initial de ces services consistait à permettre au distributeur :

1. l'été : de transporter le gaz naturel acheté à Empress, en partie vers son territoire (par le FTLH) et en partie vers le site d'entreposage (par le FTI) à Dawn (d'où la condition d'avoir un contrat d'entreposage); et
2. l'hiver : de transporter son gaz naturel acheté à Empress, en totalité vers son territoire (par le FTLH) et de retirer le gaz naturel de son site d'entreposage (d'où la condition d'avoir un contrat d'entreposage) et de le transporter vers son territoire (par le contrat STS).

Cette combinaison d'utilisation des services FTLH (incluant le FTI) et de STS demeure valide aujourd'hui, même si la structure d'approvisionnement intègre d'autres types de services qui relient Dawn et le territoire de Gaz Métro.

- 24.2 Veuillez préciser et élaborer sur la comparaison que Gaz Métro indique au sujet « *si un client de Gaz Métro détient un contrat de transport FTLH entre Empress et EDA auprès de TCPL, mais ne détient pas de capacité de transport STS ni de capacité d'entreposage à Dawn, il ne peut alors se prévaloir des modalités de FTI. Pourtant ce client paie le même prix que Gaz Métro.* » et l'affirmation citée en (ii) « *La possibilité d'utiliser le FTI est liée au fait de détenir un contrat de STS.* »

**Réponse :**

À la réponse à la question 24.1, Gaz Métro décrit l'interaction entre les services FTLH (incluant le FTI) et STS et la condition additionnelle de détenir des capacités d'entreposage à Dawn.

Les clients qui détiennent des capacités de transport FTLH vers le territoire de Gaz Métro ont choisi d'utiliser le service d'équilibrage de Gaz Métro. Ils n'ont pas de capacité d'entreposage ni de capacité de transport STS pour acheminer le gaz vers le territoire de Gaz Métro en hiver. Ils ne peuvent alors se prévaloir de la modalité de FTI pour diriger le gaz vers le site d'entreposage en été.

Malgré cette impossibilité d'utiliser la modalité FTI du service FTLH, ces clients paient le même tarif FTLH que Gaz Métro. À partir de ce constat, Gaz Métro utilise comme prémisse de base qu'il n'y a pas de surcharge, en fonction des tarifs actuels de TCPL, pour la flexibilité opérationnelle rendue disponible par la modalité FTI.

- 25. Référence :**
- (i) Pièce B-0443, p. 36;
  - (ii) Dossier R-3831-2012, pièce B-0037, p. 1;
  - (iii) Dossier R-3782-2011, pièce B-0028, p. 1.

**Préambule :**

(i) « À la section 1.2, Gaz Métro a mentionné que si elle n'était pas en mesure de moduler ses approvisionnements pour répondre à la demande quotidienne, elle pourrait se retrouver en situation de déséquilibre volumétrique face à TCPL et encourir potentiellement des pénalités selon le niveau de variation quotidienne ou cumulative découlant des modalités tarifaires du « Limited Balancing Agreement » (LBA).

*Ces coûts sont directement reliés à la flexibilité opérationnelle, résultant de l'impossibilité de moduler ultimement les approvisionnements. À la cause tarifaire, aucune projection de ces coûts n'est établie. Les « pénalités sur service ferme » sont intégrées au rapport annuel pour refléter les coûts réels encourus durant l'année financière.* » [nous soulignons]

**Demandes :**

25.1 Veuillez confirmer que les « pénalités sur service ferme » soumises par Gaz Métro au cours des 5 dernières années se limitent aux montants mentionnés aux références (ii) et (iii).

**Réponse :**

Gaz Métro confirme. Les pénalités sur service ferme facturées par TCPL se limitent aux montants indiqués aux Rapports annuels 2011 et 2012. Pour les années financières 2010, 2013 et 2014, aucune pénalité n'a été facturée.

25.2 Le cas échéant, veuillez fournir les dates où il y aurait eu d'autres pénalités, les détails et les montants que Gaz Métro a dû défrayer au cours des 5 dernières années au dossier de fermeture.

**Réponse :**

Non applicable.

**26. Référence :** Pièce B-0443, p. 38.

**Préambule :**

*« Actuellement, ces coûts de flexibilité opérationnelle étant intégrés dans les coûts propres à chaque type d’approvisionnement, ils sont implicitement fonctionnalisés au service de transport et d’équilibrage selon la fonctionnalisation de chaque outil. Par exemple, les coûts relatifs aux capacités de transport C1 sont actuellement fonctionnalisés au service d’équilibrage; les coûts de flexibilité opérationnelle sont donc entièrement imputés à ce service et facturés selon les profils de consommation des clients. »*

**Demandes :**

26.1 Veuillez présenter comment sont actuellement fonctionnalisés les coûts relatifs à la flexibilité opérationnelle, soit au service de transport ou au service d’équilibrage, pour chacun des services FTI, STS, M12 et C1.

**Réponse :**

Les coûts de flexibilité opérationnelle identifiés à la pièce B-0443, Gaz Métro-103, Document 3, étant actuellement inclus dans les coûts totaux de chacun des outils, ils sont donc fonctionnalisés au service de transport et d’équilibrage selon la fonctionnalisation applicable à chaque outil.

FTI : Cette modalité est sous-jacente au service FTLH qui est fonctionnalisé en totalité au service de transport;

STS : Coûts entièrement fonctionnalisés au service d’équilibrage;

M12 : Les capacités de 7 522 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> existantes au 1<sup>er</sup> octobre 2015, reliant Dawn et Parkway, viennent compléter le tronçon entre Parkway et le territoire de Gaz Métro. Le tronçon Parkway-GMIT est desservi par deux types de contrat, 1 715 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de FTSH (Parkway-EDA) et 5 705 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de STS. Ainsi, une répartition des coûts du M12 est effectuée au prorata des capacités FTSH Parkway-EDA (23,1 %) et STS (76,9 %). Par la suite, les coûts du M12 reliés à chaque type de contrat de TCPL sont fonctionnalisés selon la fonctionnalisation du contrat de TCPL. En fonction de la répartition à la Cause tarifaire 2016, la fonctionnalisation des coûts de M12 serait la suivante :

Coûts M12 reliés au FTSH Parkway-EDA, soit 23,1 % des coûts totaux M12 :  
75,6 % au service de transport  
24,4 % au service d’équilibrage

Coûts M12 reliés au STS, soit 76,9 % des coûts totaux M12 :  
100 % au service d’équilibrage



Il est à noter que les coûts reliés aux capacités additionnelles M12 qui prendront effet le 1<sup>er</sup> novembre 2015 (6 803 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) ont été fonctionnalisés en totalité au service de transport. Veuillez vous référer à la pièce B-0442, Gaz Métro-103, Document 1, section 8.2.4 pour un complément d'information.

C1 : Coûts entièrement fonctionnalisés au service d'équilibrage.

26.2 Veuillez considérer le scénario du déplacement complet de la structure d'approvisionnement vers Dawn et élaborer en quoi la fonctionnalisation des coûts relatifs à la flexibilité opérationnelle pourrait être modifiée.

**Réponse :**

À la section 1.4 de la pièce B-0443, Gaz Métro-103, Document 3 (page 38, ligne 14 à 20), Gaz Métro a mentionné que le traitement tarifaire spécifique aux coûts de flexibilité opérationnelle, c'est-à-dire la détermination du service et la méthodologie d'application, sera analysé dans le cadre du dossier R-3867-2013 portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire. Conséquemment, Gaz Métro ne peut, dans le cadre du présent dossier, répondre à la question telle que formulée.

**27. Références :** (i) Pièce B-0489;  
(ii) Pièce B-0109.

**Préambule :**

(i) Coûts annuel de l'entreposage souterrain et du transport STS pour la période de 12 mois se terminant le 30 septembre 2016

(ii) Coûts annuel de l'entreposage souterrain et du transport STS pour la période de 12 mois se terminant le 30 septembre 2015

**Demande :**

27.1 Veuillez expliquer les variations importantes à la hausse des coûts pour la période se terminant au 30 septembre 2016 des services STS- Dawn/Parkway/Franchise, SH – Dawn/Franchise et SH – Dawn/Parkway/Franchise relativement à celles de la période se terminant au 30 septembre 2015.

**Réponse :**

De façon générale, la différence de coûts s'explique par la croissance des taux de TCPL. Les taux effectifs au 1<sup>er</sup> juillet 2013 ont servi de base d'évaluation de la pièce B-0109, Gaz Métro-12, Document 7 de la Cause tarifaire 2015 alors qu'à l'élaboration de la pièce B-0489, Gaz Métro-109, Document 10 de la Cause tarifaire 2016, les taux intérimaires de TCPL, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2015, était connus.

Il est à noter que la pièce B-0109 était une pièce provisoire. La pièce finale pour la Cause tarifaire 2015 est la B-0313, Gaz Métro-21, Document 10. Elle a été révisée le 15 décembre 2014 pour refléter les tarifs intérimaires de TCPL applicables au 1<sup>er</sup> janvier 2015.

De façon plus détaillée, voici les explications pour chacun des éléments en fonction des pièces B-0489 (Cause tarifaire 2016) et B-0313 (Cause tarifaire 2015).

**SH-Dawn/Franchise :**

Les variations des coûts pour SH-Dawn/Franchise s'expliquent par la hausse des taux de TCPL à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2015. En effet, pour la Cause tarifaire 2016, il y a 12 mois aux nouveaux taux comparativement à 9 mois pour la Cause tarifaire 2015. Il s'agit uniquement d'un effet prix, car les volumes contractés sont identiques.

**STS-Dawn/Parkway/Franchise et SH-Dawn/Parkway/Franchise :**

La variation des coûts pour STS-Dawn/Parkway/Franchise et SH-Dawn/Parkway/Franchise s'explique aussi par la hausse des taux de TCPL au 1<sup>er</sup> janvier 2015. Il s'agit uniquement d'un effet prix, car les volumes contractés sont identiques.

