

**RÉPONSE DE SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO (GAZ MÉTRO) À LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 4 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 COMPTEUR DU 1^{ER} OCTOBRE 2014**

CALENDRIER POUR LA CONCEPTION D'UN INDICATEUR DE PERFORMANCE

- 1. Références :** (i) Pièce B-0011, p. 5;
(ii) Pièce B-0050, p. 9 et 10.

Préambule :

(i) « *Gaz Métro prévoit ainsi déposer sa seconde proposition d'un indicateur de performance visant l'optimisation des outils d'approvisionnement dans le cadre de la Cause tarifaire 2016, pour une mise en application à l'année tarifaire 2017.* »

(ii) « *Dans un premier temps, Gaz Métro estime le risque que les travaux requis pour effectuer le déplacement de sa structure d'approvisionnement à Dawn ne soient pas complétés au 1^{er} novembre 2015 comme étant trop élevé. Par conséquent, un report du déplacement de sa structure d'approvisionnement à Dawn au-delà du 1^{er} novembre 2015 est nécessaire. À cet effet, une entente avec TCPL a été convenue qui prévoit que les capacités de transport qui venaient à échéance au 31 octobre 2015 seront prolongées jusqu'à la mise en place des nouvelles capacités courtes distances, mais au plus tard le 31 octobre 2016.* »

Demande :

- 1.1 Veuillez indiquer si le report de la date du déplacement de la structure d'approvisionnement à Dawn pourrait avoir un impact sur la proposition d'un indicateur de performance et, par conséquence, sur la date anticipée de mise en place de cet indicateur.

Réponse :

L'indicateur de performance devra être en mesure de s'adapter à des changements à la structure des approvisionnements. Cette adaptabilité fait en sorte que le report du déplacement de la structure vers Dawn au plus tard le 1^{er} novembre 2016 n'aura pas d'impact sur la proposition d'un indicateur de performance, ni sur la date anticipée de mise en place de l'indicateur présentement prévue pour le 1^{er} octobre 2016.

PROPOSITION D'UNE MÉTHODOLOGIE DE CALCUL DE L'OUTIL DE MAINTIEN DE LA FIABILITÉ

- 2. Référence :** Pièce B-0048, p. 4, lignes 3 à 10.

Préambule :

« Enfin, pour la Cause tarifaire 2015, compte tenu de l'ensemble de ces bouleversements, Gaz Métro se retrouve dans une position qui n'était pas envisagée auparavant. En effet, la totalité de la capacité d'entreposage de l'usine LSR n'est pas requise pour assurer la sécurité d'approvisionnement de la clientèle étant donné que les outils d'approvisionnement requis pour répondre à la demande continue en journée de pointe permettent de répondre aux besoins de l'hiver extrême, sans ajout d'outil de maintien de la fiabilité. Ces changements majeurs au contexte ne permettent plus d'évaluer l'outil de maintien de fiabilité sur la base des preuves et décisions passées. »

Demandes :

- 2.1 Veuillez indiquer s'il y a un lien entre le transport additionnel contracté pour satisfaire les besoins additionnels de pointe au-delà de ceux requis pour répondre à l'hiver extrême et le fait que la totalité de la capacité d'entreposage de l'usine LSR n'est pas requise.

Réponse :

Gaz Métro juge important de rappeler le processus décisionnel pour définir sa structure d'approvisionnement, une fois la demande normale définie.

La première étape dans la détermination de la structure d'approvisionnement est de définir les besoins quotidiens d'approvisionnement pour sécuriser la desserte de la demande. Pour ce faire, les besoins de la demande continue en journée de pointe et les besoins pour répondre à la demande totale en hiver extrême sont établis.

En tant que distributeur gazier, Gaz Métro se doit de détenir des outils fermes pour répondre à la demande continue en journée de pointe. Cette règle est un des principes de planification dans l'industrie, comme décrit par le consultant aux pages 13 à 16 de l'étude présentée à l'annexe 1 de la pièce B-0017, Gaz Métro-4, Document 2.

Outre la demande continue en journée de pointe, Gaz Métro a accès à des approvisionnements dans son territoire par les trois sites d'entreposage : les sites de St-Flavien et Pointe-du-Lac d'Intragaz et l'usine LSR. Or, ces outils subissent un effritement durant l'hiver qui est plus important quand l'hiver est plus froid que normal. De plus, le service interruptible comporte un nombre maximum de jours d'interruption selon le volet et le sous-tarif. Une fois ces maximums atteints, la consommation de ces clients passe en service continu. Considérant ces éléments, Gaz Métro a introduit le critère additionnel que les approvisionnements doivent également lui permettre de desservir la demande totale si les conditions climatiques de l'hiver extrême se produisaient.

Une fois ces deux critères établis, le besoin d'approvisionnement est égal au maximum entre les deux valeurs afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement.

La seconde étape consiste à voir quels sont les approvisionnements déjà contractés et d'identifier le cas échéant s'il y a un manque ou un surplus d'outils. Les actions seront prises pour que les approvisionnements correspondent au besoin évalué à la première étape.

Une fois la structure d'approvisionnement fixée, différents scénarios sont analysés en fonction de conditions climatiques variables (normales, chaudes froides). Le scénario de base, à conditions climatiques normales, devient le plan d'approvisionnement qui servira à l'évaluation du coût de service et des tarifs de l'année visée par la cause.

Gaz Métro propose une demande de modification à la méthode d'évaluation de la journée de pointe car la méthode actuelle, en place depuis 2011, sous-évalue la demande en journée de pointe de la clientèle au tarif D₄ et en conséquence les approvisionnements requis pour desservir l'ensemble de la clientèle continue. (réf. : B-0017, Gaz Métro-4, Document 2).

Le constat pour l'année 2015 est, qu'en détenant les outils d'approvisionnements pour répondre à la demande continue en journée de pointe, Gaz Métro est en mesure de répondre à la demande totale si les conditions climatiques de l'hiver extrême identifié, soit l'hiver 1993-1994, se concrétise. Ce faisant, les approvisionnements fournis par les sites d'entreposage en franchise subissent un moins grand effritement. Pour l'usine LSR cela signifie qu'elle sera moins sollicitée.

- 2.2 Dans la mesure où le Distributeur contractait des outils de pointe (comme par exemple une augmentation de la capacité de vaporisation) pour satisfaire les besoins de pointe au-delà des besoins de l'hiver extrême, veuillez indiquer si l'outil de maintien de fiabilité serait requis.

Réponse :

L'outil de maintien à facturer au client GNL est défini comme la différence des outils d'approvisionnement entre les plans suivants :

- Plan sans utilisation de l'usine LSR par le client GNL; et
- Plan avec utilisation de l'usine LSR par le client GNL.

Les résultats de l'évaluation de l'outil de maintien seront fonction de la structure d'approvisionnement considérée.

Par exemple, sous le scénario où un ajout de vaporisation à l'usine LSR est considéré, les données pour le calcul de l'outil de maintien sont les suivantes :

	Scénario sans utilisation LSR 10 ³ m ³ /jour	Scénario avec utilisation LSR 10 ³ m ³ /jour	Outil de maintien de fiabilité 10 ³ m ³ /jour
Année 2017 + ajout de vaporisation			
Demande continue en journée de pointe	33 172	33 172	
Besoins pour hiver extrême	31 754	32 997	
Outil d'approvisionnement requis	33 172	33 172	0

Étant donné que les besoins d'approvisionnement de la clientèle de l'activité réglementée sont définis par le niveau de la demande continue en journée de pointe, la variation des besoins de l'hiver extrême qui résulte de la réservation d'une capacité de l'usine LSR au client-GNL ne requiert pas d'ajout de capacité de transport. Ainsi, aucun outil de maintien de fiabilité n'est requis dans l'horizon du plan d'approvisionnement.

- 3. Références :**
- (i) Pièce B-0048, p. 7 et 8;
 - (ii) Décision D-2010-144, p. 49;
 - (iii) Décision D-2011-030, p. 15.

Préambules :

(i) « D'autre part, dans un scénario (C) où la daQ n'a pas d'excédent de capacité à l'usine LSR, un outil de maintien de fiabilité doit être rendu disponible pour garantir la disponibilité de la capacité équivalente d'inventaire, ce qui était le cas jusqu'en 2013. Dans ce cas, une solution simple et cohérente est proposée : la daQ continue d'assumer l'entièreté des coûts d'entreposage de l'usine LSR, comme si le client GNL n'existait pas, et le client GNL paie pour les coûts de l'outil de maintien. De cette façon, la daQ demeure indemne autant en ce qui a trait à sa capacité de répondre à la demande d'hiver extrême qu'au coût associé à cette capacité.

Toute autre option dans le scénario (C) mène inévitablement à de l'interfinancement entre les activités réglementée et non réglementée. Par exemple, si le client GNL doit payer pour sa portion d'entreposage et également pour l'outil de maintien, alors la daQ continue de bénéficier d'un approvisionnement équivalant à la totalité de son entreposage, comme dans le scénario (A), mais ne se fait allouer que les coûts du scénario (B). Cette option ne peut être retenue puisqu'elle répond ni au critère de causalité des coûts ni au critère d'absence d'interfinancement entre le réglementé et le non réglementé. »

(ii) « [212] La Régie considère qu'il y a clairement un lien de cause à effet entre la présence du client GNL et les coûts de transport supplémentaire encourus par le distributeur. Elle juge que les revenus obtenus du client GNL pour l'utilisation de l'usine LSR servent à compenser spécifiquement cette utilisation et que le coût pour contracter du transport supplémentaire doit être assumé entièrement par le client GNL, en plus des coûts d'utilisation de l'usine. » [Nous soulignons]

(iii) « [58] De l'avis de Gaz Métro, le seul moyen d'éliminer l'interfinancement, et d'ainsi favoriser un traitement équitable tant pour la clientèle des services réglementés que pour Gaz Métro et sa filiale, est d'utiliser la méthode relative. Il faut faire en sorte, selon le distributeur, que les sommes reçues du client GNL pour l'utilisation de l'usine LSR soient considérées aux fins du calcul du coût des mesures supplémentaires que Gaz Métro devra mettre en place pour assurer la sécurité d'approvisionnement de la clientèle des services réglementés, de manière à ce que cette dernière ait la même garantie de service que si l'usine LSR lui était entièrement réservée¹⁷.

[59] Gaz Métro précise que, considérant le principe d'un risque symétrique de même que l'exigence d'une absence d'interfinancement, l'interprétation proposée dans le cadre du présent dossier implique qu'advenant que les coûts totaux des services tarifés reliés au plan d'approvisionnement de la clientèle des services réglementés, incluant les coûts de remplacement et les sommes reçues du client GNL pour l'utilisation de l'usine LSR, soient inférieurs aux coûts totaux des services tarifés reliés au plan d'approvisionnement de la clientèle des services réglementés lorsque l'usine LSR lui est entièrement dédiée, le client GNL bénéficiera de cette différence. De cette façon, la clientèle des services réglementés de Gaz Métro sera tenue indemne de l'activité de vente de GNL, en ce que les coûts qu'elle supportera sont les mêmes, activité de vente de GNL ou pas, tout en bénéficiant de la même garantie de service.

[...]

[65] La Régie constate que la méthode relative, privilégiée par Gaz Métro, équivaut à attribuer au client GNL le coût marginal de l'utilisation de l'usine LSR et le coût marginal du plan d'approvisionnement.

[...]

[66] La Régie considère que l'approche proposée par Gaz Métro n'est pas compatible avec ses décisions D-2010-057 et D-2010-144. En effet, la Régie constate que dans les trois scénarios présentés, l'approche relative proposée par Gaz Métro ne couvre pas le coût d'utilisation de l'usine LSR par le client GNL établi à partir du coût moyen. La Régie dans sa décision statue que l'approche retenue devait couvrir non seulement ce coût, mais aussi le coût de maintien de la fiabilité.» [Nous soulignons]

Demandes :

3.1 Veuillez indiquer en quoi votre proposition d'établissement des coûts, dans le cas du scénario C, diffère de la méthode relative proposée par le Distributeur dans le cadre du dossier R-3751-2010 telle que citée à la référence (ii). Veuillez illustrer votre réponse à l'aide d'un exemple chiffré et détaillé permettant de comparer votre proposition et la méthode relative.

Réponse :

La méthode proposée n'a rien en commun avec la méthode relative proposée dans le dossier R-3751-2010 à la pièce Gaz Métro 1, Document 1. La méthode relative était une méthode de répartition des coûts totaux, entre autres en calculant un plan d'approvisionnement comparatif, avait comme principe de base de maintenir le revenu requis à un niveau équivalent à celui qui aurait été évalué si le client GNL n'avait pas été présent. Cette méthode pouvait entraîner une charge ou un crédit au client GNL selon la comparaison des revenus requis avec et sans le client GNL.

La méthode proposée vient plutôt préciser que les coûts alloués avec la méthode actuelle attribuent des coûts d'utilisation de la daQ à l'activité GNL. La raison de cette allocation provient de calculs erronés d'utilisation des outils d'équilibrage dans certaines circonstances. La proposition vise à rectifier la répartition de l'utilisation des outils d'équilibrage afin que la clientèle daQ autant que le client GNL se voient allouer les coûts justes pour leur utilisation proportionnelle de l'équilibrage. Autrement dit, en ce moment, puisque l'utilisation des capacités d'entreposage n'est pas bien mesurée, les coûts ne sont pas bien alloués en fonction du principe de causalité des coûts.

La proposition de Gaz Métro tente de démontrer que dans certains scénarios, la daQ profite d'une utilisation équivalente à 100 % de l'usine LSR, alors qu'une partie de son utilisation des outils d'équilibrage est payée par le client GNL. Gaz Métro croit que sa preuve permet d'établir encore plus clairement la causalité des coûts pour l'utilisation de l'équilibrage, autant pour la daQ que pour le client GNL, ce qui n'était pas le cas dans ses preuves précédentes. Or, l'approche relative ne faisait que constater les coûts, sans pour autant les lier à une cause particulière, mais plutôt simplement à l'ajout du client GNL.

Pour faire une démonstration plus manifeste, Gaz Métro présente des exemples comparant la méthode proposée avec l'approche relative. Veuillez référer au tableau A pour résumer les propos ci-dessous exprimés.

Tout d'abord, les comparaisons seront effectuées à partir d'information contenue dans la preuve sur l'approche relative¹, ce qui permettra de comparer le résultat avec l'approche proposée. Dans la preuve sur la méthode relative, on retrouve au tableau 1 de l'annexe B², le coût d'utilisation du client GNL en fonction d'une répartition des coûts basée sur la valeur des actifs. Ce coût, déterminé à la ligne 38, est de 1 168 000 \$, dont 133 000 \$ est issu de l'entreposage. Dans le tableau 2 de l'annexe B³, on peut trouver le coût de l'outil de maintien à la ligne 29, qui est de 358 000 \$. Au tableau 7 de l'annexe B⁴, on peut retrouver à la ligne 4 l'allocation totale de l'usine pour le client GNL : 1 011 000 \$. Ce coût est inférieur à l'utilisation de l'usine LSR par le client GNL pour son utilisation de l'activité de

¹ R3751-2010, Gaz Métro 1, Document 1

² Ibid.

³ Ibid.

⁴ Ibid.

liquéfaction seulement (1 035 000 \$) qui est déterminé à l'Annexe B, Tableau 1, ligne 38. Par conséquent, dans cette méthode, le client GNL ne se voyait allouer ni le coût de l'outil de maintien, ni le coût de l'utilisation de l'entreposage.

La nouvelle proposition suit quant à elle le lien causal des coûts. La nouvelle méthode proposée vient améliorer le résultat final en calculant correctement l'utilisation précise de la daQ et du client GNL. Bien que la méthode d'allocation entre les activités ait été modifiée depuis pour représenter un meilleur lien causal des coûts, pour des fins d'explications de répartition d'utilisation et de comparaison avec la méthode relative, les exemples et calculs seront effectués avec la méthode en vigueur dans le dossier R-3751-2010.

Dans le tableau 1 de l'annexe B⁵, on retrouve à la ligne 34 le coût total de l'usine LSR et à la ligne 36 le coût unitaire de chaque élément (entreposage, liquéfaction, regazéification). Pour l'entreposage, le coût total alloué est de 1 888 000 \$ et le coût unitaire de 3,223 ¢/m³. Pour des fins d'illustrations, l'hypothèse posée est que ce coût représente le coût de l'utilisation complète de la capacité d'entreposage de l'usine LSR par la daQ uniquement. On peut alors en conclure que lorsque la daQ a besoin dans son plan d'approvisionnement de l'ensemble de l'entreposage, son coût unitaire est égal à ce qui a été calculé à la ligne 36, soit 3,223 ¢/m³.

Scénario B

Si la daQ n'avait besoin que de la moitié de la capacité d'entreposage, alors son coût total pour son besoin serait plutôt de 6,446 ¢/m³ puisque les coûts alloués sont principalement fixes. Dans ce cas, si la daQ trouve un partenaire qui peut utiliser la capacité d'entreposage latente, alors l'ajout de ce partenaire viendrait diminuer le coût pour les deux entités. Admettons que le partenaire ait besoin de 4 137 10³m³, soit 7,1 % de la capacité d'entreposage, alors le taux effectif de la daQ pour son utilisation sera diminué à environ 6,0 ¢/m³, pour une économie de 0,4 ¢/m³ pour la clientèle en fonction du volume requis dans le plan d'approvisionnement. De plus, comme il y a de la capacité déjà disponible à l'usine LSR et que le prêt de l'espace additionnel vient déjà réduire les coûts de la daQ, alors aucun outil de maintien n'est nécessaire. Le coût pour l'outil de maintien est donc nul dans cette situation. Le client GNL recevrait alors une facture de 133 000 \$ pour son utilisation de l'entreposage et de 1 035 000 \$ (l. 38, col. 7 et 8, tableau 1 de l'annexe B⁶) pour la liquéfaction. Le total pour son utilisation de l'usine LSR et de l'outil de maintien est alors de 1 168 000 \$. En comparaison avec la méthode relative, l'allocation du client GNL serait de 157 000 \$ de plus dans la méthode proposée que dans la méthode relative.

Scénario C

Maintenant, prenons plutôt l'hypothèse que la daQ ait besoin de la capacité d'entreposage totale de l'usine LSR. En fonction du tableau 1 de l'annexe B⁷, elle aurait donc besoin de

⁵ R-3751-2010, Gaz Métro 1, Document 1

⁶ Ibid.

⁷ Ibid.

58 591 10³m³. Le client GNL ne peut donc utiliser cette capacité, sinon la daQ manquerait d'outils d'équilibrage pour sa clientèle. Le client GNL offrirait donc de substituer une capacité d'entreposage équivalente à un besoin de 4 137 10³m³. Pour ce faire, le client GNL devrait acheter une capacité de transport permettant de fournir l'équivalent de 4 137 10³m³ en entreposage au coût de 358 000 \$ comme il a été énoncé préalablement. Cette capacité correspondrait à l'outil de maintien. Après l'achat de l'outil, une équivalence totale d'approvisionnement de 58 591 10³m³ plus 4 137 10³m³ serait alors disponible, ce qui permettrait au client GNL d'utiliser l'usine LSR en laissant la daQ indemne pour ses approvisionnements. La daQ pourrait alors continuer d'utiliser l'équivalent de 58 591 10³m³ tout en optimisant ses coûts de liquéfaction par le biais d'une utilisation accrue du client GNL. Le client GNL utiliserait quant à lui une capacité d'entreposage équivalente à l'outil de maintien contracté. La capacité totale d'entreposage serait alors théoriquement plus élevée que la capacité seule de l'usine LSR, puisque l'usine LSR et l'outil de maintien combiné permettraient de desservir l'équivalent d'une usine LSR avec une capacité totale de 62 728 10³m³, 58 591 10³m³ pour la daQ et 4 137 10³m³ pour le client GNL.

En fonction de cette nouvelle capacité, le coût moyen de l'utilisation de la capacité totale de 62 728 10³m³ des deux entités pourrait alors être déterminé en additionnant le coût de l'entreposage de l'usine LSR et de l'outil de maintien puis en divisant par la capacité totale d'utilisation, ce qui donne un coût moyen de 3,58 ¢/m³. Dans ce cas-ci, la distribution du coût moyen entre les deux partenaires viendrait augmenter le coût de la daQ puisque la capacité additionnelle contractée par le client GNL serait à un coût supérieur au coût de la daQ, ce qui fait passer le coût moyen de 3,22 ¢/m³ à 3,58 ¢/m³. Donc, afin de s'assurer de ne pas augmenter le coût de la clientèle pour son utilisation de la capacité d'entreposage, dans sa proposition Gaz Métro remettrait l'ensemble du coût de l'outil de maintien au client GNL. Peu importe le coût moyen total des capacités d'entreposage, la clientèle de la daQ ne se verrait allouer que le coût de 3,223 ¢/m³ pour son utilisation. Dans ce scénario, en tout, le client GNL devrait donc déboursier 1 035 000 \$ pour sa liquéfaction et de 358 000 \$ pour sa capacité d'entreposage. Sa facture totale serait de 1 393 000 \$, soit 382 000 \$ de plus que dans la méthode relative, toutefois elle représenterait adéquatement son utilisation de l'usine LSR.

Tableau A: Variables économiques en fonction de la méthode de répartition (milliers de \$)

	Méthode Relative	Proposition - Scénario B	Proposition - Scénario C
Capacité Usine LSR¹	58 591	58 591	58 591
Capacité utilisée daQ	58 591	29 296	58 591
Capacité disponible	0	29 295	0
Besoin Client GNL (7.1%)¹	4 137	4 137	4 137
Capacité additionnelle requise	4 137	0	4 137
Coût entreposage usine LSR	1 888	1 888	1 888
Coût capacité additionnelle requise²	358	0	358
Coût liquéfaction usine LSR	4 452	4 452	4 452
Allocation entreposage - Client GNL	133	133	0
Allocation outil de maintien - Client GNL	0	0	358
Allocation liquéfaction usine LSR	1 035	1 035	1 035
Montant pour éviter l'interfinancement³	-157	0	0
Coût alloué total - Client GNL	1 011	1 168	1 393

¹ R-3751-2010 Gaz Métro 1 Document 1, Annexe B, Tableau 1, L3

² R-3751-2010 Gaz Métro 1 Document 1, Annexe B, Tableau 2, L29

³ R-3751-2010 Gaz Métro 1 Document 1, Annexe B, Tableau 7, L3

Enfin, la nouvelle méthode de répartition des coûts entre les fonctions qui considère l'utilisation relative de l'entreposage, de la liquéfaction et de la regazéification selon le nombre de jours d'utilisation plutôt que la valeur des actifs, permet de réaliser des économies additionnelles sur l'entreposage pour la clientèle daQ. En effet, plus la fonction liquéfaction est utilisée par le client GNL, plus les coûts fixes de l'entreposage baissent et sont transférés vers la liquéfaction. Ainsi, la clientèle de la daQ profite d'économies sur son utilisation de la capacité d'entreposage par le simple fait que le client GNL maximise la capacité de liquéfaction, et ce, même s'il n'utilise pas cette capacité d'entreposage. Le client GNL assume donc une partie de l'ensemble des coûts fixes d'entreposage, de liquéfaction et de regazéification tel que démontré dans la pièce R-3837-2013, B-0041, Gaz Métro 2, Document 6 de la Cause tarifaire 2014 alors que le poids des coûts communs d'entreposage diminuaient de 64 %⁸ à 36 %⁹ par la seule augmentation de l'activité de liquéfaction et pour laquelle la part des coûts communs passait de 27 % à 64 %¹⁰.

⁸ R-3837-2013, Gaz Métro 02 Document 6, tableau p.19

⁹ R-3837-2013, Gaz Métro 02 Document 6, p.21

¹⁰ R-3837-2013, Gaz Métro 02 Document 6, tableau p.19, sans le projet d'investissement et p.21 part d'utilisation des différentes fonctions à l'usine LSR.

La méthode relative ne permettait pas de suivre cette causalité des coûts, d'effectuer une répartition aussi précise, et d'allouer en même temps l'utilisation de l'usine LSR et l'outil de maintien, ce qui a mené la Régie à la décision citée dans la demande de renseignements. Par contre, la méthode proposée, combinée avec la nouvelle méthode de répartition approuvée par la Régie, vient allouer adéquatement les coûts en fonction du principe de causalité des coûts et respecte l'utilisation relative de la daQ et du client GNL afin d'allouer au client GNL sa juste part d'utilisation de l'usine indépendamment du scénario, en plus de lui faire supporter les coûts unitaires d'entreposage excédentaires lorsqu'un outil de maintien est requis.

- 3.2 Veuillez indiquer en quoi votre proposition d'établissement des coûts, dans les scénarios B et C, respecte les décisions D-2010-144 et D-2011-030, quant au fait que les coûts alloués aux clients GNL doivent couvrir les coûts de l'utilisation de l'usine et les coûts de maintien de la fiabilité.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 3.1.

4. **Références :** (i) Pièce B-0048, p. 10 et 11;
(ii) Pièce B-0048, p. 11.

Préambules :

(i) « *Considérant la proposition de Gaz Métro, elle n'a pas à demander au client GNL d'acheter un outil de maintien. L'utilisation de l'entreposage par le client GNL permet tout de même de réduire le coût de la clientèle réglementée puisque des coûts lui seront alloués pour la portion que la daQ lui a cédée. Il n'y a donc pas, dans le cadre de la Cause tarifaire 2015, de coût associé à un outil de maintien de la fiabilité, puisque dans son plan d'approvisionnement, Gaz Métro se retrouve avec un excédent de capacité à l'usine LSR en cas d'hiver extrême.* »

(ii) « *Dans la Cause tarifaire 2014, la Régie a rendu une décision favorable quant à la demande d'ajustement à la méthode de partage des coûts par Gaz Métro, permettant ainsi la poursuite du projet. Gaz Métro voudra tout de même s'assurer que la méthodologie de calcul de l'outil de maintien soit équitable afin d'assurer la viabilité du projet d'expansion de l'usine. Gaz Métro a donné à l'entrepreneur retenu un avis de démarrage de travaux spécifiques (« Limited Notice to Proceed ») qui permet de poursuivre les travaux, mais en limitant les engagements financiers de l'ANR.*

Cette façon de procéder a été retenue par Gaz Métro afin de poursuivre le projet en parallèle du calendrier réglementaire et respecter l'échéancier qu'elle s'est donné, soit une mise en service à

l'été 2016. En conséquence, Gaz Métro requiert une décision à l'égard de la présente demande d'ici le 30 septembre 2014. »

Demande :

- 4.1 Dans la mesure où la proposition du Distributeur repose sur l'hypothèse qu'il existe un excédent de capacité à l'usine LSR lors de la planification de l'hiver extrême, veuillez indiquer comment la Régie pourrait rendre une décision éclairée sur la proposition du Distributeur sans avoir rendue sa décision sur le plan d'approvisionnement.

Réponse :

Gaz Métro ne demande pas à la Régie de décider ou non de la nécessité de contracter un outil de maintien et de spécifier la capacité d'entreposage qu'il doit avoir avant d'avoir évalué le plan d'approvisionnement. Gaz Métro demande plutôt à la Régie d'approuver la méthodologie de calcul de l'outil de maintien de la fiabilité ainsi que les circonstances d'application et d'attribution des coûts d'entreposage, indépendamment des résultats de l'examen du plan d'approvisionnement annuel. Ce n'est que lors de l'examen du plan d'approvisionnement pour une année donnée, en fonction de la méthodologie établie par la Régie, que l'on saura si oui ou non un outil de maintien est nécessaire et, dans l'affirmative, de la capacité de celui-ci.

5. **Référence :** Pièce B-0048, p. 11 et 12.

Préambule :

« Gaz Métro est d'avis que la nouvelle proposition entourant l'outil de maintien de la fiabilité du client GNL respecte les grands principes établis par la Régie, dans la mesure où :

[...]

6- le Code de conduite entre les activités réglementées et non réglementées est respecté. »

Demande :

- 5.1 Veuillez élaborer davantage sur l'affirmation faite en préambule.

Réponse :

Le Code de conduite régissant les transactions entre sociétés apparentées du groupe corporatif, approuvé par le Conseil d'administration de Gaz Métro le 15 novembre 2000, stipule notamment l'élément suivant :

Article 2.2 :

« Lorsqu'une même société mène une activité réglementée, et une ou des activités non réglementées, l'allocation des coûts ou des bénéfices des ressources humaines et physiques communes doit être équitable pour les clients de l'activité réglementée et conforme aux règles fixées par l'organisme de réglementation. »

Or, la nouvelle proposition entourant l'outil de maintien assure le traitement équitable de la clientèle de l'activité réglementée et par conséquent respecte le *Code de conduite*.

6. Référence : Pièce B-0048, p. 12.

Préambule :

« Finalement, Gaz Metro informe la Régie que dans le cas où celle-ci refuserait l'approbation de cette nouvelle proposition, le client GNL procéderait à une révision des capacités d'entreposage réservées à l'usine LSR et projetées au plan d'approvisionnement 2015-2018, comme présentées à la pièce Gaz Métro-7, Document 2 du présent dossier. »

Demande :

6.1 Veuillez indiquer quelles seraient les capacités d'entreposage réservées à l'usine LSR et projetées au plan d'approvisionnement 2015-2018, dans l'éventualité où la Régie refuserait la nouvelle proposition.

Réponse :

Si la Régie rejetait la proposition d'évaluation de coûts reliés au maintien de la fiabilité, le client GNL informe Gaz Métro qu'il réviserait la capacité d'entreposage réservée à l'usine LSR à environ trois semaines de ventes de GNL.

De plus, le client GNL a avisé Gaz Métro que sa projection de ventes de GNL sur la période de décembre 2014 à mars 2015 serait inférieure à celle initialement prévue.

Ainsi, pour le plan d'approvisionnement 2015-2018, les données révisées seraient les suivantes :

Année financière	Type de service	Ventes de GNL (10 ³ m ³)			Capacité LSR réservée (10 ³ m ³)
		Hiver	Été	Total	
2014-2015	Interruptible	7 350	25 750	33 100	1 040
2015-2016	Interruptible	17 844	33 956	51 800	2 300
2016-2017	Continu	39 852	51 729	91 581	5 400
	Interruptible	3 687	11 732	15 419	
	Total	43 539	63 461	107 000	
2017-2018	Continu	54 384	74 941	129 326	4 100
	Interruptible	115	12 160	12 274	
	Total	54 499	87 101	141 600	

ÉTAT D'AVANCEMENT – ENJEUX RELIÉS AUX TAUX DE SATURATION ÉLEVÉ DE CERTAINS TRONÇONS DU RÉSEAU DE TRANSMISSION DE GAZ MÉTRO

- 7. Références :**
- (i) Décision D-2013-192, p. 25 ;
 - (i) Pièce B-0049, p. 2;
 - (ii) Dossier R-3837-2013, phase 2, pièce B-0082.

Préambule :

- (i) *« Pression minimale « Best Effort » de TCPL*

[95] *D'entrée de jeu, la Régie fait sienne l'affirmation suivante de Gaz Métro :*

« Essentiellement, c'est une situation qui n'est pas idéale. On ne pense pas que c'est une solution de long terme parce qu'on pense que le réseau doit être bâti sur l'idée de la pression garantie et non pas d'un « Best Effort ». »

[96] *La Régie comprend que le Distributeur est conscient du niveau de risque qu'il encourt en utilisant le taux de saturation maximal pour l'attribution du GAI et se dit prêt à y faire face.*

[97] *En conséquence, la Régie accepte, de façon exceptionnelle, la proposition du Distributeur de prendre en compte le niveau de pression d'alimentation « Best Effort » de TCPL pour calculer les taux de saturation du réseau, aux conditions suivantes :*

- *en cas de problème sur le réseau, le Distributeur doit prioriser la clientèle du service continu;*
- *il s'agit d'une mesure temporaire pour l'hiver 2013-2014, le Distributeur devra proposer une ou des mesures concrètes permanentes dès que possible. »*

(ii) « En date de la présente, Gaz Métro informe la Régie que les travaux à l'égard des enjeux reliés au taux de saturation élevé de certains tronçons du réseau de distribution ne sont pas complétés et sont toujours en cours de réalisation. Ce plus long délai est occasionné par un niveau d'analyse plus important qu'anticipé et au fait que Gaz Métro a recours à des experts. La participation d'experts est requise pour l'analyse des critères de conception et d'opération du réseau gazier ainsi que pour la prévision à long terme de la demande de pointe.

Gaz Métro estime qu'il sera en mesure de compléter ces travaux au cours des prochains mois et de proposer des solutions à la Régie. »

(iii) Tableaux sur les taux de saturation par région et tableaux sur les taux de saturation par région excluant les clients interruptibles

Demandes :

7.1 Veuillez indiquer, pour l'année tarifaire 2015, si le Distributeur utilisera les mêmes solutions pour tenir compte des taux de saturation élevés de certains tronçons du réseau de transmission dont notamment l'utilisation de la pression minimale « *Best Effort* » de TCPL.

