

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2012-071

R-3782-2011

13 juin 2012

PRÉSENTS :

Gilles Boulianne

Marc Turgeon

Françoise Gagnon

Régisseurs

Société en commandite Gaz Métro

Demanderesse

Décision

Demande d'examen du rapport annuel de Société en commandite Gaz Métro pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2011

1. INTRODUCTION

[1] Le 22 décembre 2011, Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro ou le distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) sa demande d'examen du rapport annuel pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2011 (le Rapport annuel). Elle dépose également, sous pli séparé, les pièces B-0064 et B-0066, pour lesquelles elle demande à la Régie d'accorder un traitement confidentiel.

[2] La demande comporte les informations requises aux termes de l'article 75 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi), de l'ordonnance G-396 de la Régie de l'électricité et du gaz, de la décision D-90-50² de la Régie du gaz naturel ainsi que des décisions D-2004-51³ et D-2004-196⁴ de la Régie.

[3] Gaz Métro demande à la Régie de :

« **ACCUEILLIR** la présente demande;

PRENDRE ACTE qu'aucune bonification de rendement n'a été réalisée et qu'il n'y a donc aucune différence entre le revenu net d'exploitation établi en fonction du taux pondéré du coût en capital autorisé de 7,64 % pour l'année financière terminée au 30 septembre 2011 (134,284 millions \$) et le revenu net d'exploitation établi à partir du taux pondéré du coût du capital de base de 7,64 % (134,284 millions \$), sur une base de tarification moyenne de 1 757,640 millions \$;

PRENDRE ACTE de l'atteinte, par Gaz Métro, d'un pourcentage global moyen de réalisation des indices de qualité de service de 99,9 % dans le cadre du Mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance, mais ne donnant pas droit à Gaz Métro de réaliser une bonification de rendement pour l'année financière 2010-2011, conformément à la décision D-2007-47;

PRENDRE ACTE du fait que, conformément à la décision D-2007-47, Gaz Métro conservera le quart du trop-perçu avant impôt, diminué de l'effet de l'atteinte des indices de qualité de service, soit le montant de 5,185 millions \$;

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

² Dossier R-3173-89.

³ Dossier R-3494-2002.

⁴ Dossier R-3529-2004.

PRENDRE ACTE du fait que Gaz Métro intégrera dans les tarifs applicables à compter du 1er octobre 2012 la quote-part du trop-perçu attribuable aux clients, additionnée de la part de la bonification de rendement remise aux clients de 0 million \$, soit la somme de 15,573 millions \$, ainsi que les intérêts capitalisés à cette date;

AUTORISER Gaz Métro à mettre fin au suivi relatif au projet de Senneville (R-3681-2008, Gaz Métro-19, Document 1);

PRENDRE ACTE de la réponse de Gaz Métro au suivi requis dans la décision D-2009-156 concernant les transactions d'échange géographique;

PRENDRE ACTE des réponses de Gaz Métro aux suivis requis dans la décision D-2010-144;

PRENDRE ACTE des réponses de Gaz Métro aux suivis requis dans la décision D-2011-073 ;

PRENDRE ACTE de la réponse de Gaz Métro au suivi requis par la Régie dans sa décision D-2011-092 concernant le projet de construction du nouveau bureau d'affaires de Rouyn-Noranda;

PRENDRE ACTE de la réponse de Gaz Métro au suivi requis par la Régie dans sa décision D-2011-148 concernant le projet d'extension de réseau jusqu'à la municipalité de Saint-Denis-sur-Richelieu;

PRENDRE ACTE de la réponse de Gaz Métro au suivi requis par la Régie dans sa décision D-2011-149 concernant le projet d'extension de réseau jusqu'à la municipalité de Thetford Mines;

PRENDRE ACTE des réponses de Gaz Métro aux suivis requis dans la décision D-2011-182. »

[4] Préalablement à la présente demande et conformément au processus prévu au Mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance (le Mécanisme incitatif) approuvé

par la Régie dans sa décision D-2007-47⁵, Gaz Métro présente, le 14 décembre 2011, le Rapport annuel au groupe de travail mis en place dans le cadre du Mécanisme incitatif (le Groupe de travail).

[5] Dans une lettre du 12 janvier 2012, la Régie avise les intervenants aux dossiers tarifaires R-3720-2010 et R-3752-2011 qu'elle entend procéder à l'examen de la demande sur dossier. Elle invite également ceux qui désirent participer à cet examen à l'en informer et de lui indiquer de quelle façon ils entendent le faire. Le 20 janvier 2012, la Régie constate qu'aucun intervenant ne désire participer à l'examen du dossier.

[6] Le 22 février 2012, une séance de travail se tient au bureau de la Régie.

[7] Le 28 février 2012, Gaz Métro soumet à la Régie, en complément au Rapport annuel, les suivis confidentiels soit les pièces B-0089 à B-0101, pour lesquelles le distributeur demande à la Régie d'accorder un traitement confidentiel. Gaz Métro soumet également la pièce B-0086 et la pièce B-0087 révisée à la suite de la séance de travail.

[8] Le 23 mars 2012, Gaz Métro dépose ses réponses à la demande de renseignements n° 1. Elle dépose également les pièces révisées B-0106 et B-0109. Enfin, elle dépose, sous pli séparé, l'annexe 3 de la pièce B-0107, pour laquelle elle demande à la Régie d'accorder un traitement confidentiel.

[9] Le 18 avril 2012, Gaz Métro dépose ses réponses à la demande de renseignements n° 2. Elle dépose également, sous pli séparé, les réponses 4.1, 5.2 et l'annexe 1 de la pièce B-0114 ainsi que les pièces B-0116 à B-0118 pour lesquelles elle demande à la Régie d'accorder un traitement confidentiel.

[10] Le 18 avril 2012, Gaz Métro dépose la pièce B-0115 qui contient ses réponses à la demande de renseignements n° 2 confidentielle, pour laquelle elle demande à la Régie d'accorder un traitement confidentiel.