L'estimation de ces coûts pour la Cause tarifaire 2015 se détaille comme suit :

- Les coûts accumulés durant les six derniers mois de l'exercice financier 2014, soit du 1<sup>er</sup> avril au 30 septembre 2014 aux taux de TCPL de 2014; et
- Les coûts projetés pour les six premiers mois de la Cause tarifaire 2015: les coûts du 1<sup>er</sup> octobre au 31 décembre 2014 aux taux de TCPL de 2014 (en vigueur avant la hausse du 1<sup>er</sup> janvier 2015) et les coûts du 1<sup>er</sup> janvier au 31 mars 2015 aux taux de TCPL en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2015.

L'estimation de ces coûts pour la Cause tarifaire 2016 se détaille comme suit :

- Les coûts projetés pour les six derniers mois de l'exercice financier 2015 combinés aux coûts projetés pour les six premiers mois de la Cause tarifaire 2016 évalués aux taux de TCPL en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2015.

**FAITS SAILLANTS**

- 28. Références :** (i) Pièce B-0305, p. 1;  
(ii) Pièces B-0441, p. 9 et B-0417, p. 8.

**Préambule :**

- (i) Pour l'année 2015, Gaz Métro prévoit un montant de 6,0 M\$ pour la redevance au Fonds vert, soit une baisse de 19,3 M\$ comparativement au montant de 25,4 M\$ prévu au dossier tarifaire 2014.
- (ii) Le tableau suivant est établi selon les pièces citées en référence.

<b>Ajustement sur les tarifs en distribution</b>	<b>2014-2015</b>		<b>2015-2016</b>	
	<i>(M\$)</i>	%	<i>(M\$)</i>	%
Trop-perçu de 2014 à remettre en 2016			(22,4)	-4,0%
Compte d'écart d'application tardive	(15,7)	-2,6%	(10,9)	-2,0%
Hausse des dépenses d'exploitation	9,1	1,5%		
Amortissement des immobilisations			9,2	1,7%
Hausse de 0,6 % à 0,67 % du taux de gaz perdu	3,2	0,5%		
(Hausse) diminution des revenus générés par la (hausse) baisse des volumes de consommation	(18,6)	-3,1%	12,2	2,2%
Autres	(2,0)	-0,3%	(2,0)	-0,4%
<b>TOTAL</b>	<b>(24,0)</b>	<b>-4,0%</b>	<b>(13,9)</b>	<b>-2,5%</b>

**Demandes :**

- 28.1 Veuillez présenter distinctement l'ajustement sur les tarifs en distribution 2015 relié à la diminution de 19,3 M\$ de la redevance au Fonds vert, au tableau de la référence (ii).

**Réponse :**

<b>Ajustement sur les tarifs de distribution</b>	<b>2014-2015</b>	
	M\$	%
Trop perçu de 2014 à remettre en 2016		
Compte d'écart d'application tardive	(15,7) \$	-2,6%
Hausse des dépenses d'exploitation	9,1 \$	1,5%
Amortissements des immobilisations		
Hausse de 0,6 % à 0,67 % du taux du gaz perdu	3,2 \$	0,5%
(Hausse) diminution des revenus générés par la (hausse) baisse des volumes de consommation	(18,6) \$	-3,1%
Redevance au Fonds Vert	(19,3) \$	-3,3%
Autres "ajustés"	17,3 \$	3,0%
<b>TOTAL</b>	<b>(24,0) \$</b>	<b>-4,0%</b>

28.2 Pour chaque année tarifaire, veuillez identifier les éléments les plus significatifs de la ligne Autres.

**Réponse :**

<b>Ajustement sur les tarifs de distribution</b>	<b>2014-2015</b>		<b>2015-2016</b>	
	M\$	%	M\$	%
<b>Autres:</b>				
Redevance au Fonds vert	(19,3) \$	-3,3%	(6,0) \$	-1,1%
Baisse des revenus Fonds vert	15,4 \$	2,6%		
Amortissements des immobilisations	3,8 \$	0,6%		
Rendement sur la base de tarification			(5,4) \$	-1,0%
Impôt sur le revenu			4,4 \$	0,8%
Dépenses d'exploitation			3,8 \$	0,7%
<b>TOTAL</b>	<b>(0,1) \$</b>	<b>-0,1%</b>	<b>(3,2) \$</b>	<b>-0,6%</b>

**BASE DE TARIFICATION**

- 29. Références :**
- (i) Pièce B-0383, p. 23.
  - (ii) Pièce B-0427, p. 65 et 66;
  - (iii) Dossier R-3916-2014, pièce B-0147, p. 14.

**Préambule :**

(iii) « Dans la mesure où Québec Lithium s'est mise sous la protection de la Loi et que l'issue de la situation est encore inconnue et incertaine, Gaz Métro a jugé bon de conserver le montant facturé de 5,9 M\$ dans sa base de tarification. Gaz Métro effectuera un suivi auprès de la Régie au moment opportun. » [nous soulignons]

(iv) « Le 5 mai 2015, le prêteur intérimaire Hale Capital Partners L.P., lequel avait octroyé un prêt aux Requérants au terme de l'ordonnance initiale rendue par la Cour supérieure en octobre 2014, a présenté une requête en nomination de séquestre en vertu de l'article 243 de la Loi sur la faillite et l'insolvabilité en raison du défaut des Requérants de rembourser le prêt selon les termes convenus. Cette requête a été accueillie par la Cour supérieure le 8 mai 2015. Le séquestre, Duff & Phelps Canada Restructuring inc., a désormais possession de tous les actifs, présents et futurs, des Requérants. Le jugement accueillant la nomination du séquestre prévoit notamment que ce dernier a tous les pouvoirs nécessaires afin de procéder à la vente ou à la disposition des actifs des Requérants dans le cours normal de leurs affaires. »

(v) « Au cours du mois d'octobre 2014, à la suite d'événements postérieurs à la date du bilan, soit le communiqué de RB Energy précisant que Québec Lithium n'avait pas été en mesure d'obtenir les fonds requis pour maintenir ses opérations courantes, et à la suite de sa mise sous la protection de la Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies, Gaz Métro s'est de nouveau questionnée sur la valeur des immobilisations comptabilisées dans ses livres au 30 septembre 2014. Un test de dépréciation d'actifs à long terme devait être réalisé, en vertu du paragraphe .09 du chapitre 3063 du Manuel de CPA Canada (Manuel). À ce moment, Gaz Métro ne pouvait déterminer quelle serait la valeur recouvrable de l'immobilisation puisqu'il était difficile de conclure sur l'issue de la situation de Québec Lithium. De plus, dans le cas où le projet Québec Lithium serait complètement abandonné, l'éventualité que d'autres clients soient intéressés à utiliser ces investissements ne pouvait être exclue. Étant donné l'issue inconnue et incertaine de la situation de Québec Lithium, Gaz Métro était d'avis qu'il n'y avait pas de dépréciation de la valeur de l'actif à comptabiliser aux états financiers du 30 septembre 2014. »

**Demandes :**

- 29.1 Veuillez présenter le ou les montants inclus à la base de tarification pour l'année 2015 et l'année 2016, pour le projet de La Corne, selon la moyenne des 13 soldes.

**Réponse :**

Les montants du projet La Corne inclus dans la base de tarification, lorsque mesurés selon la moyenne des 13 soldes, sont de 5 132 515 \$ pour l'année 2015 et de 6 363 904 \$ pour l'année 2016.

- 29.2 Veuillez présenter l'impact sur le revenu requis relié au projet de La Corne, pour chacune des années 2015 et 2016.

**Réponse :**

Voici l'impact sur le revenu requis relié au projet de La Corne, pour chacune des années 2015 et 2016 :

Revenu requis - Distribution	
<u>2015</u>	<u>2016</u>

Revenu requis - Projet La Corne

(615 024) \$

(594 707) \$

- 29.3 Veuillez indiquer si un nouveau test de dépréciation d'actifs à long terme, selon la référence (iii) a été ou sera réalisé afin de tenir compte des récents développements de la référence (ii). Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Aucun test de dépréciation d'actifs à long terme n'a été réalisé à la suite des récents développements de la référence (ii), puisque ceux-ci ne permettent pas à Gaz Métro de déterminer quelle serait la valeur recouvrable de l'immobilisation. Bien que le séquestre Duff & Phelps Canada Restructuring inc. puisse maintenant procéder à la vente ou à la disposition des actifs des Requérants dans le cours normal de leurs affaires, l'issue de la situation pour Gaz Métro demeure inconnue et incertaine. De plus, comme mentionné à la référence (iii), dans le cas où le projet Québec Lithium serait complètement abandonné, l'éventualité que d'autres clients soient intéressés à utiliser ces investissements ne peut être exclue.

Gaz Métro effectuera un nouveau test de dépréciation d'actifs à long terme lorsque de nouveaux éléments d'informations rendront l'issue de la situation connue et certaine, plus précisément lorsqu'il sera possible d'évaluer la valeur recouvrable de l'immobilisation.

- 29.4 Compte tenu des récents développements selon la référence (ii), veuillez élaborer sur les impacts pour le dossier tarifaire 2015 et 2016.

**Réponse :**

Les récents développements de la référence (ii) n'ont pas d'impacts additionnels sur les dossiers tarifaires 2015 et 2016. Ainsi, comme présenté à la réponse à la question 29.2, l'impact prévu de ce projet sur le revenu requis de l'année 2015 est de -615 024 \$ et de -594 707 \$ pour l'année 2016.

En ce qui concerne la contribution facturée de 2 818 400 \$, mais non payée par Québec Lithium, Gaz Métro s'appuie sur le même raisonnement que celui présenté à la réponse à la question 7.4 de la demande de renseignements n° 1, du dossier R-3916-2014, pièce B-0147, Gaz Métro-57, Document 1, page 15. Étant donné l'incertitude en cause au niveau des montants qui pourraient être recouverts, aucune provision pour mauvaise créances ou radiation de la créance ne sont prévues dans les dossiers tarifaires 2015 et 2016. Ainsi, avec l'information connue à ce jour, il n'est pas possible d'estimer le montant irrécouvrable.