Réponse :

Gaz Métro utilisera les solutions temporaires retenues pour l'année tarifaire 2014 pour tenir compte des taux de saturation élevés de certains tronçons du réseau de transmission à l'exception des solutions opérationnelles et physiques et du « *Best Effort* ». Toutefois, Gaz Métro a été en mesure d'obtenir, pour les mois d'hiver, une pression contractuelle minimale de 4 650 kPa à l'entrée du poste de compression de St-Maurice et de 5 750 kPa à l'entrée du poste de livraison de Waterloo, et ce, pour une période de trois ans. Ces pressions contractuelles remplacent la pression minimale « *Best Effort* » utilisée pour l'année tarifaire 2014. Au besoin, pour l'année tarifaire 2015, Gaz Métro pourra réduire de manière exceptionnelle et temporaire sa marge de sécurité au poste de compression de St-Maurice en sollicitant davantage les deux compresseurs de la station afin d'augmenter le débit maximal du réseau de transmission du Saguenay. Ces solutions temporaires permettront de répondre à la demande de pointe projetée pour l'hiver 2015.

7.2 Pour l'hiver 2014-2015, le Distributeur envisage-t-il approvisionner les clients en GAI sur les tronçons où le niveau de saturation est élevé?

Réponse :

Une fois l'évaluation de la demande et la planification des outils requis complétées par le service d'approvisionnement gazier et que la détermination de la disponibilité du service de GAI aura été prise, et ce, considérant les nouvelles ententes pour les pressions contractuelles minimales, Gaz Métro pourra offrir le service de GAI dans les tronçons où le niveau de saturation est élevé. L'acceptation de GAI sera conditionnelle à ce que la consommation

totale des réseaux ne dépasse pas le pourcentage d'utilisation maximum (100 %) en considérant les solutions temporaires en place.

- 7.3 Veuillez fournir les taux de saturation rencontrés lors de l'hiver 2013-2014 pour chacune des régions où les taux de saturation sont élevés, tels que présentés dans le cadre du dossier R-3837-2013 et mentionnés à la référence (iii).

Réponse :

Avant de présenter les tableaux demandés qui tiennent compte d'une pression contractuelle de 4 000 kPa, Gaz Métro souligne qu'elle disposait à l'hiver 2013-2014 d'une entente avec TCPL aux termes de laquelle la pression contractuelle pour le poste de livraison de Waterloo était de 4 550 kPa. Avec cette entente et l'implantation des solutions opérationnelles et physiques, la capacité horaire maximale pour Estrie Total passe de 122 982 m³/h à 150 400 m³/h alors que le taux de saturation passe de 106,9 % à 87,4 %. Pour le tronçon Sabrevois/Courval, la capacité horaire maximale passe de 79 332 m³/h à 89 900 m³/h alors que le taux de saturation passe de 107,9 % à 95,2 %. Pour le tronçon Waterloo/Windsor, le débit horaire maximal passe de 43 650 m³/h à 60 500 m³/h alors que le taux de saturation passe de 102,8 % à 74,1 %.

Par ailleurs, Gaz Métro disposait à l'hiver 2013-2014 d'une entente avec TCPL pour une pression contractuelle de 4 650 kPa à l'entrée du poste de compression de Saint-Maurice. Avec cette entente et l'implantation des solutions opérationnelles et physiques, le débit horaire maximal pour le Saguenay passe de 115 000 m³/h à 128 000 m³/h alors que le taux de saturation passe de 98,2 % à 88,2 %. Cette capacité inclut une marge de sécurité en cas de défaillance d'un des compresseurs.

Tableau 1 : Taux de saturation 2013-2014 du réseau pour les régions où les taux de saturation sont élevés.

	Estrie Total	Estrie Sabrevois /Courval	Estrie Waterloo /Windsor	Saguenay
Débit horaire à la pointe (m ³ /h)	139 360 2013-12-17	86 950 2014-01-22	56 825 2014-03-18	120 072 2014-01-21
Débit horaire maximal (m ³ /h)	122 982	79 332	43 650	115 000 ⁽¹⁾
Taux de saturation (%)	113,3	109,6	130,2	104,4

Tableau 2 : Taux de saturation 2013-2014 du réseau pour les régions où les taux de saturation sont élevés excluant les clients interruptibles.

	Etrie Total	Etrie Sabrevois /Courval	Etrie Waterloo /Windsor	Saguenay
Débit horaire à la pointe (m ³ /h) 2013-12-17	131 500	85 587 2014-01-22	44 867 2014-03-18	112 869 2014-01-21
Débit horaire maximal (m ³ /h)	122 982 ⁽²⁾	79 332	43 650	115 000 ⁽¹⁾
Taux de saturation (%)	106,9	107,9	102,8	98,2

Notes : ⁽¹⁾ Cette capacité inclus une marge de sécurité en cas de défaillance d'un des compresseurs.

Il est à noter que la méthodologie d'établissement du taux de saturation évoluera dans le cadre de ses travaux visant à proposer des solutions, et ce, afin de prendre en compte les constats et recommandations des experts impliqués au dossier.

- 7.4 Veuillez indiquer quand le Distributeur sera en mesure de compléter ses travaux et de proposer des solutions à la Régie.

Réponse :

À l'automne 2014.

- 7.5 Vous mentionnez avoir recours à la participation d'un expert notamment pour analyser la prévision à long terme de la demande de pointe. Veuillez indiquer si la demande de pointe à laquelle vous faites référence est différente de la demande de pointe utilisée dans le cadre du plan d'approvisionnement.

Réponse :

La demande de pointe dans le cadre du plan d'approvisionnement gazier et la demande de pointe horaire sont deux éléments distincts et répondent à deux besoins différents. Dans le premier cas, Gaz Métro vise à déterminer les besoins en gaz naturel, donc ce qu'il faut contracter en amont, sur une base quotidienne, pour desservir le territoire de Gaz Métro et plus précisément la demande continue en journée de pointe. Dans le second cas, Gaz Métro

visé à s'assurer que la capacité physique du réseau est suffisante pour répondre à une demande de pointe horaire sur des tronçons ciblés. La demande continue en journée de pointe pour un tronçon donné ne correspondra donc pas à 24 fois la demande de pointe horaire.

Bien qu'elles soient toutes deux sensibles à la température, la demande continue en journée de pointe et la pointe horaire n'évoluent pas nécessairement de la même façon. Premièrement en raison de la mesure qui est utilisée : la journée pour laquelle la demande a été la plus importante n'est pas nécessairement celle durant laquelle la demande horaire a été la plus grande. Deuxièmement en raison de l'aspect régional de la pointe horaire : les journées et les heures de pointe pour la majorité des tronçons sont différentes, chaque tronçon du réseau doit répondre à la demande de la clientèle qui y est rattachée, alors que la demande continue en journée de pointe est observée pour l'ensemble du réseau.

Des méthodes distinctes adaptées en fonction des besoins sont donc utilisées.

8. Référence : Pièce B-0049, p. 6.

Préambule :

(i) « *La Régie a demandé au Distributeur une analyse évaluant les coûts et les avantages d'instrumenter l'ensemble des clients des tarifs D4 et D5. La demande de la Régie viserait 151 clients situés partout sur le territoire où Gaz Métro dispose d'un droit exclusif de distribution. Au moment de l'extraction des données, ces 151 clients étaient soit au tarif D4 ou D5 ou en combinaison tarifaire D4/D5. Ce nombre excluait les 12 clients instrumentés en 2013.*»

Demande :

8.1 Veuillez indiquer combien de clients seraient visés dans la mesure où seuls les clients des sous tarifs 4.7 à 4.10 et 5.7 à 5.9 seraient instrumentés.

Réponse :

Au total, 47 nouveaux clients seraient visés dans la mesure où seuls les clients des sous tarifs 4.7 à 4.10 et 5.7 à 5.9 seraient instrumentés. Voici la répartition :

- 4.7 à 4.10 = 45 clients dont 5 sont déjà instrumentés

- 5.7 à 5.9 = 21 clients, dont 14 qui ont aussi le tarif 4.7 à 4.10

9. Référence : Pièce B-0049, p. 7.

Préambule :

(i) « À l'exception des clients situés sur les réseaux de transmission du Saguenay et de l'Abitibi, le coût unitaire s'élèverait à 17 500 \$. »

Demande :

9.1 Veuillez présenter l'impact tarifaire annuel en \$/client d'un coût d'instrumentation de 17 500 \$/client. Veuillez présenter les hypothèses retenues quant au taux d'amortissement.

Réponse :

Le tableau qui suit présente l'impact tarifaire de l'instrumentation d'un client à un coût de 17 500 \$.

Impact tarifaire	Annuel (\$)	Actualisé cumulatif (\$)
1 an	2 338	2 211
2 ans	2 076	4 068
3 ans	2 048	5 799
4 ans	2 018	7 413
5 ans	1 987	8 915
10 ans	1 811	14 969
15 ans	1 611	19 085
20 ans	1 392	21 809
30 ans	917	24 622
40 ans	-41	24 876

La période d'amortissement utilisée dans cette analyse est de 32 ans et 2 mois, soit le taux moyen d'amortissement pour les branchements utilisé dans le revenu requis. L'unité SCADA qui est installée sur le poste de mesurage est incluse dans la catégorie de branchement.

10. Référence : Pièce B-0049, p. 7.

Préambule :

(ii) « *De plus, le nombre d'opérateurs actuel du CCR ne permettrait pas d'assurer en tout temps la surveillance des liens de communication, le suivi de l'information recueillie et la répartition des appels de dépannage. Ainsi, instrumenter 151 nouveaux clients sans ajouter de ressources pour gérer l'information obtenue serait vain. Afin d'avoir le nombre d'opérateurs suffisant pour effectuer cette surveillance, la création de trois nouveaux postes permanents serait nécessaire.* »

Demandes :

10.1 Veuillez indiquer combien d'opérateurs travaillent actuellement en permanence au CCR.

Réponse :

Présentement il y a 6 postes permanents d'opérateurs au CCR.

10.2 Veuillez indiquer ce que vous entendez par « en tout temps ».

Réponse :

Le Centre de contrôle du réseau doit assurer la surveillance 24 heures par jour, 7 jours par semaine, donc en tout temps veut dire 24 heures par jour pendant 365 jours.

10.3 Veuillez indiquer s'il est essentiel pour la gestion du réseau que ces opérateurs surveillent, en tout temps, les liens de communication, le suivi de l'information recueillie et la répartition des appels de dépannage. Si oui, veuillez élaborer.

Réponse :

La Régie a indiqué dans sa décision D-2012-158 qu'elle « *juge que le distributeur est le premier responsable de la sécurité de son réseau et, qu'en ce sens, il doit prendre toutes les mesures nécessaires pour assurer l'approvisionnement des clients de son réseau* » (paragraphe 109). Ainsi, Gaz Métro a la responsabilité de s'assurer de la sécurité de son réseau et doit donc surveiller les liens de communication, les pressions, les alarmes, les appels de dépannage ainsi que toute activité qui peut avoir une incidence sur le réseau. Cette surveillance constante et essentielle est effectuée 24 heures par jour, 7 jours par semaine.

- 10.4 Veuillez indiquer combien d'opérateurs seraient requis pour effectuer une surveillance uniquement durant les périodes de pointe ou les périodes plus critiques de la gestion du réseau.

Réponse :

Pour assurer la sécurité de son réseau, Gaz Métro a au minimum un opérateur en tout temps au CCR et ce, peu importe la période de l'année. Durant les périodes de pointe ou les périodes plus critiques de la gestion du réseau, généralement l'hiver, le distributeur emploie deux opérateurs les jours de la semaine.

La surveillance de 151 sites additionnels augmenterait la probabilité d'occurrences d'événements simultanés. Si Gaz Métro effectuait une surveillance de ces sites uniquement durant les périodes de pointe ou les périodes plus critiques, soit l'hiver, le distributeur juge que trois postes additionnels temporaires seraient nécessaires pour assurer la sécurité de son réseau.

Si des postes additionnels temporaires et saisonniers devaient être créés, plutôt que des postes permanents, Gaz Métro a certaines craintes quant au recrutement (aspect temporaire et saisonnier) et à la rétention d'employés qualifiés. Il est à noter que la formation des opérateurs devrait se faire avant les périodes de pointe ou les périodes plus critiques de la gestion du réseau.

Il existe également une banque de relève comprenant trois postes chez Gaz Métro. Présentement il n'y a qu'un poste qui est comblé sur la possibilité de ces trois postes. Cette banque ne peut être utilisée comme ressource durant les périodes de pointes ou plus critiques car les employés occupent déjà des postes permanents ailleurs dans l'entreprise et ne font que combler des remplacements temporaires pour vacances ou maladies, et ce, à la discrétion de leur gestionnaire.

- 10.5 Veuillez indiquer s'il serait possible de mettre en place un programme informatique de surveillance qui pourrait déclencher des alertes en cas d'anomalie. Veuillez indiquer si un tel programme pourrait réduire le nombre d'opérateur requis.

Réponse :

Un programme informatique de surveillance est déjà en place pour déclencher les alertes en cas d'anomalie. Ainsi, le nombre d'opérateurs requis ne pourrait pas être réduit.

11. Référence : Pièce B-0049, p. 7.

Préambule :

(i) « *Le principal avantage associé à l'instrumentation des clients serait de suivre en temps réel la consommation horaire individuelle des grands clients des tarifs D4 et D5. Ainsi, Gaz Métro pourrait s'assurer que les clients instrumentés respectent leur débit inscrit au contrat lors de périodes critiques au cours desquelles des interruptions des clients du tarif D5 sont requises ou, à défaut, sollicitent la collaboration des clients afin d'apporter les ajustements requis au rétablissement de la situation en cas d'enjeux opérationnels.* »

Demandes :

11.1 Veuillez indiquer l'utilité du débit horaire maximal inscrit au contrat des clients des tarifs D₄ et D₅. Veuillez notamment élaborer sur l'utilité de cette donnée dans la gestion opérationnelle du réseau, la gestion des interruptions et la facturation du client.

Réponse :

Pour la conception du réseau, le débit horaire maximal du client inscrit au contrat est utilisé pour calculer le diamètre des conduites principales et du branchement du client, ainsi que les capacités des régulateurs, de la soupape de sécurité et du compteur.

Le débit horaire maximal inscrit au contrat des clients des tarifs D₄ et D₅ permet à Gaz Métro de prévoir les débits horaires attendus dans le cadre de la gestion opérationnelle du réseau. Cette information permet entre autres de pouvoir réagir si Gaz Métro constate un débit horaire beaucoup plus élevé que ce qui est indiqué au contrat et qui met en danger la sécurité d'approvisionnement de la clientèle. Toutefois, la gestion des interruptions et les nominations sont effectuées sur une base quotidienne et le débit horaire n'est pas utilisé.

Le client n'est pas facturé en fonction des débits horaires inscrits à son contrat.

11.2 Dans la mesure où le Distributeur se retrouve, dans son plan d'approvisionnement 2015-2018, avec des besoins de pointe qui vont au-delà de la planification de l'hiver extrême, veuillez indiquer si une lecture horaire en temps réel des plus gros clients des tarifs D₄ et D₅ pourrait aider à la gestion des opérations dans les périodes les plus critiques.

Réponse :

Le centre de contrôle du réseau de Gaz Métro obtient déjà les lectures en temps réel pour l'ensemble des 82 postes de livraison sur son territoire. Gaz Métro effectue sa gestion en cours de journée en fonction des observations sur ces postes et révisé les nominations aux différentes fenêtres de nominations en cours de journée.

Gaz Métro ne croit pas que l'ajout d'une lecture horaire est nécessaire pour les grands clients des tarifs D₄ et D₅. De plus, les clients ont le droit de consommer leur volume souscrit (D₄) et volume quotidien maximal (D₅) à l'intérieur de la même journée. Si Gaz Métro avait les lectures horaires, il serait possible de constater que le client consomme plus pendant une heure sans pouvoir prendre d'action face à ce client qui peut rétablir son profil pour le reste de la journée gazière.

Donc, la lecture horaire en temps réel des grands clients des tarifs D₄ et D₅ n'aiderait pas la gestion des opérations dans les périodes plus critiques.

COÛT DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT ET TARIFS DE TRANSPORT ET D'ÉQUILIBRAGE

12. Référence : Pièce B-0050.

Préambule :

Plan d'approvisionnement 2015-2018

Demandes :

12.1 Veuillez commenter l'opportunité pour la Régie d'approuver les tarifs de transport et d'équilibrage de l'année tarifaire 2015 au même moment que l'approbation du plan d'approvisionnement.

Réponse :

Dans sa décision D-2014-102, la Régie de l'énergie ordonnait à Gaz Métro de présenter une proposition de tarifs provisoires pour l'année 2015. Cette proposition a été déposée le 26 août 2014 et vise les services de transport, d'équilibrage et de distribution. Elle pourrait être mise en application dès le 1^{er} octobre 2014.

L'application rapide de tarifs provisoires s'avère essentielle afin de réduire le solde des divers comptes de frais reportés à retourner aux clients ou à récupérer de ceux-ci.

Une seconde mise à jour des tarifs de transport et d'équilibrage, au même moment que l'approbation du plan d'approvisionnement, permettrait de réduire encore davantage le solde des comptes de frais reportés.

Ainsi, Gaz Métro juge opportune l'approbation des tarifs de transport et d'équilibrage pour l'année tarifaire 2015 au même moment que l'approbation du plan d'approvisionnement, dans la mesure où celle-ci serait précédée de l'approbation des tarifs provisoires.

- 12.2 Dans l'éventualité où le Distributeur juge opportun l'approbation de tels tarifs, veuillez fournir les pièces du revenu requis portant sur les coûts de fourniture, de transport et d'équilibrage du dossier tarifaire 2015. Veuillez également fournir les pièces permettant d'établir les tarifs de transport et d'équilibrage de l'année tarifaire 2015.

Réponse :

Les pièces du revenu requis les plus à jour actuellement disponibles sont celles présentées lors du dépôt des tarifs provisoires (R-3879-2014, Gaz Métro-12, Documents 1 à 15).

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

- 13. Référence :** Pièce B-0017, p. 16, 18 et 19.

Préambule :

En page 16 :

« [...] *l'hiver 2013-2014 a été l'hiver le plus froid depuis 1970.* »

En page 18 :

Gaz Métro présente l'inventaire de l'usine LSR au 31 mars 2014 ($25 \cdot 10^6 \text{m}^3$) et le nombre réel de journées d'interruption lors de l'hiver 2014. La Régie note qu'au volet A les interruptions réelles sont légèrement inférieures au nombre maximum d'interruptions prévues.

En page 19 :

« *Gaz Métro a effectué une analyse sommaire de l'impact sur le plan d'approvisionnement d'une décision de la Régie qui ne lui aurait pas permis de conserver les capacités additionnelles reliées à la proposition de modification au calcul de la journée de pointe. Cette baisse de $1\,206\,10^3 \text{m}^3/\text{jour}$ ($45\,700 \text{ GJ}/\text{jour}$) des capacités de transport FTLH aurait entraîné 25 jours d'interruption additionnels, abstraction faite des jours maximums d'interruption. Gaz Métro n'aurait donc pas été en mesure de faire face à ses obligations envers ses clients.* »

Demandses :

- 13.1 Veuillez confirmer que l'hiver 2013-2014 correspond à la notion « d'hiver extrême » utilisée dans l'établissement du plan d'approvisionnement.

Réponse :

Comme mentionné à la pièce B-0050, Gaz Métro-7, Document 1, section 9.1.4, l'hiver extrême dans le cadre du plan d'approvisionnement 2015-2018 est l'hiver 1993-1994.

L'élaboration du plan d'approvisionnement a été effectuée à partir de janvier 2013, l'année 2013-2014 n'était pas complétée, ni l'hiver. Cette année ne pouvait donc pas faire partie de la période d'évaluation.

À la Cause tarifaire 2016, l'année 2013-2014 fera partie de l'historique utilisé dans la détermination de l'hiver extrême, soit du mois d'octobre 1970 au mois de septembre de la dernière année complète et devrait devenir l'hiver le plus froid, considérant le réchauffement des données climatiques.

- 13.2 Compte tenu de l'inventaire à l'usine LSR au 31 mars 2014 et du nombre réel de journées d'interruption, veuillez indiquer s'il est juste de considérer que les approvisionnements détenus par Gaz Métro (incluant la capacité additionnelle de 45 700 GJ/jour) étaient supérieurs aux approvisionnements requis pour répondre aux besoins de l'hiver extrême. Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

Oui. D'ailleurs, dans le cadre de la Cause tarifaire 2014, cette conclusion pouvait également être tirée.

Les outils d'approvisionnement sont définis comme le maximum entre la demande continue en journée de pointe et les besoins de la demande saisonnière de l'hiver extrême. À la Cause tarifaire 2014, les outils d'approvisionnement correspondaient à la demande continue en journée de pointe de 31 521 10³m³/jour (méthode proposée) qui excédait les besoins d'hiver extrême (évaluée selon la méthode proposée à 30 689 10³m³/jour) de 832 10³m³/jour¹¹. Ainsi, en établissant les approvisionnements relatifs à la journée de pointe, Gaz Métro était également en mesure de répondre aux besoins de l'hiver extrême défini par les conditions climatiques 1993-1994.

À titre d'exemple, en simulant les conditions climatiques de l'hiver 1993-1994 au plan d'approvisionnement de l'année 2014, considérant les outils requis pour répondre à la

¹¹ B-0055, Gaz Métro-2, Document 1, section 9.1.6. Les approvisionnements étaient fixés à 31 532 10³m³/jour dus aux valeurs arrondies des capacités de FTLH non utilisées identifiées.

demande de pointe évaluée selon la méthode proposée, soit les approvisionnements autorisés par la Régie dans sa décision D-2013-179, les résultats suivants sont observés :

Niveau d'inventaire à l'usine LSR

10³m³	CT 2014 Hiver extrême 1993-1994	Réel 2013-2014
Inventaire au 31 mars 2014	23 840	24 566
Ratio d'inventaire restant	45,8%	47,2%

Dans cet exercice, la liquéfaction en hiver n'a pas été considérée puisqu'au réel elle n'a pas été réalisée.

Nombre de jours d'interruption

Palier tarifaire	CT 2014 Hiver extrême 1993-1994	Réel 2013-2014
Volet A		
505	40	42
506	43	44
507	49	49
508	49	56
509	60	56
Volet B		
535	20	20
536	20	20
537	30	29
538	30	29
539	30	29

Ces résultats démontrent que la simulation de l'hiver extrême au plan d'approvisionnement de la Cause tarifaire 2014 et le réel 2013-2014 sont similaires.

La valeur de 45 700 GJ/jour (1 206 10³m³) énoncée au préambule correspond à la différence entre la demande continue en journée de pointe de 31 521 10³m³/jour (méthode proposée) et les besoins d'approvisionnement évalués avec la méthode actuelle maintenue par la Régie dans sa décision D-2013-179, soit les besoins de l'hiver extrême évalués à 30 324 10³m³/jour.

Comme expliqué par Gaz Métro dans sa preuve, si les outils d'approvisionnement avaient été définis en fonction des besoins de l'hiver extrême (méthode actuelle), elle n'aurait pas

été en mesure de répondre à la demande observée pour l'hiver 2013-2014. La méthode actuelle de pointe sous-évalue donc les besoins d'approvisionnement en cas d'hiver extrême. D'autre part, Gaz Métro n'aurait pas été en mesure de répondre à la demande continue en journée de pointe ni à toute demande résultant de conditions climatiques entre 2 et 3 degrés-jours de moins que la journée de pointe.

Selon ces constats, Gaz Métro maintient qu'elle n'aurait pas été en mesure de sécuriser la desserte de la demande continue si elle n'avait pas détenu les approvisionnements au niveau de la demande continue en journée de pointe selon la méthode proposée.

Il est à noter que l'établissement des approvisionnements lors de la cause tarifaire résulte de l'analyse des besoins dans un contexte statique où la demande est fixée *a priori*. Ainsi, lorsque la demande est projetée en fonction des degrés-jours d'un hiver extrême donné, elle reproduit ce profil précis de consommation et les approvisionnements sont établis avec exactitude. La réalité est une tout autre chose. Lors de la planification, la réponse (demande réelle à la fin de la journée) n'est pas connue, une incertitude y est rattachée. Ce n'est qu'à la fin de l'hiver que celui-ci peut être qualifié de chaud, froid ou extrême et que le constat sur l'utilisation des différents outils peut être fait.

Ainsi, pour 2014, même si, sur papier les conclusions avaient été que des approvisionnements moindres auraient permis de passer un hiver extrême, la réalité montre finalement que les outils, définis en fonction de la demande continue en journée de pointe, ont été requis pour répondre à cet hiver.

- 13.3 Veuillez indiquer quels auraient été les approvisionnements requis pour l'hiver extrême pour l'année tarifaire 2013-2014 si ces derniers avaient été établis en utilisant la méthode proposée dans le présent dossier.

Réponse :

En utilisant la méthode proposée dans le présent dossier, soit la régression globale excluant les clients en combinaison tarifaire continu/interruptible, les données pour établir les outils d'approvisionnement seraient les suivantes :

	10 ³ m ³ /jour
Demande continue en journée de pointe	32 375
Besoins de l'hiver extrême (93-94)	30 987
Outils d'approvisionnement maximum : [journée de pointe; hiver extrême]	32 375

Si les approvisionnements étaient fixés au niveau des besoins de l'hiver extrême, Gaz Métro ne pourrait répondre à la demande de pointe ni à toute demande qui aurait des conditions climatiques près de 3 degrés-jours de moins que la journée de pointe, mettant à risque la sécurité d'approvisionnement de la clientèle continue.

De plus, malgré le fait que le niveau des besoins d'hiver extrême selon la méthode proposée pour 2014 (30 987 10³m³/jour) est supérieur à celui évalué avec la méthode proposée en 2014 (30 689 10³m³/jour), il demeure inférieur aux approvisionnements que Gaz Métro détenait et aurait été insuffisant pour répondre à la demande réelle de 2013-2014.

14. Référence : Pièce B-0017, p. 24 et 25.

Préambule :

En page 24 :

À la figure 3, Gaz Métro présente le profil de consommation des clients au tarif D₄ excluant les clients en combinaison tarifaire. Elle explique que ce profil correspond à un CU de 71 %.

En page 25 :

À la figure 4, Gaz Métro présente le profil de consommation des clients continus (D₁, D₃, D₄) excluant les clients en combinaison tarifaire. Elle explique que ce profil correspond à un CU de 44 %.

Demandes :

14.1 Veuillez indiquer si la figure 3 comprend les clients au tarif D₃ à lecture quotidienne. Si ce n'est pas le cas, veuillez présenter le profil de consommation incluant ces clients.

Réponse :

L'objectif de la figure 3 est de montrer l'influence de la température sur les consommations des clients au service à débit stable D₃ et D₄ sans combinaison tarifaire. Les clients au tarif D₃ à lecture quotidienne sont tous en combinaison tarifaire et sont alors exclus de la figure 3.

Ainsi, le profil de consommation de tous les clients au service à débit stable (D₃ et D₄) sans combinaison tarifaire est celui présenté à la figure 3.

14.2 Veuillez indiquer quel est le CU des clients au tarif D₁ pris séparément.

Réponse :

Les données utilisées dans l'analyse sont des consommations quotidiennes totales ainsi que les données de facturation des clients à lecture quotidienne. Les volumes quotidiens des clients aux tarifs D₁ et D₃ à lecture mensuelle sont établis par différence. Un CU de 38 % est observé. Les volumes quotidiens des clients au tarif D₁ ne peuvent être établis distinctement selon les données utilisées.

Il est à noter que les clients au tarif D₃ à lecture mensuelle ont un profil moins chauffage que les clients au tarif D₁ entraînant ainsi un CU légèrement plus élevé.

- 15. Références :**
- (i) Pièce B-0017, p. 26;
 - (ii) Pièce B-0050, p. 101.

Préambule :

(i) « *Considérant l'historique des conditions climatiques depuis octobre 1970 réchauffées jusqu'en 2014, la journée de pointe correspondrait à la journée du 3 janvier 1981...* »

(ii) « *Dans sa décision D-2009-156, la Régie approuvait que le débit quotidien des outils d'approvisionnement pour sécuriser le plan d'approvisionnement soit fixé à la valeur maximale entre :*

- *la journée de pointe de la demande continue, soit 34 404 10³m³ ...*
- *les outils quotidiens d'approvisionnement requis pour répondre à la demande saisonnière de l'hiver extrême, soit 32 781 10³m³[...] ».*

Demandes :

15.1 Veuillez confirmer que le fait de considérer l'historique des conditions climatiques depuis octobre 1970 pour déterminer la journée de pointe conduit à identifier une journée qui a une probabilité d'occurrence moindre que la journée identifiée avec la méthode actuelle.

Réponse :

Gaz Métro ne peut confirmer que cette méthode conduit à une probabilité d'occurrence moindre que la journée identifiée avec la méthode actuelle.

Gaz Métro comprend que la Régie définit la notion de probabilité d'occurrence comme 1 fois sur 44 ans pour la méthode proposée versus 1 fois sur 20 ans pour la méthode actuelle.

Gaz Métro n'est pas d'accord avec cette interprétation. Dans les faits, le calcul énoncé représente plutôt une fréquence d'observations sur une période historique donnée.

Pour évaluer une probabilité d'occurrence dans le futur, il y aurait lieu de constituer une large base de données, par exemple avec la méthode de Monte-Carlo, en fonction des observations historiques. Cette base de données permettrait alors de cibler une condition climatique spécifique qui aurait un temps de retour de x années et ainsi une probabilité d'occurrence de 1/x dans le futur.

Dans sa preuve (B-0017, Gaz Métro 4, Document 2, section 1.2), Gaz Métro a expliqué qu'il existe deux approches pour établir les paramètres de la journée de pointe : la considération de la journée la plus froide dans un certain nombre d'années historiques et une approche probabiliste visant une probabilité d'occurrence de 1/x années.

La journée de pointe de Gaz Métro est définie selon la première approche.

De plus, les données historiques depuis octobre 1970 sont des degrés-jours réchauffés pour l'année 2014-2015. En effectuant un tel réchauffement, les données sont, en principe, actualisées, donc équivalentes à des degrés-jours qui pourraient être observés en 2014-2015. Gaz Métro veut donc sécuriser ses approvisionnements pour répondre à la combinaison climatique la plus froide.

- 15.2 Veuillez quantifier le coût supplémentaire d'approvisionnement pour combler les besoins de pointe au-delà de l'hiver extrême pour chacune des années du plan d'approvisionnement proposé.

Réponse :

Considérant la méthodologie proposée de calcul de la demande continue en journée de pointe, les tableaux suivants présentent le plan d'approvisionnement et une estimation des coûts entre :

1. un plan où les besoins d'approvisionnement permettent de répondre à la demande continue en journée de pointe ; et
2. un plan où les besoins d'approvisionnement permettent de répondre aux besoins de l'hiver extrême.

Une baisse des approvisionnements de 1 613 10³m³/jour dans le second scénario entraîne une augmentation du niveau des interruptions et une hausse des achats à Dawn, à l'exception de l'année 2018 où les capacités de transport SH-P ont été réduites.

Si les approvisionnements étaient fixés au niveau des besoins de l'hiver extrême, Gaz Métro ne pourrait répondre à la demande de pointe ni à toute demande qui aurait des conditions climatiques près de 3 degrés-jours de moins que la journée de pointe, mettant à risque la sécurité d'approvisionnement de la clientèle continue.