[11] Le 26 avril 2012, Gaz Métro dépose la pièce B-0120 qui contient ses réponses à la demande de renseignements n° 3 confidentielle, pour laquelle elle demande à la Régie d'accorder un traitement confidentiel.

⁵ Dossier R-3599-2006.

[12] La Régie prend alors le dossier en délibéré.

[13] La présente décision traite de l'examen du Rapport annuel 2010-2011 de Gaz Métro (demande d'examen du Rapport annuel ou dossier de fermeture).

2. RÉSULTATS DE L'ACTIVITÉ RÉGLEMENTÉE

2.1 RÉSULTATS FINANCIERS ET EXPLICATIONS DES ÉCARTS

[14] Dans la décision D-2010-144⁶, la Régie autorisait un taux de rendement sur l'avoir des sociétaires de 9,09 % et un coût moyen de la dette de 6,89 %, ce qui correspond à un taux pondéré du coût en capital de 7,63 % après impôts⁷.

[15] La base de tarification moyenne s'élève à 1 757,6 M\$⁸. En utilisant ces paramètres, le revenu net d'exploitation autorisé est de 134,3 M\$. Gaz Métro a réalisé un revenu net d'exploitation de 149,1 M\$. La différence de 14,8 M\$⁹ constitue l'excédent de rendement après impôts que Gaz Métro a réalisé. Cet excédent est partagé entre les clients et Gaz Métro selon les règles établies dans le cadre du Mécanisme incitatif. Lorsqu'on additionne la part de l'excédent de rendement attribuée à Gaz Métro au rendement autorisé, le rendement sur l'avoir des sociétaires s'élève à 10,08 %¹⁰. En mode réel, le taux pondéré du coût en capital est de 8,02 % sur la base du coût moyen de la dette de 6,88 %¹¹ et de l'avoir des sociétaires de 10,08 %.

⁶ Dossier R-3720-2010.

⁷ Décision D-2010-149, dossier R-3720-2010, paragraphe 12.

⁸ Pièce B-0014, page 1.

⁹ Pièce B-0025, page 1.

¹⁰ Pièce B-0020, page 3.

¹¹ Pièce B-0020, page 3.

TABLEAU 1
RÉSULTATS FINANCIERS EN M\$

Revenu net d'exploitation réel	149,1
Moins: Revenu net d'exploitation autorisé calculé selon les paramètres réels	134,3
Excédent de rendement après impôts	14,8
Plus: Impôt présumé	6,0
Excédent de rendement avant impôts partagé entre les clients et Gaz Métro	20,8
Part des clients	15,6
Part de Gaz Métro	5,2

[16] Gaz Métro explique ainsi les résultats de fin d'année et les écarts constatés par rapport aux projections¹².

- La marge brute de distribution est en hausse de 7,9 M\$. Les ventes en service continu ont diminué de 3,2 M\$, mais la situation concurrentielle favorable du gaz naturel a permis des ventes additionnelles de 7,0 M\$ de gaz d'appoint concurrence et de ventes additionnelles de 4,1 M\$ aux clients de la grande entreprise au service interruptible.
- La marge brute de transport est en hausse de 15,0 M\$. Cette hausse s'explique par l'approvisionnement d'outils de transport à moindre coût.
- La marge brute d'équilibrage a diminué de 3,8 M\$. Cette baisse s'explique principalement par une hausse des coûts jumelée à une baisse de revenus partiellement neutralisée par la hausse des revenus d'optimisation.
- Les charges diminuent de 0,3 M\$, ce qui est attribuable à la diminution de 1,6 M\$ des charges d'exploitation et de 0,9 M\$ des charges d'amortissement. Ces baisses ont été compensées par une hausse des impôts sur le revenu, impôts fonciers et autres de 2,0 M\$.

¹² Pièce B-0006.

Conclusion

[17] La Régie se déclare satisfaite des explications de Gaz Métro sur les écarts observés par rapport aux projections du dossier tarifaire. Au terme de cet examen, elle reconnaît les résultats et écarts tels que présentés aux annexes 1 et 2 de la présente décision.

[18] **La Régie prend acte du fait que Gaz Métro conservera le quart du trop-perçu avant impôts, diminué de l'effet de l'atteinte des indices de qualité de service, soit la somme de 5,185 M\$, le tout conformément à la décision D-2007-47¹³.**

[19] **La Régie prend acte également du fait que Gaz Métro intégrera dans les tarifs applicables à compter du 1^{er} octobre 2012 la quote-part du trop-perçu attribuable aux clients, soit la somme de 15,573 M\$, ainsi que les intérêts capitalisés à cette date.**

Validation des résultats présentés pour la détermination du trop-perçu

[20] **La Régie prend acte du dépôt par Gaz Métro de la conciliation entre les états financiers vérifiés non consolidés en fournissant une conciliation entre le bilan et la base de tarification ainsi que les comptes hors base.**

[21] **De plus, elle prend acte du fait que Gaz Métro a cessé de présenter la conciliation effectuée sous pli confidentiel entre les états financiers consolidés vérifiés de Gaz Métro et ceux de ses filiales.**

2.2 RÉSULTATS DES INDICES DE MAINTIEN DE LA QUALITÉ DE SERVICE/BONIFICATION DE RENDEMENT

[22] Dans le cadre du Mécanisme incitatif, tant la bonification du rendement que le partage des trop-perçus en fin d'année sont fonction des résultats globaux de neuf indices de maintien de la qualité de service. Le tableau suivant présente les résultats atteints¹⁴.

¹³ Dossier R-3599-2006.

¹⁴ Pièce B-0013, page 3.

