

**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 COMPTER 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.

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.
- 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.
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 réservée*¹⁷.

[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.
- 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.

- 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.

- 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.

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.

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

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.

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.

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.

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

- 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.
- 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.
- 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.

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.
- 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.

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.
- 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.

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 $1 \cdot 206 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$ ($45 \cdot 700 \text{ GJ/jour}$) 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. »

Demandes :

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

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

- 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.
- 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.
- 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.

- 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.

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

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

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.

17.2 Le cas échéant, veuillez indiquer quelle capacité (en $10^3\text{m}^3/\text{jour}$) représente la marge accordée à Gaz Métro par TCPL.

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.

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

**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 ($5\,749\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$), soit un débit horaire moyen de $237\,400\text{m}^3/\text{h}$. 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 $525\,000\text{m}^3/\text{h}$, 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 $237\,400\text{m}^3/\text{h}$ 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.
- 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.
- 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.

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.

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.
- 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.

21.3 Veuillez confirmer que, selon les données présentées, une augmentation de la capacité de vaporisation de $1\,135\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ entraîne une augmentation des besoins en transport de $26\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ ($1\,161 - 1\,135$) pour couvrir les besoins de l'hiver extrême.

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 liés 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).

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

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).

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.

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

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

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. »

Demandes :

- 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.

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.

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.

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

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

- 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.

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.
- 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.

- 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.

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.*

[...]

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.

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.

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

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.

- 31.5 Veuillez concilier l'impact de la variation de demande 2015 vs 2014 présenté à la ligne 100 de l'annexe 10 ($2\,192\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$) avec l'augmentation des besoins d'approvisionnement résultant de l'augmentation de la demande citée en référence (i).
- 31.6 Veuillez présenter l'annexe 10 en utilisant les 2 autres options mentionnées en référence (ii).

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.
- 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.
- 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.

PGEÉ

- 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 PGEÉ.
- (ii) Pour chacun des programmes du PGEÉ 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 PGEÉ.
- 33.2 Considérant que les mesures de plusieurs programmes du PGEÉ 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.
- 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.

- 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 assujéti 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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 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.

- 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.
- 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).

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.
- 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.

- 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.
- 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).
- 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.
- 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.
- 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.

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.
- 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.

- 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 récapitulatif des 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.
- 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.

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.

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.

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.
- 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.
- 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.