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2015-2018

Comparaison de structures - approvisionnement pour journée de pointe (méthode proposée) versus besoins d'hiver extrême

	2015		2016		2017		2018		
	Journée de pointe (1)	Hiver extrême (2)	Journée de pointe (3)	Hiver extrême (4)	Journée de pointe (5)	Hiver extrême (6)	Journée de pointe (7)	Hiver extrême (8)	
DEMANDE (10⁶ m³)									
1	Continue	5 266	5 266	5 427	5 427	5 530	5 530	6 112	6 112
2	Interruptible	429	429	445	445	399	399	399	399
3	Gaz d'appoint	1	1	7	7	14	14	14	14
4	Client biogaz en réseau dédié	27	27	27	27	27	27	27	27
5	<i>Sous-total</i>	<i>5723</i>	<i>5723</i>	<i>5906</i>	<i>5906</i>	<i>5970</i>	<i>5970</i>	<i>6552</i>	<i>6552</i>
6	Interruptions	-6	-25	-8	-27	-2	-20	-2	-18
7	Autres	75	78	75	77	109	113	122	120
8	Ventes GNL	34	34	52	52	107	107	142	142
9	TOTAL DEMANDE	5 826	5 810	6 025	6 008	6 184	6 170	6 813	6 796
APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)									
10	Transport								
11	FT LH (primaire & secondaire)	3 256	3 256	3 272	3 272	1 245	1 245	839	839
12	Transport par échange (EMP - GMI)	848	652	1 029	837	402	143	0	0
13	Transport fourni par les clients	117	117	109	109	108	108	679	679
14	Transport gaz d'appoint	1	1	7	7	14	14	14	14
15	FTLH non utilisé	0	0	0	0	-58	-58	0	0
16	<i>Transport Emp-GMI</i>	<i>4 222</i>	<i>4 026</i>	<i>4 417</i>	<i>4 225</i>	<i>1 712</i>	<i>1 452</i>	<i>1 532</i>	<i>1 532</i>
17	Achats dans le territoire	4	4	0	0	0	0	0	0
18	Achats à Dawn (GR)	1 573	1 753	1 574	1 749	892	1 150	1 363	1 357
19	Achats à Dawn (AD)	0	0	0	0	3 547	3 533	3 886	3 872
20	Biogaz	27	27	27	27	27	27	27	27
21	Autres	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Retraits - injections	0	0	6	7	5	7	5	8
23	TOTAL APPROVISIONNEMENT	5 826	5 810	6 025	6 008	6 184	6 170	6 813	6 796
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10⁹m³/jour)									
24	Journée de pointe - continue	34 404	34 404	34 833	34 833	36 107	36 107	38 134	38 134
25	Besoins hiver extrême	32 781	32 781	33 263	33 263	33 962	33 962	35 964	35 964
26	Approvisionnement considéré au plan	34 404	32 781	34 833	33 263	36 107	33 962	38 134	35 964

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2015-2018
Comparaison de structures - approvisionnement pour journée de pointe (méthode proposée) versus besoins d'hiver extrême

	2015		2016		2017		2018	
	<i>Journée de pointe</i> (1)	<i>Hiver extrême</i> (2)	<i>Journée de pointe</i> (3)	<i>Hiver extrême</i> (4)	<i>Journée de pointe</i> (5)	<i>Hiver extrême</i> (6)	<i>Journée de pointe</i> (7)	<i>Hiver extrême</i> (8)
<u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u>								
Coûts de transport								
27	Transport clients	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
28	FTLH (primaire, secondaire & échange)	324 987	276 617	338 270	303 732	138 417	95 625	55 880
29	STS	42 984	43 326	43 026	43 348	55 519	55 968	61 208
30	FTSH (Dawn, Parkway & échange)	48 877	49 007	48 695	48 816	101 185	101 371	128 147
31	Vente de transport FTLH non utilisé	0	0	0	0	-1 252	-1 252	0
32	Achats de gaz - transport & équilibrage	36 051	40 031	41 031	47 154	-49 445	-41 884	-135 247
33	Total - coûts de transport	452 899	408 981	471 023	443 050	244 425	209 828	109 988
34	Coûts d'entreposage	37 397	37 467	37 272	37 319	37 432	37 516	37 441
35	Sous-total transport et équilibrage	490 295	446 448	508 295	480 369	281 857	247 344	147 430
36	Fourniture	902 390	898 959	814 591	811 562	1 005 051	1 001 540	1 115 838
37	Gaz de compression	23 455	23 746	21 138	21 372	6 792	5 649	3 563
38	Maintien des inventaires	4 290	4 269	4 164	4 133	4 271	4 237	4 232
39	TOTAL DES COÛTS	1 420 430	1 373 422	1 348 187	1 317 435	1 297 971	1 258 770	1 271 063
40	Service de transport	390 657	348 706	404 273	375 964	177 350	147 387	24 639
41	Service d'équilibrage	101 148	99 244	105 534	105 907	106 057	101 494	124 305
42	Total transport et équilibrage	491 804	447 950	509 808	481 870	283 406	248 881	148 944
43	Variation (000\$)		-43 854		-27 937		-34 525	-14 622
44	Variation %		-8,9%		-5,5%		-12,2%	-9,8%

15.3 Veuillez quantifier le coût supplémentaire d’approvisionnement pour combler les besoins de pointe au-delà de l’hiver extrême pour chacune des années du plan d’approvisionnement en considérant une journée de pointe établie selon la méthode actuelle.

Réponse :

Considérant la méthodologie actuelle de calcul de la demande continue en journée de pointe, les tableaux suivants présentent le plan d’approvisionnement et une estimation des coûts entre :

1. un plan où les besoins d’approvisionnement permettent de répondre à la demande continue en journée de pointe ; et
2. un plan où les besoins d’approvisionnement permettent de répondre aux besoins de l’hiver extrême.

Une baisse des approvisionnements dans le second scénario entraîne une augmentation du niveau des interruptions et une hausse des achats à Dawn, à l’exception de l’année 2018 où les capacités de transport SH-P ont été réduites.

Si les approvisionnements étaient fixés au niveau des besoins de l’hiver extrême en fonction de la méthodologie actuelle qui sous-évalue la demande, Gaz Métro ne pourrait répondre à la demande de pointe établie selon la méthode proposée ni à toute demande qui aurait des conditions climatiques près de 4 degrés-jours de moins que la journée de pointe, mettant à risque la sécurité d’approvisionnement de la clientèle continue.

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2015-2018

Comparaison de structures - approvisionnement pour journée de pointe (méthode actuelle) versus besoins d'hiver extrême

		2015		2016		2017		2018	
		Journée de pointe (1)	Hiver extrême (2)	Journée de pointe (3)	Hiver extrême (4)	Journée de pointe (5)	Hiver extrême (6)	Journée de pointe (7)	Hiver extrême (8)
DEMANDE (10⁶ m³)									
1	Continue	5 266	5 266	5 427	5 427	5 530	5 530	6 112	6 112
2	Interruptible	429	429	445	445	399	399	399	399
3	Gaz d'appoint	1	1	7	7	14	14	14	14
4	Client biogaz en réseau dédié	27	27	27	27	27	27	27	27
5	<i>Sous-total</i>	<i>5723</i>	<i>5723</i>	<i>5906</i>	<i>5906</i>	<i>5970</i>	<i>5970</i>	<i>6552</i>	<i>6552</i>
6	Interruptions	-21	-28	-21	-31	-16	-24	-1	-20
7	Autres	78	78	77	78	113	114	121	119
8	Ventes GNL	34	34	52	52	107	107	142	142
9	TOTAL DEMANDE	5 814	5 807	6 014	6 004	6 174	6 167	6 815	6 793
APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)									
10	Transport								
11	FT LH (primaire & secondaire)	3 256	3 256	3 272	3 272	1 245	1 245	839	839
12	Transport par échange (EMP - GMI)	648	601	826	773	129	66	0	0
13	Transport fourni par les clients	117	117	109	109	108	108	679	679
14	Transport gaz d'appoint	1	1	7	7	14	14	14	14
15	FTLH non utilisé	1	0	0	0	-58	-58	0	0
16	<i>Transport Emp-GMI</i>	<i>4 023</i>	<i>3 975</i>	<i>4 214</i>	<i>4 161</i>	<i>1 438</i>	<i>1 375</i>	<i>1 532</i>	<i>1 532</i>
17	Achats dans le territoire	4	4	0	0	0	0	0	0
18	Achats à Dawn (GR)	1 760	1 800	1 766	1 809	1 166	1 227	1 363	1 356
19	Achats à Dawn (AD)	0	0	0	0	3 537	3 531	3 887	3 870
20	Biogaz	27	27	27	27	27	27	27	27
21	Autres	0	1	0	0	0	0	0	0
22	Retraits - injections	0	0	7	7	6	7	5	8
23	TOTAL APPROVISIONNEMENT	5 814	5 807	6 014	6 004	6 174	6 167	6 815	6 793
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10³m³/jour)									
24	Journée de pointe - continue	32 746	32 746	33 169	33 169	33 854	33 854	37 938	37 938
25	Besoins hiver extrême	32 360	32 360	32 735	32 735	33 334	33 334	35 370	35 370
26	Approvisionnement considéré au plan	32 746	32 360	33 169	32 735	33 854	33 334	37 938	35 370

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2015-2018

Comparaison de structures - approvisionnement pour journée de pointe (méthode actuelle) versus besoins d'hiver extrême

	2015		2016		2017		2018	
	Journée de pointe (1)	Hiver extrême (2)	Journée de pointe (3)	Hiver extrême (4)	Journée de pointe (5)	Hiver extrême (6)	Journée de pointe (7)	Hiver extrême (8)
<u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u>								
Coûts de transport								
27	Transport clients	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
28	FTLH (primaire, secondaire & échange)	275 595	264 033	296 211	286 650	93 467	83 098	55 880
29	STS	43 322	43 411	43 356	43 449	55 974	56 090	60 963
30	FTSH (Dawn, Parkway & échange)	49 030	49 048	48 843	48 860	101 406	101 429	127 030
31	Vente de transport FTLH non utilisé	0	0	0	0	-1 252	-1 252	0
32	Achats de gaz - transport & équilibrage	40 200	41 094	47 742	49 265	-41 479	-39 647	-135 288
33	Total - coûts de transport	408 147	397 586	436 153	428 223	208 116	199 718	108 586
34	Coûts d'entreposage	37 448	37 459	37 616	37 316	37 494	37 495	37 423
35	Sous-total transport et équilibrage	445 594	435 045	473 769	465 539	245 610	237 213	146 009
36	Fourniture	899 590	898 442	812 394	810 833	1 002 502	1 001 027	1 116 136
37	Gaz de compression	23 755	23 813	21 426	21 453	5 588	5 310	3 563
38	Maintien des inventaires	4 256	4 270	4 120	4 107	4 220	4 271	4 224
39	TOTAL DES COÛTS	1 373 195	1 361 570	1 311 710	1 301 932	1 257 920	1 247 822	1 269 933
40	Service de transport	347 954	337 850	369 050	361 036	145 862	138 024	24 683
41	Service d'équilibrage	99 137	98 698	106 216	105 995	101 279	100 739	122 838
42	Total transport et équilibrage	447 091	436 548	475 266	467 031	247 141	238 763	147 521
43	Variation (000\$)		-10 544		-8 235		-8 378	-17 280
44	Variation %		-2,4%		-1,7%		-3,4%	-11,7%

16. Référence : Pièce B-0017, p. 28, 30 et 33.

Préambule :

Tableaux 15, 17 et 19 présentant les résultats des 3 options considérées.

La Régie note que l'ajustement pour la demande 2014 est de 1,101 pour l'option 1 (tableau 15, ligne 15), de 1,083 pour l'option 2 (tableau 17, ligne 16) et de 1,038 pour l'option 3 (tableau 19, ligne 17).

Demandes :

16.1 Veuillez présenter les trois tableaux mentionnés en préambule en utilisant les paramètres de la journée de pointe identifiée selon la méthode actuelle.

Réponse :

Les paramètres de la journée de pointe selon la méthode actuelle, soit avec des données historiques de 20 ans réchauffées pour l'année 2014, sont :

	Variables réchauffées en 2014
DJ _t	36,80
DJ _{t-1}	39,48
DJ _t xV _t	1 268,33

Les tableaux suivants présentent le calcul de la demande de la journée de pointe selon les trois options analysées et tenant compte des paramètres de la journée de pointe ci-dessus.

Option 1 (tableau équivalent au tableau 15)

Budget 2014 - Régression globale D₁-D₃-D₄				
	Décembre	Janvier	Février	Mars
Demande normale projetée (10³m³)				
1 Clients continus D ₁ -D ₃ -D ₄	581 621	660 681	579 343	542 252
2 Autres	4 548	5 186	4 570	4 295
3 Client biogaz en réseau dédié	2 100	2 700	2 600	2 800
<hr style="border-top: 1px dashed black;"/>				
4 Année de régression	2011-2012			
5 Paramètres de régression continus purs (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars
6 Base	9 498	10 558	10 263	9 669
7 DJ t	329	329	329	329
8 DJ t-1	91	91	91	91
9 DJ t x V t	3	3	3	3
10 Paramètres de la journée de pointe selon méthode actuelle (historique 20 ans)				
11 DJ t	36,80			
12 DJ t-1	39,48			
13 DJ t x V t	1 268,33			
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)				
14 Pointe selon formule de régression	28 362	29 422	29 127	28 533
15 Ajustement pour la demande 2014	1,101	1,101	1,101	1,101
16 Pointe clients continus purs et Autres	31 235	32 403	32 078	31 423
17 Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	0	0	0	0
18 Client biogaz en réseau dédié	68	87	93	90
19 Journée de pointe = maximum	31 302	32 490	32 170	31 514
20 Pointe selon méthode actuelle		29 995		
21 Variation		2 494		

Option 2 (tableau équivalent au tableau 17)

Budget 2014 - Régression globale excluant les clients en combinaison tarifaire				
	Décembre	Janvier	Février	Mars
Demande normale projetée (10³m³)				
1 Clients continus purs	497 324	574 057	500 833	456 191
2 Clients continus en combinaison tarifaire	84 297	86 624	78 510	86 061
3 Autres	4 548	5 186	4 570	4 295
4 Client biogaz en réseau dédié	2 100	2 700	2 600	2 800
<hr style="border-top: 1px dashed black;"/>				
5 Année de régression	2011-2012			
6 Paramètres de régression continus purs (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars
7 Base	7 271	8 063	7 839	7 299
8 DJ t	335	335	335	335
9 DJ t-1	96	96	96	96
10 DJ t x V t	2	2	2	2
11 Paramètres de la journée de pointe selon méthode actuelle (historique 20 ans)				
12 DJ t	36,80			
13 DJ t-1	39,48			
14 DJ t x V t	1 268,33			
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)				
15 Pointe selon formule de régression	26 040	26 832	26 607	26 068
16 Ajustement pour la demande 2014	1,083	1,083	1,083	1,083
17 Pointe clients continus purs et Autres	28 196	29 054	28 811	28 227
18 Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	2 962	2 962	2 962	2 962
19 Client biogaz en réseau dédié	68	87	93	90
20 Journée de pointe = maximum	31 226	32 103	31 866	31 280
21 Pointe selon méthode actuelle		29 995		
22 Variation		2 108		

Option 3 (tableau équivalent au tableau 19)

Budget 2014 - Régression globale excluant les clients en combinaison tarifaire et les clients au 4.10				
	Décembre	Janvier	Février	Mars
Demande normale projetée (10³m³)				
1 Clients continus purs excluant 4.10	448 296	524 510	455 607	407 577
2 Clients continus en combinaison tarifaire	84 297	86 624	78 510	86 061
3 Clients 4.10	49 028	49 547	45 226	48 614
4 Autres	4 548	5 186	4 570	4 295
5 Client biogaz en réseau dédié	2 100	2 700	2 600	2 800
<hr/>				
6 Année de régression	2011-2012			
7 Paramètres de régression continus purs (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars
8 Base	6 475	6 945	6 777	6 336
9 DJ t	343	343	343	343
10 DJ t-1	100	100	100	100
11 DJ t x V t	2	2	2	2
12 Paramètres de la journée de pointe selon méthode actuelle (historique 20 ans)				
13 DJ t	36,80			
14 DJ t-1	39,48			
15 DJ t x V t	1 268,33			
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)				
16 Pointe selon formule de régression	25 159	25 629	25 461	25 020
17 Ajustement pour la demande 2014	1,038	1,038	1,038	1,038
18 Pointe clients continus purs et Autres	26 126	26 614	26 440	25 982
19 Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	2 962	2 962	2 962	2 962
20 Volumes maximums observés des clients au 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922
21 Client biogaz en réseau dédié	68	87	93	90
22 Journée de pointe = maximum	31 078	31 585	31 416	30 956
23 Pointe selon méthode actuelle		29 995		
24 Variation		1 590		

16.2 Veuillez présenter les approvisionnements requis pour l'hiver extrême avec chacune des trois options examinées.

Réponse :

Les données pour établir les outils d'approvisionnement pour l'année tarifaire 2013-2014 seraient les suivantes. Celles-ci sont établies selon les trois options analysées et selon la méthode proposée de calcul des paramètres de la journée de pointe (historique depuis l'année 1971).

	Option 1 10 ³ m ³ /jour	Option 2 10 ³ m ³ /jour	Option 3 10 ³ m ³ /jour
Demande continue en journée de pointe	32 440	32 375	32 167
Besoins de l'hiver extrême (93-94)	31 066	30 987	30 931
Outils d'approvisionnement maximum : [journée de pointe; hiver extrême]	32 440	32 375	32 167

Si les approvisionnements étaient fixés au niveau des besoins de l'hiver extrême, Gaz Métro ne pourrait répondre à la demande de pointe ni à toute demande qui aurait des conditions climatiques près de 3 degrés-jours de moins que la journée de pointe, mettant à risque la sécurité d'approvisionnement de la clientèle continue.

- 16.3 Veuillez préciser comment Gaz Métro interprète l'évolution du facteur d'ajustement selon les options examinées.

Réponse :

Dans la méthode d'établissement de la demande de la journée de pointe, le facteur d'ajustement résulte du fait qu'une extrapolation sur des données historiques est utilisée pour estimer la demande de pointe de l'année témoin.

La régression linéaire produit une formule mathématique qui vise à estimer les volumes quotidiens. Si les variables explicatives sont significatives, les volumes quotidiens projetés refléteront alors la demande historique. La projection, à degrés-jours normaux basée sur la régression, reflète donc la demande historique normalisée antérieure de deux ans à l'année témoin, d'où le besoin d'appliquer un ajustement pour refléter la demande à l'année témoin.

Les régressions établies dans les trois options analysées présentent des facteurs de corrélation dans le même ordre, soit de 98 % et plus. Les volumes projetés selon les formules de régression sont donc fortement corrélés aux volumes historiques, mais reflètent différemment la projection de l'année témoin lorsqu'appliqués aux degrés-jours normaux de l'année témoin.

Il peut alors être conclu que la différence des facteurs d'ajustement entre les trois options traduit davantage les variations de volumes projetés par la régression établie sur l'année historique pour chacune des options et les volumes projetés de l'année témoin.

Plus les volumes projetés selon la formule de régression sont proches des volumes projetés de l'année témoin, plus petit sera le facteur d'ajustement, l'inverse étant vrai.

Comme Gaz Métro l'a mentionné dans sa preuve, les volumes retirés par les grands clients sont considérables et leur variabilité d'une année à une autre peut produire un impact important dans la méthode de calcul de la demande de la journée de pointe. Si par exemple, un grand client est prévu consommer à pleine capacité à l'année témoin alors qu'il consommait à la moitié de sa capacité durant l'année de référence de la régression, une sous-évaluation des volumes projetés selon la régression sera observée. Un facteur d'ajustement à la hausse plus important serait alors requis pour amener ces volumes au niveau des volumes prévus à l'année témoin. L'inverse étant également vrai, s'il consomme pleinement à l'année de référence de la régression, mais que la projection est de beaucoup inférieure, le facteur d'ajustement à la baisse plus important aura pour effet de diminuer les volumes projetés pour les amener au niveau des volumes prévus à l'année témoin.

Sous l'option 1, la demande est projetée en fonction d'une régression sur la demande globale, un facteur d'ajustement de 10,1 % est requis pour que les volumes projetés reflètent la demande de l'année témoin. Sous les options 2 et 3, une partie de la clientèle est considérée distinctement, principalement de grands clients. Ce qui laisse dans la base de régression une clientèle qui se rapproche davantage de celle visée à l'année témoin et résulte alors en des facteurs d'ajustement inférieurs à celui établi en fonction de la régression globale.

La considération distincte des clients à combinaison tarifaire se justifie parce que ces clients consommeront l'équivalent de leur volume souscrit, plus 2 %, la portion interruptible captera l'impact de la température. D'autre part, l'exclusion de cette clientèle de la base de régression entraîne une amélioration du facteur d'ajustement. Ceci s'explique entre autres par le fait qu'une augmentation des volumes souscrits a été observée au cours des deux dernières années et les maintenir dans la base entraîne une hausse du facteur qui, une fois appliquée à la journée de pointe, surestime la demande projetée.

Quant aux clients aux paliers 4.9 et 4.10, ces clients sont influencés par la température, mais leur variation de consommations entre l'année historique et l'année témoin peut être importante et entraîner indûment un facteur d'ajustement différent s'ils sont maintenus dans la base de régression globale et donc surestimer ou sous-estimer la demande projetée en journée de pointe, selon le cas.

17. Référence : Pièce B-0017, p. 29 et 30.

Préambule :

« Toutefois, lors d'une journée d'interruption, ces clients peuvent difficilement limiter leur volume retiré au niveau de leur volume souscrit en service continu. Une marge de manœuvre de 2 % a été

prévue à cet effet et est libellée à l'article 16.4.2.6 des Conditions de Service et Tarif. Ainsi, l'apport à la pointe de cette clientèle est établi par la somme des volumes souscrits, comme prévus au dossier tarifaire, majorés de 2 %. »

Demandes :

- 17.1 Veuillez confirmer que Gaz Métro dispose d'une marge de manœuvre de 2 % dans ses contrats de transport.

Réponse :

Au tarif de TCPL il existe des modalités relatives à l'écart quotidien entre les quantités retirées et les quantités nominées sur le réseau de TCPL, soit le « Limited Balancing Agreement » (LBA).

Des pénalités sont facturées dès que la variance quotidienne est supérieure à 2 %, avec une croissance des frais par palier à 4 %, 6 %, 8 % et au-delà de 10 %. De plus, des frais additionnels reliés à la variance cumulative supérieure à 4 % et à 6 % sont également applicables.

Ainsi, le premier 2 % d'écart sur une journée donnée n'est pas assujetti à des pénalités.

Le LBA n'a pas été conçu pour être utilisé comme un service. L'article 7 de la section XXII des conditions générales du tarif de TCPL prévoit d'ailleurs ce qui suit :

« 7. Obligation to Balance Accounts

Payments of balancing fees under this Section XXII do not give Shipper the right to receive or deliver unauthorized quantities, or incur Cumulative or Daily Variances, nor shall payment of the balancing fees be a substitute for other remedies available to TransCanada. »

De plus, si Gaz Métro devait sciemment utiliser ce service pour équilibrer sa demande, elle se verrait probablement signifier un "Emergency Operating Condition (EOC)", à la discrétion de TCPL, qui aurait pour effet de facturer des frais égaux à 1 ou 2 fois un indice de prix, selon le niveau de l'écart. Cet indice correspond au prix de molécule le plus élevé à un des points de livraison de TCPL pour la journée où l'écart est survenu.

Indépendamment des frais de LBA importants qui pourraient être engendrés, Gaz Métro n'a pas l'intention de mettre le système de transport de TCPL en péril et n'a pas l'intention de contrevenir au Tarif de TCPL, tel qu'approuvé par l'Office national de l'énergie.

- 17.2 Le cas échéant, veuillez indiquer quelle capacité (en 10³m³/jour) représente la marge accordée à Gaz Métro par TCPL.

Réponse :

Le niveau de tolérance de 2 % est appliqué au maximum entre la nomination quotidienne et la moyenne des nominations des 30 derniers jours. À titre d'exemple, les moyennes mensuelles des tolérances évaluées quotidiennement pour l'hiver 2013 sont les suivantes :

Mois	Tolérance de 2 %
	10 ³ m ³ /jour
Novembre	380
Décembre	448
Janvier	460
Février	453
Mars	434

- 17.3 Le cas échéant, veuillez justifier de majorer de 2 % l'apport à la pointe des clients en combinaison tarifaire compte tenu que Gaz Métro dispose déjà de cette marge de 2 % dans ses contrats avec les transporteurs.

Réponse :

Comme mentionné à la réponse 17.1, le niveau de tolérance de 2 % prévu aux tarifs de TCPL n'est pas un service d'équilibrage et ne peut être considéré comme un outil d'approvisionnement.

La variation entre les nominations et les consommations est observée la journée subséquente et reflète la fluctuation de la demande totale que Gaz Métro n'a pas été en mesure de corriger au cours de la journée gazière par les ajustements aux fenêtres de nominations. Si un déséquilibre est généré au cours d'une journée, il doit être corrigé le plus tôt possible pour éviter la facturation des pénalités (frais de LBA).

La tolérance accordée à la clientèle en combinaison tarifaire vient reconnaître que, d'un point de vue opérationnel, les clients peuvent difficilement limiter leur consommation de la journée gazière interrompue au volume souscrit. En permettant à ces clients de consommer jusqu'à 2% du volume souscrit au service interruptible, Gaz Métro s'engage à desservir cette demande.

Gaz Métro n'a pas l'intention de contrevenir au Tarif de TCPL, tel qu'approuvé par l'Office national de l'énergie. Elle ne peut donc utiliser la tolérance quotidienne de TCPL (premier 2 % d'écart sans pénalité) pour répondre à la consommation tolérée de la clientèle en combinaison tarifaire lors des journées d'interruption, journées qui peuvent être consécutives (jusqu'à 11 jours à l'hiver 2014).

18. Référence : Pièce B-0017, p. 32 et 33.

Préambule :

« L'importance des volumes des clients sans combinaison tarifaire au palier 4.10 sur l'établissement de la journée de pointe amène Gaz Métro à fixer l'apport à la pointe de chaque client au maximum des volumes retirés historiques observés, ajusté, le cas échéant, pour refléter le profil de consommation projeté au dossier tarifaire.

[...]

Cette option ne présente pas une coïncidence totale de la pointe. En effet, les volumes maximums observés des clients au palier 4.10 ne correspondent pas nécessairement aux volumes que ces clients consommeraient lors de la journée de pointe identifiée pour les autres clients.»

Le tableau 19 montre que les volumes maximums observés des clients au palier 4.10 est de $1\,922\,10^3\text{m}^3$ (ligne 20).

Demandes :

18.1 Veuillez préciser ce que signifie « fixer l'apport à la pointe de chaque client au maximum des volumes retirés historiques observés ». Veuillez expliquer de façon détaillée comment le volume de $1\,922\,10^3\text{m}^3$ est établi.

Réponse :

En excluant les clients au palier 4.10 sans combinaison tarifaire de la régression, il devient requis d'estimer quelle serait leur consommation en journée de pointe et l'ajouter à la demande de la journée de pointe estimée pour les autres clients par l'extrapolation des facteurs climatiques de la régression selon les paramètres de la journée de pointe préalablement établis. C'est donc la consommation potentielle de pointe de ces clients que Gaz Métro identifie comme leur apport à la pointe.

Le volume de $1\,922\,10^3\text{m}^3$ est établi comme suit :

- Considération du profil de production projeté au dossier tarifaire de chaque client du palier 4.10 (production projetée à pleine capacité ou à capacité réduite) ;
- Identification du volume historique maximum retiré par chaque client selon le profil de production projeté au dossier tarifaire ;
- Somme des volumes ainsi identifiés.

Le détail du calcul est ci-dessous présenté.

	Date	Volume maximum observé selon profil de production projeté 10 ³ m ³
Client 1	2013-12-10	1 668
Client 2	2013-01-25	253
Total		1 922

18.2 Veuillez expliquer de façon détaillée de quelle manière a été effectué l'ajustement pour refléter le profil de consommation projeté au dossier tarifaire.

Réponse :

Le facteur d'ajustement appliqué à la projection des volumes obtenus par la régression afin de refléter la demande prévue au dossier tarifaire est établi comme suit :

	Novembre 10 ³ m ³	Décembre 10 ³ m ³	Janvier 10 ³ m ³	Février 10 ³ m ³	Mars 10 ³ m ³	Total hiver 10 ³ m ³
Projection D₁ et D₃-D₄ sans combinaison tarifaire selon la régression						
Base	205 211	220 416	234 701	219 110	216 563	
DJ	112 569	198 246	237 945	198 819	157 976	
DJt-1	33 816	61 370	72 602	61 622	50 535	
DJxVent	9 555	17 714	22 170	18 083	15 090	
Total	361 151	497 746	567 419	497 634	440 164	2 364 114
Demande mensuelle projetée D₁ et D₃-D₄ sans combinaison tarifaire						
	411 907	534 673	610 822	535 648	483 328	2 576 377
Facteur d'ajustement						1,090

Cet ajustement est ensuite appliqué, à chacun des mois, à la demande de pointe obtenue selon la formule de régression afin d'obtenir la demande de la journée de pointe relative à la demande projetée.

18.3 Veuillez donner le CU des clients au palier 4.10 pour les 5 dernières années.

Réponse :

Le tableau ci-dessous présente le CU des clients au palier 4.10 pour les cinq dernières années. L'année 2013-2014 n'étant pas complétée, les consommations manquantes du mois de septembre ont été estimées équivalentes à celles du mois d'août. De plus, pour éviter des biais causés par des migrations entre les paliers en cours d'année, les volumes retirés par un

même client à deux paliers différents ont été considérés retirés au palier auquel le client a consommé la plus longue période de l'année.

Le CU est calculé comme la demande moyenne annuelle divisée par la demande de pointe observée pour chacune des années réelles.

Année	CU
2013-2014	83%
2012-2013	79%
2011-2012	76%
2010-2011	70%
2009-2010	69%

Il est à noter que le palier 4.10 compte deux clients durant l'année 2013-2014 alors qu'il n'en comptait qu'un seul durant les quatre précédentes années.

- 18.4 Veuillez confirmer que la méthode de traitement des volumes des clients au palier 4.10 décrite en préambule conduit à une surestimation de la pointe. Veuillez expliquer.

Réponse :

Comme mentionné à la pièce B-0017, Gaz Métro 4, Document 2 du présent dossier, la pointe établie selon l'option 3 est une pointe non coïncidente et pourrait théoriquement mener à une surestimation de la demande en journée de pointe.

Cependant, Gaz Métro ne peut confirmer que la méthode de traitement des volumes des clients au palier 4.10 à l'option 3 conduit à une surestimation de la pointe. En effet, tel qu'il peut être constaté au tableau 20 de la pièce B-0017, Gaz Métro 4, Document 2, quoique non coïncidente, la pointe établie selon l'option 3 est inférieure à celle des options 1 et 2 dont les pointes sont coïncidentes. Cela résulte principalement du fait que l'exclusion des clients du palier 4.10 de la régression permet une meilleure représentativité des volumes régressés pour le restant de la clientèle. Cette meilleure représentativité se traduit d'ailleurs par un facteur d'ajustement de l'option 3 plus bas que les facteurs d'ajustement des options 1 et 2.

**ACCROISSEMENT DE LA CAPACITÉ DE VAPORISATION À L'USINE LSR ET PROJET
DE NOUVELLE CLASSE TARIFAIRE DE SERVICE INTERRUPTIBLE**

19. **Référence :** Pièce B-0047, p. 6.

Préambule :

En page 6 :

« La capacité maximale de vaporisation de l'usine LSR dans le réseau montréalais d'alimentation CL2400 est d'environ 217 000 GJ/jour (5 749 10³m³/jour), soit un débit horaire moyen de 237 400 m³/h. Cette capacité est limitée par les équipements de l'usine au niveau des pompes et des vaporisateurs. Pour injecter ce débit dans le réseau CL2400, deux conditions doivent être réunies. Premièrement, la consommation du réseau montréalais doit être suffisamment élevée. Ceci est normalement le cas lorsque l'usine LSR est utilisée, c'est-à-dire en période de pointe hivernale où le débit du réseau montréalais est supérieur à 525 000 m³/h, soit à partir d'environ -5°C. Deuxièmement, dans la configuration actuelle du réseau, la pression du poste de Boisbriand doit être abaissée afin de permettre un débit avoisinant les 237 400 m³/h à partir de l'usine LSR.

[...]

Pour augmenter la capacité de vaporisation de l'usine LSR au-dessus du seuil actuel, des modifications sont requises aux installations existantes de l'usine LSR ainsi que sur le réseau d'alimentation en gaz relié au site de l'usine LSR. »

En page 8 :

« Avec ces modifications, les débits seraient augmentés à 301 000 m³/h en période de pointe et à 281 000 m³/h le reste de la journée. Le débit moyen journalier correspondant est de 286 000 m³/h (hypothèse de 6 heures de pointe par jour). »

Demandes :

19.1 Veuillez indiquer s'il est possible d'augmenter la capacité de vaporisation de l'usine LSR sans modifier le réseau d'alimentation en gaz relié au site de l'usine LSR. Veuillez expliquer.

Réponse :

Non, il n'est pas possible d'augmenter la capacité de vaporisation de l'usine LSR sans modifier le réseau d'alimentation de l'est de Montréal. Présentement, même en abaissant la pression de sortie au poste de livraison de Boisbriand, le réseau actuel ne peut passer plus de 237 400 m³/h. En résumé, le tuyau à la sortie du poste de l'usine LSR ne permet pas d'acheminer plus de 237 400 m³/h en moyenne à une pression maximale de 2 400 kPa. La pression de sortie de l'usine LSR ne peut pas aller au-delà de la pression maximale d'opération de 2 400 kPa, donc le seul moyen d'augmenter le débit est de modifier le réseau existant pour permettre d'écouler plus de gaz de cette source.

19.2 Le cas échéant, veuillez préciser quelle est la capacité d'injection maximum (débit moyen journalier, débit en période de pointe (hypothèse de 6 heures de pointe par jour) et débit le reste de la journée) que le réseau actuel peut recevoir sans subir de modifications

importantes. Veuillez également préciser les conditions qui doivent être réunies pour injecter ce débit.

Réponse :

Non applicable

19.3 Le cas échéant, veuillez évaluer l'impact sur le plan d'approvisionnement 2017 et la rentabilité d'un projet visant à augmenter la capacité de vaporisation jusqu'à la capacité maximum donnée en réponse à la question précédente.

Réponse :

Non applicable.

20. Référence : Pièce B-0047, p. 7 et 9.

Préambule :

En page 7 :

« Pour ce faire, deux options hydrauliques ont été analysées [...] »

En page 9 :

« Les coûts pour les modifications au réseau d'alimentation sont évalués préliminairement à 20,30 M\$. »

Demande :

20.1 Veuillez préciser quel est le coût estimé de chacune des deux options hydrauliques considérées.

Réponse :

Tel que mentionné à la Pièce B-0047, deux scénarios hydrauliques des conduites à la sortie de l'usine LSR ont été analysés afin de valider les possibilités d'accroissement de la capacité de vaporisation.

En ce qui concerne le scénario # 1, le coût estimé est de 24,3 M\$.

En ce qui concerne le scénario # 2, le coût estimé est de 20,3 M\$.