**SPEDE – PROJECTIONS DE PRIX DES DROITS D'ÉMISSION**

**30. Référence :** Pièce B-0452, Annexe, p. 6 et 7.

**Préambule :**

Le tableau de la page 6 donne le détail des projections d'émissions pour la période 2013-2020.

La figure 1 de la page 7 illustre l'évolution de la différence entre le plafond d'émissions et les prévisions d'émissions pour la période 2013-2020.

**Demandes :**

30.1 Veuillez préciser la signification des lettres Act pour l'année 2013.

**Réponse d'ÉcoRessources :**

Il s'agit d'un raccourci pour le mot anglais « Actual ». Cela signifie que les chiffres pour l'année 2013 sont des chiffres réels et non projetés.

30.2 Veuillez présenter le détail des plafonds d'émission pour la période 2013-2020.

**Réponse d'ÉcoRessources :**

Le détail des plafonds d'émissions pour la période 2013-2020 est présenté dans le tableau suivant. À noter que les plafonds d'allocations sont les plafonds nets (obtenus pour le Québec en retranchant la réserve du ministre). Les chiffres fournis pour les crédits compensatoires sont des prévisions et non des plafonds.

	Québec		Californie		Total	
	Allocations	Crédits comp.	Allocations	Crédits comp.	Allocations	Crédits comp.
2013	23	0	160	7,3	183	7,3
2014	23	0	157	5,2	180	5,2
2015	63	0,2	378	8,4	440	8,6
2016	61	0,7	366	3,0	427	3,6
2017	59	0,7	355	3,0	413	3,6
2018	55	0,7	332	3,0	387	3,6
2019	53	0,7	321	3,0	374	3,6
2020	51	0,7	310	3,0	361	3,6



**PGÉE 2016-2018**

**PROGRAMME PE123 COMBO À CONDENSATION**

- 31. Références :** (i) Pièce B-0506, p. 15 et 44;  
(ii) Pièce B-0506, p. 45.

**Préambule :**

(i) À la page 15 de la pièce B-0506, le Distributeur annonce que le programme PE123 fait partie des évaluations des programmes du PGÉE pour 2015-2016.

Au tableau de la page 44, Gaz Métro indique que la base de référence de ce programme est un système combo conventionnel installé avec un chauffe-eau à accumulation d'efficacité égale à 58 %. Il est également indiqué que le surcoût (coût incrémental) de cette mesure est de 992 \$.

(ii) « L'évaluation du projet pilote est prévue au cours de l'année 2015-2016, expliquant la croissance des coûts du programme par rapport à la cause tarifaire précédente. »

**Demandes :**

31.1 Veuillez préciser si le coût incrémental compare le système combo par rapport au système de référence, installation et conduit d'évacuation des gaz de combustion compris.

**Réponse :**

Le coût incrémental du programme PE123 provient de la comparaison du coût d'un système combo à condensation avec celui d'un système combo de référence, tel que décrit dans la fiche du programme. Ceci prend pour hypothèse que les coûts liés à l'installation et aux conduits d'évacuation sont similaires pour les deux systèmes. Cette hypothèse a été faite lors de la conception du programme et considère que le marché visé par ce programme est la nouvelle construction résidentielle.

31.2 Veuillez expliquer quel coût incrémental est considéré pour les conduits d'évacuation selon qu'il s'agit d'un remplacement de système dans une maison existante ou d'une construction neuve et en tenant compte des exigences réglementaires liées à la température des gaz de combustion.

**Réponse :**

Puisque le cas-type du programme est basé sur une construction neuve, Gaz Métro considère un coût incrémental de 0 \$ pour les conduits d'évacuation.

- 31.3 Veuillez préciser si l'évaluation du programme PE123 prévue en 2015-2016, fournira des informations sur les systèmes de chauffage et de production d'eau chaude qui auraient été installés à la place des systèmes combos en l'absence du programme, y compris ceux fonctionnant à l'électricité.

**Réponse :**

L'évaluation du programme PE123 est prévue pour l'année 2015-2016. Le Plan d'évaluation du programme PE123 n'est pas encore complété, mais l'évaluation de la base de référence du programme, soit les systèmes qui auraient été installés en l'absence du programme, fait partie du mandat de l'évaluation.

Toutefois, il n'est pas prévu d'inclure les systèmes électriques dans l'évaluation de la base de référence, seuls les systèmes au gaz naturel sont inclus.

**PROGRAMME PE103 THERMOSTAT ÉLECTRONIQUE PROGRAMMABLE**

**32. Référence :** Pièce B-0506, p. 31-32.

**Préambule :**

« Les deux dernières évaluations du programme PE103 Thermostats électroniques programmables du PGEÉ mettent en évidence un effet d'effritement important des économies prévues par la mesure, dû en partie à la mauvaise programmation ou à la non-programmation des thermostats.

*Pour pallier cet effritement, Gaz Métro propose la mise en place de certaines initiatives qui devraient réduire cet effet sur les économies. Mis à part une sensibilisation accrue aux impacts positifs d'une programmation adéquate des thermostats électroniques programmables, l'offre de Gaz Métro intégrera les thermostats intelligents, de type Nest ou Ecobee, au sein d'un nouveau volet au programme PE103. » [nous soulignons]*

**Demande :**

32.1 Veuillez préciser le plan d'action de Gaz Métro afin d'accroître la sensibilisation de ses clients aux impacts positifs d'une programmation adéquate des thermostats électroniques programmables déjà en leur possession.

**Réponse :**

Gaz Métro a intensifié, au cours des dernières années, la sensibilisation entourant la programmation des thermostats. Les activités suivantes ont été déployées :

- Intégration du contenu sur les bénéfices de la programmation dans le nouveau site Web;
- Achat de mots clés en lien avec les bénéfices de la programmation;
- Publication de messages dans le *Bulletin bleu*, encart de facturation destiné aux clients résidentiels.

De plus, Gaz Métro a récemment intégré les médias sociaux comme moyen de communication pour rejoindre sa clientèle. Elle a d'ailleurs publié un message sur les bienfaits de programmer son thermostat qui a rejoint plus de 46 000 personnes. Gaz Métro entend poursuivre ses efforts dans cette direction.

En parallèle à ces actions de sensibilisation, un mandat a été confié au Centre des technologies du gaz naturel (CTGN) afin de mieux comprendre les barrières à la programmation en tenant compte des particularités des différents types de systèmes de chauffage. Ces résultats additionnels permettront d'identifier plus clairement les perceptions des participants et des installateurs qui peuvent faire obstacle à une

programmation adéquate. Les constats ainsi obtenus permettront à Gaz Métro d'orienter la stratégie de communication du PE103 dans le but de mieux rejoindre la clientèle et les comportements ciblés. Une hausse du budget de commercialisation du PE103 a d'ailleurs été prévue pour 2015-2016 afin de revoir les messages et les moyens de sensibilisation.

PROGRAMME PE124 FENÊTRES *ENERGY STAR*

- 33. Références :** (i) Pièce B-0506, p. 7 et 50;  
(ii) Décision D-2015-018, p. 30 et 31.

**Préambule :**

(i) À la page 7 de la pièce B-0506, le Distributeur annonce la fin du programme PE124 Fenêtres *Energy Star* au 30 septembre 2015. À la page 50, on trouve plus de détails sur les modalités de retrait du programme.

(ii) La Régie traite de la mesure Fenêtres *Energy Star* dans les paragraphes 83 à 87 de sa décision tarifaire du distributeur d'électricité. Elle note que les subventions sont accordées seulement dans différents volets d'offres aux ménages à faible revenu (MFR) bien spécifiques pour lesquels les gains par participants ont été établis. Elle cite notamment le tableau récapitulatif des aides et des gains unitaires selon les segments de marché.

PROGRAMMES INCLUANT LA MESURE « FENÊTRES ENERGY STAR »

Programme	Subvention directe d'HQD	Gain unitaire (\$/Wh/aj2)	Superficie moyenne par participant *	Marchés visés
Fenêtres et portes-fenêtres du programme Mieux consommer	Non	2,5	Variable - entre 50 et 188 pi <sup>2</sup>	Tous
Financiation écoénergétique - multilogement	Oui - spécifique	6,1	105 pi <sup>2</sup>	Plex et multi - réno
Offres Ménages à faible revenu - volets de rénovation énergétique				
- Social	Oui - spécifique	7,5	223 pi <sup>2</sup>	Un, Plex et multi - réno
- Coop	Oui - spécifique	7,5	450 pi <sup>2</sup>	Un, Plex et multi - réno
- OENL	Oui - spécifique	7,5	467 pi <sup>2</sup>	Un, Plex et multi - réno
- Privé - municipalités	Oui - spécifique	7,5	334 pi <sup>2</sup>	Un, Plex et multi - réno
Offre intégrée en nouvelle construction (maisons efficaces)	Non	1,3	188 pi <sup>2</sup>	Un - NC
Soutien aux projets DUD	Oui - approche performance globale	Variable - selon la modélisation globale spécifique à chaque projet		Un, Plex, multi - NC

\* Peut varier selon différents facteurs, telles les conditions d'admissibilité de programme.  
Le participant des volets Rénovation énergétique pour les MFR correspond à l'ensemble, et non à l'unité d'habitation.

Source : Rapport annuel 2015, pièce HQD-12, document 1, p. 38.

**Demande :**

- 33.1 Veuillez élaborer sur les intentions et les possibilités d'intervention de Gaz Métro en faveur des MFR en ce qui concerne la mesure Fenêtres *Energy Star* pour des bâtiments chauffés au gaz naturel.