TABLEAU 2
INDICES DE QUALITÉ DE SERVICE

Indices de sécurité et de qualité de service	Pondération (%)	Résultat individuel (%)	Pourcentage de réalisation
Entretien préventif	10	99,9	100,0
Rapidité de réponse aux urgences	20	90,9	99,3
Rapidité de réponse aux appels téléphoniques	10	95,2	100,0
Fréquence des lectures de compteurs	10	99,2	100,0
ISO 14 001 (rapport BNQ)	10	100,0	100,0
Émissions de gaz à effet de serre	10	100,0	100,0
Satisfaction de la clientèle des tarifs D ₁ , D ₃ et D _M	15	91,8	100,0
Satisfaction de la clientèle des tarifs D ₄ et D ₅	5	90,4	100,0
Procédure de recouvrement et d'interruption de service	10	100,0	100,0
Moyenne pondérée – Pourcentage global de réalisation			99,87

[23] Pour l'exercice financier se terminant le 30 septembre 2011, le pourcentage global de réalisation des indices de qualité de service atteint par le distributeur est de 99,9 %. Il est égal à la moyenne pondérée des pourcentages de réalisation de chaque indice, tel qu'autorisé par la Régie dans sa décision D-2007-47¹⁵. Conformément au Mécanisme incitatif, Gaz Métro aurait droit à 99,9 % du gain de productivité réalisé qui avait été autorisé dans les tarifs et à 99,9 % de sa quote-part du trop-perçu¹⁶. Cependant, comme aucun gain de productivité n'était prévu au dossier tarifaire¹⁷, le distributeur a droit uniquement à 99,9 % de sa quote-part du trop-perçu.

¹⁵ Dossier R-3599-2006.

¹⁶ Conformément au Mécanisme présentement en place, D-2007-47, annexe, page 22.

¹⁷ Gaz Métro devait rembourser les clients pour la perte de productivité de l'année 2010.

[24] **La Régie prend acte de l'atteinte, par Gaz Métro, d'un pourcentage global moyen de réalisation des indices de qualité de service de 99,9 % dans le cadre du Mécanisme incitatif, ne lui donnant pas droit de réaliser une bonification de rendement pour l'année financière 2010-2011 conformément à la décision D-2007-47.**

[25] **La Régie prend acte du fait que, conformément à la décision D-2007-47, Gaz Métro conservera le quart du trop-perçu avant impôt, diminué de l'effet de l'atteinte des indices de qualité de service, soit un montant de 5,185 millions \$.**

2.3 REVENUS ET COÛTS D'APPROVISIONNEMENT

2.3.1 REVENUS DES SERVICES DE TRANSPORT ET D'ÉQUILIBRAGE

[26] Gaz Métro effectue des transactions d'optimisation à l'aide d'outils de transport et d'entreposage. Ces transactions peuvent soit répondre à des besoins opérationnels ou encore, être de nature financière. Pour l'année se terminant le 30 septembre 2011, 434 transactions ont été effectuées par Gaz Métro, soit 12 transactions pour des besoins opérationnels et 422 à des fins financières.

[27] Les transactions opérationnelles comprennent les ventes de transport a priori, les ventes de transport *Firm Transmission Long Haul* (FTLH) non utilisées ainsi que les échanges opérationnels.

[28] Les ventes de capacité de transport a priori permettent de ne pas détenir de transport excédentaire à la demande continue en journée de pointe et à la provision additionnelle définie pour répondre à la demande saisonnière en hiver froid. En 2011, deux transactions de ventes de transport FTLH a priori ont été effectuées pour des revenus totaux de 9,4 M\$.

[29] Les ventes de transport FTLH inutilisé sont faites dans le but de pallier aux variations journalières et saisonnières de la demande réelle par rapport à la demande prévue. Gaz Métro a également effectué des transactions de ventes de gaz naturel à Dawn qui équivalaient, selon le distributeur à vendre du gaz à Empress et à vendre du transport FTLH inutilisé d'Empress à Dawn. Au total, 10 transactions de revente de transport FTLH inutilisé ont été réalisées en 2011 et représentent des revenus de 0,8 M\$.

[30] Les transactions financières ne sont possibles pour Gaz Métro que lorsque les conditions de marché se présentent en temps et lieu opportuns et que le distributeur dispose d'un outil qui n'est pas pleinement utilisé par la demande de sa clientèle. Les transactions financières comprennent les transactions d'échange/cessions d'optimisation, les prêts d'espace ainsi que les transactions *Storage Transportation Service – Risk Alleviation Mechanism* (STS-RAM).

[31] Gaz Métro a conclu 418 transactions d'échanges/cessions d'optimisation pour des revenus de 5,2 M\$. Les trois transactions de prêt d'espace ont généré des revenus de 0,3 M\$. Des revenus de 2,5 M\$ ont été générés dans le cadre du Mécanisme d'allègement du risque pour le service de transport (STS-RAM).

Le tableau 3 présente la compilation annuelle des transactions d'optimisation.

TABLEAU 3
TRANSACTIONS D'OPTIMISATION

	Nombre de transactions	Revenus (M\$)
Ventes de transport	12	10,2
Échanges/cessions d'optimisation	418	5,2
Prêts d'espace	3	0,3
STS-RAM	1	2,5
Total	434	18,2

2.3.1.1 Revente de transport FTLH inutilisé

[32] Une part importante de l'approvisionnement en gaz naturel est maintenant réalisée à Dawn plutôt que dans l'Ouest canadien. Il s'en suit que la revente de transport FTLH

inutilisé n'est plus nécessairement la solution la plus appropriée pour optimiser les coûts d'approvisionnement.

[33] Les réponses de Gaz Métro aux demandes de renseignement ont convaincu la Régie que les ventes de transport FTLH inutilisé réalisées cette année étaient optimales : lors des journées où ces reventes ont eu lieu, aucun achat de gaz naturel à Dawn n'était programmé.