21. Référence : Pièce B-0047, p. 11, 13 et 14.

Préambule :

En page 11 :

Au tableau 1, la Régie constate que l'ajout de $1\,135\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ de capacité de vaporisation fait augmenter les besoins d'approvisionnement pour l'hiver extrême de $1\,161\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$.

« L'ajout de vaporisation entraîne un effritement plus rapide des inventaires à l'usine LSR et, en conséquence, une augmentation des besoins en hiver extrême. Toutefois, puisque les besoins d'approvisionnement sont définis par la demande continue en journée de pointe, ceux-ci restent stables. »

En pages 13 et 14:

« Cependant, dans le cas où les conditions climatiques d'hiver extrême se réalisaient, l'effritement de l'entreposage à l'usine LSR serait plus important. Les journées de retrait passeraient de 8 à 29 jours faisant augmenter les retraits totaux de $8\,114\,10^3\text{m}^3$ à $38\,748\,10^3\text{m}^3$. Cet effritement résulterait en un niveau d'inventaire minimum de $15\,263\,10^3\text{m}^3$ en date du 13 février, soit l'équivalent de deux journées de retrait à débit maximum.

[...]

Or, un autre aspect qui est influencé par l'ajout de vaporisation à l'usine LSR combiné à la diminution des capacités de transport est le niveau des interruptions qui est directement augmenté [...]. »

Le tableau 3 en page 14 présente une comparaison du nombre prévu de jours d'interruption sous des conditions climatiques normales, froides et extrêmes avec et sans augmentation de capacité de vaporisation.

Demandes :

21.1 Veuillez présenter le nombre de journées de retrait, les retraits totaux et le niveau d'inventaire minimum à l'usine LSR ainsi que le nombre de jours d'interruption pour des hivers normal, froid et extrême en considérant une situation où le plan d'approvisionnement serait établi en fonction des besoins pour un hiver extrême sans disposer de capacité supplémentaire de vaporisation.

Réponse :

Les données pour établir les outils d'approvisionnement pour répondre à la demande projetée de l'année 2017, présentées au tableau 1 mentionné au préambule, sont les suivantes :

	10 ³ m ³ /jour
Demande continue en journée de pointe	33 172
Besoins de l'hiver extrême (93-94)	31 835

Les tableaux suivants présentent les statistiques d'utilisation de l'usine LSR, le nombre de jours d'interruption et les volumes interrompus considérant que le plan d'approvisionnement est établi en fonction des besoins pour répondre à l'hiver extrême. Une baisse des capacités de transport courte distance de 1 337 10³m³/jour a été intégrée au plan.

STATISTIQUES D'UTILISATION DE L'USINE LSR

	Plan 2017 de base			Plan 2017 outils pour hiver extrême			Plan 2017 de base + ajout de vaporisation			
	Normal 10 ³ m ³ (1)	Froid 10 ³ m ³ (2)	Extrême 10 ³ m ³ (3)	Normal 10 ³ m ³ (4)	Froid 10 ³ m ³ (5)	Extrême 10 ³ m ³ (6)	Normal 10 ³ m ³ (7)	Froid 10 ³ m ³ (8)	Extrême 10 ³ m ³ (9)	
Utilisation de l'usine LSR										
1	Déc	-	-	558	-	-	4 622	-	-	3 809
2	Janv	-	4 481	6 254	1 167	10 649	25 706	743	9 466	22 023
3	Févr	-	909	1 301	221	6 579	14 841	17	4 965	12 916
4	Mars	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Retrait Total	-	5 391	8 114	1 388	17 228	45 169	761	14 432	38 748
6	# de jours de retra	-	5	8	-	6	14	3	10	29
7	Retrait Max	-	3 121	2 382	619	4 459	4 154	416	4 256	3 951
Niveau d'inventaire LSR - DAQ										
8	2016-11-30	52 316	52 316	52 316	52 316	52 316	52 316	52 316	52 316	52 316
9	2016-12-31	51 498	51 498	50 939	51 498	51 498	46 875	51 498	51 498	47 688
10	2017-01-31	50 679	46 198	43 867	49 512	40 030	20 979	49 936	41 213	25 475
11	2017-02-28	49 940	44 550	41 827	48 552	32 712	9 116	49 180	37 789	15 900
12	2017-03-31	49 122	43 732	41 009	47 734	31 894	17 714	48 362	37 599	24 812
13	Inventaire minimur	49 122	43 732	41 009	47 734	31 894	9 090	48 362	35 826	15 263
14	Date	31-mars	31-mars	31-mars	31-mars	31-mars	01-mars	31-mars	17-févr	13-févr

Sous-tarif	Plan 2017 de base			Plan 2017 outils pour hiver extrême			Plan 2017 de base + Vaporisation		
	Normal	Froid	Extrême	Normal	Froid	Extrême	Normal	Froid	Extrême
Nombre de jours d'interruption									
Volet A									
505	4	11	30	10	30	52	10	28	51
506	8	17	38	13	34	56	11	31	57
507	10	25	40	17	46	61	13	41	57
508	12	33	47	30	52	98	29	57	97
509	13	34	48	32	55	97	30	59	98
Volet B									
535	0	10	20	9	20	20	8	18	20
536	0	10	20	9	20	20	8	18	20
537	4	11	30	10	30	30	10	28	30
538	4	11	30	10	30	30	10	28	30
539	4	11	30	10	30	30	10	28	30
Volumes totaux interrompus (10⁹m³)	22 057	63 948	113 245	49 978	113 128	163 279	45 954	107 784	160 087

Si les approvisionnements étaient fixés au niveau des besoins de l'hiver extrême, Gaz Métro ne pourrait répondre à la demande de pointe, mais également à toutes demandes qui auraient des conditions climatiques entre 2 et 3 degrés-jours de moins que la journée de pointe, mettant à risque la sécurité d'approvisionnement de la clientèle continue.

Les informations déposées en preuve à la pièce B-0047, Gaz Métro 6, Document 1 ont été intégrées pour fins de comparaison.

- 21.2 Veuillez présenter le prix d'équilibrage pour chaque sous catégorie de client interruptible pour le plan d'approvisionnement 2017, le plan d'approvisionnement 2017 avec augmentation de capacité de vaporisation et dans le cas où le plan d'approvisionnement serait établi en fonction des besoins pour un hiver extrême sans disposer de capacité supplémentaire de vaporisation. Veuillez présenter les hypothèses utilisées pour établir ces prix.

Réponse :

Étant donné les évaluations macro de plans d'approvisionnement présentées en preuve, Gaz Métro n'est pas en mesure d'évaluer le prix du transport ou d'équilibrage qui serait applicable que cela soit globalement ou par catégorie tarifaire.

Le tableau suivant présente les coûts des trois scénarios et la variation de ces coûts comparativement au plan de base ou plan 2017 avec outils pour hiver extrême.

De façon générale, la variation du prix de transport devrait être similaire à la variation des coûts.

Relativement aux prix d'équilibrage, puisque la répartition des coûts totaux tient compte d'une allocation entre les catégories tarifaires en fonction de règles bien précises, dont les paramètres de profil de la clientèle, l'impact sur les prix de chaque catégorie tarifaire ne peut être estimé.

ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)

	Plan 2017 de base	Plan 2017 outils pour hiver extrême	Plan 2017 de base + ajout de vaporisation
	(1)	(2)	(3)
Coûts de transport			
1	Transport clients	n/a	n/a
2	FTLH (primaire, secondaire & échange)	65 026	65 026
3	STS	74 969	73 755
4	FTSH (Dawn, Parkway & échange)	155 369	144 498
5	Vente de transport FTLH non utilisé	0	0
6	Achats de gaz - transport	-25 399	-25 399
7	Total - coûts de transport	269 964	259 536
8	Coûts d'entreposage	37 207	37 288
9	Coût additionnel usine LSR - pour l'activité réglementée		0
10	Sous-total transport et équilibrage	307 171	294 960
11	Fourniture	975 063	970 063
12	Gaz de compression	3 450	3 450
13	Maintien des inventaires	4 598	4 413
14	TOTAL DES COÛTS	1 290 282	1 273 016
15	Service de transport	178 661	174 873
16	Service d'équilibrage	130 358	121 913
Variation (%) vs Plan 2017 de base			
17	Service de transport		-2,1%
18	Service d'équilibrage		-5,4%
Variation (%) vs Plan 2017- outils pour hiver extrême			
19	Service de transport		0,3%
20	Service d'équilibrage		1,1%

21.3 Veuillez confirmer que, selon les données présentées, une augmentation de la capacité de vaporisation de 1 135 10³m³/jour entraîne une augmentation des besoins en transport de 26 10³m³/jour (1 161 – 1 135) pour couvrir les besoins de l'hiver extrême.

Réponse :

En faisant abstraction des besoins pour couvrir la demande continue en journée de pointe et en supposant que les besoins d'approvisionnement sont définis uniquement par les besoins de l'hiver extrême, les résultats suivants sont observés :

	10 ³ m ³ /jour
Besoins de l'hiver extrême (93-94)	
Sans ajout de vaporisation à l'usine LSR	31 835
Avec ajout de vaporisation à l'usine LSR	32 997
Augmentation des besoins	1 161
Outils d'approvisionnement	
Augmentation des approvisionnements par l'ajout de vaporisation à l'usine LSR	1 135
Approvisionnement manquant	26

Il est à noter que si les approvisionnements étaient fixés au niveau des besoins de l'hiver extrême, Gaz Métro ne pourrait répondre à la demande continue en journée de pointe, mais également à toutes demandes qui auraient des conditions climatiques entre 2 et 3 degrés-jours de moins que la journée de pointe, mettant à risque la sécurité d'approvisionnement de la clientèle continue.

- 22. Références :**
- (i) Pièce B-0047, p. 12;
 - (ii) Pièce B-0047, annexe 1, p. 2 et annexe 2, p. 2.

Préambule :

En page 12 :

« La baisse des coûts de transport et d'équilibrage de 10,3 M\$ sous le scénario d'ajout de vaporisation découle de la diminution des coûts reliés à la réduction des capacités de transport. »

En annexe 1 :

Tableau présentant une comparaison des coûts du scénario avec et sans augmentation de la capacité de vaporisation.

En annexe 2 :

Tableau présentant une comparaison des coûts des scénarios avec et sans ajout du volet C.

Demandes :

22.1 Veuillez expliquer d'où provient l'économie de coût de fourniture (Annexe 1, p. 2, ligne 11 et Annexe 2, p. 2, ligne 11).

Réponse :

La baisse des coûts de fourniture résulte de l'augmentation des interruptions, comme présenté à la pièce B-0047, Gaz Métro-6, Document 1, annexe 1, ligne 36.

Ces coûts représentent les coûts d'achat de fourniture à Empress pour l'ensemble des clients (gaz de réseau et achat direct, incluant les clients qui ont leur propre service de transport). Ce sont des coûts variables en fonction de la consommation réelle de la clientèle interruptible.

Il est à noter que ces coûts n'incluent pas le différentiel de lieu entre Empress et le point d'achat qui est fonctionnalisé au service de transport dans la présente analyse.

22.2 Veuillez expliquer pourquoi cette économie n'est pas prise en compte dans l'analyse de rentabilité des différents scénarios.

Réponse :

Gaz Métro juge que la variation de coûts de fourniture directement reliés à la demande de la clientèle ne doit pas être prise en compte dans l'analyse de rentabilité. En effet, cette variation de la demande interruptible découlant du niveau des interruptions est davantage un constat de la structure d'approvisionnement qui est mise en place. Gaz Métro interrompt les clients lorsque les outils d'approvisionnement doivent être dédiés à la clientèle continue.

La variation de la demande interruptible n'entre pas en ligne dans le choix de cette structure, contrairement aux autres coûts directs que sont les capacités de transport (lignes 1 à 5, annexe 1, page 2), les coûts d'entreposage (ligne 8, annexe 1, page 2) et le différentiel de

lieu des achats à d'autres points qu'Empress qui est fonctionnalisé au service de transport (ligne 6, annexe 1, page 2).

- 22.3 Veuillez expliquer pourquoi que le total des lignes 15 (Service de transport) et 16 (Service d'équilibrage), dans les deux annexes citées en préambule, ne correspond pas à la ligne 10 (Sous-total transport et équilibrage).

Réponse :

Les différentiels respectifs de 1,848 M\$ et 1,774 M\$ sous le « Plan 2017 » et le « Plan 2017 + ajout de vaporisation » représentent les coûts de maintien des inventaires pour la portion transport.

- 23. Référence :** Pièce B-0047, p. 19.

Préambule :

« Dans son exercice d'évaluation, Gaz Métro a construit une liste de clients des tarifs D₄ et D₅ ayant une source d'énergie alternative fiable et prêts à subir un risque d'interruption en retour d'une compensation financière. Le pourcentage de la consommation de gaz naturel pouvant être interrompue et transférée à l'autre source d'énergie a également été évalué pour chacun des clients. Parmi les clients qui pourraient migrer une partie de leurs volumes, on retrouve des clients des tarifs D₄ et D₅. Certains clients des tarifs D₁ et D₃ pourraient également être intéressés, mais ne rencontrent pas les conditions actuelles d'admission du tarif D₄. »

Demande :

- 23.1 Veuillez donner les volumes actuellement consommés respectivement au tarif D₄ et au tarif D₁ en journée de pointe, que les clients sont en mesure de remplacer par une source d'énergie alternative fiable.

Réponse :

Selon l'évaluation effectuée, Gaz Métro estime que trois clients du tarif D₁ pourraient potentiellement être intéressés à adhérer à ce type de service, pour un volume d'interruption maximum de 97 567 m³/jour.

Pour la clientèle du tarif D₄ potentiellement intéressée, Gaz Métro estime qu'un volume maximum de 2 204 228 m³/jour pourrait être interrompu.

Il se peut que d'autres clients possèdent une source d'énergie alternative fiable, mais cette information n'est pas recensée de façon exhaustive.

23.2 Veuillez indiquer quelles mesures devraient être mises en place pour pouvoir intégrer au nouveau service les clients au tarif D₁.

Réponse :

Dans la structure tarifaire actuelle, la clientèle au tarif D₁ intéressée par ce type de service devrait migrer au tarif D₄. Cependant, cette clientèle ne rencontre pas les conditions de service en vigueur, notamment au niveau du coefficient d'utilisation minimal requis. Les conditions de service devraient donc être modifiées pour permettre l'accès à ces clients au volet C.

24. Référence : (i) Décision D-2013-179, p. 13;
(ii) Pièce B-0047, p. 18, 19 et 23.

Préambule :

(i) « *La Régie ordonne également au Distributeur de développer et de lui soumettre, d'ici six mois, un projet de nouvelle classe de service interruptible lié à des événements exceptionnels visant les clients au tarif D₄. Le Distributeur doit envisager la mise en vigueur de cette nouvelle classe de service interruptible pour le 1er novembre 2014 ou le 1er novembre 2015 au plus tard. Les volumes annuels retenus par Gaz Métro seraient fonction des besoins du réseau.* » [Nous soulignons]

(ii) Aux pages 18 et 19 :

« *Compensation financière fixe de 10 ¢/m³ sujet à interruption pour reconnaître le volume « rendu disponible » par le client et compenser le maintien d'une source d'énergie alternative fiable. Compensation financière variable de 40 ¢/m³ interrompu afin de compenser le coût de l'utilisation d'une source d'énergie alternative pendant les jours d'interruption.* »

En page 23 :

« *Le nombre prévu de jours d'interruption de la clientèle interruptible régulière sous les trois scénarios analysés est plus élevé considérant la migration des clients du service interruptible (volet A ou B) vers le volet C. Quant aux interruptions sous le volet C, celles-ci sont observées en hiver extrême, ce qui est d'ailleurs visé par ce service. Ces interruptions sont déclenchées à partir du moment où l'inventaire à l'usine LSR a atteint le niveau minimal sécuritaire. Ainsi, le volet C n'est pas utilisé pour répondre à la demande de pointe, du moins dans l'analyse de l'hiver extrême car la journée de pointe n'est pas observée, mais est utilisé pour répondre au besoin de passer cet hiver extrême.* »

Demandes :

- 24.1 Veuillez présenter une analyse (faisabilité, rentabilité, délai de mise en place, avantages et inconvénients, etc.) d'un nouveau volet de service interruptible, qui viserait à répondre à la demande de pointe, ayant les caractéristiques suivantes :
- Les outils d'approvisionnement requis sont définis en fonction des besoins pour passer l'hiver extrême;
 - Le nouveau service est ouvert exclusivement aux volumes consommés sous le tarif D₄;
 - Les volumes acceptés au nouveau service sont limités aux besoins excédants les besoins définis pour passer l'hiver extrême;
 - Les compensations accordées pour les volumes acceptées au nouveau service sont les mêmes que celles présentées en référence (ii).

Réponse :

Conformément à la demande, l'analyse a été faite en limitant les volumes disponibles au volet C à la différence entre la demande continue en journée de pointe projetée pour 2017 (33 172 10³m³/jour) et les besoins pour répondre à l'hiver extrême (31 828 10³m³/jour). De plus, aucune migration de la clientèle interruptible vers le service volet C n'a été considérée. Il est toutefois à noter que la situation de l'interruptible a changé de façon importante dans la dernière année. Ainsi, une bonne partie des migrations de clients des volets interruptibles A et B anticipées dans les hypothèses pour le volet C s'est, dans les faits, concrétisée vers le tarif D₄. Le potentiel quotidien d'interruption a ainsi chuté de 35%. Selon les informations recueillies de la clientèle, les raisons principales de la migration vers le tarif D₄ sont le nombre réel de jours d'interruptions et le coût du gaz d'appoint pour éviter une interruption (ou le cas échéant, de l'énergie alternative).

En ne tenant pas compte des migrations de la clientèle interruptible vers le service continu, la répartition des volumes de la clientèle continue qui migrerait vers le volet C est la suivante :

Sous-tarif	Volume au Volet C m ³ /jour
406	216 397
407	167 750
408	589 988
409	370 000
Total	1 344 135

À des fins d'illustration, les données de base qui considéraient 50 % de la consommation de la clientèle D₄ ont été utilisées. Pour atteindre le niveau visé, les volumes de la clientèle au palier 406 ont été réduits.

Le tableau suivant détaille les sources d'approvisionnement pour répondre aux besoins :

Source d'approvisionnement	Plan base 2017 10 ³ m ³ /jour	Plan 2017 Volet C limité à 1 344 10 ³ m ³ 10 ³ m ³ /jour
FTLH primaire et secondaire	2 243	2 243
Réceptions en franchise	0	0
Transport clients & biogaz	691	691
FTSH (Dawn - GMIT EDA)	2 903	2 903
Transport par échange (Dawn-GMIT EDA)	2 164	2 164
FTSH (Parkway - GMIT EDA)	11 248	11 248
STS	5 705	5 705
PDL	1 196	1 196
St-Flavien	1 294	1 294
Usine LSR	5 729	5 729
Achat (vente) d'outils	0	-1 344
Sous-total approvisionnement	33 174	31 829
Volet C	0	1 344
TOTAL APPROVISIONNEMENT	33 174	33 174

Les outils avant considération du Volet C sont diminués de 1 344 10³m³/jour de façon à être au niveau des besoins de l'hiver extrême. Les volumes de volet C seraient utilisés pour répondre à la demande en journée de pointe ainsi qu'à toute demande qui serait près de 3 degrés-jours de moins que la journée de pointe.

Les tableaux suivants présentent les impacts au niveau du plan d'approvisionnement et les coûts sur la base de l'année normale.

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2015, R-3879-2014

PLAN D'APPROVISIONNEMENT - SCÉNARIO CONSIDÉRANT L'AJOUT DU VOLET C LIMITÉ À 1 344 10⁹m³/jour

	Plan 2017			Plan 2017- Volet C limité à 1 344 10 ⁹ m ³		
	Hiver (10 ⁹ m ³) (1)	Été (10 ⁹ m ³) (2)	Total (10 ⁹ m ³) (3)	Hiver (10 ⁹ m ³) (4)	Été (10 ⁹ m ³) (5)	Total (10 ⁹ m ³) (6)
DEMANDE						
1 Continue	2 928	2 263	5 191	2 928	2 263	5 191
2 Interruptible avant interruption	345	271	616	345	271	616
3 Client biogaz en réseau dédié	13	15	28	13	15	28
4 Gaz d'appoint concurrence	20	31	51	20	31	51
5 <i>Sous-Total Demande</i>	3 306	2 580	5 886	3 306	2 580	5 886
6 Gaz perdu, usage de la cie et autres	69	47	116	69	47	116
7 Ventes GNL	44	63	107	44	63	107
8 SOUS-TOTAL AVANT INJECTION	3 420	2 689	6 109	3 419	2 689	6 109
INVENTAIRES INJECTIONS						
9 Union Gas	42	302	345	32	303	336
10 LSR	54	63	117	54	66	120
11 Pointe-du-Lac	10	2	11	24	2	26
12 Saint-Flavien	10	110	120	10	110	120
13 Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0
14 SOUS-TOTAL INJECTIONS & ÉCHANGES	117	477	593	121	481	602
15 TOTAL DE LA DEMANDE	3 536	3 166	6 703	3 541	3 170	6 711
APPROVISIONNEMENT						
16 FTLH Empress - GMIT	339	498	836	339	498	836
17 Cessions d'optimisation	0	0	0	0	0	0
18 Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0
19 Transport fourni par les clients	89	122	211	89	122	211
20 Gaz d'appoint	20	31	51	20	31	51
21 <i>Sous-Total Transports</i>	449	650	1 099	449	650	1 099
22 FT non utilisé	0	0	0	0	0	0
23 Cessions / ventes de transport	0	0	0	0	0	0
24 Achats dans le territoire	0	0	0	0	0	0
25 Achats à Dawn (GR)	1 087	123	1 210	1 069	139	1 208
26 Biogaz	13	15	28	13	15	28
27 Autres réceptions	0	0	0	0	0	0
28 SOUS-TOTAL TRANSPORT	1 549	788	2 336	1 531	804	2 334
INVENTAIRES RETRAITS						
29 Union gas	303	42	345	291	45	336
30 LSR	49	68	117	50	69	119
31 Pointe-du-Lac	11	0	11	26	0	26
32 Saint-Flavien	120	0	120	120	0	120
33 Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0
34 SOUS-TOTAL RETRAITS & ÉCHANGES	483	110	593	487	113	600
35 TOTAL APPROVISIONNEMENT	2 031	898	2 929	2 017	917	2 935
36 INTERRUPTIONS BRUTES	-22	0	-22	-50	0	-50

PLAN D'APPROVISIONNEMENT
SCÉNARIO CONSIDÉRANT L'AJOUT DU VOLET C LIMITÉ À 1 344 10³m³/jour
ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)

	Plan 2017	Plan 2017 Volet C limité à 1 344 10 ³ m ³
Coûts de transport		
1	Transport clients	n/a
2	FTLH (primaire, secondaire & échange)	65 026
3	STS	74 969
4	FTSH (Dawn, Parkway & échange)	155 369
5	Vente de transport FTLH non utilisé	0
6	Achats de gaz - transport & équilibrage	-25 399
7	Total - coûts de transport	258 828
8	Coûts d'entreposage	37 207
9	Coût additionnel usine LSR - pour l'activité réglementée	0
10	Sous-total transport et équilibrage	296 102
11	Fourniture	975 063
12	Gaz de compression	3 450
13	Maintien des inventaires	4 603
14	TOTAL DES COÛTS	1 274 719
15	Service de transport	178 661
16	Service d'équilibrage	122 302
17	Total T et É	297 951
18	Variation des coûts T et É	-11 068

Pour compléter l'analyse, une comparaison des plans d'approvisionnement dans un contexte d'hiver froid et d'hiver extrême a également été effectuée. Dans tous les cas, la baisse des capacités de transport entraîne un effritement plus rapide de l'entreposage à l'usine LSR et une utilisation accrue de l'entreposage de PDL. Le tableau suivant présente les statistiques d'utilisation de l'usine LSR et du site d'entreposage de PDL.

PLAN D'APPROVISIONNEMENT - SCÉNARIO CONSIDÉRANT L'AJOUT DU VOLET C LIMITÉ À 1 344 10³m³/jour
STATISTIQUES D'UTILISATION DE L'USINE LSR ET DU SITE D'ENTREPOSAGE DE POINTE-DU-LAC

	Plan 2017			Plan 2017- Volet C limité à 1 344 10 ³ m ³		
	Normal 10 ³ m ³	Froid 10 ³ m ³	Extrême 10 ³ m ³	Normal 10 ³ m ³	Froid 10 ³ m ³	Extrême 10 ³ m ³
Utilisation de l'usine LSR						
Décembre	-	-	558	-	-	4 646
Janvier	-	4 481	6 254	1 185	10 586	25 346
Février	-	909	1 301	233	6 610	14 613
Mars	-	-	-	-	-	-
Retrait Total	-	5 391	8 114	1 419	17 195	44 606
# de jours de retrait	-	5	8	5	11	30
Retrait Max	-	3 121	2 382	625	4 465	3 844
Niveau d'inventaire LSR - DAQ						
2016-11-30	52 316	52 316	52 316	52 316	52 316	52 316
2016-12-31	51 498	51 498	50 939	51 498	51 498	46 851
2017-01-31	50 679	46 198	43 867	49 494	40 094	21 314
2017-02-28	49 940	44 550	41 827	48 522	32 745	9 101
2017-03-31	49 122	43 732	41 009	47 704	31 927	17 699
Inventaire minimum	49 122	43 732	41 009	47 704	31 927	9 075
Date	31-mars	31-mars	31-mars	31-mars	31-mars	01-mars
Utilisation de PDL	11 080	26 843	29 910	25 909	35 465	32 978

Une augmentation des interruptions est également observée. Le détail est présenté au tableau suivant.

PLAN D'APPROVISIONNEMENT
SCÉNARIO CONSIDÉRANT L'AJOUT DU VOLET C LIMITÉ À 1 344 10³m³/jour
ANALYSE DES INTERRUPTIONS

SOUS-TARIF (1)	Plan 2017			Plan 2017- Volet C limité à 1 344 10 ³ m ³		
	Normal (2)	Froid (3)	Extrême (4)	Normal (6)	Froid (7)	Extrême (8)
NOMBRE PRÉVU DE JOURS D'INTERRUPTION						
Volet A						
505	4	11	30	10	30	51
506	8	17	38	13	34	53
507	10	25	40	17	46	60
508	12	33	47	30	52	96
509	13	34	48	32	55	96
Volet B						
535	0	10	20	9	20	20
536	0	10	20	9	20	20
537	4	11	30	10	30	30
538	4	11	30	10	30	30
539	4	11	30	10	30	30
Volet C						
405	0	0	0	0	0	0
406	0	0	0	0	0	0
407	0	0	0	0	0	0
408	0	0	0	0	0	0
409	0	0	0	0	0	0
VOLUMES INTERROMPUS (10³m³)						
Volet A	21 493	57 562	99 371	44 650	99 844	146 254
Volet B	564	6 386	13 874	5 328	13 284	13 636
Volet C	0	0	0	0	0	0
TOTAL	22 057	63 948	113 245	49 978	113 128	159 890

Puisque les volumes du volet C ne sont là que pour répondre à la différence entre la demande continue en journée de pointe et les besoins lors de l'hiver extrême, aucune journée d'interruption sous ce volet n'est observée en hiver normal, froid ou extrême. En journée de pointe, il y a cependant des d'interruptions prévues au volet C.

Il est à noter que bien que ce scénario semble favorable à première vue, les économies anticipées au niveau des coûts d'approvisionnement d'environ 11 M\$ ne pourraient se matérialiser dans les conditions tarifaires actuelles.

En effet, la migration de la clientèle d'un tarif à un autre ne peut être limitée. Comme mentionné précédemment, par rapport au scénario qui prévalait dans les hypothèses de base,

déjà 35 % du volume quotidien de la clientèle interruptible a migré vers le tarif D₄, même en l'absence d'un volet C. Gaz Métro prévoit que cette tendance se maintiendra au cours des prochaines années, à moins qu'il n'y ait une recrudescence de la disponibilité de gaz d'appoint pour éviter une interruption à faible coût, que l'écart entre le prix du gaz naturel et de l'énergie alternative, principalement le mazout lourd, diminue de façon importante ou encore que le service interruptible actuel, volets A et B, soit valorisé. De plus, comme le scénario présenté ci-haut a pour effet de doubler le nombre de jours d'interruption prévu en hiver froid et de tripler le nombre de jours d'interruption en hiver extrême, le choix d'une telle approche augmenterait probablement le rythme des migrations vers le tarif continu.

Le tableau suivant (tableau 5 de la preuve B-0047, Gaz Métro 6, Document 1) présente les besoins en approvisionnement en hiver extrême et en journée de pointe considérant une migration importante de la clientèle interruptible vers le tarif continu :

	Plan base	Volet C à 25 %	Volet C à 50 %	Volet C à 75 %
	10 ³ m ³ /jour			
Journée de pointe	33 172	34 249	34 249	34 249
Hiver extrême	<u>31 828</u>	<u>34 303</u>	<u>34 951</u>	<u>35 347</u>
Approvisionnement requis (= maximum)	33 172	34 303	34 951	35 347
Variation versus plan de base		1 132	1 780	2 175

Comme on peut l'observer, après une migration importante de la clientèle vers le tarif continu, la demande en journée de pointe est inférieure à la demande en hiver extrême. Dans chacun de ces cas, le volume optimal pour le volet C, en limitant le volume à la différence entre la journée de pointe et l'hiver extrême, serait de zéro. Donc, aucun outil ne serait remplacé et aucune économie ne serait générée.

Pour que la journée de pointe soit plus élevée que l'hiver extrême lorsque le service au volet C est introduit, il faut donc qu'un certain volume de clientèle interruptible demeure aux volets A et B. Pour y arriver, l'offre commerciale de ce tarif devrait être revue afin de réduire la migration au service continu et, idéalement, ramener les clients vers ce service. Gaz Métro prévoit déjà revoir l'offre interruptible dans le cadre de la vision tarifaire.

Les paragraphes qui suivent présentent l'analyse produite en supposant que le scénario présenté plus haut s'avérait réalisable, soit la limitation du volet C à la différence entre la demande continue en journée de pointe et les besoins pour l'hiver extrême, et aucune migration du service interruptible vers le service continu.

Faisabilité

En considérant que l'offre doit être limitée à la différence de volume entre la demande en journée de pointe et la demande en hiver extrême, l'établissement du plan d'approvisionnement chaque année devrait se faire en plusieurs étapes :

- Un premier plan d'approvisionnement devrait être projeté afin d'établir le volume disponible pour le volet C.
- Gaz Métro devrait ensuite s'assurer de la participation des clients au volet C avant de compléter son plan d'approvisionnement. En effet, si le volume du volet C n'était comblé qu'en partie, des outils d'approvisionnement devraient être achetés par Gaz Métro afin de répondre à la totalité de ses besoins.

Dans sa demande, la Régie mentionne que l'analyse doit être faite en supposant que les compensations accordées pour les volumes acceptés au nouveau service sont les mêmes que celles présentées en référence (ii), soit des compensations financières fixe de 10 ¢/m³ et variable de 40 ¢/m³. Or, tel que Gaz Métro le mentionne également à la référence (ii),

« Il est cependant difficile, sans engagement concret de la clientèle, de savoir si la compensation monétaire est suffisante pour supporter les volumes prévus. En effet, il est possible que les primes fixes et/ou variable doivent être augmentées substantiellement afin d'obtenir des transferts suffisants de clients stables pour justifier la création de ce nouveau volet. »

Ainsi, afin d'atteindre le volume d'interruptions recherché au volet C, il est possible que Gaz Métro doive offrir une compensation beaucoup plus élevée que celle prévue dans le dossier initial. Comme le processus devrait se faire avant le dépôt de la cause tarifaire, Gaz Métro devrait posséder la latitude d'établir la compensation en fonction de la demande et des conditions de marché. Par exemple, contrairement à l'achat d'outils d'approvisionnement à long terme, les outils disponibles dans le cas où Gaz Métro n'arriverait pas à trouver preneur pour le volet C pourraient s'avérer beaucoup plus dispendieux pour la clientèle. À court terme, une compensation offerte au volet C serait économiquement viable tant qu'elle se situerait sous le coût de l'outil à court terme. Cependant, cette compensation pourrait être plus onéreuse que l'achat à long terme auprès du transporteur.

- Finalement, un plan d'approvisionnement final devrait être établi, une fois connus les volumes totaux prévus au volet C.

Les délais nécessaires à l'établissement du plan d'approvisionnement gazier seraient donc augmentés de façon importante. Cela limite la faisabilité d'une telle option.

Il faudrait également déterminer comment insérer le volet C dans les contrats actuels. Étant donné que le volume disponible au volet C pourrait changer de façon importante année après année, selon l'écart entre la demande continue en journée de pointe et les besoins pour l'hiver extrême, la clientèle ne pourrait s'engager à long terme sous ce volet (ce que permet la proposition initiale du volet C, sans limitation du volume disponible). Il faudrait alors que les clients ayant des contrats au tarif D₄ sur plusieurs années puissent réviser leur contrat de façon annuelle pour s'inscrire au volet C.