**Réponse :**

En septembre 2012, la Régie a autorisé la fin des programmes d'efficacité énergétique (FEÉ et PGEÉ) qui visaient spécifiquement les MFR. En contrepartie, elle a autorisé Gaz Métro à créer deux programmes de bonification (*PE126 Bonification résidentielle* et *PE236*

*Bonification CII*) qui visent les MFR<sup>11</sup>. Le principe ainsi adopté a permis de créer deux enveloppes financières afin de bonifier les aides financières offertes aux MFR pour tous les programmes d'efficacité énergétique du PGEÉ.

Comme le programme résidentiel *PE124 Fenêtres Energy Star* ne sera pas reconduit en 2016, Gaz Métro ne pourra le bonifier pour les MFR.

Par contre, dans le marché CII, les clients MFR, soit les organismes sociocommunautaires qui viennent en aide à une clientèle défavorisée, les coopératives d'habitation et les OBNL qui offrent des services d'habitation, seront toujours éligibles au programme de bonification à travers le programme *PE233 Rénovations écoénergétiques* qui inclut des mesures comme le remplacement de vieilles fenêtres par des fenêtres Energy Star.

---

<sup>11</sup> D-2012-116, R-3790-2012, 2012 09 10, p.7.

CALCUL DU TCTR DES PROGRAMMES PE207 ET PE211

34. Références :
- (i) [D-2014-077, p. 103](#);
  - (ii) Pièce B-0506, p.61;
  - (iii) Pièce B-0507, page 5.

**Préambule :**

(i) Dans les paragraphes [424] à [427] de sa décision D-2014-077 du 15 mai 2014, la Régie se prononce sur le calcul du TCTR des programmes PE207 et PE211. Elle écrit notamment :

*« [...] à partir du moment où l'on reconnaît des économies d'énergie associées à des études, il est nécessaire de considérer, dans le calcul de la rentabilité, non seulement le coût des études mais aussi celui de la mise en place des mesures ayant permis d'obtenir ces économies. »*

(ii) À la page 61 de la pièce B-0506, le Distributeur explique :

*« À la suite de cette demande, Gaz Métro a donné un mandat externe afin de développer une méthodologie permettant d'identifier les coûts relatifs aux mesures mises en place à la suite de leur identification par les programmes PE207 et PE211.*

*L'analyse a considéré à la fois les coûts des études de faisabilité et les coûts des mesures admissibles implantées, et conclut que les coûts incrémentaux moyens pour le programme PE207 sont de 16 264 \$ et 85 063 \$ pour le programme PE211.*

*Par conséquent, le surcoût du programme PE207 a été modifié à 16 264 \$ et celui du PE211 à 85 063 \$. Ainsi, l'ensemble des coûts est maintenant pris en considération dans le calcul des tests de rentabilité.»*

(iii) À la page 5 de la pièce B-0507, le tableau E « Synthèse des programmes » permet de mettre en perspective les prévisions des coûts totaux et d'économies annuelles nettes des programmes PE207 (305 469 \$ pour 1,035 Mm<sup>3</sup>, soit 29,5 ¢/m<sup>3</sup>) et PE211 (620 209 \$ pour 8,482 Mm<sup>3</sup>, soit 7,3 ¢/m<sup>3</sup>) par rapport au sous-total de chacun de leurs marchés respectifs :

- 15,116 M\$ pour 16,574 Mm<sup>3</sup>, soit 91,2 ¢/m<sup>3</sup> pour le marché CII; et
- 4,740 M\$ pour 23,876 Mm<sup>3</sup>, soit 19,9 ¢/m<sup>3</sup> pour le marché VGE.

**Demandes :**

34.1 Veuillez déposer le mandat qui a été confié au consultant externe ainsi que l'analyse qui permet de conclure que les coûts incrémentaux moyens pour le programme PE207 sont de 16 264 \$ et de 85 063 \$ pour le programme PE211.

**Réponse :**

Le rapport de l'analyse réalisée par le consultant externe est fourni en annexe 4 au présent document. Le rapport présente une description du mandat, de la méthodologie utilisée ainsi que les résultats obtenus.

- 34.2 Veuillez présenter le type de mesures qui sont implantées à la suite des études de faisabilité respectivement pour le marché CII et le marché VGE.

**Réponse du consultant externe Econoler :**

Type de mesure implantée à la suite des études de faisabilité pour le programme PE207
Contrôle du chauffage
Modernisation de la chaufferie
Réduction des fuites, de la pression, etc.
Contrôle de plusieurs catégories
Récupération d'énergie - chauffage
Récupération d'énergie – procédé
Autre
Contrôle de la ventilation
Contrôle des procédés

Type de mesure implantée à la suite des études de faisabilité pour le programme PE211
Récupération d'énergie - procédé
Contrôle des procédés
Modernisation de la chaufferie
Réduction des fuites, de la pression, etc.
Récupération d'énergie - chauffage
Amélioration de l'enveloppe du bâtiment
Récupération d'énergie - ventilation
Contrôle de la ventilation
Autre

- 34.3 Veuillez élaborer sur la méthodologie permettant d'identifier les coûts relatifs aux mesures mises en place à la suite de leur identification par les programmes PE207 et PE211 et indiquer en quoi elle est cohérente avec la façon dont les coûts des autres programmes sont établis.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse 34.1 ainsi qu'au document fourni en annexe 4. La méthodologie y est décrite aux pages 2 à 4 du document.

- 34.4 Veuillez expliquer et justifier comment le coût de déployer les mesures et leur étude de faisabilité dans le cadre des programmes PE207 et PE211 peut être environ 3 fois moins cher que pour l'ensemble du PGEE dans chacun de ces marchés (19,5 vs 91,2 ¢/m<sup>3</sup> dans le marché CII et 7,3 vs 19,9 ¢/m<sup>3</sup> pour le marché VGE)



**Réponse :**

Contrairement aux programmes d'implantation ou d'appareils, l'aide financière offerte dans les programmes d'études est relativement faible puisqu'elle vise à couvrir une partie des coûts des études de faisabilité et non des coûts des mesures elles-mêmes. De plus, les économies comptabilisées dans les programmes d'études sont associées à des mesures de courtes PRI (1 an ou 3 ans selon le cas), donc des mesures qui affichent généralement des niveaux d'économies élevés. Ce contexte explique un ratio \$/m<sup>3</sup> moyen beaucoup plus faible comparativement aux autres programmes.

POSITIONNEMENT DES PROGRAMMES PE202 ET PE210 DANS LE MARCHÉ CII

35. Référence : [Rapport 2015 d'évaluation PE-202, p. 20 et 21.](#)

**Préambule :**

« Un sondage réalisé en 2014 auprès de 700 clients CII de Gaz Métro n'ayant pas participé aux programmes PE202 et PE210 de Gaz Métro révèle que 7 % d'entre eux disent avoir installé une chaudière à gaz naturel au cours des trois dernières années. Parmi ceux-ci, 8 % mentionnent avoir installé une chaudière à efficacité standard, 14 % une chaudière à efficacité intermédiaire, 40 % une chaudière à condensation et 41 % ne connaissent pas l'efficacité de leur chaudière. Ces résultats démontrent que si une majorité de clients choisit un modèle de chaudière à condensation, un nombre non négligeable de clients optent encore pour les modèles à efficacités standard et intermédiaire.

[...]

Bien que le reste des intervenants (8 sur 14) croient plutôt que les ventes de chaudières à condensation augmenteraient si le programme PE202 n'existait plus, certains mentionnent que cela multiplierait l'installation de chaudières à condensation dans des conditions où les températures de retour d'eau ne permettent pas de condenser suffisamment pour atteindre un niveau d'efficacité maximal. » [nous soulignons]

**Demande :**

35.1 La Régie constate des rapports d'évaluation que les clients installant des chaudières sans participer à l'un ou l'autre des programmes PE202 ET PE210 ne font pas systématiquement le choix d'un appareil à efficacité standard et qu'une proportion importante de ceux-ci ferait même le choix d'un appareil à condensation.

Veillez indiquer comment ces constats ont été pris en considération dans les modifications proposées au programme PE 202 du dossier tarifaire 2016.

**Réponse :**

En premier lieu, il est important de souligner que le constat fait par la Régie repose sur un échantillon de 49 clients seulement (700 × 7 %) qui affirment avoir installé une chaudière à gaz naturel au cours des dernières années. La marge d'erreur pour un aussi petit nombre de répondants est donc très importante. De plus, avec un pourcentage aussi élevé que 41 % des clients interrogés qui ne connaissent pas l'efficacité de leur chaudière, il serait imprudent de tirer des conclusions définitives sur la répartition du type de chaudière qui s'installent dans le marché.

D'autre part, Gaz Métro présente toutes les modifications qu'elle prévoit réaliser pour le programme PE202 dans la Cause tarifaire 2016. Avant de les proposer, Gaz Métro a pris en considération les constats et les recommandations de l'évaluateur. Cependant, ce dernier

ne tire aucune conclusion à partir des résultats de ce sondage. Selon l'évaluateur, l'utilisation d'une chaudière à efficacité standard comme base de référence pour les chaudières de plus de 300 kBtu/h est toujours de mise. Gaz Métro a également pris en considération le taux d'opportunisme (19 %) afin de réduire les économies d'énergie attribuable au programme. L'utilisation du taux d'opportunisme permet ainsi de prendre en compte la portion de chaudière à efficacité intermédiaire installée sans l'influence du programme.

Le marché des chaudières étant en évolution constante, Gaz Métro continue de le suivre de près, comme il suit de près les changements de normes des chaudières. L'analyse du marché et l'évaluation de la base de référence constituent des volets importants de toute évaluation de programmes et Gaz Métro prévoit inclure à nouveau ces deux volets lors de sa prochaine évaluation du programme PE202. Une attention particulière sera alors accordée à l'analyse du marché des chaudières.