2.3.1.2 Revente de gaz naturel à Dawn

[34] Gaz Métro a vendu du gaz naturel à Dawn plutôt que de vendre le gaz à Empress et le transport FTLH correspondant. Gaz Métro justifie ces transactions en indiquant qu'elle pouvait ainsi réaliser l'opération en une seule étape¹⁸. Gaz Métro a, par la suite, fonctionnalisé le revenu de la vente de gaz naturel à Dawn en composantes fourniture, compression et transport. La part de la fourniture a été établie en considérant le prix du gaz naturel à Empress lors de la journée où chacune des transactions a été réalisée. La part de la compression a été établie en appliquant le taux de compression en vigueur au prix du gaz naturel à Empress. Quant à la part du transport, elle est obtenue, par différence, en soustrayant du revenu de la vente la part de la fourniture et la part de la compression. La valeur du transport est donc établie au prix du marché.

[35] Gaz Métro a inclus la portion transport des revenus de ces reventes de gaz naturel aux revenus des transactions opérationnelles.

[36] À la demande de la Régie, Gaz Métro présente une analyse comparative des revenus nets des deux solutions et conclut que la revente de gaz naturel à Dawn est plus avantageuse.

[37] La Régie constate que, dans son analyse, Gaz Métro a utilisé la moyenne de trois estimations du prix de revente du transport FTLH inutilisé, fournies par des firmes de courtage.

[38] La Régie considère que l'utilisation de la moyenne des trois estimations n'est pas appropriée. En effet, si Gaz Métro avait effectué les transactions, elle aurait vraisemblablement retenu celle présentant le prix de revente le plus élevé.

¹⁸ Pièce B-0030, page 3.

[39] Sur cette base, la Régie conclut que les revenus nets de la revente de gaz naturel à Dawn équivalent à peu près à ceux qui auraient résulté de la revente du gaz naturel à Empress et du transport FTLH inutilisé.

[40] À proprement parler, le Mécanisme incitatif ne prévoit pas de bonification à la vente de gaz naturel, alors que la vente d'outils de transport ou d'équilibrage est visée spécifiquement. Gaz Métro, cependant, en utilisant la fonctionnarisation a, en quelque sorte, décomposé les revenus de la transaction entre les composantes fourniture, compression et transport. La bonification a été appliquée uniquement à la portion transport.

[41] La Régie accepte de considérer la portion transport des revenus de la revente de gaz naturel à Dawn de la présente année comme des revenus de transactions d'optimisation compte tenu que :

- **la revente de transport FTLH inutilisé était une solution appropriée;**
- **les revenus nets de la revente de gaz naturel à Dawn étaient équivalents à ceux de la revente de gaz ainsi que du transport FTLH correspondant.**

2.3.1.3 Transactions d'optimisation – section confidentielle

[42] La Régie a posé un certain nombre de questions sur divers aspects des transactions d'optimisation réalisées. Cependant, certaines interrogations demeurent, notamment sur la gestion du risque de crédit.

[43] La Régie demande à Gaz Métro de divulguer, à partir du prochain dossier d'examen du rapport annuel, le cas échéant, les montants découlant du défaut ou de la faillite d'une contrepartie dans le cadre de toute transaction touchant l'approvisionnement en gaz naturel, le transport, ainsi que les transactions d'optimisation opérationnelles et financières. Spécifiquement pour le prochain dossier d'examen du rapport annuel, elle demande à Gaz Métro de fournir l'historique de ces montants au cours des 5 dernières années.

2.3.2 COÛTS D'APPROVISIONNEMENT

2.3.2.1 Coût annuel du transport, de l'équilibrage et de la distribution

[44] Dans sa décision D-2011-073, la Régie demandait à Gaz Métro de préparer, pour le présent dossier de fermeture, des notes explicatives pour les tableaux *Coût annuel du transport, de l'équilibrage et de la distribution*.

[45] Les notes explicatives déposées avec le rapport de fermeture ainsi que le document révisé - Coût annuel du transport, de l'équilibrage et de la distribution¹⁹ satisfont à la demande de la Régie. **La Régie demande que la définition des rubriques ainsi que les notes explicatives fassent dorénavant partie intégrante du dossier d'examen du rapport annuel ainsi que des dossiers tarifaires. La Régie demande également la présentation de la mise à jour, le cas échéant, de la définition des rubriques en mode « suivi des modifications ».**

2.3.2.2 Description des rubriques comptables utilisées dans le tableau : Demande et sources d'approvisionnement gazier

[46] Chaque année, la Régie est amenée à demander au distributeur des éclaircissements quant à la nature des transactions comptabilisées à l'une ou l'autre ligne du tableau *Demande et sources d'approvisionnement gazier*²⁰.

[47] **La Régie demande que Gaz Métro dépose désormais, au dossier d'examen du rapport annuel et au dossier tarifaire, une définition des rubriques du tableau *Demande et sources d'approvisionnement gazier* ainsi que des notes explicatives sur les variations significatives. La Régie demande également la présentation de la mise à jour, le cas échéant, de la définition des rubriques en mode « suivi des modifications ».**

¹⁹ Pièce B-0087, Gaz Métro-9, Document 3 Révisé.

²⁰ Pièce B-0029.

2.3.3 SUIVIS ANNUELS À LA SUITE DE DÉCISIONS DE LA RÉGIE

[48] **La Régie prend acte de la réponse de Gaz Métro au suivi requis dans la décision D-2009-156 relative aux transactions d'échange géographique.**

[49] **La Régie prend acte également de la réponse de Gaz Métro au suivi de la décision D-2010-144 relative aux revenus totaux d'extraction de liquides de gaz naturel réalisés en cours d'année et intégrés au calcul du tarif de fourniture et du gaz de compression²¹.**

2.4 COMPTE DE NIVELLEMENT DU GAZ PERDU

[50] La Régie constate que le taux réel de gaz perdu en 2010-2011 est de 0,52 %, soit un niveau plus élevé que le taux de gaz perdu autorisé (0,40 %). Un montant de 664 000 \$ est inclus au compte de frais reportés portant sur le gaz perdu en 2010-2011.

2.5 COMPTE DE NIVELLEMENT DE LA TEMPÉRATURE

[51] Gaz Métro utilise la méthode de normalisation approuvée dans la décision D-2007-116²² qui prend en compte l'effet de la température et du vent.