D'ailleurs, afin de susciter une adhésion pour un volume d'interruption adéquat, Gaz Métro devrait viser, dans son offre, les clients avec un volume quotidien important. En effet, comme ce type d'interruption de dernier recours ne peut être évité, que l'exercice nécessite un volume quotidien important et qu'il s'agit d'interruption partielle, la clientèle doit absolument posséder de l'équipement de mesurage de précision. Gaz Métro devra s'assurer que la clientèle respecte bien son engagement de réduction de volume pendant la journée de pointe, puisque les retraits interdits ne pourront être supportés par le réseau.

Également, dans le cas d'engagements annuels à court terme, il y aurait un risque que les clients importants maximisent leurs compensations en exigeant un prix tout juste au-dessous du prix du marché puisqu'ils en connaissent les conditions. Dans ce cas, les économies d'un tel volet seraient minces par rapport à l'achat annuel à court terme d'outils d'approvisionnement pour la pointe. Dans les cas où aucun outil additionnel n'était disponible sur le marché, le coût des compensations pourrait être exorbitant. Un engagement à long terme au volet C par la clientèle limiterait cette possibilité, mais ne permettrait pas au distributeur d'atteindre un volume précis annuellement.

Il existe donc plusieurs problèmes inhérents à la faisabilité du volet C dans l'optique où l'offre est limitée à un écart annuel entre la journée de pointe et l'hiver extrême.

Considérant le fait que le plan d'approvisionnement a un horizon de quatre ans, Gaz Métro serait toujours dans l'incertitude concernant la détention ou non des outils pour sécuriser la desserte de la clientèle.

Rentabilité

La rentabilité ne peut être calculée *a priori*. Dans les calculs basés sur les hypothèses de la demande de renseignement, l'option est très rentable. Cependant, ces hypothèses ne sont pas réalistes tel qu'il a déjà été expliqué ci-haut: le volume interruptible quotidien a déjà chuté de 35 % sans même le développement d'un volet C.

La rentabilité annuelle dépendrait du volume alloué au volet C et de la compensation à payer à la clientèle. Ensuite, la compensation à payer pourrait varier en fonction des conditions de marché. Enfin, s'il n'était pas possible d'obtenir un volume adéquat d'adhésion de la clientèle au volet C, la rentabilité serait également affectée par le coût de l'outil d'approvisionnement à contracter à court terme.

Délai de mise en place

Dans sa preuve (Gaz Métro 6, Document 1), Gaz Métro avait laissé savoir que le déploiement du tarif pourrait se faire au plus tôt le 1^{er} octobre 2015. Cependant, avec les travaux informatiques présentement en cours, Gaz Métro estime plutôt que le tarif ne pourrait être mis en place avant le 1^{er} octobre 2016. De plus, comme mentionné à la section « faisabilité », les délais nécessaires à l'établissement du plan d'approvisionnement gazier seraient augmentés de façon importante. Gaz Métro estime à au moins un mois le temps additionnel requis pour valider la participation des clients au volet C et réévaluer le plan

d'approvisionnement, le cas échéant. Ainsi, le processus complet serait entamé au minimum un mois plus tôt, représentant une projection de demande précédant de 11 mois le début de l'année financière.

Avantages et inconvénients

Lorsqu'il y a un besoin à combler entre la journée de pointe et l'hiver extrême, et dans la mesure où les compensations pour le volet C peuvent être limitées à un niveau inférieur aux coûts des alternatives, des économies peuvent être générées pour la clientèle.

Par contre, le volet C ne permet pas de régler les problématiques auxquelles font face les volets A et B du tarif interruptible et qui engendrent les migrations vers le service continu. Comme ces volets interruptibles ont un effet important sur le volume susceptible d'être disponible au volet C, en fonction des hypothèses de la demande de renseignements, Gaz Métro juge que la révision des volets A et B interruptibles avant l'ouverture d'un volet C est presque inévitable.

De plus, la rentabilité réelle ne peut être établie *a priori* puisque celle-ci dépendra fortement des conditions de marché annuelles. Il est donc impossible d'assurer un rendement supérieur à long terme pour le volet C par rapport à l'achat d'outils sur le marché primaire auprès du transporteur.

Gaz Métro croit toujours que la révision des volets actuels de l'interruptible est primordiale et doit se faire avant ou du moins en même temps que l'établissement d'un volet C. Au niveau tarifaire, pour le service interruptible, seule cette solution permettra des mesures qui permettront de réduire les coûts d'approvisionnement à long terme.

24.2 Veuillez expliquer de façon détaillée comment ont été établies les compensations fixe et variable offertes dans le nouveau service.

Réponse :

La compensation variable a été établie en comparant le prix moyen du mazout et le prix moyen du gaz naturel sur une période de 4 ans. L'écart moyen se situait à environ 40 ¢/m³.

De plus, afin de conserver une source d'énergie alternative comme le mazout, la clientèle doit faire face à d'autres coûts supplémentaires : maintien d'un réservoir de mazout et de personnel qualifié. Ces coûts sont d'origine fixe. Par conséquent, une estimation à 25 % de l'écart du prix moyen en rémunération fixe a été établie comme raisonnable, ce qui représente 10 cents par m³ de volume interruptible.

Comme le mazout est l'énergie de remplacement de la plupart de la clientèle lorsqu'interrompue, ce montant représente le coût d'opportunité de la clientèle. Par conséquent, une prime totale de 10 cents fixe et de 40 cents variable a constitué la base de l'analyse. Par contre, il est possible que pour atteindre un niveau d'adhésion souhaitable au service, une hausse des primes soit requise.

25. Référence : Pièce B-0047, p. 26.

Préambule :

« Les sections A et B précédentes présentent les analyses physiques, tarifaires et économiques des alternatives d'accroissement de la capacité de vaporisation et d'ajout d'une classe tarifaire (volet C) prises séparément. Les analyses individuelles montrent qu'il pourrait y avoir un certain avantage économique à mettre en place ces alternatives. Toutefois, Gaz Métro juge requis d'effectuer une analyse combinée de l'implantation éventuelle de ces deux solutions. »

Demandses :

25.1 Veuillez présenter une analyse combinée d'un accroissement de la capacité de vaporisation de $1\,135\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ et d'un nouveau volet de service interruptible, qui viserait à répondre à la demande de pointe tel que décrit à la question précédente.

Réponse :

Conformément à la demande, aucune migration de la clientèle interruptible vers le service volet C n'a été considérée. De plus, les volumes disponibles au volet C ont été limités à la différence entre la demande continue en journée de pointe projetés pour 2017 ($33\,172\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$) et les besoins pour répondre à l'hiver extrême considérant l'ajout de vaporisation à l'usine LSR ($32\,997\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$).

La répartition des volumes de la clientèle continue qui migrerait vers le volet C serait la suivante :

Paliers tarifaires	Volume au Volet C m³/jour
4.6	0
4.7	0
4.8	0
4.9	174 954
Total	174 954

Le tableau suivant détaille les sources d’approvisionnement pour répondre aux besoins :

Source d'approvisionnement	Plan base 2017	Plan 2017
	10 ³ m ³ /jour	Ajout de vaporisation + Volet C limité à 175 10³m³ 10 ³ m ³ /jour
FTLH primaire et secondaire	2 243	2 243
Réceptions en franchise	0	0
Transport clients & biogaz	691	691
FTSH (Dawn - GMIT EDA)	2 903	2 903
Transport par échange (Dawn-GMIT EDA)	2 164	2 164
FTSH (Parkway - GMIT EDA)	11 248	11 248
STS	5 705	5 705
PDL	1 196	1 196
St-Flavien	1 294	1 294
Usine LSR	5 729	6 864
Achat (vente) d'outils	0	-1 310
Sous-total approvisionnement	33 174	32 999
Volet C	0	175
TOTAL APPROVISIONNEMENT	33 174	33 174

Les outils avant considération du Volet C seraient diminués de 1 310 10³m³/jour de façon à être au niveau des besoins de l’hiver extrême. Les volumes de volet C seraient utilisés pour répondre à la demande en journée de pointe.

Les tableaux suivants présentent les impacts au niveau du plan d’approvisionnement et les coûts sur la base de l’année normale.

PLAN D'APPROVISIONNEMENT
SCÉNARIO CONSIDÉRANT L'AJOUT DE VAPORISATION
ET AJOUT DU VOLET C LIMITÉ À 175 10³m³/jour

	Plan 2017			Plan 2017- Ajout de vaporisation + Volet C limité à 175 10 ³ m ³		
	Hiver (10 ⁶ m ³) (1)	Été (10 ⁶ m ³) (2)	Total (10 ⁶ m ³) (3)	Hiver (10 ⁶ m ³) (4)	Été (10 ⁶ m ³) (5)	Total (10 ⁶ m ³) (6)
DEMANDE						
1 Continue	2 928	2 263	5 191	2 928	2 263	5 191
2 Interruptible avant interruption	345	271	616	345	271	616
3 Client biogaz en réseau dédié	13	15	28	13	15	28
4 Gaz d'appoint concurrence	20	31	51	20	31	51
5 <i>Sous-Total Demande</i>	3 306	2 580	5 886	3 306	2 580	5 886
6 Gaz perdu, usage de la cie et autres	69	47	116	69	47	116
7 Ventes GNL	44	63	107	44	63	107
8 SOUS-TOTAL AVANT INJECTION	3 420	2 689	6 109	3 419	2 689	6 109
INVENTAIRES INJECTIONS						
9 Union Gas	42	302	345	33	301	334
10 LSR	54	63	117	54	66	120
11 Pointe-du-Lac	10	2	11	23	2	25
12 Saint-Flavien	10	110	120	10	110	120
13 Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0
14 SOUS-TOTAL INJECTIONS & ÉCHANGES	117	477	593	121	479	600
15 TOTAL DE LA DEMANDE	3 536	3 166	6 703	3 540	3 168	6 708
APPROVISIONNEMENT						
16 FTLH Empress - GMIT	339	498	836	339	498	836
17 Cessions d'optimisation	0	0	0	0	0	0
18 Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0
19 Transport fourni par les clients	89	122	211	89	122	211
20 Gaz d'appoint	20	31	51	20	31	51
21 <i>Sous-Total Transports</i>	449	650	1 099	449	650	1 099
22 FT non utilisé	0	0	0	0	0	0
23 Cessions / ventes de transport	0	0	0	0	0	0
24 Achats dans le territoire	0	0	0	0	0	0
25 Achats à Dawn (GR)	1 087	123	1 210	1 071	137	1 208
26 Biogaz	13	15	28	13	15	28
27 Autres réceptions	0	0	0	0	0	0
28 SOUS-TOTAL TRANSPORT	1 549	788	2 336	1 533	802	2 335
INVENTAIRES RETRAITS						
29 Union gas	303	42	345	290	45	334
30 LSR	49	68	117	50	69	119
31 Pointe-du-Lac	11	0	11	25	0	25
32 Saint-Flavien	120	0	120	120	0	120
33 Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0
34 SOUS-TOTAL RETRAITS & ÉCHANGES	483	110	593	484	113	598
35 TOTAL APPROVISIONNEMENT	2 031	898	2 929	2 017	915	2 932
36 INTERRUPTIONS BRUTES	-22	0	-22	-50	0	-50

PLAN D'APPROVISIONNEMENT
SCÉNARIO CONSIDÉRANT L'AJOUT DE VAPORISATION
ET AJOUT DU VOLET C LIMITÉ À 175 10³m³/jour
ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)

	Plan 2017	Plan 2017- Ajout de vaporisation + Volet C limité à 175 10 ³ m ³
Coûts de transport		
1 Transport clients	n/a	n/a
2 FTLH (primaire, secondaire & échange)	65 026	65 026
3 STS	74 969	74 785
4 FTSH (Dawn, Parkway & échange)	155 369	144 732
5 Vente de transport FTLH non utilisé	0	0
6 Achats de gaz - transport & équilibrage	-25 399	-25 399
7 Total - coûts de transport	269 964	259 144
8 Coûts d'entreposage	37 207	37 265
9 Coût additionnel usine LSR - pour l'activité réglementée		0
10 Sous-total transport et équilibrage	307 171	296 409
11 Fourniture	975 063	970 667
12 Gaz de compression	3 450	3 450
13 Maintien des inventaires	4 598	4 629
14 TOTAL DES COÛTS	1 290 282	1 275 155
15 Service de transport	178 661	175 760
16 Service d'équilibrage	130 358	122 509
17 Total T et É	309 019	298 269
18 Variation des coûts T et É		-10 750

Pour compléter l'analyse, une comparaison des plans d'approvisionnement dans un contexte d'hiver froid et d'hiver extrême a également été effectuée. Dans tous les cas, la baisse des capacités de transport entraîne un effritement plus rapide de l'entreposage à l'usine LSR et une utilisation accrue de l'entreposage de PDL. Le tableau suivant présente les statistiques d'utilisation de l'usine LSR et au site d'entreposage de PDL.

PLAN D'APPROVISIONNEMENT
SCÉNARIO CONSIDÉRANT L'AJOUT DE VAPORISATION
ET AJOUT DU VOLET C LIMITÉ À 175 10³m³/jour
STATISTIQUES D'UTILISATION DE L'USINE LSR ET DU SITE D'ENTREPOSAGE DE POINTE-DU-LAC

	Plan 2017			Plan 2017- Ajout de vaporisation + Volet C limité à 175 10 ³ m ³		
	Normal 10 ³ m ³	Froid 10 ³ m ³	Extrême 10 ³ m ³	Normal 10 ³ m ³	Froid 10 ³ m ³	Extrême 10 ³ m ³
Utilisation de l'usine LSR						
Décembre	-	-	558	-	-	4 509
Janvier	-	4 481	6 254	1 093	10 480	24 430
Février	-	909	1 301	192	6 139	14 338
Mars	-	-	-	-	-	-
Retrait Total	-	5 391	8 114	1 286	16 619	43 277
# de jours de retrait	-	5	8	3	11	30
Retrait Max	-	3 121	2 382	591	4 431	3 810
Niveau d'inventaire LSR - DAQ						
2016-11-30	52 316	52 316	52 316	52 316	52 316	52 316
2016-12-31	51 498	51 498	50 939	51 498	51 498	46 988
2017-01-31	50 679	46 198	43 867	49 586	40 200	22 368
2017-02-28	49 940	44 550	41 827	48 655	33 322	11 350
2017-03-31	49 122	43 732	41 009	47 837	32 504	20 037
Inventaire minimum	49 122	43 732	41 009	47 837	32 504	10 807
Date	31-mars	31-mars	31-mars	31-mars	31-mars	12-févr
Utilisation de PDL	11 080	26 843	29 910	24 875	34 943	32 408

Une augmentation des interruptions est également observée. Le détail est présenté au tableau suivant.

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT
SCÉNARIO CONSIDÉRANT L'AJOUT DE VAPORISATION
ET AJOUT DU VOLET C LIMITÉ À 175 10³m³/jour
ANALYSE DES INTERRUPTIONS**

SOUS-TARIF (1)	Plan 2017			Plan 2017- Ajout de vaporisation + Volet C limité à 175 10 ³ m ³		
	Normal (2)	Froid (3)	Extrême (4)	Normal (6)	Froid (7)	Extrême (8)
NOMBRE PRÉVU DE JOURS D'INTERRUPTION						
Volet A						
505	4	11	30	10	28	52
506	8	17	38	13	33	55
507	10	25	40	17	44	59
508	12	33	47	30	50	96
509	13	34	48	32	55	96
Volet B						
535	0	10	20	8	20	20
536	0	10	20	8	20	20
537	4	11	30	10	29	30
538	4	11	30	10	29	30
539	4	11	30	10	29	30
Volet C						
405	0	0	0	0	0	0
406	0	0	0	0	0	0
407	0	0	0	0	0	0
408	0	0	0	0	0	0
409	0	0	0	0	0	0
VOLUMES INTERROMPUS (10³m³)						
Volet A	21 493	57 562	99 371	44 650	96 720	146 896
Volet B	564	6 386	13 874	4 937	13 178	13 636
Volet C	0	0	0	0	0	0
TOTAL	22 057	63 948	113 245	49 587	109 898	160 532

Considérant le fait que les outils pour répondre à l'hiver extrême sont établis en excluant l'application du Volet C, aucune journée d'interruption sous ce volet n'est observée.

L'ajout du volet C à une structure d'approvisionnement qui considérerait l'ajout de vaporisation n'est pas très intéressant étant donné que la différence entre les besoins de l'hiver extrême et la demande continue en journée de pointe est minime.

Cette combinaison d'options n'est pas intéressante considérant la lourdeur administrative qu'entraînerait la gestion du volet C pour une réduction peu significative des approvisionnements.

25.2 Le cas échéant, veuillez présenter une analyse combinée d'un accroissement de la capacité de vaporisation jusqu'au maximum que le réseau actuel peut recevoir sans subir de modifications importantes et d'un nouveau volet de service interruptible, qui viserait à répondre à la demande de pointe tel que décrit à la question précédente.

Réponse :

Non applicable. Veuillez vous référer aux réponses aux questions 2.1, 19.1 et 19.2

26. Référence : Pièce B-0047, annexe 1, p. 3 et annexe 2, p. 3.

Préambule :

Annexe 1- Statistiques d'utilisation de l'usine LSR - Scénario d'augmentation de la vaporisation à l'usine LSR.

Annexe 2 - Statistiques d'utilisation de l'usine LSR - Scénarios considérant l'ajout du volet C.

Demandes :

26.1 Veuillez expliquer que, lors de l'hiver extrême, dans le scénario d'augmentation de la vaporisation à l'usine LSR et dans les trois scénarios d'ajout du volet C, le niveau d'inventaire de l'usine LSR soit plus bas au 28 février qu'au 31 mars.

Réponse :

Le plan d'approvisionnement est établi en supposant que l'activité réglementée peut liquéfier en hiver si le niveau d'inventaire à l'usine LSR est en deçà d'un niveau sécuritaire. Cette liquéfaction peut être réalisée si des capacités excédentaires de transport sont disponibles ou si la clientèle au service interruptible volet A peut être interrompue.

Par exemple, sous le plan d'approvisionnement « Plan 2017 + ajout de vaporisation » sous conditions d'hiver extrême, le niveau d'inventaire se retrouve en deçà du niveau sécuritaire le 27 janvier. La demande résultant des conditions climatiques de l'hiver extrême (1993-1994) permet la liquéfaction à l'usine LSR le 28 janvier en fonction de capacité de transport STS disponible et une liquéfaction le 29 janvier découlant d'interruption de clients au sous-tarif 5.6 volet A qui ne seraient pas interrompus autrement.

Ce processus est appliqué sur toute la période de l'hiver, incluant le mois de mars, soit tant que le niveau sécuritaire n'est pas atteint.

Dans le cadre d'une demande d'autorisation relative à un investissement à l'usine LSR (réf; R-3800-2012, B-0013, Gaz Métro 1, Document 1), Gaz Métro avait proposé de considérer la liquéfaction en hiver pour la clientèle réglementée, donc de considérer dans sa structure d'approvisionnement qu'il serait possible de cycliser l'entreposage à l'usine LSR en cas d'hiver extrême. Ce cyclage permettrait de réduire les besoins d'approvisionnement sous l'hiver extrême. Cette approche a été approuvée par la Régie dans la décision D-2012-171.

26.2 Le cas échéant, veuillez expliquer les raisons qui justifient de re-liquéfier après le 28 février.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse 26.1 ci-dessus.

- 27. Références :**
- (i) Pièce B-0047, p. 4;
 - (ii) Décision D-2013-179, p. 12.

Préambule :

(i) « *La Régie semble inquiète du coût élevé de contracter du transport sur une base annuelle afin de répondre à une demande de pointe qui ne se matérialiserait que quelques jours par année et qui pourrait même ne pas être requis lors d'hivers plus tempérés.* »

En référence (ii) :

(ii) [44] *Il ressort cependant de la preuve au dossier que ces besoins de pointe auraient une faible récurrence. En effet, l'estimation d'une occurrence par période de 10 ans n'a pas été contredite.*

[...]

[47] *L'Audience a permis de faire ressortir trois solutions susceptibles de répondre à des besoins de pointe de faible récurrence, soit :*

- *la modification des conditions de service pour que les clients en GAI s'interrompent afin d'assurer, au besoin, le service aux clients en service continu;*
- *la création d'une nouvelle classe de service interruptible pour des interruptions exceptionnelles;*
- *l'augmentation de la capacité de vaporisation à l'usine LSR.*

Demandes :

- 27.1 Veuillez présenter d'autres solutions, en dehors de celles identifiées dans la décision D-2013-179, qui pourraient être envisagées pour répondre à des besoins de pointe de faible probabilité d'occurrence (injection de propane, livraison de GNL, etc.).

Réponse :

Les diverses questions de la Régie laissent penser qu'elle envisage que Gaz Métro détienne des approvisionnements fermes de capacités de transport en amont du territoire de Gaz Métro, combinée avec les capacités de retrait des sites d'entreposage d'Intragaz et LSR pour répondre uniquement aux besoins d'hiver extrême. Les besoins excédentaires pour répondre à toute demande continue de la journée de pointe et toute demande continue qui aurait des conditions climatiques entre 3 et 4 degrés-jours de moins que la journée de pointe (selon la base d'évaluation) seraient alors répondus en fonction de divers approvisionnements non contractés d'avance. Gaz Métro ne partage pas la vision de la Régie qu'il s'agit d'événements de faible probabilité.

Cet écart représente entre 1 623 et 2044 $10^3\text{m}^3/\text{jour}$ (61 500 et 77 500 GJ/jour). Gaz Métro juge que ce différentiel est majeur et que d'attendre la journée précédente pour contracter ces approvisionnements est risqué. Si le Québec était dans une situation de conditions climatiques très froides, nos voisins ontariens et du nord-est des États-Unis le seraient également. Ainsi la course aux approvisionnements serait d'autant plus difficile.

Une analyse sommaire de certaines options est présentée ci-dessous.

Livraisons de camions de GNL ou de gaz propane

Des solutions qui considèrent la livraison de gaz propane ou de GNL par camion sont de faible intérêt pour les raisons suivantes :

- Un camion de GNL représente l'équivalent de 18 $10^3\text{m}^3/\text{jour}$ (700 GJ/jour). Pour avoir un apport significatif dans le réseau, il faudrait alors faire appel à plusieurs camions (entre 65 ou 100 camions pour couvrir la totalité des besoins). Un apport plus significatif de 132 $10^3\text{m}^3/\text{jour}$ (5 000 GJ/jour) représenterait tout de même sept camions, ce qui est encore beaucoup.

La disponibilité pourrait être faible ou nulle en situation de journée très froide puisque contractée la journée précédente. Les coûts rattachés à ces achats pourraient également être considérables. Finalement l'importation de GNL à partir des États-Unis requerrait l'obtention d'une licence d'exportation de la part du Gouvernement américain ainsi que d'un permis d'importation du côté canadien de la frontière.

Gaz Métro n'aurait pas la garantie qu'une telle option serait possible et mettrait donc à risque la sécurité d'approvisionnement. Une alternative serait de réserver d'avance

les camions. Cette solution entraînerait donc des coûts de base potentiellement importants.

Des camions de GNL à eux seuls ne suffisent pas à approvisionner les clients. On doit prévoir la regazéification du gaz et son injection dans le réseau de distribution. Des installations devraient donc être construites à cet effet. Des vaporisateurs mobiles existent, mais leur disponibilité peut s'avérer problématique. Gaz Métro comprend que la construction d'une unité de vaporisation de GNL est soumise au processus du bureau d'audience publique en environnement (BAPE) et que les délais d'implantation d'une telle solution seraient similaires à l'ajout de capacité de vaporisation à l'usine LSR.

- Un camion de gaz propane représente l'équivalent de 26 10³m³/jour 1 000 GJ, un niveau légèrement supérieur à un camion de GNL, les mêmes conclusions quant à la significativité de cette option sur les besoins, sa disponibilité et les coûts.

De plus, le gaz propane nécessiterait l'ajout d'air pour avoir un mélange gazeux pouvant être injecté dans le réseau sans risque. La quantité injectée ne devrait pas dépasser un certain pourcentage de la capacité de la conduite au point d'injection pour permettre l'interchangeabilité du gaz.

Des installations spécifiques seraient également requises pour permettre un tel processus en plus des stations d'injection.

Ce procédé est de moins en moins utilisé par les distributeurs américains au profit du GNL.

Achats de capacité de transport sur le marché secondaire au besoin

Une telle option de contracter le transport au besoin peut sembler intéressante, mais très à risque considérant le niveau requis de capacité. Le contexte actuel fait qu'il y a très peu de capacité ferme disponible jusqu'au territoire de Gaz Métro. De plus, comme mentionné précédemment, la journée de pointe ne serait probablement pas unique au Québec et donc les distributeurs voisins seront également en quête de capacité réduisant l'offre et augmentant le coût potentiel.

Réservoir d'entreposage sur le territoire

Cette option entraînerait des coûts initiaux de développement, incluant les équipements de mesure reliés au centre de contrôle pour effectuer les suivis et par la suite des coûts annuels reliés à l'entretien et l'opérationnalisation, lorsque requis, seraient encourus.

Toutefois, cette option est plus intéressante que l'utilisation de camions de GNL ou de gaz propane. Cette option pourrait être intéressante dans le contexte des réseaux saturés, mais comme mentionné ci-haut, la construction d'installations de vaporisation implique un

processus réglementaire auprès du BAPE qui ne permettrait pas d'implanter cette solution à court terme.

Site d'entreposage d'Intragaz

En 2014, Intragaz a présenté un projet d'investissement au site d'entreposage de Pointe-du-Lac qui permettait, entre autres, d'augmenter la capacité de retrait de 400 10³m³/jour (15 000 GJ/jour). L'effet de cet accroissement permettait de réduire d'autant les capacités de transport en amont du territoire de Gaz Métro. Les évaluations de coûts montraient un avantage financier à considérer cette option. La Régie a rejeté le projet.

27.2 Le cas échéant, veuillez élaborer sur la faisabilité (avantages, inconvénients, coûts, délais de mise en place, etc.) de ces solutions.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 27.1.

28. Références : (i) Pièce B-0047, p. 8;
(ii) Décision D-2013-179, p. 12.

Préambule :

(i) « Avec ces modifications, les débits seraient augmentés à 301 000 m³/h en période de pointe et à 281 000 m³/h le reste de la journée. Le débit moyen journalier correspondant est de 286 000 m³/h (hypothèse de 6 heures de pointe par jour). Ce débit est suffisant pour répondre à la demande totale de vaporisation (285 000 m³/h) présentée précédemment. »

La Régie comprend qu'en pratique, le Distributeur effectue une gestion horaire de la demande en journée de pointe.

(ii) « En considérant l'ensemble de ces éléments, Gaz Métro a élaboré un volet C dont les conditions de service seraient les suivantes :

[...]

2. Maximum de 5 jours d'interruption (120 heures), pour une période d'interruption totale similaire à l'offre d'Hydro-Québec. Cela représente un nombre de jours acceptable selon les sondages auprès de la clientèle de Gaz Métro. »

Demande :

- 28.1 Veuillez élaborer sur la faisabilité (avantages, inconvénients, coûts, délais de mise en place, etc.) d'une gestion horaire du nouveau volet de service interruptible pour répondre à des besoins de pointe de faible probabilité d'occurrence.

Réponse :

La planification gazière pour diriger le gaz naturel des points d'achats (ou entreposage) vers le territoire de Gaz Métro (donc en amont du réseau de distribution) est effectuée sur une base journalière le jour précédent, avec des modulations en cours de journée aux fenêtres de nominations de façon à équilibrer la demande. Ainsi, lors d'interruption, c'est un volume quotidien qui est visé en interruption, limitant la demande à desservir au niveau potentiel selon les approvisionnements disponibles.

Selon l'approche préconisée dans le service volet C, les clients sont interrompus après l'utilisation de l'usine LSR; c'est le dernier approvisionnement. Les besoins d'interruption (volumes quotidiens visés) sont donc établis à la planification quotidienne le jour précédent. Des interruptions horaires plutôt que quotidiennes nécessiteraient donc l'interruption de plus de clients pour atteindre le même niveau d'interruption visé pour la journée.

De plus, les interruptions horaires pourraient entraîner un déplacement de consommation sur les autres heures de la journée gazière ce qui aurait comme effet que le niveau visé d'interruption pour la journée gazière ne serait pas atteint. Puisqu'il s'agit du dernier outil, Gaz Métro pourrait se retrouver avec un déficit d'approvisionnement pour cette journée, si les clients modifiaient leur profil horaire de consommation.

Ainsi, une gestion horaire des interruptions entraînerait davantage d'incertitude quant à la demande estimée en débit de pointe et aux variations estimées en cours de journée.

Il est à noter que ces clients consomment leur volume selon différents profils horaires. Gaz Métro ne pourrait effectuer une gestion horaire d'interruption par client.

D'autre part, les délais requis dans le processus de gestion des interruptions rendent impossible la considération d'une gestion horaire.

La gestion horaire du service volet C impliquerait que des modalités contractuelles spécifiques soient ajoutées, telles que la détermination des volumes horaires que le client rendrait disponible à ce service, incluant des règles de modification, et les modalités de gestion reliées au retrait interdit. Cette approche nécessiterait donc une révision complète des conditions de service, tarifs, système administratif incluant les systèmes de facturation.

Tous ces éléments font que Gaz Métro ne voit pas l'intérêt d'une telle gestion considérant, de plus, que la gestion des approvisionnements en amont du territoire de Gaz Métro est effectuée sur une base quotidienne et non horaire.

PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER 2015-2018

- 29. Références :** (i) Pièce B-0050, p. 11, 52 et 55;
(ii) Dossier R-3837-2013, pièce B-0043, p. 52.

Préambule :

(i) - Page 11 :

« L'augmentation des besoins d'approvisionnement à ceux déjà contractés pour 2015 résulte de :
- l'augmentation de la demande continue, incluant une migration de volumes du service interruptible vers le service continu (2 424 10³m³/jour) ; »

Aux pages 52 et 55, le Distributeur indique que les livraisons prévues au 30 septembre 2015 pour les clients grandes entreprises et petit/moyen débits sont respectivement de 2 575 10⁶m³ et 2 718 10⁶m³.

(ii) Au dossier tarifaire, les livraisons prévues au 30 septembre 2014 étaient de 2 320 10⁶m³ pour les grandes entreprises et de 2 612 10⁶m³ pour les clients petit/moyen débits.

Demandes :

29.1 Veuillez présenter les CU des clients grande entreprise et petit/moyen débits pour les 5 dernières années.

Réponse :

Le CU est calculé comme le volume moyen annuel divisé par le volume de pointe observé pour chacune des années réelles.

Années	Coefficients d'utilisation	
	Clients VGE	Clients PMD
2008-2009	75%	35%
2009-2010	81%	35%
2010-2011	85%	37%
2011-2012	78%	38%
2012-2013	80%	32%

29.2 Veuillez concilier l'augmentation de la demande de pointe prévue avec l'augmentation de la demande prévue pour les clients grande entreprise et petit/moyen débits en tenant compte des CU présentés à la question précédente. Le cas échéant veuillez expliquer les écarts.

Réponse :

La conciliation entre les éléments mentionnés dans la question peut être effectuée que sur une base de règle du pouce.

La variation de la demande continue en journée de pointe entre les années 2013-2014¹² et 2014-2015¹³ est la suivante, considérant la méthode proposée à la présente cause.

	Demande de la journée de pointe (10 ³ m ³ / jour)		
	2013-2014	2014-2015	Variation
Demande continue	32 375	34 404	2 029 6%

D'autre part, le tableau suivant compare les volumes prévus pour l'année 2013-2014 au plan d'approvisionnement 2014-2016¹⁴ et les volumes prévus pour l'année 2014-2015 au plan d'approvisionnement 2015-2018¹⁵. Le volume moyen quotidien est également présenté. La croissance de la demande suivante est observée.

	Demande continue projetée		
	2013-2014	2014-2015	Variation
Volumes prévus au plan (10⁶m³)			
Clients VGE	2 320	2 575	255 11%
Clients PMD	2 612	2 718	106 4%
Total	4 932	5 293	361 7%
Moyenne annuelle (10³m³/jour)			
Clients VGE	6 356	7 055	699 11%
Clients PMD	7 157	7 447	290 4%
Total	13 513	14 501	989 7%

En utilisant le ratio de la pointe par rapport à la moyenne annuelle (l'inverse du CU) observée en fonction de données réelles, une demande de pointe peut être estimée. Le rapport pour l'année 2012-2013 est le suivant :

¹² Réponse à la question 31.3 du présent document

¹³ R-3879-2014, B-0050, Gaz Métro-7, Document 1, Annexe 10, section 5

¹⁴ R-3837-2013, B-0054, Gaz Métro-2, Document 1, VGE : page 47, ligne 8, PMD : page 49, ligne 9

¹⁵ R-3879-2014, B-0050, Gaz Métro-7, Document 1, VGE : page 52 ligne 11, PMD : page 55, ligne 10

	Clients VGE	Clients PMD
CU 2012-2013	80%	32%
ratio pointe / moyenne annuelle (=1 / CU)	1,25	3,10

Ainsi, selon une estimation très sommaire, une demande de pointe reflétant 2012-2013 est obtenue en multipliant le ratio et la demande quotidienne moyenne de chaque catégorie.

	Pointe estimée (10 ³ m ³ / jour)		
	2013-2014	2014-2015	Variation
Clients VGE	7 914	8 784	
Clients PMD	22 175	23 073	
Total	30 089	31 857	1 768 6%

Selon une règle du pouce, la variation entre les deux années est de 6 %, tout comme la variation de la demande continue en journée de pointe.