**PROGRAMME PE216 RECOMMISSIONING**

- 36. Références :**
- (i) Pièce B-0241, p.71;
  - (ii) Dossier R-3916-2014, Pièce B-0147, p.45;
  - (iii) Pièce B-0502, p.36;
  - (iv) Dossier R-3905-2014, Pièce B-0018, p.11 à 13.

**Préambule :**

(i) Lors de la phase 2 du présent dossier, dans le dossier tarifaire 2015, à la page 71 de la pièce B-0053, le Distributeur explique :

*Gaz Métro souligne que le potentiel technico-économique de la mesure « Recommissioning » pour la période 2013-2017 est de 39,4 Mm<sup>3</sup>, soit le plus gros potentiel d'économies d'énergie pour les marchés commercial et institutionnel. Les données réelles de participation au programme démontrent que les économies sont plus importantes que prévu et que le potentiel identifié est réalisable. Ces constats ont donc fortement incité Gaz Métro à continuer d'appuyer cette mesure malgré le retrait d'Hydro-Québec. De plus, le BEIE a pris position rapidement en décidant de reprendre la place laissée libre par Hydro-Québec au sein de ses programmes et d'offrir un volet consacré au « Recommissioning ».» [nous soulignons]*

(ii) En réponse à une question sur les économies d'électricité générées par les projets de recommissioning qu'il encourage, Gaz Métro indique : « *De façon générale, Gaz Métro a accès aux données d'économies d'électricité dans le rapport d'investigation fourni, sans toutefois l'exiger. Gaz Métro n'effectue pas de validation sur ces données* ».

(iii) Dans le rapport Dunsky, il est proposé de tenir compte des bénéfices non énergétiques des programmes d'efficacité énergétique dans le calcul de leur rentabilité économique. Au tableau 21, on voit que cette proposition s'applique aussi au programme PE216 *Recommissioning* pour lequel on propose de nouvelles valeurs du TCTR, du TP et du TNT.

(iv) Les tableaux A-2 à A-5 présentent les coûts évités du Distributeur d'électricité selon les usages de la clientèle aux différents tarifs des marchés commercial et institutionnel.

Tableau A-2 :  
Coût évité par usages pour la catégorie de clients au tarif G  
en ¢/kWh de 2014

	Annuité Constante <sup>1</sup> (10 ans)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
		<b>Chauffage des locaux</b>	8,81	7,08	7,22	7,37	8,21	8,38	8,55	8,72	8,89
Fourniture - Transport	6,59	5,04	5,14	5,24	6,04	6,16	6,29	6,41	6,54	6,67	15,42
Transport - Charge locale	1,63	1,50	1,53	1,56	1,59	1,63	1,66	1,69	1,72	1,76	1,79
Distribution	0,59	0,54	0,55	0,57	0,58	0,59	0,60	0,61	0,62	0,64	0,65
<b>Tous les usages (sans chauffe)</b>	7,06	5,60	5,71	5,82	6,35	6,47	6,60	6,73	6,86	6,99	16,49
Fourniture - Transport	5,64	4,30	4,38	4,46	4,96	5,06	5,16	5,26	5,36	5,46	14,93
Transport - Charge locale	1,04	0,96	0,98	1,00	1,02	1,04	1,06	1,08	1,10	1,12	1,15
Distribution	0,38	0,35	0,35	0,36	0,37	0,38	0,38	0,39	0,40	0,41	0,42
<b>Tous les usages</b>	7,04	5,58	5,69	5,80	6,33	6,45	6,58	6,71	6,84	6,97	16,46
Fourniture - Transport	5,62	4,27	4,36	4,44	4,94	5,04	5,14	5,24	5,34	5,44	14,90
Transport - Charge locale	1,04	0,96	0,98	1,00	1,02	1,04	1,06	1,08	1,10	1,12	1,15
Distribution	0,38	0,35	0,35	0,36	0,37	0,38	0,38	0,39	0,40	0,41	0,42

<sup>1</sup> Note : Le taux d'actualisation nominal utilisé est de 5,847%

Tableau A-3 :  
Coût évité par usages pour la catégorie de clients au tarif M  
en ¢/kWh de 2014

	Annuité Constante <sup>1</sup> (10 ans)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
		<b>Chauffage des locaux</b>	8,83	7,10	7,25	7,39	8,24	8,40	8,57	8,74	8,92
Fourniture - Transport	6,57	5,02	5,12	5,22	6,03	6,15	6,27	6,39	6,52	6,65	15,37
Transport - Charge locale	1,66	1,53	1,56	1,59	1,62	1,66	1,69	1,72	1,76	1,79	1,83
Distribution	0,60	0,55	0,57	0,58	0,59	0,60	0,61	0,62	0,64	0,65	0,66
<b>Tous les usages (sans chauffe)</b>	6,45	5,07	5,17	5,27	5,72	5,83	5,95	6,06	6,18	6,30	15,91
Fourniture - Transport	5,36	4,07	4,15	4,23	4,66	4,75	4,84	4,94	5,03	5,13	14,71
Transport - Charge locale	0,80	0,73	0,75	0,76	0,78	0,79	0,81	0,83	0,84	0,86	0,88
Distribution	0,29	0,27	0,27	0,28	0,28	0,29	0,29	0,30	0,31	0,31	0,32
<b>Tous les usages</b>	6,45	5,07	5,17	5,27	5,72	5,83	5,94	6,06	6,18	6,30	15,90
Fourniture - Transport	5,36	4,07	4,15	4,23	4,66	4,75	4,84	4,93	5,03	5,13	14,71
Transport - Charge locale	0,80	0,73	0,75	0,76	0,78	0,79	0,81	0,83	0,84	0,86	0,88
Distribution	0,29	0,27	0,27	0,28	0,28	0,29	0,29	0,30	0,31	0,31	0,32
<b>Hors pointe</b>	4,17	3,13	3,18	3,24	3,32	3,38	3,44	3,51	3,57	3,64	14,03
Fourniture - Transport	4,17	3,13	3,18	3,24	3,32	3,38	3,44	3,51	3,57	3,64	14,03
Transport - Charge locale	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Distribution	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

<sup>1</sup> Note : Le taux d'actualisation nominal utilisé est de 5,847%

Tableau A-4 :  
Coût évité par usages pour la catégorie de clients au tarif LG  
en ¢/kWh de 2014

	Annuité Constante <sup>1</sup> (10 ans)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
		<b>Tous les usages</b>	5,56	4,25	4,34	4,42	4,88	4,98	5,07	5,17	5,27
Fourniture - Transport	5,39	4,10	4,17	4,25	4,71	4,80	4,90	4,99	5,09	5,19	14,56
Transport - Charge locale	0,17	0,16	0,16	0,17	0,17	0,18	0,18	0,18	0,18	0,19	0,19
Distribution	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

<sup>1</sup> Note : Le taux d'actualisation nominal utilisé est de 5,847%

Tableau A-5 :  
Coût évité par usages pour la catégorie de clients au tarif L  
en ¢/kWh de 2014

	Annuité Constante <sup>1</sup> (10 ans)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
		<b>Tous les usages</b>	5,29	4,03	4,11	4,19	4,58	4,67	4,76	4,86	4,95
Fourniture - Transport	5,17	3,92	3,99	4,07	4,46	4,55	4,64	4,73	4,82	4,91	14,41
Transport - Charge locale	0,12	0,11	0,12	0,12	0,12	0,12	0,13	0,13	0,13	0,13	0,14
Distribution	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

<sup>1</sup> Note : Le taux d'actualisation nominal utilisé est de 5,847%

**Demandes :**

- 36.1 Veuillez fournir le potentiel technico-économique des économies d'électricité en GWh associées aux 39,4 Mm<sup>3</sup> de gaz naturel pour la mesure « *Recommissioning* » pour les marchés commercial et institutionnel de Gaz Métro, tel que mentionné en référence (ii).

**Réponse :**

Le potentiel technico-économique relatif à la mesure de « Remise au point des systèmes mécaniques des bâtiments » ou « *Recommissioning* » de 39,4 Mm<sup>3</sup> a été tiré du rapport du *Potentiel technico-économique d'économies d'énergie de gaz naturel pour les secteurs résidentiel, commercial, institutionnel et industriel du Québec pour la période 2013 à 2017*<sup>12</sup>.

Ce document présente les résultats de l'évaluation du potentiel technico-économique du gaz naturel seulement et n'inclut pas le potentiel technico-économique des économies d'électricité pour la période 2013 à 2017.

Même si « *de façon générale, Gaz Métro a accès aux données d'économies d'électricité dans le rapport d'investigation fourni, ...* »<sup>13</sup>, ces informations parcellaires ne sont pas suffisantes pour établir le potentiel technico-économique des économies d'électricité associées aux 39,4 Mm<sup>3</sup> de potentiel technico-économique des économies de gaz naturel de ce programme de 2013 à 2017.

- 36.2 Veuillez présenter un estimé, au meilleur des connaissances de Gaz Métro, du TCTR et du TP du programme « *Recommissioning* » pour les marchés commercial et institutionnel de Gaz Métro, en n'incluant pas les bénéfiques non énergétiques mais en tenant compte de tous les bénéfiques énergétiques du programme, c'est-à-dire en considérant les économies d'électricité des participants au tarif qui les concerne et les coûts évités d'électricité du Distributeur. L'annuité constante sur 10 ans pour « *Tous les usages* » (sans chauffe) paraît une bonne évaluation des coûts évités qui s'appliquent à la clientèle de Gaz Métro.

**Réponse :**

Quoique les informations relatives aux économies d'électricité associées aux économies de gaz naturel puissent être accessibles de façon générale dans les rapports d'investigation, ces informations ne sont pas saisies dans nos systèmes de suivis des programmes du PGEÉ. Il n'est donc pas possible de déterminer les résultats du TCTR et du TP en considérant à la fois les économies de gaz naturel et les économies d'électricité.