[52] En 2010-2011, la normalisation a eu un effet à la baisse sur les volumes de 6 457 103 m³ dû à un hiver légèrement plus froid que la normale. Après application de la méthode de la contrepartie parfaite, cette normalisation des volumes a conduit à une baisse de 1 141 000 \$ des revenus inscrits au compte de nivellement de la température.

²¹ Pièce B-0030, page 11.

²² Dossier R-3630-2007, page 43.

2.6 COMPTE DE FRAIS REPORTÉS ANNUEL RELATIF À LA REDEVANCE AU FONDS VERT

[53] Pour l'exercice 2010-2011, un crédit de 4 297 000 \$ a été imputé au compte de frais reportés relatif au Fonds Vert. Ce crédit comprend un montant de 668 000 \$, représentant l'écart entre la redevance budgétée de 40 248 000 \$ et la redevance effectivement payée par Gaz Métro de 39 580 000 \$, en plus d'un crédit de 3 629 000 \$ relié à l'écart entre le montant perçu de 44 387 000 \$ et le coût de service réel du Fonds vert de 40 758 000 \$.

[54] Le crédit de 4 297 000 \$ plus intérêts, devra être amorti sur cinq ans à compter de l'exercice 2012-2013 conformément à la décision D-2008-089²³.

2.7 RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT

[55] Dans sa décision D-2011-073²⁴, la Régie accepte la proposition de Gaz Métro de présenter la rentabilité a posteriori d'un plan de développement des ventes, la troisième année après la présentation a priori du plan de développement des ventes dans le dossier d'examen du rapport annuel. De plus, la Régie accepte que le distributeur présente un deuxième et dernier rapport de suivi, illustrant les résultats finaux, la sixième année suivant la présentation a priori du plan de développement. Finalement, la Régie accepte également de reporter au dossier d'examen du rapport annuel 2011, l'examen d'une nouvelle méthode pour établir la rentabilité a posteriori du marché commercial, institutionnel et industriel (CII).

[56] Au présent dossier, Gaz Métro propose une méthode pour établir la rentabilité a posteriori du plan de développement CII. Le distributeur propose d'effectuer le calcul de façon distincte pour les nouveaux clients et les ajouts de charge.

[57] Pour les nouveaux clients, le distributeur suit essentiellement la même méthode que celle proposée pour le marché résidentiel et approuvée par la Régie dans la décision D-2010-091²⁵. Il y apporte toutefois quelques ajustements pour faciliter le calcul. Ainsi, il propose que les volumes et revenus soient évalués au 30 juin et les investissements au

²³ Dossier R-3653-2007, page 20.

²⁴ Dossier R-3745-2010.

²⁵ Dossier R-3717-2009.

30 septembre de l'année où le suivi a posteriori doit être présenté. Il propose également un traitement particulier lorsqu'un nouveau client contracte un ajout de charge au cours de la période sur laquelle sa rentabilité a posteriori est évaluée.

[58] Pour les ajouts de charge, le distributeur propose de limiter l'évaluation de la rentabilité a posteriori aux projets pour lesquels il est capable de mesurer les volumes réels ajoutés. Selon ce critère, les résultats pour l'année 2009 montrent que 64 projets sur un total de 653 ont été exclus et que ces projets représentent 15 % des volumes ajoutés²⁶. Le distributeur indique également qu'il y a un délai qui varie d'un client à l'autre entre la signature de la vente et le début de la consommation. Il propose de débiter la mesure de la consommation des clients en ajout de charge six mois après la signature de la vente pour tenir compte de ce délai.

[59] Finalement, le distributeur propose de présenter la rentabilité a posteriori du plan de développement CII après trois ans et six ans, comme pour le marché résidentiel.

[60] Gaz Métro présente une comparaison de la rentabilité a posteriori par rapport à la rentabilité a priori du plan de développement CII 2009²⁷. Globalement la rentabilité a posteriori est légèrement inférieure à ce qui avait été prévu a priori soit 27,17 % au lieu de 27,75 %.

[61] La Régie accepte la méthode proposée par le distributeur pour évaluer la rentabilité a posteriori du marché affaires.

[62] Que ce soit pour les nouveaux clients ou les ajouts de charge, Gaz Métro propose d'établir les revenus a posteriori sur la base des tarifs de l'année pour laquelle la rentabilité a priori a été calculée. Elle propose également d'adopter cette méthode à l'établissement des revenus réels au marché résidentiel.

[63] En réponse à une demande de renseignement, Gaz Métro explique que l'ajustement des revenus réels, pour les ramener selon la grille tarifaire d'origine, neutralise l'effet des variations tarifaires sur les résultats de la rentabilité a posteriori. Selon elle, ceci permet un exercice de comparaison juste et fiable avec les résultats a priori, en utilisant des paramètres constants. La comparaison des données a priori versus a posteriori, toutes choses étant égales par ailleurs, permet ainsi de poser un jugement sur la qualité des

²⁶ Pièce B-0045, page 5.

²⁷ Pièce B-0045, pages 8, 10 et 11.

prévisions établies dans chacun des plans de développement annuel de Gaz Métro et de tirer des conclusions non biaisées sur leur performance.

[64] La Régie considère que, dans les faits, c'est la rentabilité réelle du plan de développement qui affecte le tarif. Lorsque cette dernière baisse en deçà du coût en capital prospectif, que ce soit à cause d'une erreur de prévision ou d'une baisse de tarif, l'impact tarifaire est le même soit une hausse pour l'ensemble de la clientèle. Elle note d'ailleurs que le distributeur reconnaît cet effet :

« Des actions ont donc été posées pour augmenter la rentabilité globale au résidentiel. Par contre, différents facteurs sont venus affecter le TRI et continueront de l'affecter dans les années à venir. Le principal facteur est lié aux variations tarifaires²⁸ ».