Il est à noter que l'hiver 2012-2013 a été une année normale, en termes de DJ, mais la journée de pointe n'y a pas été observée. L'utilisation des CU observés de cette année spécifique pour estimer une demande de pointe reflète donc les conditions climatiques, ainsi que les conditions économiques qui ont prévalu durant cette année. Elle ne reproduira donc pas la demande continue en journée de pointe projetée pour l'année 2014-2015.

30. Références : Pièce B-0050, p. 83.

Préambule :

« Pour l'année 2018, la stratégie mise en place en 2017 est maintenue. Toutefois, Gaz Métro conserverait les capacités minimales de transport entre Empress et son territoire requises par l'Entente (85 000 GJ/jour ou 243 10³m³/jour), et demanderait de la capacité additionnelle auprès de TCPL et Union Gas pour poursuivre sa stratégie de rapprocher sa structure d'approvisionnement de son territoire. Considérant le délai minimum de trois ans requis par TCPL pour la construction de nouvelle capacité, cette demande devra être soumise dès l'automne 2014 pour viser une date de mise en service le 1er novembre 2017.»

Demande :

30.1 Veuillez préciser les outils et les quantités que Gaz Métro entend inclure dans la demande qu'elle doit soumettre à l'automne 2014.

Réponse :

Considérant le plan d'approvisionnement pour l'année 2018¹⁶, Gaz Métro constate un manque d'approvisionnement de 4 687 10⁶m³.

D'autre part, Gaz Métro avait utilisé comme hypothèse qu'elle contracterait une transaction d'échange entre Dawn et GMT EDA avec une tierce partie pour un volume de 1 029 10³m³/jour. Or, les négociations n'ont pas été concluantes et cette transaction ne sera pas concrétisée.

Ainsi, les approvisionnements additionnels requis pour sécuriser les approvisionnements de la demande projetée à l'année 2017-2018 s'élèvent à 5 717 10³m³/jour (216 600 GJ/jour). La totalité de cette capacité serait soumise à TCPL pour une mise en service à compter du 1^{er} novembre 2017.

Depuis le dépôt de la Cause tarifaire 2015, certains clients ont signifié leur intérêt à migrer du service interruptible au service continu. De plus, certains clients ont donné un préavis pour effectuer un retour au service de transport de Gaz Métro. Ces ajouts devront également être pris en considération dans l'évaluation des besoins.

Toutefois, Gaz Métro attendra les décisions de la Régie quant aux différents sujets qui peuvent influencer les approvisionnements à contracter.

- 31. Références :**
- (i) Pièce B-0050, p. 11 et annexe 10;
 - (ii) Pièce B-0017, p. 34.

Préambule :

(i) - En page 11 :

*« L'augmentation des besoins d'approvisionnement à ceux déjà contractés pour 2015 résulte de :
- l'augmentation de la demande continue, incluant une migration de volumes du service interruptible vers le service continu (2 424 10³m³/jour) ;»*

En annexe 10 :

Évolution de la demande projetée en journée de pointe de la cause tarifaire 2014 à la cause tarifaire 2015.

(ii) *« Les trois options analysées reposent sur la même méthode d'évaluation 1 de la demande en journée de pointe. Seuls les volumes à la base de l'établissement de la régression sont différents.*

¹⁶ B-0050, Gaz Métro-7, Document 1, Annexe 6, ligne 46, col. 12

[...]

Gaz Métro propose d'établir la demande de la journée de pointe selon l'option 2 (régression globale excluant les clients en combinaison tarifaire). »

Demandes :

31.1 Veuillez présenter les résultats de la section 1 de l'annexe 10 (« cause 2014, méthode actuelle ») en utilisant la nouvelle journée de pointe proposée.

Réponse :

Le tableau suivant présente l'établissement de la demande de la journée de pointe pour l'année 2014 selon :

- la méthode actuelle pour la formule de régression : régression des volumes des clients continus à lecture mensuelle et volume quotidien moyen projeté pour les clients continus à lecture quotidienne ;
- la méthode proposée pour l'évaluation des paramètres de la journée de pointe : évaluation avec un historique depuis octobre 1970, DJ réchauffés jusqu'en 2014.

1 - Cause 2014 (Méthode actuelle selon D-2013-179) selon paramètres journée de pointe proposée (histo. depuis octobre 1970 réchauffés pour l'année 2014)					Commentaire	
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée (10³m³)						
1	D1 - D3 mensuel	360 364	425 811	364 122	318 498	
2	D3 quotidien - D4	221 257	234 870	215 221	223 754	
3	Autres	4 548	5 186	4 570	4 295	
4	Client biogaz en réseau dédié	2 100	2 700	2 600	2 800	

5	Année de régression	2011-2012				Année utilisée à la Cause 2014
6	Paramètres de régression D1-D3 mensuel (GJ/unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
7	Base	4 946	5 507	5 260	4 699	
8	DJ _t	309	309	309	309	
9	DJ _{t-1}	92	92	92	92	
10	DJ _t ×DV _t	2	2	2	2	
11	Paramètres journée de pointe proposée					Paramètres selon historique depuis octobre 1970 réchauffés pour 2013-2014
12	DJ _t	43,66				
13	DJ _{t-1}	32,55				
14	DJ _t ×DV _t	602,77				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
15	Pointe D1-D3 mensuel selon formule de régression	22 590	23 150	22 904	22 342	
16	Ajustement pour la demande 2014	0,972	0,972	0,972	0,972	
17	Pointe D1-D3 mensuel et Autres	21 951	22 496	22 257	21 711	
18	Pointe D3 quotidien-D4 (volume moyen)	7 137	7 576	7 686	7 218	
19	Client biogaz en réseau dédié	68	87	93	90	
20	Journée de pointe = maximum	29 156	30 160	30 036	29 019	

31.2 Veuillez présenter les résultats de la section 5 de l'annexe 10 (« cause 2015 après modifications ») en utilisant la journée de pointe actuelle.

Réponse :

Le tableau suivant présente l'établissement de la demande de la journée de pointe pour l'année 2015 selon :

- la méthode proposée pour la formule de régression : régression des volumes des clients continus excluant les clients en combinaison tarifaire et l'apport de ces derniers à la pointe égal à la somme de leur volume souscrit majoré de 2 % ;
- la méthode actuelle pour l'évaluation des paramètres de la journée de pointe : avec un historique 20 ans, DJ réchauffés jusqu'en 2015.

5 - Cause 2015 - Après modifications de la méthode excluant la modification des paramètres de la journée de pointe					
	Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée					
77 Clients continus purs	529 496	605 031	530 543	478 554	
78 Clients continus en combinaison tarifaire	97 488	98 829	89 004	97 992	
79 Autres	5 176	5 791	5 105	4 774	
80 Client biogaz en réseau dédié	1 957	2 572	2 686	2 190	
<hr/>					
81 Année de régression	2012-2013				Année utilisée à la Cause 2015
82 Paramètres de régression D1 (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
83 Base	8 076	8 434	8 472	7 619	
84 DJ _t	348	348	348	348	
85 DJ _{t-1}	107	107	107	107	
86 DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
87 Paramètres journée de pointe					Paramètres de la méthode actuelle (historique 20 ans) réchauffés pour l'année 2015
88 DJ _t	36,78				
89 DJ _{t-1}	39,66				
90 DJ _t xDV _t	1 257,08				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)					
91 Pointe clients continus selon formule de régression	27 739	28 096	28 134	27 282	
92 Ajustement pour la demande 2015	1,090	1,090	1,090	1,090	
93 Pointe clients continus purs et autres	30 229	30 619	30 660	29 732	
94 Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 340	3 340	3 340	3 340	
95 Client biogaz en réseau dédié	63	83	96	71	Demande mensuelle / # jours du mois
96 Journée de pointe = maximum	33 632	34 042	34 096	33 142	
97 Variation de la pointe vs Cause 2014				4 101	Impact de la variation de la demande et de la méthode
98 Variation de la pointe vs Cause 2015 - calcul 4				1 350	Impact de la méthode proposée excluant la modification des paramètres de la journée de pointe
Sommaire des variations (10³m³)					
99 Impact année de régression et paramètres			559		
100 Impact de la variation de la demande 2015 vs 2014			2 192		
101 Impact de la méthode proposée excluant paramètres de pointe			1 350		

31.3 Veuillez présenter les résultats pour l'année 2014 en utilisant la nouvelle méthode proposée.

Réponse :

Le tableau suivant présente l'évolution de la demande de la journée de pointe avec des demandes de la journée de pointe évaluées comme suit :

- Section 1 :
 - la formule de régression proposée (régression des volumes des clients continus excluant les clients en combinaison tarifaire de l'année 2011-2012 et l'apport de ces

- derniers à la pointe égal à la somme de leur volume souscrit majoré de 2 %) appliquée sur le budget de l'année 2014 ;
- la méthode proposée pour l'évaluation des paramètres de la journée de pointe : évaluation avec un historique de degrés-jours depuis octobre 1970 et réchauffés pour l'année 2014.
 - Section 2 :
 - la formule de régression proposée (régression des volumes des clients continus excluant les clients en combinaison tarifaire de l'année 2012-2013 et l'apport de ces derniers à la pointe égal à la somme de leur volume souscrit majoré de 2 %) appliquée sur le budget de l'année 2014 ;
 - la méthode proposée pour l'évaluation des paramètres de la journée de pointe : évaluation avec un historique de degrés-jours depuis octobre 1970 et réchauffés pour l'année 2014.
 - Section 3 :
 - la formule de régression proposée (régression des volumes des clients continus excluant les clients en combinaison tarifaire de l'année 2012-2013 et l'apport de ces derniers à la pointe égal à la somme de leur volume souscrit majoré de 2 %) appliquée sur le budget de l'année 2014 ;
 - la méthode proposée pour l'évaluation des paramètres de la journée de pointe : évaluation avec un historique de degrés-jours depuis octobre 1970 et réchauffés pour l'année 2015.
 - Section 4 (demande continue en journée de pointe proposée pour 2015) :
 - la formule de régression proposée (régression des volumes des clients continus excluant les clients en combinaison tarifaire de l'année 2012-2013 et l'apport de ces derniers à la pointe égal à la somme de leur volume souscrit majoré de 2 %) appliquée sur le budget de l'année 2015 ;
 - la méthode proposée pour l'évaluation des paramètres de la journée de pointe : évaluation avec un historique de degrés-jours depuis octobre 1970 et réchauffés pour l'année 2015.

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2015, R-3879-2014

1 - Budget 2014 avec méthode proposée à la CT-2015					Commentaire	
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée (10³m³)						
1	Clients continus purs	497 324	574 057	500 833	456 191	
2	Clients continus en combinaison tarifaire	84 297	86 624	78 510	86 061	
3	Autres	4 548	5 186	4 570	4 295	Autres : Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
4	Client biogaz en réseau dédié	2 100	2 700	2 600	2 800	
<hr/>						
5	Année de régression	2011-2012				Année utilisée à la Cause 2014
6	Paramètres de régression continus purs (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
7	Base	7 271	8 063	7 839	7 299	
8	DJ _t	335	335	335	335	
9	DJ _{t-1}	96	96	96	96	
10	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
11	Paramètres journée de pointe proposée					Paramètres proposés (historique depuis octobre 1970) réchauffés pour l'année 2014
12	DJ _t	43,66				
13	DJ _{t-1}	32,55				
14	DJ _t xDV _t	602,77				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
15	Pointe selon formule de régression	26 291	27 083	26 859	26 320	
16	Ajustement pour la demande 2014	1,083	1,083	1,083	1,083	
17	Pointe clients continus purs et Autres	28 469	29 326	29 083	28 499	
18	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	2 962	2 962	2 962	2 962	Demande mensuelle / # jours du mois
19	Client biogaz en réseau dédié	68	87	93	90	Demande mensuelle / # jours du mois
20	Journée de pointe = maximum	31 499	32 375	32 138	31 552	
<hr/>						
2 - Budget 2014 avec méthode proposée à la CT-2015 - Changement de l'année référence pour la régression						
21	Année de régression	2012-2013				Année utilisée à la Cause 2015
22	Paramètres de régression continus purs (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
23	Base	8 076	8 434	8 472	7 619	
24	DJ _t	348	348	348	348	
25	DJ _{t-1}	107	107	107	107	
26	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
27	Paramètres journée de pointe proposée					Paramètres proposés (historique depuis octobre 1970 réchauffés pour l'année 2014)
28	DJ _t	43,66				
29	DJ _{t-1}	32,55				
30	DJ _t xDV _t	602,77				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
31	Pointe selon formule de régression	28 001	28 359	28 397	27 545	
32	Ajustement pour la demande 2014	1,025	1,025	1,025	1,025	
33	Pointe clients continus purs et Autres	28 700	29 067	29 106	28 232	
34	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	2 962	2 962	2 962	2 962	Demande mensuelle / # jours du mois
35	Client biogaz en réseau dédié	68	87	93	90	Demande mensuelle / # jours du mois
36	Journée de pointe = maximum	31 730	32 116	32 161	31 285	
37	Variation de la pointe vs Calcul 1			-215		Impact année de régression
<hr/>						
3 - Budget 2014 avec méthode proposée à la CT-2015 - Changement de l'année référence pour la régression et des paramètres de la journée de pointe						
38	Année de régression	2012-2013				Année utilisée à la Cause 2015
39	Paramètres de régression continus purs (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
40	Base	8 076	8 434	8 472	7 619	
41	DJ _t	348	348	348	348	
42	DJ _{t-1}	107	107	107	107	
43	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
44	Paramètres journée de pointe proposée					Paramètres utilisés à la Cause 2015 (historique depuis octobre 1970 réchauffés pour l'année 2015)
45	DJ _t	38,13				
46	DJ _{t-1}	43,64				
47	DJ _t xDV _t	962,46				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
48	Pointe selon formule de régression	28 021	28 379	28 417	27 564	
49	Ajustement pour la demande 2014	1,025	1,025	1,025	1,025	
50	Pointe clients continus purs et Autres	28 720	29 087	29 126	28 252	
51	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	2 962	2 962	2 962	2 962	Demande mensuelle / # jours du mois
52	Client biogaz en réseau dédié	68	87	93	90	Demande mensuelle / # jours du mois
53	Journée de pointe = maximum	31 750	32 136	32 181	31 305	
54	Variation de la pointe vs Calcul 1			-194		Impact année de régression et paramètres

4 - Cause 2015 - Méthode proposée				
	Décembre	Janvier	Février	Mars
Demande normale projetée				
55 Clients continus purs	529 496	605 031	530 543	478 554
56 Clients continus en combinaison tarifaire	97 488	98 829	89 004	97 992
57 Autres	5 176	5 791	5 105	4 774
58 Client biogaz en réseau dédié	1 957	2 572	2 686	2 190
<hr/>				
59 Année de régression	2012-2013			Année utilisée à la Cause 2015
60 Paramètres de régression continus purs (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars
61 Base	8 076	8 434	8 472	7 619
62 DJ _t	348	348	348	348
63 DJ _{t-1}	107	107	107	107
64 DJ _t xDV _t	2	2	2	2
65 Paramètres journée de pointe proposée				Paramètres utilisés à la Cause 2015 (historique depuis octobre 1970 réchauffés pour l'année 2015)
66 DJ _t	38,13			
67 DJ _{t-1}	43,64			
68 DJ _t xDV _t	962,46			
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)				
69 Pointe clients continus selon formule de régression	28 021	28 379	28 417	27 564
70 Ajustement pour la demande 2015	1,090	1,090	1,090	1,090
71 Pointe clients continus purs et autres	30 537	30 927	30 968	30 039
72 Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 340	3 340	3 340	3 340
73 Client biogaz en réseau dédié	63	83	96	71
74 Journée de pointe = maximum	33 940	34 350	34 404	33 450
75 Variation de la pointe vs Calcul 1			2 029	Impact de la variation de la demande
Sommaire des variations (10³m³)				
76 Impact année de régression		-215		
77 Impact paramètres		20		
78 Impact de la variation de la demande 2015 vs 2014		2 223		

31.4 À la section 5 de l'annexe 10, veuillez concilier les volumes mensuels des clients continus en combinaison tarifaire (ligne 78) avec le volume souscrit des clients en combinaison tarifaire (ligne 94). Veuillez expliquer en détail le calcul de la ligne 94.

Réponse :

Les volumes mensuels des clients continus en combinaison tarifaire (ligne 78) sont les volumes mensuels projetés pour ces clients à la Cause tarifaire 2015.

Les volumes souscrits des clients en combinaison tarifaire (ligne 94) sont des volumes quotidiens fixés par les clients et portés à leur contrat au service à débit stable.

Les volumes mensuels projetés ne correspondent pas au volume souscrit multiplié par le nombre de jours du mois, car les volumes retirés certaines journées sont inférieurs au volume souscrit.

31.5 Veuillez concilier l'impact de la variation de demande 2015 vs 2014 présenté à la ligne 100 de l'annexe 10 (2 192 10³m³/jour) avec l'augmentation des besoins d'approvisionnement résultant de l'augmentation de la demande citée en référence (i).

Réponse :

Les deux valeurs sont établies selon des bases différentes.

Variation de la demande identifiée à la ligne 100 de l'annexe 10

La variation de 2 192 10³m³, calculés à la section 4, correspond à la différence entre :

- Journée de pointe : 32 746 10³m³/jour
Demande 2015,
Formule de régression de la méthode actuelle appliquée à la période de référence 2012-2013
Paramètres de journée de pointe (historique 20 ans) – Degrés-jours réchauffés pour 2015
Et
- Journée de pointe : 30 554 10³m³/jour
Demande 2014,
Formule de régression de la méthode actuelle appliquée à la période de référence 2012-2013
Paramètres de journée de pointe (historique 20 ans) – Degrés-jours réchauffés pour 2015

Cette variation de journée de pointe représente donc l'impact du changement de projection de la demande entre 2015 et 2014, considérant la méthode actuelle du calcul de la demande de la journée de pointe. Pour ces évaluations, des paramètres équivalents ont été utilisés (période de référence 2012-2013 et paramètres de la journée de pointe de l'année 2015).

Variation de la demande identifiée à la page 11 de la référence (i)

L'augmentation des besoins d'approvisionnement résultant de l'augmentation de la demande (2 424 10³m³/jour) a été établie en évaluant initialement l'impact du changement de méthode en sus de la variation des besoins déjà contractés en 2014, le solde étant identifié comme la variation de la demande. Le calcul a donc été fait en deux étapes :

1- Différence des approvisionnements : 2 875 10³m³/jour

- Approvisionnement 2015 : 34 404 10³m³/jour = journée de pointe proposée 2015
Demande 2015,
Formule de régression de la méthode proposée 2015 appliquée à la période de référence 2012-2013
Paramètres de journée de pointe (historique depuis octobre 1970) – Degrés-jours réchauffés pour 2015
- Approvisionnement 2014 : 31 531 10³m³/jour = journée de pointe proposée 2014
Demande 2014,
Formule de régression de la méthode proposée 2014 appliquée à la période de référence 2011-2012
Paramètres de journée de pointe (historique 20 ans) – Degrés-jours réchauffés pour 2014

2 – Impact du changement de méthode en sus de la variation des besoins déjà contractés en 2014 : 452 10³m³/jour

- Impact 2015 : 1 658 10³m³/jour
 - Approvisionnement : Dicté par la journée de pointe méthode proposée : 34 404 10³m³/jour
Demande 2015,
Formule de régression de la méthode proposée 2015 appliquée à la période de référence 2012-2013
Paramètres de journée de pointe (historique depuis 1970) – Degrés-jours réchauffés pour 2015
 - et
 - Approvisionnement : Dicté par la journée de pointe méthode actuelle : 32 746 10³m³/jour
Demande 2015,
Formule de régression de la méthode actuelle appliquée à la période de référence 2012-2013
Paramètres de journée de pointe (historique 20 ans) – Degrés-jours réchauffés pour 2015

- Variation des besoins déjà contractés en 2014 : 1 207 10³m³/jour
 - Approvisionnement : Dicté par la journée de pointe méthode proposée : 31 531 10³m³/jour
Demande 2014,
Formule de régression de la méthode proposée 2014 appliquée à la période de référence 2011-2012
Paramètres de journée de pointe (historique 20 ans) – Degrés-jours réchauffés pour 2014
 - et
 - Approvisionnement : Dicté par l’hiver extrême méthode actuelle : 30 324 10³m³/jour
Demande 2014,
Formule de régression de la méthode actuelle appliquée à la période de référence 2011-2012
Paramètres de journée de pointe (historique 20 ans) – Degrés-jours réchauffés pour 2015

La différence entre ces deux étapes 2 424 10³m³ (2 875 10³m³ - 452 10³m³) a été identifiée comme impact de la variation de la demande.

Cette variation d’approvisionnement représente donc l’impact du changement de projection de la demande entre 2015 et 2014 sur les approvisionnements requis, établis par la demande en journée de pointe pour 2015 et par les besoins d’hiver extrême pour 2014.

31.6 Veuillez présenter l'annexe 10 en utilisant les 2 autres options mentionnées en référence (ii).

Réponse :

Option 1 : régression globale D_1 - D_3 - D_4

Le tableau suivant présente l'évolution de la demande de la journée de pointe comme présentée à l'annexe 10 avec, à la section 5, une demande de la journée de pointe évaluée comme suit :

- la formule de régression selon l'option 1 : régression globale des volumes des clients continus excluant les clients D_1 , D_3 et D_4 ;
- la méthode proposée pour l'évaluation des paramètres de la journée de pointe : évaluation avec un historique de degrés-jours depuis octobre 1970 et réchauffés pour l'année 2015.

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2015, R-3879-2014

1 - Cause 2014 (Méthode actuelle selon D-2013-179)					Commentaire	
	Décembre	Janvier	Février	Mars		
Demande normale projetée (10³m³)						
1	D1 - D3 mensuel	360 364	425 811	364 122	318 498	
2	D3 quotidien - D4	221 257	234 870	215 221	223 754	
3	Autres	4 548	5 186	4 570	4 295	Autres : Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
4	Client biogaz en réseau dédié	2 100	2 700	2 600	2 800	

5	Année de régression	2011-2012				Année utilisée à la Cause 2014
6	Paramètres de régression D1-D3 mensuel (GJ/unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
7	Base	4 946	5 507	5 260	4 699	
8	DJ _t	309	309	309	309	
9	DJ _{t-1}	92	92	92	92	
10	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
11	Paramètres journée de pointe					Paramètres utilisés à la Cause 2014
12	DJ _t	36,80				
13	DJ _{t-1}	39,48				
14	DJ _t xDV _t	1 268,33				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
15	Pointe D1-D3 mensuel selon formule de régression	22 421	22 981	22 735	22 173	
16	Ajustement pour la demande 2014	0,972	0,972	0,972	0,972	
17	Pointe D1-D3 mensuel et Autres	21 787	22 332	22 093	21 547	
18	Pointe D3 quotidien-D4 (volume moyen)	7 137	7 576	7 686	7 218	Demande mensuelle / # jours du mois
19	Client biogaz en réseau dédié	68	87	93	90	Demande mensuelle / # jours du mois
20	Journée de pointe = maximum	28 992	29 995	29 872	28 855	

2 - Cause 2014 - Changement de l'année référence pour la régression						
21	Année de régression	2012-2013				Année utilisée à la Cause 2015
22	Paramètres de régression D1-D3 mensuel (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
23	Base	4 822	5 071	5 137	4 497	
24	DJ _t	324	324	324	324	
25	DJ _{t-1}	100	100	100	100	
26	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
27	Paramètres journée de pointe					Paramètres utilisés à la Cause 2014
28	DJ _t	36,80				
29	DJ _{t-1}	39,48				
30	DJ _t xDV _t	1 268,33				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
31	Pointe D1-D3 mensuel selon formule de régression	23 409	23 659	23 724	23 084	
32	Ajustement pour la demande 2014	0,960	0,960	0,960	0,960	
33	Pointe D1-D3 mensuel et Autres	22 484	22 724	22 787	22 172	
34	Pointe D3 quotidien-D4 (volume moyen)	7 137	7 576	7 686	7 218	Demande mensuelle / # jours du mois
35	Client biogaz en réseau dédié	68	87	93	90	Demande mensuelle / # jours du mois
36	Journée de pointe = maximum	29 689	30 388	30 566	29 480	
37	Variation de la pointe vs Cause 2014			571		Impact année de régression

3 - Cause 2014 - Changement de l'année référence pour la régression et des paramètres de la journée de pointe						
38	Année de régression	2012-2013				Année utilisée à la Cause 2015
39	Paramètres de régression D1-D3 mensuel (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
40	Base	4 822	5 071	5 137	4 497	
41	DJ _t	324	324	324	324	
42	DJ _{t-1}	100	100	100	100	
43	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
44	Paramètres journée de pointe					Paramètres utilisés à la Cause 2014 (historique 20 ans) réchauffés pour l'année 2015
45	DJ _t	36,78				
46	DJ _{t-1}	39,66				
47	DJ _t xDV _t	1 257,08				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
48	Pointe D1-D3 mensuel selon formule de régression	23 397	23 647	23 712	23 072	
49	Ajustement pour la demande 2014	0,960	0,960	0,960	0,960	
50	Pointe D1-D3 mensuel et Autres	22 472	22 712	22 775	22 160	
51	Pointe D3 quotidien-D4 (volume moyen)	7 137	7 576	7 686	7 218	Demande mensuelle / # jours du mois
52	Client biogaz en réseau dédié	68	87	93	90	Demande mensuelle / # jours du mois
53	Journée de pointe = maximum	29 678	30 376	30 554	29 468	
54	Variation de la pointe vs Cause 2014			559		Impact année de régression et paramètres

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2015, R-3879-2014

4- Cause 2015 - Avant modifications						
	Décembre	Janvier	Février	Mars		
Demande normale projetée						
55	D1 - D3 mensuel	391 747	458 174	394 343	339 256	
56	D3 quotidien - D4	235 237	245 686	225 204	237 290	
57	Autres	5 176	5 791	5 105	4 774	Autres : Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
58	Client biogaz en réseau dédié	1 957	2 572	2 686	2 190	Client biogaz en réseau dédié
<hr/>						
59	Année de régression	2012-2013				Année utilisée à la Cause 2015
60	Paramètres de régression D1-D3 mensuel (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
61	Base	4 822	5 071	5 137	4 497	
62	DJ _t	324	324	324	324	
63	DJ _{t-1}	100	100	100	100	
64	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
65	Paramètres journée de pointe					Paramètres utilisés à la Cause 2014 (historique 20 ans) réchauffés pour l'année 2015
66	DJ _t	36,78				
67	DJ _{t-1}	39,66				
68	DJ _t xDV _t	1 257,08				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
69	Pointe D1-D3 mensuel selon formule de régression	23 397	23 647	23 712	23 072	
70	Ajustement pour la demande 2015	1,038	1,038	1,038	1,038	
71	Pointe D1-D3 mensuel et Autres	24 280	24 540	24 607	23 943	
72	Pointe D3 quotidien-D4 (volume moyen)	7 588	7 925	8 043	7 655	Demande mensuelle / # jours du mois
73	Client biogaz en réseau dédié	63	83	96	71	Demande mensuelle / # jours du mois
74	Journée de pointe = maximum	31 932	32 548	32 746	31 668	
75	Variation de la pointe vs Cause 2014					2 751
76	Variation de la pointe vs Cause 2014 calcul 3					2 192
Impact de la variation de la demande 2015 vs 2014						
<hr/>						
5 - Cause 2015 - Option 1 : Régression globale - Clients continus D1, D3 et D4						
	Décembre	Janvier	Février	Mars		
Demande normale projetée						
77	Clients continus D ₁ -D ₃ -D ₄	626 984	703 859	619 547	576 546	
78	Clients continus en combinaison tarifaire	0	0	0	0	
79	Autres	5 176	5 791	5 105	4 774	
80	Client biogaz en réseau dédié	1 957	2 572	2 686	2 190	
<hr/>						
81	Année de régression	2012-2013				Année utilisée à la Cause 2015
82	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
83	Base	10 342	10 725	10 726	9 899	
84	DJ _t	348	348	348	348	
85	DJ _{t-1}	109	109	109	109	
86	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
87	Paramètres journée de pointe					Paramètres utilisés à la Cause 2015 (Historique depuis 1971)
88	DJ _t	38,13				
89	DJ _{t-1}	43,64				
90	DJ _t xDV _t	962,46				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
91	Pointe clients continus selon formule de régression	30 392	30 775	30 775	29 949	
92	Ajustement pour la demande 2015	1,125	1,125	1,125	1,125	
93	Pointe clients continus et autres	34 200	34 631	34 631	33 701	
94	Client biogaz en réseau dédié	63	83	96	71	Demande mensuelle / # jours du mois
95	Journée de pointe = maximum	34 263	34 714	34 727	33 771	
96	Variation de la pointe vs Cause 2014					4 732
97	Variation de la pointe vs Cause 2015 - calcul 4					1 981
Sommaire des variations (10³m³)						
98	Impact année de régression et paramètres	559				
99	Impact de la variation de la demande 2015 vs 2014	2 192				
100	Impact de la méthode proposée	1 981				

Option 3 : régression globale excluant les clients en combinaison tarifaire et les clients au 4.10

Le tableau suivant présente l'évolution de la demande de la journée de pointe comme présentée à l'annexe 10 avec, à la section 5, une demande de la journée de pointe évaluée comme suit :

- la formule de régression selon l'option 3 : régression des volumes des clients continus excluant les clients en combinaison tarifaire et les clients au palier 4.10 ;
- la méthode proposée pour l'évaluation des paramètres de la journée de pointe : évaluation avec un historique de degrés-jours depuis octobre 1970 et réchauffés pour l'année 2015.