---

<sup>12</sup> Rapport déposé à la Régie au dossier tarifaire R-3809-2012, B-0188. Gaz Métro-13, Document 5.

<sup>13</sup> Pièce B-0502, Gaz Métro-110, Document 3, p. 36.

Sans être en mesure de le définir précisément, la considération des économies d'électricité en plus de celles du gaz naturel aurait certainement des effets positifs sur les résultats des tests de rentabilité de ce programme du PGEÉ de Gaz Métro.

Il pourrait y avoir des enjeux de double comptage des mêmes économies d'électricité si elles étaient considérées à la fois par Gaz Métro et par d'autres partenaires, comme Hydro-Québec ou le Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIE), par exemple.

Si cet enjeu est contrôlé, Gaz Métro n'est pas fermée à l'idée de considérer ces économies complémentaires dans le cadre de ses prochains dossiers tarifaires.

- 37. Références :**
- (i) Pièce B-0506, p.85;
  - (ii) Dossier R-3879-2014 Phase 2, Pièce B-0241, p.71.

**Préambule :**

- (i) À la page 85 de la pièce B-0506, le Distributeur explique:

« [...] plusieurs projets déposés suite à la relance du programme ont été retardés par les enjeux budgétaires du BEIE. Le BEIE a récemment annoncé qu'il n'est pas en mesure de donner une date précise pour la relance de son programme Écoperformance arrêté depuis le 1er septembre 2014 et recommande aux participants d'aller de l'avant avec le programme de Gaz Métro. On s'attend donc à ce qu'un certain nombre de projets prospectifs se concrétisent. »

- (ii) Lors de la phase 2 du présent dossier, dans le dossier tarifaire 2015, à la page 71 de la pièce B-0053, le Distributeur explique :

« Depuis le 11 novembre 2013, Hydro-Québec n'accepte plus de nouveaux projets dans le cadre du programme Remise au point des systèmes mécanique des bâtiments.

[...]

Gaz Métro souligne que le potentiel technico-économique de la mesure « Recommissioning » pour la période 2013-2017 est de 39,4 Mm<sup>3</sup>, soit le plus gros potentiel d'économies d'énergie pour les marchés commercial et institutionnel. Les données réelles de participation au programme démontrent que les économies sont plus importantes que prévu et que le potentiel identifié est réalisable. Ces constats ont donc fortement incité Gaz Métro à continuer d'appuyer cette mesure malgré le retrait d'Hydro-Québec. De plus, le BEIE a pris position rapidement en décidant de reprendre la place laissée libre par Hydro-Québec au sein de ses programmes et d'offrir un volet consacré au « Recommissioning ». Le BEIE continuera d'assurer la formation et l'accréditation des agents en remise au point.»

**Demandes :**

- 37.1 Veuillez préciser si l'intention du BEIÉ de reprendre la place laissée libre par Hydro-Québec dans le programme de *Recommissioning* implique une aide financière aux participants en proportion des économies d'électricité générées par la remise au point des systèmes mécaniques.

**Réponse :**

Gaz Métro n'est pas en mesure de préciser les intentions du BEIE. Les informations accessibles publiquement sur le site internet<sup>14</sup> du BEIE précisent que :

*« Dans le but de soutenir les organisations désireuses d'entreprendre un projet RCx, le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles a mis en place deux mesures.*

*A - Constituer et de gérer une liste d'agents accrédités pour accompagner les gestionnaires de bâtiments dans leur projet RCx.*

*B - Offrir une aide financière pour rembourser une partie des honoraires professionnels liés à la réalisation de la démarche RCx.*

*Cette aide financière est offerte dans le cadre du programme **Écoperformance** volet Analyse.*

*Cette mesure est le résultat d'une collaboration avec Gaz Métro et a été mise en place à la suite du retrait d'Hydro-Québec en novembre 2013 du programme Remise au point des systèmes mécaniques de bâtiments. Elle vise à maintenir un accès simplifié aux deux sources de financement. »*

---

<sup>14</sup> <http://www.efficaciteenergetique.gouv.qc.ca/clientele-affaires/remise0/>



Le détail du programme Écoperformance accessible sur le site du BEIE<sup>15</sup> en lien avec le programme de Remise au point des systèmes mécaniques des bâtiments précise que les aides financières visent à couvrir une partie des dépenses admissibles relatives à l'analyse et ne semblent pas proportionnelles aux économies d'électricité générées.

La même page du site du BEIE précise également que :

« Les programmes *ÉcoPerformance*, *Technoclimat* et *Biomasse forestière résiduelle* ont tous connu une popularité fulgurante depuis leur lancement à l'automne 2013. La forte demande et les objectifs de la Commission de révision permanente des programmes nous ont cependant amenés à devoir suspendre ces programmes en date du 1er septembre 2014. Veuillez noter que toutes les demandes reçues avant le 1er septembre 2014 et qui n'ont pas fait l'objet d'une décision pourraient être analysées ultérieurement. »

37.2 Veuillez préciser si l'absence de contribution du BEIE depuis le 1<sup>er</sup> septembre 2014 signifie que Gaz Métro supporte seul le programme ou si ce sont les participants qui reçoivent moins de soutien.

### Réponse :

Gaz Métro verse des aides financières à ses clients participants en lien avec les économies relatives au gaz naturel seulement et n'assume pas de coûts à la place du BEIE.

La suspension du programme du BEIE a cependant pour effet de ralentir considérablement les nouvelles demandes au programme de Gaz Métro, puisque les participants attendent souvent que le programme du BEIE soit à nouveau accessible.

## Aide financière

L'aide financière accordée correspond au moindre des montants suivants :

Catégorie	Calcul de l'aide - Dépenses admissibles	Maximum - Petits et moyens consommateurs	Maximum - Grands consommateurs <sup>1</sup>
Analyse spécifique en remise au point des systèmes mécaniques des bâtiments	50 %	100 000 \$ par site	300 000 \$ par site

1 « Grand consommateur (GC) » : entreprise industrielle ou minière, institution, municipalité, commerce, entreprise agricole ou de pêcheerie ayant une consommation énergétique supérieure ou égale à 36 000 GJ, autre qu'électrique.

## Dépenses admissibles

Les dépenses admissibles couvrent :

- > les honoraires des consultants lorsqu'il y a lieu;
- > les coûts des spécialistes internes (le salaire et les avantages sociaux ainsi que les frais de déplacement, jusqu'à concurrence d'un plafond admissible et indiqué dans l'entente);
- > les coûts de location d'équipement de mesurage.

<sup>15</sup> <http://www.efficaciteenergetique.gouv.qc.ca/clientele-affaires/remise0/remise000/>

**NOUVEAU POSTE BUDGÉTAIRE *ÉTUDES ET RECHERCHES NON RÉPARTIES***

**38. Références :** Pièce B-0507, p. 5.

**Préambule :**

Au bas du tableau E : *Synthèse des programmes –Prévisions 2015-2016* apparaît une nouvelle rubrique *Études et recherches non réparties*, dotée d'un budget prévisionnel de 145 k\$.

**Demande :**

38.1 Veuillez expliquer la nature de ce nouveau poste budgétaire et justifier le budget prévu.

**Réponse :**

Ce budget ne représente pas un nouveau poste budgétaire. Il s'agit plutôt d'un changement dans la façon de présenter un poste déjà existant. Ce changement vise à uniformiser la méthode de présentation dans le dossier tarifaire avec celle du rapport annuel de Gaz Métro.

Ce poste budgétaire regroupe les coûts prévus pour la réalisation des activités de recherches pour l'année 2015-2016. Un budget de 145 000 \$ a été prévu pour la réalisation de ses activités de recherches et la description de chacune de ces activités est présentée au tableau 12 de la pièce B-0506, Gaz Métro-110, Document 1.

COMPARAISON DES REVENUS ACTUELS ET PROPOSES

- 39. Références :**
- (i) Pièce B-0289, p.12;
  - (ii) Pièce B-0441, p. 7;
  - (iii) Pièce B-0220, p. 1;
  - (iv) Pièce B-0519, p. 1.

**Préambule :**

(i) « Globalement, c'est-à-dire pour l'ensemble des services de transport, d'équilibrage, de distribution et d'ajustement des inventaires de fourniture de gaz naturel, de gaz de compression et de maintien SPEDE, le dossier tarifaire se traduit par une hausse des tarifs de 32,2 M\$, ou de 3,0 %, laquelle peut se résumer ainsi :

- baisse des tarifs finaux de distribution de 4,0 %, soit -24,0M\$;
- baisse de 37,5 % de l'ajustement des inventaires de fourniture et de compression, soit -1,5 M\$;
- ajout d'un montant de 0,4 M\$ associé au maintien SPEDE;
- hausse de 24,0% des tarifs de transport, soit 77,4 M\$; et
- baisse de 13,4 % des tarifs d'équilibrage, soit -20,1 M\$. »

(ii) « Globalement, pour l'ensemble des services de transport, d'équilibrage, de distribution et d'ajustement des inventaires de fourniture de gaz naturel, de gaz de compression et de maintien SPEDE, la cause tarifaire se traduit par une hausse des tarifs de 94,9 M\$, ou de 8,7 %, laquelle peut se résumer ainsi :

- baisse des tarifs finaux de distribution de 2,5 %, soit -13,9 M\$;
- hausse de 3,8 % de l'ajustement des inventaires de fourniture et de compression, soit 0,1 M\$;
- ajout d'un montant de 0,3 M\$ associé au maintien SPEDE;
- hausse de 7,9 % des tarifs de transport, soit 31,5 M\$; et
- hausse de 56,8 % des tarifs d'équilibrage, soit 76,8 M\$. »

(iii) La comparaison des revenus actuels et proposés 2015 fait état d'une hausse des tarifs de 1,8 %

(iv) La comparaison des revenus actuels et proposés 2015 fait état d'une hausse des tarifs de 8,7 %

**Demandes :**

39.1 Veuillez concilier les variations tarifaires présentées aux références (i) et (iii).

**Réponse :**

La pièce B-0289, Gaz Métro-15, Document 1, est une version révisée, en date du 15 décembre 2014, de la pièce initiale B-0145. Il faut donc la comparer à la pièce révisée B-0328, Gaz Métro-23, Document 8 (initialement B-0220), dans laquelle est présentée la comparaison des revenus actuels et proposés 2015 et qui fait état d'une hausse des tarifs de 3,0 %.