[65] La Régie considère qu'il est nécessaire de valider quels sont les éléments qui font varier la rentabilité réelle du plan de développement. Cette information permet d'ajuster les critères de sélection des projets et de guider les décisions d'investissements.

[66] En conséquence, la Régie permet au distributeur de continuer à présenter la rentabilité a posteriori des marchés résidentiels et affaires en utilisant la grille tarifaire d'origine, mais demande qu'il présente également la rentabilité taux de rendement interne (TRI) et le point mort tarifaire en utilisant les tarifs réels.

[67] En réponse à des demandes de renseignement²⁹, Gaz Métro donne les principales hypothèses utilisées dans l'établissement de son plan de développement et confirme que les coûts d'abandon sont inclus dans les coûts du plan de développement lorsque de tels coûts sont prévus.

[68] La Régie demande au distributeur de présenter à chaque dossier d'examen du rapport annuel, en annexe aux tableaux de rentabilité du plan de développement (a priori et a posteriori), les hypothèses de calcul utilisées, incluant les hypothèses et données réelles sur les coûts d'abandon, le cas échéant.

²⁸ Pièce B-0107, page 6.

²⁹ Pièce B-0106, pages 28 à 32.

2.8 PROGRAMME DE RABAIS À LA CONSOMMATION (PRC) ET PROGRAMME DE RÉTENTION PAR VOIE DE RABAIS À LA CONSOMMATION (PRRC)

[69] Dans la décision D-2011-182³⁰, la Régie demande à Gaz Métro de présenter, lors des dossiers d'examen du rapport annuel, un suivi des subventions des PRC et PRRC versées et des volumes prévus liés à ces subventions ainsi que la rentabilité des projets subventionnés, par marché, en distinguant pour le PRC, les nouvelles constructions et les conversions.

[70] Gaz Métro indique ne pas être en mesure de produire les analyses demandées. Elle ajoute devoir poursuivre ses analyses au cours des prochains mois et demande à ce que la Régie lui permette de faire un suivi dans le dossier d'examen du rapport annuel 2012.

[71] Par ailleurs, le distributeur s'interroge sur la pertinence de faire une analyse a posteriori des projets subventionnés par le PRRC, puisque ces derniers ne requièrent pas d'investissement et présentent donc toujours des rentabilités dépassant 100 %.

[72] La Régie constate, à la suite de l'examen des réponses du distributeur aux demandes de renseignement, que les données dont le distributeur dispose ne permettent pas d'effectuer facilement les suivis demandés dans la décision D-2011-182. Le distributeur effectue le même constat et demande que le mode de présentation des suivis soit discuté avec la Régie au cours d'une rencontre administrative.

[73] La Régie reconnaît qu'une telle rencontre lui permettrait d'apprécier les contraintes liées à la disponibilité de données réelles dans le système client du distributeur. **Conséquemment, la Régie fixera ultérieurement, avant le dépôt du prochain dossier d'examen du rapport annuel, la tenue d'une rencontre avec le personnel technique de la Régie sur les méthodes qui pourraient être envisagées pour présenter la rentabilité a posteriori des projets recevant des subventions PRC et PRRC dans le cadre du dossier d'examen du rapport annuel.**

³⁰ Dossier R-3752-2011.

3. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

3.1 PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PGEÉ)

[74] Au 30 septembre 2011, Gaz Métro a atteint 92 % des économies annuelles de gaz naturel prévues pour l'année financière 2010-2011, soit 29 487 686 m³ économisés sur un objectif de 32 045 206 m³. Ces économies d'énergie proviennent presque exclusivement des secteurs ventes aux grandes entreprises (61 %) et CII (38 %)³¹.

[75] Pour réaliser ces économies d'énergie, Gaz Métro a dépensé 12 331 954 \$, soit 99 % du budget prévu (12 493 247 \$). Puisque les charges sont inférieures au budget autorisé par la Régie et conformément à la section 3.1.5 du Mécanisme incitatif, l'écart de 161 293 \$ constaté en fin d'exercice, a été viré à un compte de frais reportés (CFR). Ce CFR constitue un montant à redistribuer aux clients, portant rémunération, à intégrer aux tarifs de l'année 2013³².

[76] **La Régie prend acte des résultats du PGEÉ 2011 de Gaz Métro.**

[77] **Compte tenu de ces résultats, la Régie autorise Gaz Métro à accéder à 100 % de l'incitatif à la performance relatif au PGEÉ au montant de 4 M\$, tel que prévu au Mécanisme incitatif.**

[78] Gaz Métro fait état des résultats et des dépenses associés au PAEE pour les 12 mois terminés le 30 septembre 2011, par programme et par poste budgétaire³³. **Afin de compléter ces tableaux, la Régie demande à Gaz Métro d'ajouter, à la section de suivi du PGEÉ des rapports annuels à venir, un tableau de bord basé sur le modèle de celui qui est déposé en dossier tarifaire³⁴. La Régie demande également à Gaz Métro d'identifier, dans ce tableau, toute donnée qui différerait de celles utilisées dans le cadre du dossier tarifaire initial.**

³¹ Pièce B-0041, pages 2 et 49. Les programmes destinés aux clients du secteur commercial, institutionnel et industriel ont permis des économies d'énergie de 11 092 390 m³ et ceux destinés aux clients des ventes aux grandes entreprises ont permis des économies d'énergie de 17 898 548 m³.

³² Pièce B-0041, pages 2 et 3.

³³ Pièce B-0041, pages 49 à 51, tableaux I, II et III.

³⁴ Par exemple, au dossier R-3752-2011, Phase 2, pièce B-0157, page 15 (tableau X).