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2015, R-3879-2014

1 - Cause 2014 (Méthode actuelle selon D-2013-179)					Commentaire	
	Décembre	Janvier	Février	Mars		
Demande normale projetée (10³m³)						
1	D1 - D3 mensuel	360 364	425 811	364 122	318 498	
2	D3 quotidien - D4	221 257	234 870	215 221	223 754	
3	Autres	4 548	5 186	4 570	4 295	Autres : Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
4	Client biogaz en réseau dédié	2 100	2 700	2 600	2 800	

5	Année de régression	2011-2012				Année utilisée à la Cause 2014
6	Paramètres de régression D1-D3 mensuel (GJ/unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
7	Base	4 946	5 507	5 260	4 699	
8	DJ _t	309	309	309	309	
9	DJ _{t-1}	92	92	92	92	
10	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
11	Paramètres journée de pointe					Paramètres utilisés à la Cause 2014
12	DJ _t	36,80				
13	DJ _{t-1}	39,48				
14	DJ _t xDV _t	1 268,33				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
15	Pointe D1-D3 mensuel selon formule de régression	22 421	22 981	22 735	22 173	
16	Ajustement pour la demande 2014	0,972	0,972	0,972	0,972	
17	Pointe D1-D3 mensuel et Autres	21 787	22 332	22 093	21 547	
18	Pointe D3 quotidien-D4 (volume moyen)	7 137	7 576	7 686	7 218	Demande mensuelle / # jours du mois
19	Client biogaz en réseau dédié	68	87	93	90	Demande mensuelle / # jours du mois
20	Journée de pointe = maximum	28 992	29 995	29 872	28 855	

2 - Cause 2014 - Changement de l'année référence pour la régression						
21	Année de régression	2012-2013				Année utilisée à la Cause 2015
22	Paramètres de régression D1-D3 mensuel (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
23	Base	4 822	5 071	5 137	4 497	
24	DJ _t	324	324	324	324	
25	DJ _{t-1}	100	100	100	100	
26	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
27	Paramètres journée de pointe					Paramètres utilisés à la Cause 2014
28	DJ _t	36,80				
29	DJ _{t-1}	39,48				
30	DJ _t xDV _t	1 268,33				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
31	Pointe D1-D3 mensuel selon formule de régression	23 409	23 659	23 724	23 084	
32	Ajustement pour la demande 2014	0,960	0,960	0,960	0,960	
33	Pointe D1-D3 mensuel et Autres	22 484	22 724	22 787	22 172	
34	Pointe D3 quotidien-D4 (volume moyen)	7 137	7 576	7 686	7 218	Demande mensuelle / # jours du mois
35	Client biogaz en réseau dédié	68	87	93	90	Demande mensuelle / # jours du mois
36	Journée de pointe = maximum	29 689	30 388	30 566	29 480	
37	Variation de la pointe vs Cause 2014			571		Impact année de régression

3 - Cause 2014 - Changement de l'année référence pour la régression et des paramètres de la journée de pointe						
38	Année de régression	2012-2013				Année utilisée à la Cause 2015
39	Paramètres de régression D1-D3 mensuel (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
40	Base	4 822	5 071	5 137	4 497	
41	DJ _t	324	324	324	324	
42	DJ _{t-1}	100	100	100	100	
43	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
44	Paramètres journée de pointe					Paramètres utilisés à la Cause 2014 (historique 20 ans) réchauffés pour l'année 2015
45	DJ _t	36,78				
46	DJ _{t-1}	39,66				
47	DJ _t xDV _t	1 257,08				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
48	Pointe D1-D3 mensuel selon formule de régression	23 397	23 647	23 712	23 072	
49	Ajustement pour la demande 2014	0,960	0,960	0,960	0,960	
50	Pointe D1-D3 mensuel et Autres	22 472	22 712	22 775	22 160	
51	Pointe D3 quotidien-D4 (volume moyen)	7 137	7 576	7 686	7 218	Demande mensuelle / # jours du mois
52	Client biogaz en réseau dédié	68	87	93	90	Demande mensuelle / # jours du mois
53	Journée de pointe = maximum	29 678	30 376	30 554	29 468	
54	Variation de la pointe vs Cause 2014			559		Impact année de régression et paramètres

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2015, R-3879-2014

4- Cause 2015 - Avant modifications						
	Décembre	Janvier	Février	Mars		
Demande normale projetée						
55	D1 - D3 mensuel	391 747	458 174	394 343	339 256	
56	D3 quotidien - D4	235 237	245 686	225 204	237 290	
57	Autres	5 176	5 791	5 105	4 774	Autres : Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
58	Client biogaz en réseau dédié	1 957	2 572	2 686	2 190	Client biogaz en réseau dédié
<hr/>						
59	Année de régression	2012-2013				Année utilisée à la Cause 2015
60	Paramètres de régression D1-D3 mensuel (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
61	Base	4 822	5 071	5 137	4 497	
62	DJ _t	324	324	324	324	
63	DJ _{t-1}	100	100	100	100	
64	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
65	Paramètres journée de pointe					Paramètres utilisés à la Cause 2014 (historique 20 ans) réchauffés pour l'année 2015
66	DJ _t	36,78				
67	DJ _{t-1}	39,66				
68	DJ _t xDV _t	1 257,08				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
69	Pointe D1-D3 mensuel selon formule de régression	23 397	23 647	23 712	23 072	
70	Ajustement pour la demande 2015	1,038	1,038	1,038	1,038	
71	Pointe D1-D3 mensuel et Autres	24 280	24 540	24 607	23 943	
72	Pointe D3 quotidien-D4 (volume moyen)	7 588	7 925	8 043	7 655	Demande mensuelle / # jours du mois
73	Client biogaz en réseau dédié	63	83	96	71	Demande mensuelle / # jours du mois
74	Journée de pointe = maximum	31 932	32 548	32 746	31 668	
75	Variation de la pointe vs Cause 2014					2 751
76	Variation de la pointe vs Cause 2014 calcul 3					2 192
Impact de la variation de la demande 2015 vs 2014						
<hr/>						
5 - Cause 2015 - Option 3 : Régression excluant les clients continus en combinaison tarifaire et les clients au 4.10						
	Décembre	Janvier	Février	Mars		
Demande normale projetée						
77	Clients continus purs excluant 4.10	529 496	605 031	530 543	478 554	
78	Clients continus en combinaison tarifaire	97 488	98 829	89 004	97 992	
79	Clients 4.10	52 110	52 547	47 226	52 114	
80	Autres	5 176	5 791	5 105	4 774	
81	Client biogaz en réseau dédié	1 957	2 572	2 686	2 190	
<hr/>						
82	Année de régression	2012-2013				Année utilisée à la Cause 2015
83	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
84	Base	6 927	7 303	7 369	6 491	
85	DJ _t	347	347	347	347	
86	DJ _{t-1}	104	104	104	104	
87	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
88	Paramètres journée de pointe					Paramètres utilisés à la Cause 2015 (Historique depuis 1971)
89	DJ _t	38,13				
90	DJ _{t-1}	43,64				
91	DJ _t xDV _t	962,46				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
92	Pointe selon formule de régression	26 813	27 189	27 254	26 377	
93	Ajustement pour la demande 2015	1,059	1,059	1,059	1,059	
94	Pointe clients continus et autres	28 405	28 803	28 872	27 943	
95	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 340	3 340	3 340	3 340	
96	Volumes maximums observés des clients au 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
97	Client biogaz en réseau dédié	63	83	96	71	Demande mensuelle / # jours du mois
98	Journée de pointe = maximum	33 730	34 148	34 230	33 275	
99	Variation de la pointe vs Cause 2014					4 234
100	Variation de la pointe vs Cause 2015 - calcul 4					1 484
Impact de la variation de la demande et de la méthode						
Impact de la méthode proposée						
Sommaire des variations (10³m³)						
101	Impact année de régression et paramètres			559		
102	Impact de la variation de la demande 2015 vs 2014			2 192		
103	Impact de la méthode proposée			1 484		

VENTE DE GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ

32. Références : Pièce B-0051, p. 8 et 9.

Préambule :

« Gaz Metro demande à la Régie l'autorisation d'optimiser l'utilisation de l'usine LSR en effectuant des ventes additionnelles « court terme » de GNL advenant la présence de quantités résiduelles excédentaires constatées après la saison hivernale.

[...]

Cette mesure optimiserait l'utilisation de l'usine et permettrait d'avoir un impact bénéfique pour la clientèle de la daQ par un partage des coûts d'utilisation de l'usine LSR avec le client GNL, et la génération de revenu de distribution tout en permettant à ce dernier de saisir les opportunités pour le développement des ventes de GNL.

[...]

L'exemple suivant illustre le processus d'évaluation. En supposant que l'exercice financier 2015 se réalise tel que soumis au plan d'approvisionnement, à conditions climatiques normales [...]. »

Demandes :

32.1 Veuillez confirmer qu'à partir du moment où les besoins d'approvisionnement sont définis sur la base de la demande à la journée de pointe il devrait nécessairement (à moins d'un hiver exceptionnel) y avoir des surplus de GNL à la fin de la période hivernale. Veuillez élaborer.

Réponse :

Gaz Métro le confirme. À titre informatif, les besoins d'approvisionnement pour l'année 2015 sont définis comme suit :

	10 ³ m ³ /jour
Demande continue en journée de pointe	34 404
Besoins de la demande totale sous l'hiver extrême (93-94)	32 781
Outils d'approvisionnement maximum : [journée de pointe; hiver extrême]	34 404

L'évaluation des besoins de la demande totale sous l'hiver extrême prend en compte que certains approvisionnements dans le territoire de Gaz Métro, soit les sites d'entreposage LSR et Pointe-du-Lac, s'effritent en hiver extrême. Les capacités doivent alors être établies de façon à compenser cet effritement. La journée de pointe ne fait pas nécessairement partie des conditions climatiques de l'hiver extrême, comme c'est le cas pour l'année 2015.

En fixant les outils d'approvisionnement au niveau de la demande continue en journée de pointe, des outils d'une capacité additionnelle de 1 623 10³m³/jour par rapport à ceux nécessaires pour répondre à l'hiver extrême sont disponibles si la journée de pointe ne se concrétise pas. Ceci contribue à réduire le niveau des interruptions de la clientèle interruptible et à diminuer l'effritement aux sites d'entreposage LSR et Pointe-du-Lac. Ce qui résulte, notamment, en des volumes de GNL excédentaires à l'usine LSR pouvant être vendus au client GNL.

32.2 Veuillez confirmer que l'ajout d'outils pour répondre à la demande de pointe (au-delà de l'hiver extrême) fait augmenter les coûts d'équilibrage.

Réponse :

Le fait de détenir les outils pour répondre à la demande continue en journée de pointe excédant les besoins de l'hiver extrême entraîne une augmentation des coûts totaux d'approvisionnement (transport et équilibrage). Toutefois, cette augmentation n'est pas directement fonctionnalisée au service d'équilibrage.

En réponse à la question 15.2 de la Régie, Gaz Métro a quantifié les coûts d'approvisionnement des plans selon que les outils répondaient à la demande continue en journée de pointe ou aux besoins de l'hiver extrême.

Le tableau suivant résume les coûts projetés pour l'année 2015, reliés aux services de transport et d'équilibrage :

Service	Approvisionnement pour journée de pointe (000 \$)	Approvisionnement pour hiver extrême (000 \$)	Variation (000 \$)
Transport	390 657	348 706	41 950
Équilibrage	101 148	99 244	1 904
Total	491 804	447 950	43 854

Les méthodes de fonctionnalisation sont applicables à chacune des structures, indépendamment des raisons qui expliquent l'une ou l'autre des structures. Les règles en place font en sorte que le coût de chaque approvisionnement est fonctionnalisé au service

pour lequel il est utilisé, considérant l'ordonnancement des outils. Il s'agit ici de principes définis de façon à maintenir l'équité entre les différentes catégories de clients.

Les capacités de transport additionnelles pour que les approvisionnements totaux permettent de répondre à la demande en journée de pointe se retrouvent à la base de l'ordonnancement et font en sorte que les autres outils sont déplacés vers le haut et éventuellement au service d'équilibrage lorsque la somme des approvisionnements excède la moyenne annuelle de la demande totale après interruption. Si l'approvisionnement additionnel contracté est plus coûteux que l'approvisionnement déplacé vers l'équilibrage, l'augmentation des coûts se retrouvera principalement au service de transport, comme c'est le cas dans la présente évaluation.

- 32.3 Veuillez démontrer par une analyse de coûts que la proposition de Gaz Métro a un impact bénéfique pour la clientèle de la daQ.

Réponse :

Afin de démontrer que la proposition de Gaz Métro a un impact bénéfique pour la clientèle, une évaluation sur la base de la Cause tarifaire 2014 (R-3837-2013) a été réalisée. Les ventes additionnelles « court terme » de GNL de 26 Mm³, établies selon la pièce B-0052, Gaz Métro-7, Document 2, page 10, ont été ajoutées sur la période d'été de la Cause tarifaire 2014.

Impact sur le plan d'approvisionnement

Les tableaux suivants présentent l'impact volumétrique et financier de l'ajout de ces ventes additionnelles « court terme » de GNL. L'évaluation des coûts est estimative et basée sur les hypothèses de prix de la Cause tarifaire 2014.

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014

Comparaison de structures - ajout de vente de GNL de 26 Mm³

	CT 2014	CT 2014 + 26 Mm³	Variation	
	(1)	(2)	(3)	
<u>DEMANDE (10⁶ m³)</u>				
1	Continue	4 904	4 904	0
2	Interruptible	676	676	0
3	Gaz d'appoint	42	42	0
4	Client biogaz en réseau dédié	28	28	0
5	<i>Sous-total</i>	5651	5651	0
6	Interruptions	-43	-43	0
7	Autres	74	74	0
8	Ventes GNL	15	41	26
9	TOTAL DEMANDE	5 697	5 723	26
<u>APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)</u>				
10	Transport			
11	FT LH (primaire & secondaire)	3 190	3 190	0
12	Transport par échange (EMP - GMI)	403	403	0
13	Transport fourni par les clients	387	387	0
14	Transport gaz d'appoint	42	42	0
15	FTLH non utilisé	-29	-29	0
16	<i>Transport Emp-GMI</i>	3 994	3 994	0
17	Achats dans le territoire	4	4	0
18	Achats à Dawn (GR)	1 673	1 699	26
19	Achats à Dawn (AD)	0	0	0
20	Biogaz	28	28	0
21	Autres	0	0	0
22	Retraits - injections	-2	-2	0
23	TOTAL APPROVISIONNEMENT	5 697	5 723	26
<u>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10³m³/jour)</u>				
24	Journée de pointe - continue	31 521	31 521	0
25	Besoins hiver extrême	30 689	30 689	0
26	Approvisionnement	31 521	31 521	0
<u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u>				
Coûts de transport				
27	Transport clients	n/a	n/a	
28	FTLH (primaire, secondaire & échange)	225 089	225 089	0
29	STS	43 432	43 421	-11
30	FTSH (Dawn, Parkway & échange)	47 123	47 123	0
31	Vente de transport FTLH non utilisé	-2 189	-2 189	0
32	Achats de gaz - transport & équilibrage	40 374	40 993	618
33	<i>Total - coûts de transport</i>	353 829	354 437	608
34	<i>Coûts d'entreposage</i>	37 008	37 004	-4
35	<i>Sous-total transport et équilibrage</i>	390 837	391 441	604
36	Fourniture	703 183	706 431	3 248
37	Gaz de compression	17 478	17 518	40
38	Maintien des inventaires	4 247	4 245	-2
39	TOTAL DES COÛTS	1 115 745	1 119 635	3 890
40	Service de transport (excluant le maintien)	291 616	292 197	580
41	Service d'équilibrage	99 221	99 245	23
42	Total transport et équilibrage	390 837	391 441	604

Impact budgétaire

Le tableau 1 présente les données de capacités respectives pour chacun des deux scénarios comparés. L'ajout de ventes additionnelles « court terme » se traduit par une augmentation de la capacité potentielle de liquéfaction du client GNL de 26 Mm³.

Tableau 1

	CT-2014 original		CT-2014 + 26 Mm ³		Variation (c)-(a)
	(a) 10 ³ m ³	(b) Ratio	(c) 10 ³ m ³	(d) Ratio	
Données sur les capacités					
Capacité d'entreposage	56 600		56 600		
Clientèle régulière	52 218	92,3%	52 218	92,3%	
Client GNL	4 382	7,7%	4 382	7,7%	
Capacité potentielle de liquéfaction	66 841		92 915		26 074
Clientèle régulière	52 218	78,1%	52 218	56,2%	
Client GNL	14 623	21,9%	40 697	43,8%	26 074
Quantité annuelle de demande liquéfiée été	28 493		56 684		28 191
Clientèle régulière	12 637	44,4%	12 636	22,3%	
Client GNL	15 857	55,7%	44 048	77,7%	28 191
Quantité annuelle de demande liquéfiée hiver	-		-		
Clientèle régulière	-	0,0%	-	0,0%	
Client GNL	-	0,0%	-	0,0%	

Dans le scénario CT-2014 + 26 Mm³, le nombre de jours de liquéfaction passe de 84 à 167, ce qui génère des frais supplémentaires pour l'usine, plus spécifiquement pour l'activité de liquéfaction à travers les postes suivants : réfrigérants, gaz naturel et électricité.

Le tableau 2 présente la comparaison entre la répartition des coûts d'utilisation de l'usine pour l'activité réglementée et le client GNL selon les deux scénarios. L'augmentation des volumes de liquéfaction pour le client GNL a pour effet de réduire la portion des coûts fixes attribués à la clientèle régulière de 529 000\$.

Tableau 2

	CT-2014 original	CT-2014 + 26 Mm ³	Variation
Ventilation des coûts d'utilisation			
Coûts d'utilisation pour le client GNL	1 347 \$	2 987 \$	1 640
Coûts d'utilisation pour l'activité réglementée	7 155 \$	6 627 \$	(529)

Les tableaux 5 et 6 présentent les coûts d'utilisation de l'usine LSR détaillés.

Finalement, les ventes additionnelles « court terme » de 26 Mm³ se traduisent par des revenus supplémentaires de 1 938 000\$ aux services de distribution, transport et équilibrage, tel que présenté au tableau 3.

Tableau 3

Ventes additionnelles "court terme" de 26 Mm ³ (000 \$)	Distribution	Transport	Équilibrage Pointe	Équilibrage Espace	Total
Coûts des services D, T et É remboursés par le client GNL					
Volumes (10 ³ m ³)	26 074	26 074	26 074	26 074	
Coût unitaire par service (¢/m ³)	3,036	5,716	0,243	(1,561)	
Coût par service remboursé par le client GNL	(792)	(1 490)	(63)	407	(1 938)

En conclusion, le tableau 4 résume l'ensemble des économies pour la clientèle réglementée qui s'élèvent à 1,9 M\$.

Tableau 4

Économie pour la clientèle daQ	Variation
Pour des ventes additionnelles "court terme" de 26 Mm ³	(000 \$)
Coûts additionnels de transport et équilibrage	(604) \$
Coûts d'utilisation additionnels absorbés par le client GNL	529 \$
Revenus additionnels provenant du client GNL	1 938 \$
Total	1 863 \$

Tableau 5 – Coûts d'utilisation de l'usine LSR selon CT -2014 original

Coûts de l'usine LSR - Coût utilisation daQ

Train de liquéfaction #1		(a)	(b)
		10 ³ m ³	Ratio
1	Capacité d'entreposage	56 600	
2	Clientèle régulière	52 218	92,3%
3	Client GNL	4 382	7,7%
4	Capacité potentielle de liquéfaction	66 841	
5	Clientèle régulière	52 218	78,1%
6	Client GNL	14 623	21,9%
7	Quantité annuelle de demande liquéfiée été	28 493	
8	Clientèle régulière	12 637	44,4%
9	Client GNL	15 857	55,7%
10	Quantité annuelle de demande liquéfiée hiver	-	
11	Clientèle régulière	-	0,0%
12	Client GNL	-	0,0%
13			

Répartition des coûts par élément (000\$)		Coûts avec ventes GNL	Méthode d'allocation	Entreposage			Liquéfaction		Liquéfaction #2		Regazéification	
				Fixes	Fixes	Variables	Fixes	Variables	Fixes	Variables		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)			
14	Coefficient d'utilisation			7	12						12	
15	Jours d'utilisation des fonctions			365	84						1	
16	Ratio d'utilisation des ressources			2 555	1 008						12	
17			Ratio d'utilisation (%)	71,47%	28,20%			0,00%			0,34%	
Frais de l'usine												
18	Salaires et avantages sociaux	1 944	Ratio d'utilisation	1 389	548						7	
19	Assurances	1 092	Allocation directe	764	273						55	
20	Services d'entretien											
21		Spécifique à l'activité	3	Allocation directe	-	1					3	
22		Général	697	Ratio d'utilisation	498	197					2	
23	Matériaux et pièces	173	Ratio d'utilisation	124	49						1	
24	Services professionnels	129	Ratio d'utilisation	92	36						0	
25	Taxes municipales	213	Ratio d'utilisation	152	60						1	
26	Autres frais divers	36	Ratio d'utilisation	26	10						0	
27	Réfrigérant	100	Allocation directe	-	-	100					-	
28	Gaz naturel											
29		regazéification	70	Allocation directe								70
30		liquéfaction	59	Allocation directe			59					
31		autres	10	Ratio d'utilisation	7	3					0	
32	Total gaz naturel	139		7	3	59					0	70
33	Électricité											
34		fixes	294	Ratio d'utilisation	210	83					1	
35		variables - regazéification	64	Allocation directe								64
36		variables - liquéfaction	710	Allocation directe			710					
37	Total électricité	1 068		210	83	710					1	64
38	Sous-total frais de l'usine	5 594		3 263	1 260	869					69	134
Dépenses d'amortissement												
39		Spécifique à l'activité	1 017	Allocation directe	580	326					111	
40		Général	448	Ratio d'utilisation	320	126					2	
Rendement et impôts à 7,18 %												
41		Spécifique à l'activité	729	Allocation directe	458	217					54	
42		Général	438	Ratio d'utilisation	313	123					1	
Impôts reliés au rendement à 8,61 %												
43	Grand Total	8 503		5 131	2 131	869					238	134
44	Capacité / quantité totale pour chaque élément (10 ³ m ³)			56 600	66 841	28 493						
45	Coût unitaire de chaque élément (¢/m ³)			9,066	3,188	3,050						
Coût d'utilisation pour le client GNL												
46	Capacité / quantité du client GNL pour chaque élément (10 ³ m ³)			4 382	14 623	15 857						
47	Coûts totaux (000 \$) (l. 44 x l. 45)	1 347		397	466	484						
48	Coût d'utilisation pour l'activité réglementée											
49	Coûts totaux (000 \$) (l. 42 - l. 46)	7 155		4 734	1 665	385					238	134

Notes: - Les coûts alloués en vertu du ratio d'utilisation correspondent aux coûts non directement attribuables à une fonction
* Pour les fins de cette preuve, les taxes municipales ont été distribuées selon le ratio d'utilisation

Tableau 6 – Coûts d'utilisation de l'usine LSR selon CT -2014 + 26 Mm³

Coûts de l'usine LSR - Coût utilisation daQ

Train de liquéfaction #1	(a)	(b)
	10 ³ m ³	Ratio
1 Capacité d'entreposage	56 600	
2 Clientèle régulière	52 218	92,3%
3 Client GNL	4 382	7,7%
4 Capacité potentielle de liquéfaction	92 915	
5 Clientèle régulière	52 218	56,2%
6 Client GNL	40 697	43,8%
7 Quantité annuelle de demande liquéfiée été	56 684	
8 Clientèle régulière	12 636	22,3%
9 Client GNL	44 048	77,7%
10 Quantité annuelle de demande liquéfiée hiver	-	
11 Clientèle régulière	-	0,0%
12 Client GNL	-	0,0%
13		

Répartition des coûts par élément (000\$) (selon DT-2014-032)	Coûts avec ventes GNL	Méthode d'allocation	Entreposage	Liquéfaction	Liquéfaction Été	Liquéfaction Hivers	Regazéification	
			Fixes (4)	Fixes (5)	Variables (6)	Fixes (7)	Fixes (8)	Variables (9)
14 Coefficient d'utilisation			7	12	-	-	12	
15 Jours d'utilisation des fonctions			365	167	-	-	1	
16 Ratio d'utilisation des ressources			2 555	2 004	-	-	12	
17		Ratio d'utilisation (%)	55,90%	43,84%	0,00%	0,00%	0,26%	
Frais de l'usine								
18 Salaires et avantages sociaux	1 944	Ratio d'utilisation	1 087	852	-	-	5	
19 Assurances	1 092	Allocation directe	764	273	-	-	55	
20 Services d'entretien								
	Spécifique à l'activité	3	-	1	-	-	3	
	Général	894	390	502	-	-	2	
21 Matériaux et pièces	222	Ratio d'utilisation	124	97	-	-	1	
22 Services professionnels	129	Ratio d'utilisation	72	57	-	-	0	
24 Taxes municipales	213	Ratio d'utilisation	119	93	-	-	1	
25 Autres frais divers	46	Ratio d'utilisation	26	20	-	-	0	
26 Réfrigérant	100	Allocation directe	-	-	100	-	-	
27 Gaz naturel								
	regazéification	70	-	-	-	-	-	70
	liquéfaction	118	-	-	118	-	-	-
	autres	13	-	-	-	-	-	-
	Total gaz naturel	201	7	6	118	-	0	70
29 Électricité								
	fixes	377	211	165	-	-	1	
	variables - regazéification	64	-	-	-	-	-	64
	variables - liquéfaction	1 420	-	-	1 420	-	-	-
	Total électricité	1 861	211	165	1 420	-	1	64
35 Sous-total frais de l'usine	6 705		2 800	2 067	1 638	-	68	134
Dépenses d'amortissement								
38	Spécifique à l'activité	1 017	580	326	-	-	111	
39	Général	448	250	196	-	-	1	
Rendement et impôts à 7,18 %								
40	Spécifique à l'activité	729	458	217	-	-	54	
41	Général	438	245	192	-	-	1	
Impôts reliés au rendement à 8,61 %								
		277	155	121	-	-	1	
42 Grand Total	9 614		4 487	3 120	1 638	-	236	134
43 Capacité / quantité totale pour chaque élément (10³m³)			56 600	92 915	56 684	-		
44 Coût unitaire de chaque élément (¢/m³)			7,928	3,358	2,890	-		
Coût d'utilisation pour le client GNL								
45 Capacité / quantité du client GNL pour chaque élément (10 ³ m ³)			4 382	40 697	44 048	-		
46 Coûts totaux (000 \$) (l. 44 x l. 45)	2 987		347	1 367	1 273	-		
Coût d'utilisation pour l'activité réglementée								
47 Capacité / quantité du client GNL pour chaque élément (10 ³ m ³)			4 140	1 754	365	-	236	134
48 Coûts totaux (000 \$) (l. 42 - l. 46)	6 627							
49								

Notes: - Les coûts alloués en vertu du ratio d'utilisation correspondent aux coûts non directement attribuables à une fonction
* Pour les fins de cette preuve, les taxes municipales ont été distribuées selon le ratio d'utilisation

PGEE

- 33. Références :**
- (i) [Pièce B-0054-Gaz Métro-9, document 2, page 4](#) ;
 - (ii) [Pièce B-0053-Gaz Métro-9, document 1, pages 28 à 91](#) ;
 - (iii) [Pièce B-0055-Gaz Métro-9, document 3, page 15 et 21](#) ;
 - (iv) [Dossier R-3854-2013, Pièce B-0017, HQD-3, doc. 4, Annexe A.](#)

Préambule :

- (i) Le Tableau E Synthèse des programmes – Prévisions 2014-2015 présente le TCTR, le TCTR- Ratio et le TP de chacun des programmes et le total pour le PGEE.
- (ii) Pour chacun des programmes du PGEE de Gaz Métro, le Distributeur présente un tableau récapitulatif des hypothèses et paramètres du programme, incluant les tests de rentabilité, avec, en plus des tests présentés au Tableau E de la référence (i), le test de neutralité tarifaire (TNT). Parmi les paramètres des programmes, on retrouve la durée de vie de la mesure qui est typiquement de 15 à 25 ans pour l'installation de systèmes, mais de 1 an seulement pour les mesures de sensibilisation ou de 5 ans pour des mesures comme des analyses de faisabilité.
- (iii) Les tableaux des pages 15 et 21 présentent les hypothèses de coût du SPEDE et des coûts évités pour Gaz Métro à l'horizon 2022.
- (iv) Dans son dossier tarifaire, HQD présente la valeur d'une annuité constante sur 10 ans des valeurs projetées actualisées de ses coûts évités.

Demandes :

- 33.1 Veuillez ajouter au Tableau E de la référence (i) une récapitulation du TNT de chacun des programmes et son total pour le PGEE.

Réponse :

Les résultats du TNT ont été ajoutés au tableau E. La pièce Gaz Métro- 9, Document 2 a été révisée à cet effet.

- 33.2 Considérant que les mesures de plusieurs programmes du PGEE généreront des économies d'énergie au-delà de 2022, pour certaines jusqu'à l'horizon 2039, veuillez indiquer quels coûts évités ont été utilisés au-delà de 2022 pour le calcul des tests de rentabilité TNT et TCTR des différents programmes.

Réponse :

Aux fins des calculs des tests de rentabilité et des TNT, Gaz Métro utilise les coûts évités de l'année 2015, tel que détaillé à la page 22 de la pièce Gaz Métro – 9, Document 3.

Ces coûts évités sont ensuite inflationnés de 2 % par année sur la durée de vie des différents programmes, tel que détaillé aux pages 9 à 11 de la pièce B-0365, Gaz Métro 13, Document 4 du dossier R-3809-2012, portant sur le balisage des méthodes de calcul du test du coût total en ressources (TCTR). Cette méthode a été mise en place puisque la mise à jour de l'étude des coûts évités ne se fait qu'aux trois ans.

- 33.3 Veuillez élaborer sur la possibilité de fournir le tableau de la page 21 de la référence (iii) avec une hypothèse de coûts à l'horizon 2039. Pour éviter de présenter un détail de toutes les années, veuillez proposer une valeur actualisée des coûts évités cumulés en annuité constante pour les différentes durées de vie des mesures de 10, 15, 20 et 25 ans.

Réponse :

Réponse de Michel Kayal, auteur de l'étude reproduite à la pièce B-0055, Gaz Métro-9, Document 3 : Il n'est pas possible de fournir le tableau requis par la Régie puisque l'analyse a été faite pour la période de 10 ans se terminant en 2022.

Comme détaillé à la réponse 33.2, la méthode utilisée par Gaz Métro ne nécessite pas une prévision des coûts évités sur une aussi longue période.

- 34. Références :**
- (i) [Pièce B-0055-Gaz Métro-9, document 3, page 16 ;](#)
 - (ii) [Pièce B-0053-Gaz Métro-9, document 3, page 24 ;](#)
 - (iii) [Règlement concernant le SPEDE, Titre I, Chapitre I, article 2 ;](#)
 - (iv) [Règlement concernant le SPEDE, Titre III, Chapitre II, article 39 ;](#)
 - (v) [Règlement concernant le SPEDE, Annexe C, Partie II B\).](#)

Préambule :

(i) « Entre 2010 et 2014, les coûts évités ont suivi une forte tendance à la baisse. Pour 2015, Gaz Métro constate un revirement de situation qui se traduit par une augmentation de 12,4 % des coûts évités de base et de 34,5 % des coûts évités de chauffage par rapport au précédent dossier tarifaire.

L'augmentation des coûts évités a un impact nettement positif sur la rentabilité des programmes du PGEÉ par rapport à l'année 2014. Par exemple, le marché résidentiel affiche une rentabilité de 450 138 \$ en 2015, comparé à une rentabilité négative de 138 560 \$ l'année précédente. Le graphique suivant illustre l'évolution de la prévision du prix du gaz naturel et des coûts évités (base et chauffage) depuis 2007. » [Nous soulignons]

(ii) « Comme il l'a déjà été démontré dans les études précédentes, le coût évité de 1 m³ de gaz naturel est spécifique à son utilisation (base ou chauffage). Le coût évité induit par les divers programmes en efficacité énergétique, dépend principalement de la nature de l'utilisation du gaz ainsi économisé (base, chauffage ou mix des deux) plutôt que de la taille, catégorie ou vocation du client. » [Nous soulignons]

(iii) « Pour l'application du paragraphe 2 du deuxième alinéa, on entend par «carburants et combustibles» l'essence, le diesel, le propane, le gaz naturel et le mazout, à l'exception: [...]

2° des hydrocarbures utilisés comme matière première par les industries qui transforment les molécules d'hydrocarbures par des procédés chimiques et pétrochimiques; » [Nous soulignons]

(iv) « 39. Est admissible à l'allocation gratuite d'unités d'émission tout émetteur exploitant un établissement assujetti qui exerce une activité visée au tableau A de la Partie I de l'annexe C. »

(v) « Les émissions de GES sont divisées en 3 catégories en fonction de leur provenance, soit les émissions fixes de procédés, les émissions de combustion et les émissions autres.

Les émissions fixes de procédés correspondent aux émissions de CO₂ qui résultent d'une réaction de procédé chimique fixe de production qui génère des CO₂, du carbone en liaison chimique dans la matière première et du carbone utilisé pour retirer un constituant non désiré de la matière première là où il n'y a pas de matière première substituable.

Les émissions de combustion sont celles liées à la réaction exothermique de tout combustible, excluant les émissions de CO₂ attribuables à la combustion de biomasse ou de biocombustibles. »

Demandes :

34.1 Veuillez préciser et élaborer sur la contribution du SPEDE à l'augmentation des coûts évités et à la plus grande rentabilité des programmes résidentiels du PGEÉ.

Réponse :

Selon la réglementation en vigueur, les émissions réelles de GES issues de la combustion du gaz naturel doivent être couvertes par des droits d'émission reconnus par le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE).

Les droits d'émission comportent un coût d'acquisition, exception faite des unités d'émission reçues gratuitement du gouvernement par les émetteurs de plus de 25 000 tonnes de GES par année (Grands Émetteurs). Le SPEDE permet donc de préciser les coûts associés aux émissions de GES résultant de la combustion du gaz naturel.

Dans ce contexte, Gaz Métro devra couvrir les émissions de GES de ses clients, autres que celles attribuables aux Grands Émetteurs, y compris les émissions relatives au marché résidentiel. Les économies de gaz naturel générées par les programmes du PGEÉ de Gaz Métro pour les clients de ce marché permettront de réduire les émissions de GES et, par le fait même, leurs coûts de couverture. Il en résultera ainsi un coût évité lié au SPEDE.

Toutes choses étant égales par ailleurs, ce coût évité du SPEDE, plus important que celui attribuable à la redevance au Fonds vert, augmente les coûts évités totaux, ce qui génère un effet positif sur les bénéfices attribuables aux programmes du PGEÉ et par le fait même sur la rentabilité des programmes visant le marché résidentiel.

Le coût évité du SPEDE représente 2,73¢/m³, soit environ 11 % des coûts évités de base et 8 % des coûts évités de chauffage.

- 34.2 Veuillez élaborer de façon générale sur les capacités respectives du SPEDE et des subventions du PGEÉ à transformer le marché vers une plus grande efficacité énergétique, et ce, pour le marché résidentiel comme pour le marché Affaires. Dans votre réponse, veuillez préciser si l'arrivée du SPEDE ne devrait pas conduire à une révision à la hausse des projets de référence (tendanciel) ou à une baisse du niveau de subventions pour un même objectif de performances énergétiques.

Réponse :

Comme précisé à la réponse à la question 34.1, les coûts évités du SPEDE ont un effet à la hausse sur les coûts évités totaux.

Le coût du SPEDE représente donc un incitatif additionnel à mettre en place des mesures d'efficacité énergétique, mais il ne représente pas un incitatif suffisant à lui seul permettant de se substituer aux programmes d'efficacité énergétique. Le SPEDE et les programmes incitatifs doivent être utilisés conjointement pour créer une synergie positive contre la lutte aux changements climatiques et transformer le marché.

L'augmentation des coûts évités liés au SPEDE, tout comme une augmentation des autres composantes des coûts évités, tel que le prix du gaz naturel par exemple, pourrait créer un effet positif sur le potentiel technico-économique (PTÉ), puisque des mesures techniquement possibles, mais non rentables économiquement pourraient ainsi devenir rentables.

Les programmes d'aide financière du PGEÉ visent à compenser le surcoût attribuable aux mesures d'efficacité énergétique par rapport aux mesures standards. Quoique le nombre de mesures rentables et leur potentiel puisse être à la hausse, il n'en résulte pas moins que des aides financières adéquatement calibrées sont essentielles pour couvrir une partie du surcoût, qui lui, ne sera pas nécessairement en baisse pour autant.