À la pièce B-0328, les variations tarifaires pour chacun des services se retrouvent aux colonnes 8 à 11 de la page 1, ligne 47.

- La variation pour les inventaires, présentée à la colonne 8 inclut les ajustements reliés au SPEDE (0,4 M\$), à la compression (-0,01 M\$), à la fourniture (-1,5 M\$) et au transport (2,2 M\$), pour une variation totale de 1,1 M\$.
- La variation des coûts de transport présentée à la colonne 9, s'élève à 75,2 M\$. Elle n'inclut pas la variation due à l'ajustement relié aux inventaires de transport, qui elle est comprise à la colonne 8.
- La variation des coûts d'équilibrage, présentée à la colonne 10, est de -20,1 M\$.
- La variation des coûts de distribution, présentée à la colonne 11, est de -24,0 M\$.

À la pièce B-0289, l'ajustement relié aux inventaires de transport est compris dans les coûts totaux de transport, ce qui amène la variation tarifaire en transport à 77,4 M\$ (75,2 M\$ + 2,2 M\$).

39.2 Veuillez concilier les variations tarifaires présentées aux références (ii) et (iv).

**Réponse :**

À la pièce B-0519, Gaz Métro-112, Document 9, les variations tarifaires pour chacun des services se retrouvent aux colonnes 8 à 11 de la page 1, ligne 47.

- La variation pour les inventaires, présentée à la colonne 8, inclut les ajustements reliés au SPEDE (0,3 M\$), à la compression (-0,02 M\$), à la fourniture (0,1 M\$) et au transport (-1,0 M\$), pour une variation totale de 0,6 M\$.
- La variation des coûts de transport présentée à la colonne 9 s'élève à 32,5 M\$. Elle n'inclut pas la variation due à l'ajustement relié aux inventaires de transport, qui elle est comprise à la colonne 8.
- La variation des coûts d'équilibrage, présentée à la colonne 10, est de 76,8 M\$.
- La variation des coûts de distribution, présentée à la colonne 11, est de -13,9 M\$.

À la pièce B-0441, Gaz Métro-102, Document 1, l'ajustement relié aux inventaires de transport est compris dans les coûts totaux de transport, ce qui amène la variation tarifaire en transport à 31,5 M\$ (32,5 M\$ - 1,0 M\$).

**MODIFICATIONS AU TEXTE DES CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF**

**40. Référence :** Pièce B-0225, GM-24, document 1, p.12.

**Préambule :**

Gaz Métro demande à la Régie d'approuver la modification proposée à la deuxième puce des articles 8.1.1.1, 8.1.1.2, 8.1.2.1 et 8.1.2.2 afin que celle-ci prévoit la possibilité, pour Gaz Métro, d'exiger un dépôt d'un client qui fait un «paiement frauduleux».

**Demande :**

40.1 Veuillez expliquer ce qui constitue, pour Gaz Métro, un paiement frauduleux.

**Réponse :**

Par « paiement frauduleux », Gaz Métro entend tout paiement fait frauduleusement, comme par exemple, un paiement fait à l'aide d'un chèque falsifié.

40.2 Serait-il approprié, selon Gaz Métro, d'ajouter la définition de « paiement frauduleux » au texte des Conditions de service et Tarif ?

**Réponse :**

Il n'y a pas lieu de définir « paiement frauduleux » dans les *Conditions de services et Tarif*.

40.3 Si oui, veuillez proposer une telle définition.

**Réponse :**

Sans objet.



SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTROPOLITAIN

BILAN CONSOLIDÉ

Aux 30 septembre  
(en milliers de dollars)

	1991	1990
<b>Actif</b>		
<b>Actif à court terme</b>		
Clients (note 2)	41 071 \$	28 216 \$
Stocks	99 248	82 636
Frais payés d'avance	5 095	4 312
	145 414	115 164
<b>Propriétés, aménagements et équipements (note 3)</b>	993 933	968 678
<b>Autres éléments</b>		
Frais reportés (note 4)	107 397	124 293
Comptes de stabilisation tarifaire	12 159	7 549
Investissements dans des contrats de location	6 973	7 352
Placements	3 805	1 490
	130 334	140 684
	1 269 681 \$	1 224 526 \$
<b>Passif</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Emprunts à court terme	7 240 \$	7 819 \$
Fournisseurs et frais courus (note 5)	115 592	131 290
Échéances courantes de la dette à long terme	4 600	46 367
	127 432	185 476
<b>Dette à long terme (note 6)</b>	609 519	490 540
<b>Participation minoritaire dans des filiales</b>	634	912
<b>Avoir des associés</b>		
Capital (note 7)	532 096	547 598
	1 269 681 \$	1 224 526 \$

L'énoncé des principales conventions comptables ainsi que les notes afférentes font partie intégrante des états financiers consolidés.

Au nom du Conseil d'administration de Gaz Métropolitain, inc. en sa qualité de commandité,



Administrateur



Administrateur





Bilans consolidés

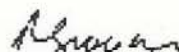
Aux 30 septembre (en milliers de dollars)	1999	1998
<b>Actif</b>		
<b>Actif à court terme</b>		
Encaisse	9 203 \$	28 164 \$
Clients et autres débiteurs	41 333	54 488
Stocks	132 872	106 046
Frais payés d'avance	12 302	18 542
	195 710	207 240
<b>Propriétés, aménagements et équipements (note 1)</b>		
	1 727 480	1 628 456
<b>Autres éléments</b>		
Frais reportés (note 2)	182 502	149 106
Écarts d'acquisition et autres (note 3)	32 306	32 453
	214 808	181 559
	2 137 998 \$	2 017 255 \$
<b>Passif</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Emprunts bancaires (note 5)	45 779 \$	45 010 \$
Fournisseurs et frais courus	199 711	183 627
Échéances courantes de la dette à long terme	11 321	10 053
	256 811	238 690
<b>Dette à long terme (note 6)</b>		
	1 082 376	1 034 770
<b>Part des actionnaires sans contrôle</b>		
	1 988	2 852
	1 341 175	1 276 312
<b>Avoir des associés (note 7)</b>		
	796 823	740 943
	2 137 998 \$	2 017 255 \$

L'énoncé des principales conventions comptables ainsi que les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers consolidés.

Au nom du conseil d'administration  
de Gaz Métropolitain, inc.  
en sa qualité de commandité,



Robert Tessier  
Administrateur



Réal Sureau  
Administrateur



May 7, 2015

Mr. Vincent Regnault  
Interim Director, Gas Supply  
Gaz Metro Limited Partnership  
1717 rue du Havre  
Montreal, QC  
H2K 2X3

Dear Vincent:

**Re: Alignment of In-service Dates for Expansion Projects**

Union recognizes that Gaz Metro requires service on both Union and TransCanada pipelines, downstream of Parkway, in order to serve its markets. Union has indicated that we are unwilling to include a guarantee to align in-service dates for expansion projects as, in so doing, Union would not have a method to recover costs or lost revenue if Union's projects were delayed due to downstream delays. This is not the case for NEB-regulated pipelines or most U.S. pipelines. TransCanada, for example, is afforded Allowance for Funds Used During Construction ("AFUDC") which includes an equity return component so that their company is not exposed if projects are delayed during construction.

Union commits to advancing such an AFUDC proposal with the Ontario Energy Board so that, if approved, Union would similarly not bear the full risk of project in-service misalignment. If Union is granted this approval, it is expected that Union would be able to offer some relief in terms of managing the cost and risk of service alignment between Union and TransCanada projects. We ask that Gaz Metro be supportive of this requested change in the regulatory forum.

We would be pleased to discuss this with you further should you have any additional questions or concerns.

Yours truly,



Patti Piett  
Director, S&T Marketing and Utilization

cc: Mark Isherwood  
Max Hagerman



# CALCUL DU COÛT INCRÉMENTAL : PROGRAMMES PE207 ET PE211 – ÉTUDES DE FAISABILITÉ

GAZ MÉTRO

Rapport final

21 janvier 2015



**ECONOLER**

## TABLE DES MATIÈRES

1	DESCRIPTION DU MANDAT .....	1
2	MÉTHODOLOGIE UTILISÉE .....	2
2.1	Calcul des proportions par scénario.....	2
2.2	Calcul du coût incrémental par scénario .....	3
3	TABLEAUX DES RÉSULTATS.....	5

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1	: Proportion d'études uniques ayant identifié au moins une mesure admissible.....	2
Tableau 2	: Proportion d'implantation des mesures admissibles par programme .....	3
Tableau 3	: Coût moyen des études selon la présence ou non de mesures admissibles .....	3
Tableau 4	: Calcul du coût incrémental moyen pour le programme PE207 .....	5
Tableau 5	: Calcul du coût incrémental moyen pour le programme PE211 .....	5

## LISTE DES FIGURES

Figure 1	: Scénarios potentiels pour le coût incrémental .....	2
----------	---	---

## 1 DESCRIPTION DU MANDAT

À la suite d'une demande de la Régie de l'énergie, Gaz Métro a mandaté Econoler pour réévaluer les coûts incrémentaux moyens associés aux programmes Études de faisabilité de Gaz Métro (programmes PE207 et PE211), en y incluant à la fois le coût de l'étude de faisabilité et le coût des mesures admissibles implantées. Cette analyse a été faite pour les participants des années financières 2009-2010, 2010-2011 et 2011-2012.