[79] Gaz Métro soumet également à la Régie, depuis le dossier R-3618-2006, les résultats des analyses de rentabilité *a posteriori* pour chacun des programmes du PAEE³⁵. **La Régie demande à Gaz Métro de fournir, spécifiquement, la valeur de chacun des paramètres économiques utilisés aux fins de ces analyses de rentabilité ainsi que les références de ces paramètres.**

[80] **La Régie prend acte des résultats du test du coût total en ressources (TCTR) présentés par Gaz Métro pour chacun des programmes du PGEÉ.** La Régie constate que l'ensemble des programmes est moins rentable que prévu de près de 2 M\$ et que la plupart d'entre eux présentent une rentabilité négative qui est compensée par celle des programmes ventes grandes entreprises (VGE).

[81] Par ailleurs, Gaz Métro présente le pourcentage, par programme, des dossiers engagés avant le début de l'année financière 2010-2011, mais comptabilisés dans le Rapport annuel³⁶. Or, la Régie constate que ces taux ne peuvent être appliqués au nombre de participants nets figurant au tableau. En effet, Gaz Métro précise que la colonne « *% payé engagé en 2010-2011* » du tableau 6 est calculée sur le nombre de participants **bruts** afin de refléter la réalité entre le nombre de dossiers payés et engagés. Le nombre de participants nets n'est présenté au tableau 3 qu'à titre de référence³⁷.

[82] Afin que le tableau présentant la répartition des participants réels (tableau VII) soit plus utile, **la Régie demande à Gaz Métro de le modifier, pour que la répartition des participants réels en fonction de l'année d'engagement des projets (colonnes 1 et 2) puisse être appliquée au nombre de participants nets du programme (colonne 3).**

[83] La Régie tient compte du fait qu'une large proportion des dossiers comptabilisés en 2010-2011 semble avoir été initiée avant le début de l'année financière examinée. **La Régie demande à Gaz Métro d'élaborer, dans le prochain dossier tarifaire, sur l'opportunité d'une analyse de rentabilité, d'une prévision et d'un suivi des programmes du PGEÉ portant sur une période de deux ou trois ans.**

[84] **Enfin, la Régie prend acte et se déclare satisfaite de la réponse fournie, pour 2011, à la demande incluse dans la décision D-2011-182³⁸, en lien avec la justification**

³⁵ Pièce B-0041, page 54 (tableau VI).

³⁶ Pièce B-0041, page 55 (tableau VII).

³⁷ Pièce B-0114, page 16.

³⁸ Dossier R-3752-2011, Phase 2, page 27 (paragraphe 72).

des écarts entre les objectifs et les résultats des programmes *PE207-Études de faisabilité* (CII) et *PE211-Études de faisabilité* (VGE).

3.2 RAPPORT ANNUEL DU FONDS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (FEÉ)

[85] Pour l'année financière 2010-2011, le FEÉ a atteint 97 % des économies annuelles prévues, pour un total de 1 867 451 m³. Le nombre de participants nets a été de 328 par rapport à une prévision de 279, soit un pourcentage de réalisation de 118 %.

[86] Au cours de l'année 2010-2011, le FEÉ a dépensé 3 129 985 \$ pour réaliser son plan d'action, ce qui correspond à 80 % du budget de 3,9 M\$ autorisé par la Régie. Ce niveau de dépense est comparable à celui de 2009-2010³⁹.

[87] Le coût unitaire des mesures et programmes du FEÉ passe de 0,87 \$/m³ économisé en 2009-2010 à 1,67 \$/m³ économisé en 2010-2011. Bien qu'il s'agisse d'un écart allant du simple au double, la Régie constate que la performance du FEÉ est supérieure aux données prévisionnelles pour 2010-2011⁴⁰. En effet, la performance de programmes *PS150-Récupérateurs de chaleur*, *PC410-Construction* et *PC420-Rénovation* s'avère meilleure que prévu.

[88] **La Régie prend acte des résultats du plan d'action 2010-2011 du FEÉ, présentés conformément à la décision D-2006-140.**

[89] Le tableau 4 présente l'évolution du FEÉ en 2010-2011 :

³⁹ Pièce B-0106, pages 11 et 13; D-2011-073, dossier R-3745-2010, page 22. Les dépenses du FEÉ en 2009-2010 ont été de 3 040 217 \$.

⁴⁰ D-2011-073, dossier R-3745-2010, page 22; pièce B-0106, page 14. En 2010-2011, le ratio des dépenses/économies réalisées est de 1,67 \$/m³, par rapport à un ratio prévisionnel du budget/économies prévues de 2,03 \$/m³.

**TABLEAU 4 - ANALYSES DES ENTRÉES ET SORTIES D'ARGENT AU FEÉ
POUR L'EXERCICE 2010-2011⁴¹**

	Ajustement de la quote-part à l'Agence de l'efficacité énergétique (AEÉ) (\$)	Dépenses de l'exercice (\$)	Revenus d'intérêts (\$)	Solde reporté (\$)
Solde d'ouverture (au 1^{er} octobre 2010)				11 932 027
Octobre 2010 à septembre 2011	632 973	(3 129 985)	783 292	
Solde de fermeture (au 30 septembre 2011)				10 218 307

[90] Conformément aux décisions D-2009-156 et D-2009-162, un montant de 4 777 758 \$ a été prélevé du solde du FEÉ lors de l'exercice 2010, représentant 92,6 % du solde du CFR relatif à la quote-part payable à l'AEÉ, tel qu'anticipé au 30 septembre 2009. L'écart entre les soldes réel et anticipé de ce CFR (632 973 \$) a été maintenu dans un autre CFR en 2010, pour être reversé au FEÉ en 2011.

[91] Considérant que le solde redressé du FEÉ⁴² est supérieur à quatre fois le montant du budget approuvé pour 2011 par la Régie⁴³, le Mécanisme incitatif prévoit un congé de la contribution variable de la clientèle au FEÉ.

[92] Le tableau 5 reproduit les résultats du test du coût total en ressources (TCTR) par programme.

⁴¹ Pièce B-0106, page 30.

⁴² Solde de FEÉ au 30 septembre 2011 (10,218 M\$) + montant total de la quote-part à l'AEÉ assumé par le FEÉ suivant la D-2009-156 (5,537 M\$) = 15,755 M\$

⁴³ Décision D-2010-144; le budget autorisé est de 3,9 M\$.