La croissance de l'effet tendanciel, si croissance il y avait, pourrait être proportionnelle à la croissance du PTÉ. Si cette croissance était observée, elle serait de toute façon captée par les mesures des différents effets de distorsion (opportunisme, bénévolat, entraînement) lors des évaluations des programmes et n'affecterait donc pas les économies nettes attribuables aux programmes de Gaz Métro.

- 34.3 Considérant que les grands émetteurs finaux (GEF) participent au SPEDE de manière indépendante du distributeur, veuillez indiquer si les coûts du SPEDE sont inclus dans les coûts évités des programmes visant cette clientèle.

Réponse :

Oui, les coûts du SPEDE sont inclus dans les coûts évités visant les grands émetteurs finaux (GEF). Que la mesure d'efficacité énergétique soit mise en place par un GEF ou par un autre émetteur, elle permettra d'éviter le coût du SPEDE, qu'il soit assumé directement par le GEF ou indirectement par l'entremise de Gaz Métro. L'effet marginal net sera donc le même.

Tout dépendant du test dans lequel le coût évité est utilisé, celui-ci pourrait varier en fonction du point de vue du participant ou du distributeur. Toutefois, il pourrait être administrativement très complexe de traiter les GEF distinctement des autres participants. Ceci entraînerait la création et la gestion de programmes distincts pour s'assurer de tenir compte de cette méthode différente de couvrir les émissions de GES résultant de l'application du Règlement concernant le SPEDE.

Gaz Métro suggère de ne pas complexifier le calcul du coût évité et des tests de rentabilité pour tenir compte de cette différence liée au Règlement concernant le SPEDE. D'ailleurs, les clients qui utilisent leur propre service de transport ou encore les clients en achat direct de fourniture se trouvent dans des situations similaires à celles du SPEDE, sans toutefois que les coûts évités pris en compte ne le reflètent parfaitement.

- 34.4 Veuillez préciser si, pour les programmes visant l'industrie, et plus spécifiquement les GEF, les coûts du SPEDE devraient être inclus ou non selon que l'on procède au calcul du test du participant (TP), du test de neutralité tarifaire (TNT) ou du coût total en ressources (TCTR). Veuillez élaborer et justifier votre réponse.

Réponse :

Les définitions des tests de rentabilité peuvent permettre de déterminer sur une base théorique si les coûts du SPEDE devraient être inclus ou non dans les calculs.

Le test du participant (TP)¹⁷ est un test qui compare les bénéfices et coûts quantifiables au participant dus à sa participation au programme. Les bénéfices incluent toutes les économies monétaires liées à la réduction de consommation du participant au programme. Les coûts du SPEDE devraient donc être inclus pour tous les participants, y compris pour les GEF, dans le calcul de ce test.

17 California standard practice manual, Economic analysis of demand-side programs and projects, October 2001, Page 8

Le test du coût total en ressources (TCTR)¹⁸ est un test qui mesure l'impact total du programme, c'est à dire qui compare les bénéfices et coûts du point de vue du distributeur et du participant. En considérant la réponse à la question 34.3, les coûts du SPEDE devraient donc être inclus pour tous les participants, y compris pour les GEF, dans le calcul de ce test de rentabilité.

Le test de neutralité tarifaire (TNT)¹⁹ est un test qui mesure l'impact sur les tarifs des changements des revenus et coûts du distributeur engendrés par le programme. Comme les coûts du SPEDE pour les GEF ne sont pas inclus dans les tarifs du distributeur, les coûts du SPEDE ne devraient théoriquement pas être inclus dans les coûts évités ni dans les pertes de revenus, pour les participants GEF dans le calcul de ce test. Pour 2014-2015, les pertes de revenus ne considèrent pas le revenu lié au SPEDE puisque ce tarif n'est pas encore approuvé par la Régie. Pour les prochaines causes tarifaires, Gaz Métro propose toutefois de tenir compte des coûts et des revenus du SPEDE pour l'ensemble de la clientèle, coûts et revenus qui se compensent essentiellement, afin de simplifier l'approche.

- 34.5 Le cas échéant, veuillez justifier le maintien des coûts du SPEDE dans l'analyse du TP pour les GEF, compte-tenu du fait que ceux-ci peuvent se voir allouer des allocations gratuites en fonction de leur volume de production.

Réponse :

Les allocations gratuites versées aux grands émetteurs finaux (GEF) visent à couvrir environ 80 % des émissions réelles des années antérieures. Selon la compréhension de Gaz Métro, sauf exception, un GEF aura toujours un certain nombre de droits d'émission à acquérir pour couvrir des émissions d'une période de conformité. Les résultats des dernières ventes aux enchères confirment d'ailleurs que des GEF font partie de la liste des participants aux enchères.

Le calcul de la quantité d'unités d'émission allouée gratuitement se base sur l'intensité des émissions de GES historiques des années antérieures multipliée par la production de l'année d'allocation.

À la marge, chaque mètre cube de gaz naturel économisé à la suite de la mise en place d'une mesure d'efficacité énergétique promue par un programme du PGEÉ permettra d'éviter l'achat d'unité d'émission, ce qui justifie l'inclusion du coût du SPEDE dans le calcul de ce test pour les GEF.

- 34.6 Veuillez indiquer si les programmes d'efficacité énergétique du distributeur visant l'industrie sont considérés économiser uniquement du gaz naturel utilisé à des fins de combustion ou s'ils peuvent aussi réduire des émissions liées à des procédés industriels au

18 California standard practice manual, Economic analysis of demand-side programs and projects, October 2001, Page 18

19 California standard practice manual, Economic analysis of demand-side programs and projects, October 2001, Page 13

sens de la réglementation sur le SPEDE. Selon votre réponse, veuillez justifier d'intégrer les coûts du SPEDE dans l'analyse de programmes d'économies intégrant l'usage du gaz naturel pour des procédés ou expliquer quelles modalités de programmes précisent l'usage du gaz naturel.

Réponse :

Les programmes d'efficacité énergétique de Gaz Métro visant l'industrie s'adressent aux projets visant des économies de gaz naturel utilisé à des fins de combustion.

Bien qu'aucune modalité ne limite la participation aux mesures d'économies de gaz naturel utilisé exclusivement à des fins de combustion, Gaz Métro n'a à sa connaissance jamais reçu de demande de participants visant des économies de gaz naturel utilisé pour des procédés industriels au sens de la réglementation sur le SPEDE, c'est-à-dire où la molécule de gaz naturel est utilisée pour ses propriétés chimiques.

- 35. Référence :** (i) [Pièce B-0055-Gaz Métro-9, document 3, page 16 ;](#)
(ii) [Pièce B-0055-Gaz Métro-9, document 3, page 22.](#)

Préambule :

(i) « Comme il l'a déjà été démontré dans les études précédentes, le coût évité de 1 m³ de gaz naturel est spécifique à son utilisation (base ou chauffage). Le coût évité induit par les divers programmes en efficacité énergétique dépend principalement de la nature de l'utilisation du gaz ainsi économisé (base, chauffage ou mix des deux) plutôt que de la taille, catégorie ou vocation du client. » [Nous soulignons]

(ii) Le tableau de la page 22 présente les coûts évités pour Gaz Métro de 1 m³ de gaz naturel en 2015. Les coûts liés au SPEDE apparaissent pour la première fois dans les coûts de distribution. La projection de coûts évités distingue l'utilisation de base du gaz naturel de celle du chauffage. Les coûts évités en chauffage présentent des coûts d'équilibrage inexistant en utilisation de base et des pertes de gaz (gaz perdu) plus élevées. Les coûts évités liés au SPEDE sont identiques pour l'utilisation de base et pour l'utilisation en chauffage.

Demandes :

- 35.1 Considérant les émissions additionnelles de GES liées au gaz perdu et à l'équilibrage pour chaque m³ de gaz livré et utilisé pour le chauffage, veuillez justifier que les coûts évités du SPEDE soient les mêmes pour l'utilisation en chauffage et pour l'utilisation de base.

Réponse :

Les émissions unitaires de GES de la combustion d'un mètre cube de gaz naturel sont identiques, peu importe que ce mètre cube de gaz naturel soit utilisé en base ou en chauffage.

Quoique les coûts évités totaux de base et de chauffage soient différents, résultant des coûts relatifs au gaz perdu et aux coûts d'équilibrage, il n'en demeure pas moins que les coûts évités du SPEDE sont identiques dans les deux cas.

- 35.2 Veuillez expliquer quels coûts évités, ou « mix » de coûts évités, ont été considérés pour évaluer la rentabilité des programmes s'appliquant à des chauffe-eau (PE113 et PE212) pour la production d'eau chaude sanitaire, pour les programmes multi-usages comme les combos (PE123), ou les programmes globaux comme les études de faisabilité (PE207), l'aide à l'implantation (PE208) ou le recommissioning des systèmes mécaniques de bâtiments (PE226).

Réponse :

Le tableau ci-dessous présente les coûts évités détaillés utilisés pour les six programmes cités dans la demande de renseignements.

La colonne « Pondéré du coût évité utilisé » est déterminée en appliquant les pourcentages de base et de chauffage des deux premières colonnes aux coûts évités correspondants. Les pourcentages de base et de chauffage sont déterminés soit par l'historique de participation, soit par la théorie de programme.

	Base %	Chauffage %	Coût évité de base ¢/m ³	Coût évité de chauffage ¢/m ³	Pondéré du coût évitée utilisé ¢/m ³	Explication de % base et chauffage
PE113 Chauffe-eau sans réservoir Energy Star	100		24,60		24,60	Théorie de programme
PE123 combo à condensation (projet pilote)	42	58	24,60	34,10	30,10	Théorie de programme
PE207 Étude de faisabilité CII	34	66	24,60	34,10	30,90	Historique de participation

PE208 Encouragement à l'implantation CII	35	65	24,60	34,10	30,80	Historique de participation
PE212 chauffe-eau à condensation	100		24,60		24,60	Théorie de programme
PE226 Remise au point des systèmes mécaniques (projet pilote)	38	62	24,60	34,10	30,50	Théorie de programme

36. Référence : [Pièce B-0053-Gaz Métro-9, document 1, pages 34](#).

Préambule :

En page 34, le distributeur explique que le programme PE111 se concentrera désormais sur les chaudières à condensation (ayant une AFUE de 90 % et plus) homologuées Energy Star et que les paramètres de ce programme ont été ajustés pour tenir compte de cette nouvelle modalité, tel que recommandé en recommandation 4 du rapport d'évaluation 2013.

Demandes :

36.1 Compte-tenu des évaluations de programmes en cours dont les résultats devraient être déposés à la Régie d'ici quelques semaines, veuillez préciser si les paramètres et hypothèses concernant les programmes évalués et dont le distributeur a déjà connaissance ont été intégrés au présent dossier tarifaire.

Réponse :

Les paramètres et hypothèses concernant les programmes évalués au cours de l'année 2013-2014 (PE103, PE202, PE210 et PE224) ne sont pas intégrés au présent dossier tarifaire.

36.2 Si non, veuillez élaborer sur l'opportunité de mettre à jour les paramètres de ces programmes en fonction des nouvelles données d'évaluation 2014 pouvant affecter, par exemple, leur rentabilité ou certaines de leurs modalités.

Réponse :

Les paramètres du programme PE111 cité en préambule ont été ajustés dans le présent dossier tarifaire, parce qu'au moment de son dépôt, l'évaluation du programme était terminée, le rapport d'évaluation avait été déposé à la Régie dans le cadre du suivi

administratif 2014 des évaluations des programmes du PGEÉ, la séance de travail avait été tenue et les réponses aux engagements pris à cette occasion avaient été fournies à la Régie. Dans ce contexte, la Régie et les intervenants ont accès aux justifications documentées des modifications proposées par Gaz Métro.

Si, dans son rapport de suivi d'évaluation, la Régie n'avait pas retenu certaines recommandations affectant les paramètres du programme, Gaz Métro aurait été en mesure de modifier sa preuve avant les audiences sur la Cause tarifaire 2015.

Gaz Métro n'a pas intégré les paramètres et hypothèses des programmes évalués au cours de l'année 2013-2014 (PE103, PE202, PE210 et PE224) à la Cause tarifaire 2015 parce que les évaluations ne sont pas terminées, que les rapports d'évaluation ne sont pas disponibles et n'ont pas été déposés à la Régie pour examen dans le cadre du processus administratif.

Gaz Métro prévoit déposer les rapports d'évaluation à la Régie au même moment que son rapport annuel, conformément à la décision D-2009-156 :

[49] Afin de favoriser l'allègement réglementaire et la cohérence de traitement entre les distributeurs et au sein même des programmes du PGEÉ, la Régie demande le dépôt de tous les rapports d'évaluation des programmes devant faire l'objet d'une évaluation selon le calendrier approuvé par la Régie (incluant le PGEÉ et le FEÉ), en même temps que le dépôt du rapport annuel de Gaz Métro. La Régie traitera l'ensemble de ces rapports d'évaluation par voie administrative et son rapport sera rendu public.

En lien avec les recommandations des évaluateurs, les modifications relatives aux hypothèses ou paramètres des programmes évalués seront alors intégrées à la Cause tarifaire 2016.

- 37. Référence :**
- (i) [Pièce B-0053-Gaz Métro-9, document 1, page 28](#) ;
 - (ii) [Rapport de suivi 2011 des évaluations, pages 15 et 16](#) ;
 - (iii) [Dossier R-3837-2013 Phase 3, Pièce C-UC-0044, page 8](#).

Préambule :

(i) Le tableau récapitulant les données relatives au programme PE103 (Thermostats électroniques programmables) indique que ce programme auquel un budget de l'ordre de 130 000 \$ est consacré, dont plus de 90 000 \$ pour une subvention de 30 \$ par thermostat installé, présente un TNT défavorable de l'ordre de 600 000 \$ et un test de participant TP de plus de 1 400 000 \$. La durée de vie indiquée pour ce programme est de 20 ans. Le surcoût de ces appareils est estimé à 100 \$ jusqu'à l'horizon 2017 par rapport au thermostat non programmable. Le distributeur précise qu'une évaluation de ce programme devrait être déposée au cours de l'automne 2014.

(ii) « [42] Cependant, 27 % des participants affirment ne pas avoir programmé leur nouveau thermostat depuis son installation et 3 % disent ne pas savoir comment le faire (taux d'effritement de 30 %). Ce constat, conjugué au fait que 17 % des participants ayant répondu au sondage ne peuvent se prononcer sur le principal bénéfice relié à l'utilisation d'un thermostat électronique programmable, semble inquiétant. À cet effet, la Régie note que, le 31 décembre 2009, la United States Environmental Protection Agency (EPA) et Ressources Naturelles Canada (RNCAN) ont tous deux suspendu l'homologation Energy Star pour les thermostats électroniques programmables. L'EPA mentionne reconnaître le potentiel associé à cette technologie, mais justifie sa décision sur la base d'un important besoin d'éducation des consommateurs sur la façon de mieux utiliser ce type de thermostats.

[43] L'évaluateur recommande à cet effet de cibler et d'intensifier les efforts de promotion dans le but d'encourager les clients qui installent un thermostat électronique programmable à le programmer. Gaz Métro prévoit répondre à cette recommandation au printemps et à l'automne 2011 par des communications de masse visant la promotion des thermostats électroniques programmables et l'importance de leur programmation. Des rencontres et des communications ciblées auprès des partenaires plombiers pour inciter à la programmation au moment de l'installation sont aussi prévues en 2011.

[44] L'évaluateur recommande également de suivre le développement de la nouvelle spécification sur les thermostats électroniques programmables par l'EPA et RNCAN. Gaz Métro indique s'être inscrite sur une liste d'envois dédiée à la nouvelle spécification « Climate Controls » de l'EPA en janvier 2011, afin d'en suivre les mises à jour.

[...]

« [50] Tenant compte, d'une part, d'un taux de pénétration possiblement supérieur à 46 %, et, d'autre part, du fait que 97 % des participants installent un thermostat lors de l'achat d'une nouvelle maison ou encore lors du remplacement ou de la conversion de leur système de chauffage⁴³, la Régie s'interroge sur la nécessité de maintenir ce programme actif, dans son format actuel. »

(ii) « UC considère que le programme de thermostat électronique programmable présente deux problématiques :

- la difficulté de rejoindre le marché existant
- le taux d'effritement de la programmation des thermostats. »

UC rappelle qu'entre 2006 à 2010, la proportion de participants qui ne programment pas le thermostat, est passée de 13 % à 30 %.

Demandes :

37.1 Veuillez justifier que le surcoût de 100 \$ de la technologie demeure constant jusqu'en 2017. Dans votre réponse, veuillez également indiquer quelle part de marché le thermostat de référence non électronique et non programmable occupe encore dans le marché.

Réponse :

Le surcoût des thermostats électroniques programmables a été estimé à 100 \$ dès l'année 2003. À la suite de la dernière évaluation du programme PE103, en novembre 2010, une vérification a permis de confirmer que le surcoût utilisé était toujours une estimation valable du coût incrémental des thermostats électroniques programmables.

Dans la Cause tarifaire 2015, Gaz Métro a utilisé ce surcoût comme paramètre du programme jusqu'en 2017, puisqu'aucune donnée plus récente n'était disponible.

L'évaluation du coût incrémental des thermostats électroniques programmable a cependant été identifiée comme un des thèmes de recherche importants dans le mandat d'évaluation du programme PE103 présentement en cours. Les résultats de cette évaluation réalisée par une firme externe indépendante au cours de l'année 2013-2014 seront déposés à la Régie en même temps que le rapport annuel 2013-2014 dans le cadre du suivi administratif des rapports d'évaluation des programmes du PGEE.

Le coût incrémental ainsi réévalué sera ainsi intégré aux paramètres du programme dans les prochaines causes tarifaires.

Gaz Métro n'a pas l'information sur la part de marché associée au thermostat non programmable. Toutefois, les résultats de l'évaluation du PE103 qui seront déposés à l'automne 2014 devraient permettre d'apporter des précisions sur ce thème.

- 37.2 Veuillez préciser quel pourcentage de participant ne programmant pas leur thermostat a été considéré et comment la réduction des économies qui en résulte a été prise en compte dans le tableau de la référence (i).

Réponse :

L'effritement de programmation a été traité dans le cadre de la dernière évaluation du programme PE103²⁰.

Le pourcentage de participants ne programmant pas leur thermostat (« effritement de programmation ») considéré par Gaz Métro est de 30 %.

Gaz Métro a également considéré la proportion de participants qui ne programment pas leur thermostat pour toute la période de chauffage (« effritement de période »), soit 11 %. Les économies annuelles nettes de 51 m³ présentées au tableau de la référence (i) tiennent compte des effets d'effritement de programmation.

²⁰ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_PGEE_GM/GM_5-RapportPE103-REVISE_18fev2011.pdf

- 37.3 Veuillez élaborer sur l'évaluation qui a été faite de l'utilisation du mode programmable des thermostats dans les années qui suivent leur installation et justifier la durée de vie de 20 ans des économies liées à la programmation, compte tenu du comportement des utilisateurs face à la programmation.

Réponse :

La mesure du pourcentage de participants ne programmant pas leur thermostat a été réalisée de façon ponctuelle lors de la dernière évaluation du programme PE103 et ne comprenait pas de suivi sur son évolution dans le temps. La durée de vie de 20 ans de la mesure ne tient donc pas compte des participants dont les thermostats sont programmés et qui pourraient arrêter de le faire, comme elle ne tient pas compte non plus des participants dont le thermostat n'est pas programmé et qui pourraient se mettre à le programmer, notamment à la suite de la promotion et la sensibilisation réalisée à cet effet par Gaz Métro.

- 37.4 La Régie constate que le programme présente un TNT défavorable, avec un TP fortement avantageux, mais un TCTR relativement bas en proportion du TP. Dans un tel contexte, veuillez justifier de maintenir une subvention de 30 \$ par thermostat, représentant 70 % des coûts du programme, plutôt que de se contenter de promouvoir la technologie et les avantages de la programmation et de mesurer ensuite l'impact de la campagne de promotion sur l'utilisation de la programmation.

Réponse :

La plus récente évaluation de l'effet d'opportunisme pour le programme PE103 est de 17 %. Il s'agit d'un indicateur déterminant qui démontre qu'une importante proportion des participants (83 %) n'auraient pas adopté un thermostat électronique programmable en l'absence du programme incitatif.

L'aide financière de 30 \$ représente 30 % du surcoût de 100 \$ pour inciter les clients à passer à l'action, au-delà des campagnes de sensibilisation sur l'importance de la programmation des thermostats auprès de la clientèle.

L'évaluation du programme PE103 est actuellement en cours et prévoit la mise à jour des paramètres du programme, dont l'effet d'opportunisme. Le rapport d'évaluation sera déposé à la Régie en même temps que le rapport annuel dans le cadre du processus administratif.

- 37.5 Veuillez préciser si les paramètres et hypothèses du programme PE103 présentés en référence (i) tiennent compte des plus récents résultats disponibles de l'évaluation en cours

du programme PE103 dont la publication est imminente. Si oui, veuillez élaborer. Si non, veuillez expliquer ou, le cas échéant, mettre à jour les paramètres du programme.

Réponse :

Veuillez vous référer aux réponses fournies aux questions 36.1 et 36.2

38. Référence : [Pièce B-0053-Gaz Métro-9, document 1, pages 34 et 55.](#)

Préambule :

En page 34, le distributeur explique que le programme PE111 se concentrera désormais sur les chaudières à condensation (ayant une AFUE de 90 % et plus) homologuées Energy Star et que les paramètres de ce programme ont été ajustés pour tenir compte de cette nouvelle modalité, tel que recommandé en recommandation 4 du rapport d'évaluation 2013.

En page 55, le distributeur explique que le programme PE210 vise les chaudières à condensation dont l'usage final est le chauffage des locaux ou les procédés. Il est précisé que ce programme s'adresse aussi bien aux bâtiments existants qu'aux nouveaux, qu'il peut intéresser à la fois les clients existants et les nouveaux clients. Le distributeur ajoute en page 56: « *L'évaluation du programme est prévue au cours de l'année 2013-2014 et le rapport d'évaluation sera déposé à la Régie à l'automne 2014.* »

Demandes :

38.1 Le programme PE111 étant désormais concentré sur les chaudières à condensation, veuillez élaborer sur les modalités du programme qui permettent de s'assurer de bénéficier réellement de l'efficacité accrue de ces chaudières, notamment au niveau de la vérification d'une température de retour vers la chaudière suffisamment basse en conditions typiques d'utilisation.

Réponse :

Dans les modalités actuelles des programmes PE111 et PE210, aucune ne vise à limiter la participation uniquement aux clients qui présenteraient les conditions d'utilisation idéales pouvant assurer le rendement maximal de la nouvelle chaudière. Même si ces conditions existaient, il serait difficile pour Gaz Métro de s'assurer qu'elles sont respectées.

L'évaluation du PE111 démontre que les applications et les configurations de systèmes de chauffage dans lesquelles les chaudières peuvent être installées ont un impact sur la température de retour de l'eau et sur l'efficacité. Gaz Métro considère que même si les efficacités des chaudières à condensation peuvent être diminuées dans certaines conditions, elles demeurent toutefois supérieures aux efficacités qui seraient obtenues par des chaudières à efficacité intermédiaire ou standard.

Gaz Métro s'assure cependant d'évaluer *a posteriori* l'impact sur les économies d'énergie dû au contexte d'utilisation de la chaudière. Une méthodologie à cet effet a été appliquée par l'évaluateur dans le cadre de l'évaluation du PE111 et une méthodologie similaire est actuellement utilisée pour l'évaluation en cours du PE210.

38.2 Même question pour le programme PE210, notamment pour les bâtiments et clients existants dont les systèmes de chauffage ont été initialement conçus pour fonctionner à des températures supérieures à la température de condensation.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse fournie à la question 38.1.

- 39. Références :** (i) [Pièce B-0053-Gaz Métro-9, document 1, pages 46 et 47;](#)
(ii) [Rapport de suivi 2011 des évaluations, pages 21 et 22.](#)

Préambule :

(i) Le Distributeur présente en page 46 un tableau récapitulant les paramètres et hypothèses du programme PE202-Chaudière à efficacité intermédiaire. Ce programme consiste à favoriser l'installation d'appareils autres que les appareils à condensation, ayant des rendements variant entre 85 et 90 % plutôt que des appareils ayant des efficacités de 80 à 82 %. Le distributeur précise en page 47: « *L'évaluation complète du programme est prévue durant l'année 2013-2014 et le rapport d'évaluation sera déposé à la Régie à l'automne 2014.* »

(ii) « [67] *Gaz Métro explique qu'à cause du surcoût des chaudières à condensation, « il est cohérent de croire que le type de chaudière le mieux adapté aux conditions et aux besoins des clients est installé par les partenaires installateurs ». Gaz Métro se fie donc à la compétence de ses partenaires qui ont reçu de la formation et qui ont accès à de l'information sur les technologies de chaudières.*

[68] *La Régie constate que, selon les paramètres actuels des deux programmes, il est possible que Gaz Métro subventionne l'installation de chaudières à efficacité intermédiaire chez des clients où l'utilisation de chaudières à condensation serait indiquée. Ce faisant, elle réduit le potentiel du marché à moyen et long terme du PE210. Il serait donc souhaitable que Gaz Métro examine cette possibilité lors d'une prochaine évaluation et que les conditions d'admissibilité des programmes PE202 et PE210 reflètent cette réalité.*

[69] *La Régie ne trouve aucune mention de ces considérations dans l'évaluation du processus de programme, dans l'évaluation de marché ou dans la mise à jour annoncée du potentiel technico-économique (PTÉ) de ces deux programmes.* »

Demandes :

39.1 Veuillez élaborer sur les modalités du programme qui permettent de réserver ces appareils uniquement aux clients dont les applications en conditions typiques d'utilisation n'offrent pas une température de retour vers la chaudière suffisamment basse pour bénéficier de l'efficacité accrue de la condensation. Si de telles modalités n'ont pas été prévues, veuillez justifier de subventionner des appareils d'efficacité intermédiaire à des clients qui pourraient bénéficier d'une meilleure efficacité énergétique avec des appareils également subventionnés par le distributeur grâce au programme PE210.

Réponse :

Gaz Métro considère qu'en réservant l'admissibilité au PE202 uniquement aux clients dont les applications ne permettent pas de bénéficier pleinement de l'efficacité accrue de la condensation, il est également possible que les clients refusés optent pour une chaudière à efficacité standard et ainsi ne réalisent pas les économies qu'ils auraient pu réaliser en participant au PE202.

Tel que recommandé par la Régie dans son rapport de suivi 2011 des évaluations (référence ii), Gaz Métro a inclus aux mandats d'évaluation en cours des programmes PE202 et PE210, des thèmes de recherches supplémentaires dans le but d'examiner davantage la possibilité que soulève la Régie.

Dans le cadre du processus administratif, les rapports d'évaluation seront déposés à la Régie en même temps que le Rapport annuel au 30 septembre 2014.

39.2 Veuillez préciser si les paramètres et hypothèses du programme PE202 présentés en référence (i) tiennent compte des plus récents résultats disponibles de l'évaluation en cours dont la publication est imminente. Si oui, veuillez élaborer. Si non, veuillez expliquer ou, le cas échéant, mettre à jour les paramètres du programme.

Réponse :

Veuillez vous référer aux réponses fournies aux questions 36.1 et 36.2.

40. Référence : [Pièce B-0053-Gaz Métro-9, document 1, page 78](#)

Préambule :

À propos de la reprise du programme *PE234 – Préchauffage solaire* non plus sous la forme d'un projet pilote, mais d'un programme visant l'atteinte de la rentabilité, le distributeur écrit :

« Pour l'année 2014-2015, sous réserve de la décision de la Régie à intervenir, le PGEÉ de Gaz Métro se consacrera à la relance du programme qui aura été suspendu pendant presque deux ans

(révision de la documentation et des outils de gestion, développement et mise en oeuvre d'un plan de commercialisation, etc.). Aucun participant n'est prévu au cours de cette année puisque les nouveaux participants engagés en 2014-2015 à la suite de la levée de la suspension du programme ne verraient des aides financières leur être versées qu'en 2015-2016. Gaz Métro ne demande donc aucun budget d'aide financière pour le PE234 pour l'année 2014-2015. Évidemment, sans participants et sans économies, mais avec des dépenses d'administration et de commercialisation, le programme ne sera pas rentable au cours de l'année où sa suspension sera levée. Sans surprise, il affiche donc un TCTR négatif en 2014-2015. »

Demandes :

- 40.1 Considérant que le projet pilote sur le préchauffage solaire a été terminé récemment, veuillez préciser les raisons pour lesquelles la relance du programme a besoin de prendre une année complète.

Réponse :

En fait, Gaz Métro n'envisage pas de prendre une année complète pour relancer le programme. Le programme sera relancé dès que la Régie aura levé sa suspension, probablement quelques mois après le début de l'année 2014-2015.

Gaz Métro devra réviser la documentation et les outils de gestion du programme. Elle devra également mettre en œuvre les plans de commercialisation et de communication qu'elle aura préparés. Ces activités devraient prendre plusieurs semaines à réaliser.

Dans ce contexte et en considérant le temps requis pour la réalisation des projets, les chances de voir des projets soumis par des participants après la levée de la suspension et que ces projets soient complétés à temps pour que les aides financières soient payées avant la fin de l'année 2014-2015 sont jugées faibles. Pour cette raison, Gaz Métro n'a pas prévu de participants ni d'aide financière pour la présente cause tarifaire.

Si certains participants réussissaient à compléter leur projet avant la fin de l'année financière 2014-2015, Gaz Métro pourrait alors verser l'aide financière requise à l'intérieur de l'enveloppe budgétaire globale autorisée par la Régie, en respectant les règles de dépassement budgétaire global et par marché fixées par la Régie.

- 40.2 Veuillez élaborer sur l'existence de projets qui pourraient être complétés avant la fin de l'année 2014-2015, notamment parmi ceux qui étaient en cours de soumission ou proches d'être soumis au projet-pilote, mais qui n'ont pas été réalisés au cours des deux dernières années à cause de la suspension du programme sous forme de projet-pilote.

Réponse :

Quoi que ce soit possible, il est très peu probable que des projets soumis au programme en 2014-2015 puissent se compléter en 2014-2015. C'est ce qui explique que Gaz Métro n'ait pas prévu de participants ni d'aides financières aux fins de la présente cause tarifaire.

La suspension du programme a été communiquée aux participants ayant soumis des demandes. Gaz Métro n'a pas d'information, ni effectué de suivi sur le statut de ces projets.

À la relance du programme, Gaz Métro pourra reprendre contact avec ces participants potentiels et remettre en place des actions de commercialisation pour solliciter de nouveaux participants dont le paiement des aides financières pourra être fait à partir de 2015-2016.

41. Référence : [Pièce B-0053-Gaz Métro-9, document 1, page 79](#)

Préambule :

« En réponse aux préoccupations de la Régie, Gaz Métro propose donc d'ajouter un critère d'admissibilité basé sur le PRI du projet. Ce critère permet d'assurer la rentabilité du programme PE234 en restreignant la participation aux projets les plus performants. »

Demandes :

41.1 Dans l'objectif d'assurer la rentabilité du programme PE234 tout en rendant un peu plus souple le critère de 20 ans du PRI maximal, veuillez élaborer sur la possibilité d'éliminer les subventions des projets qui ont un PRI très court avant subvention ou de plafonner le montant de la subvention de façon à ne pas descendre en-dessous d'un certain seuil de PRI à déterminer.

Réponse :

Gaz Métro croit qu'il y aurait effectivement lieu d'ajouter un critère basé sur une PRI minimale d'un an avant subvention ou de limiter l'aide financière au montant maximal requis permettant de ramener la PRI à un an afin d'éviter de verser des aides financières à des projets déjà rentables. Ce délai serait cohérent avec les autres programmes du PGEÉ impliquant un critère basé sur la PRI.

41.2 Veuillez proposer une valeur minimale de PRI en-dessous de laquelle toute subvention additionnelle devrait cesser d'être versée et indiquer à quelle valeur maximale de PRI cela permettrait de monter le critère d'admissibilité au programme PE234 tout en le maintenant rentable.

Réponse :

Tel que présenté à la réponse à la question 41.1, Gaz Métro propose d'ajouter un critère d'admissibilité basé sur une PRI minimale d'un an avant subvention et de limiter l'aide financière au montant maximal requis permettant de ramener la PRI à un an pour tous les autres participants.

Cette limite inférieure n'aurait cependant pas d'impact sur la limite maximale de PRI proposée par Gaz Métro en considérant l'historique des PRI des projets soumis au programme entre 2009 et 2012. Toute augmentation de la limite maximale de PRI aurait pour effet de réduire la rentabilité du programme.

La limite minimale de PRI permettrait cependant d'éviter de subventionner des projets déjà très rentables.

- 41.3 Veuillez élaborer sur la possibilité pour le distributeur de comptabiliser et de créditer au programme les économies des projets non subventionnés, mais influencés par la promotion du préchauffage solaire dans le cadre du programme PE234.

Réponse :

Gaz Métro évaluera les économies des projets non subventionnés, mais influencés par la promotion du programme PE234 Préchauffage solaire dans le cadre du prochain exercice de mesure des bénévoles (Programmes résidentiels et CII) et, suivant l'autorisation de la Régie, créditera ces économies au programme.