Cette réévaluation des coûts incrémentaux doit tenir compte du fait qu'une portion seulement des études réalisées ont identifié des mesures admissibles<sup>1</sup>. De plus, cette réévaluation doit également tenir compte que, parmi les participants dont l'étude identifie de telles mesures, seule une certaine proportion les a mis en place. Conséquemment, il est nécessaire de considérer tous ces scénarios dans le calcul du coût incrémental.

Pour ce faire, le travail effectué par Econoler, lors de l'évaluation des deux programmes d'études de faisabilité (PE207 et PE211), en 2013, a été mis à profit. Les résultats de l'analyse de 40 dossiers, ayant permis d'établir le taux d'implantation des mesures admissibles, ont notamment été utilisés dans le cadre du présent mandat.

Ce rapport présente donc la méthodologie permettant d'obtenir les coûts incrémentaux moyens des études et des mesures implantées pour les deux programmes mentionnés ci-dessus, ainsi que les résultats obtenus.

---

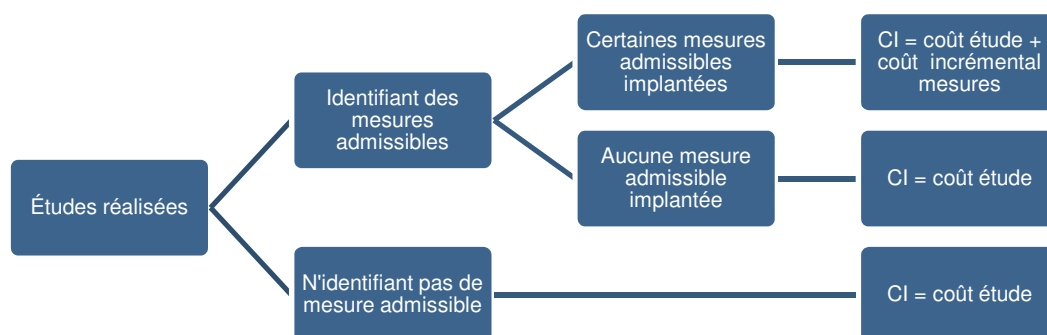
<sup>1</sup> C'est-à-dire des mesures dont la période de retour sur investissement (PRI) est inférieure à un an pour la clientèle CII (PE207) et la clientèle VGE commerciale (PE211) et inférieure à trois ans pour la clientèle VGE institutionnelle (PE211).



## 2 MÉTHODOLOGIE UTILISÉE

Pour établir le coût incrémental moyen des études et des mesures admissibles implantées pour chacun des deux programmes, Econoler a dû établir la proportion dans laquelle chacun des scénarios se produisait, comme illustré à la figure suivante. Par la suite, le coût moyen des études ainsi que le coût incrémental des mesures implantées ont été calculés pour chacun des scénarios afin d'obtenir un coût incrémental total correspondant à la moyenne pondérée de tous les scénarios. Il est à noter que les mesures admissibles correspondent à celles dont la période de retour sur investissement (PRI) est de moins d'un an pour le programme PE207 et pour les clients commerciaux du PE211, ainsi qu'à celles qui ont une PRI inférieure à trois ans pour les clients institutionnels du PE211.

Figure 1 : Scénarios potentiels pour le coût incrémental



### 2.1 CALCUL DES PROPORTIONS PAR SCÉNARIO

La proportion des études réalisées au cours de la période évaluée et qui ont identifié des mesures admissibles a été déterminée à partir de la base de données des programmes. En effet, elle contient la liste des mesures admissibles pour chacun des dossiers, ce qui permet d'identifier les études pour lesquelles le nombre de mesures admissibles est égal ou supérieur à un. Puisque certaines études sont associées à plusieurs numéros de dossiers, les doublons ont été retirés en comparant les coûts des études et les noms des clients.

Tableau 1 : Proportion d'études uniques ayant identifié au moins une mesure admissible

	PE207	PE211
Nombre total d'études uniques	74	86
Nombre total d'études uniques ayant identifié au moins une mesure admissible	19	35
Proportion d'études uniques ayant identifié au moins une mesure admissible	26 %	41 %
Proportion d'études uniques n'ayant identifié aucune mesure admissible	74 %	59 %



Afin d'estimer la proportion des études identifiant des mesures admissibles et pour lesquelles le participant a implanté au moins une de ces mesures, Econoler a analysé les 33 dossiers pour lesquels l'implantation de mesures admissibles a pu être validée dans le cadre de l'évaluation. Un suivi téléphonique avec le participant avait alors été réalisé pour déterminer le nombre de mesures admissibles réellement implantées. Le tableau suivant présente les résultats de cette analyse.

**Tableau 2 : Proportion d'implantation des mesures admissibles par programme**

	PE207	PE211	Total
Nombre total d'études avec mesures admissibles dont l'implantation a été vérifiée	12	21	33
Nombre total d'études pour lesquelles des mesures admissibles ont été implantées	8	19	27
Proportion d'études pour lesquelles des mesures admissibles ont été implantées	67 %	90 %	82%
Proportion d'études pour lesquelles aucune mesure admissible n'a été implantée	33 %	10%	18 %

## 2.2 CALCUL DU COÛT INCRÉMENTAL PAR SCÉNARIO

Pour établir le coût incrémental associé à chaque scénario, trois valeurs ont été prises en compte : le coût moyen des études ayant identifié des mesures admissibles, le coût moyen des études n'ayant pas identifié de mesures admissibles et le coût moyen des mesures admissibles implantées. Les calculs ont été effectués séparément pour les programmes PE207 et PE211.

Le coût moyen des études a été établi pour chaque sous-catégorie (ayant identifié des mesures admissibles ou non), à partir des coûts des études présents dans la base de données fournie par Gaz Métro<sup>2</sup>.

**Tableau 3 : Coût moyen des études selon la présence ou non de mesures admissibles**

	PE207	PE211
Coût moyen des études ayant identifié des mesures admissibles	14 910 \$	35 870 \$
Coût moyen des études n'ayant identifié aucune mesure admissible	11 479 \$	27 955 \$

<sup>2</sup> Certaines valeurs extrêmes parmi les coûts des études ont été soustraites de l'analyse, c'est-à-dire les valeurs ayant un écart de plus de 300 % par rapport au coût moyen calculé pour chaque sous-catégorie. La plupart des études soustraites à l'analyse ont été réalisées pour de nombreux bâtiments (par exemple, pour plusieurs écoles d'une même commission scolaire), ce qui explique leur coût élevé.

Pour déterminer le coût incrémental des mesures admissibles implantées par étude, Econoler a analysé les 27 études (8 dans le PE207 et 19 dans le PE211) pour lesquelles il a été validé qu'au moins une mesure admissible avait été implantée.

Cette analyse a d'abord permis de constater que la majorité des coûts des mesures pouvait être utilisée directement, car le coût de la mesure correspond au coût incrémental. C'est notamment le cas des mesures d'installation de contrôle, de récupération de chaleur ou d'ajout d'isolation sur de la tuyauterie ou des machines.

Toutefois, dans quelques cas, une étude plus approfondie de la documentation a été nécessaire pour comprendre la proportion du coût de la mesure attribuable aux économies d'énergie réalisées ou, lorsque nécessaire, identifier le coût incrémental à partir de recherches de données secondaires (issues des autres programmes du PGEÉ ou d'autres sources de la littérature scientifique et technique).

Cette analyse a permis de conclure que, lorsqu'au moins une mesure admissible de l'étude était implantée, le coût incrémental moyen associé à ces mesures était de 22 898 \$ par étude pour le programme PE207 et de 145 969 \$ par étude pour le programme PE211. Ces valeurs ont été additionnées au coût moyen des études ayant mené à des mesures admissibles, pour ainsi obtenir le coût incrémental total pour le scénario où des mesures admissibles ont été implantées.



### 3 TABLEAUX DES RÉSULTATS

Les tableaux ci-dessous présentent, pour chacun des programmes évalués, les proportions dans lesquelles se sont produits chacun des scénarios possibles, le coût incrémental associé à chacun de ces scénarios, ainsi que le coût incrémental total du programme. Celui-ci est obtenu par l'établissement d'une moyenne pondérée, selon la proportion totale associée à chacun des scénarios.

**Tableau 4 : Calcul du coût incrémental moyen pour le programme PE207**

	Proportion		Proportion	Proportion totale	Coût moyen brut	Coût moyen pondéré
<b>Études ayant identifié au moins une mesure admissible</b>	26 %	Études pour lesquelles au moins une des mesures admissibles a été implantée	67 %	<b>17 %</b>	37 808 \$	6 427 \$
		Études pour lesquelles aucune des mesures admissibles n'a été implantée	33 %	<b>9 %</b>	14 910 \$	1 342 \$
<b>Études n'ayant identifié aucune mesure admissible</b>	74 %			<b>74 %</b>	11 479 \$	8 494 \$
<b>TOTAL</b>	100 %			<b>100 %</b>	-	<b>16 264 \$</b>

**Tableau 5 : Calcul du coût incrémental moyen pour le programme PE211**

	Proportion		Proportion	Proportion totale	Coût moyen brut	Coût moyen pondéré
<b>Études ayant identifié au moins une mesure admissible</b>	41 %	Études pour lesquelles au moins une des mesures admissibles a été implantée	90 %	<b>37 %</b>	181 839 \$	67 099 \$
		Études pour lesquelles aucune des mesures admissibles n'a été implantée	10 %	<b>4 %</b>	35 870 \$	1 471 \$
<b>Études n'ayant identifié aucune mesure admissible</b>	59 %			<b>59 %</b>	27 955 \$	16 493 \$
<b>TOTAL</b>	100 %			<b>100 %</b>	-	<b>85 063 \$</b>



En considérant à la fois le coût des études de faisabilité et le coût des mesures admissibles implantées, les coûts incrémentaux moyens sont de 16 264 \$ pour le programme PE207 et 85 063 \$ pour le programme PE211.



**ECONOLER**