TABLEAU 5 – RÉSULTATS DU TCTR PAR PROGRAMME⁴⁴

Programmes	TCTR (impact net) (\$)		
	Prévisionnel	Réel	Écart
<i>Résidentiels</i>	<i>(12 091)</i>	<i>(16 313)</i>	<i>(4 222)</i>
PR330	(2 623)	(3 142)	(519)
PR340	(9 467)	(13 170)	(3 703)
<i>Sociocommunautaires</i>	<i>34 898</i>	<i>(771 650)</i>	<i>(806 548)</i>
PFR160	(8 222)	(7 671)	551
PFR120	161 456	(638 283)	(799 739)
PS150	(1 461)	2 771	4 232
PS151	(116 875)	(128 468)	(11 592)
<i>CII</i>	<i>3 893 901</i>	<i>1 694 248</i>	<i>(2 199 653)</i>
PC410	(57 866)	197 925	255 791
PC420	4 266 635	1 896 993	(2 369 642)
PC440	(299 080)	(378 724)	(79 644)
PC460	(15 788)	(21 945)	(6 158)
<i>Total</i>	<i>3 916 708</i>	<i>906 285</i>	<i>(3 010 423)</i>

[93] La Régie note que l'impact réel du TCTR du FEÉ est 4,3 fois moins élevé que les prévisions. Elle constate également que sept des dix programmes du FEÉ présentent une rentabilité négative.

[94] L'écart de plus de trois millions de dollars entre la rentabilité projetée et la rentabilité réelle s'explique presque entièrement par les programmes de rénovation du FEÉ. En effet, la rentabilité du programme *PS120-Rénovation* (sociocommunautaire) est de près de 800 000 \$ moins élevée que prévue et celle du programme *PC420-Rénovation* (CII) est inférieure de plus de 2,3 M\$ aux prévisions.

⁴⁴ Pièce B-0106, page 40.

3.3 PROJETS SUBVENTIONNÉS PAR LE COMPTE D'AIDE À LA SUBSTITUTION D'ÉNERGIES PLUS POLLUANTES (CASEP)

[95] En 2010-2011, les projets subventionnés par le CASEP ont touché 353 clients pour des volumes déplacés de 3 921 106 m³. Le combustible déplacé est le mazout et génère une réduction de 5 374 tonnes d'émissions de CO₂. Les sommes utilisées aux fins du CASEP en 2010-2011 s'élèvent à 2 260 329 \$, dont 1 739 900 \$ représentent les sommes engagées dans l'année 2010-2011 qui seront déboursées en 2011-2012. Le TRI de l'ensemble des projets réalisés est de 8,25 % avec un point mort tarifaire de 16,44 années.

4. PRODUITS FINANCIERS DÉRIVÉS

[96] Conformément aux décisions D-2001-214 et D-2007-47, Gaz Métro dépose le rapport annuel de performance de son programme de produits dérivés. Ce programme vise trois objectifs, soit stabiliser le coût d'acquisition du gaz naturel, à limiter l'impact des flambées de prix et préserver la position concurrentielle du gaz naturel face à l'électricité.

[97] Gaz Métro constate la baisse significative des prix du gaz naturel qui a eu lieu au cours de l'année 2011 et les déboursés importants entraînés au niveau de son programme de dérivés financiers. La moyenne des prix de l'indice *Canadian Gas Price Reporter* (CGPR) a été de 3,54 \$/GJ, un niveau bien inférieur aux moyennes de 2009 et 2010 qui s'établissaient à 4,69 \$/GJ et 4,35 \$/GJ respectivement.

[98] La Régie note la conclusion de Gaz Métro à l'effet que, dans ce contexte marqué par des prix relativement faibles et stables, le programme de produits financiers dérivés a permis de construire un portefeuille qui a atteint un des trois objectifs visés, soit la préservation de la position concurrentielle du gaz naturel face à l'électricité. **La Régie estime que les explications de Gaz Métro relatives à l'atteinte des objectifs sont raisonnables, étant donné le contexte actuel de prix du gaz naturel.**

[99] La Régie observe que le programme actuel de dérivés financiers atténue l'impact de la hausse des prix du gaz naturel lors de cycles haussiers, mais limite les possibilités de tirer avantage de toute faiblesse temporaire des prix du gaz naturel sur les marchés financiers.

5. SUIVIS

5.1 SUIVIS DES PROJETS DE DÉVELOPPEMENT

[100] Gaz Métro présente le suivi annuel des projets suivants :

- Projet Versant Soleil
- Projet Bulletin G-18;
- Projet Senneville;
- Projet usine LSR;
- Projet d'intégration de l'application FICH dans SAP;
- Projet d'investissement visant la construction d'un bureau d'affaires à Rouyn Noranda;
- Projet d'extension de réseau jusqu'à Saint-Denis-sur-Richelieu;
- Projet d'extension de réseau entre Vallée-Jonction et Thetford Mines;
- Nouvelle franchise pour desservir les territoires des régions du Bas-St-Laurent, de la Gaspésie et de la Côte-Nord.

[101] **La Régie prend acte du suivi de ces projets.**

[102] Gaz Métro demande à la Régie de mettre fin au suivi du projet de travaux de réfection sur le territoire de Senneville. **La Régie accueille la demande de Gaz Métro de mettre fin à ce suivi**, les conditions établies dans la décision D-97-25⁴⁵ ayant été atteintes.

5.2 RAPPORT DE SUIVI ASSOCIÉ À L'ACTIVITÉ DE VENTE DE GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ (GNL)

[103] En réponse à une demande de la Régie dans sa décision D-2010-144, Gaz Métro dépose un rapport de suivi associé à l'activité de vente de GNL.

[104] Dans le dossier tarifaire, aucun volume de vente associé à l'activité de vente de GNL n'avait été projeté. Au dossier de fermeture, le distributeur indique avoir vendu un

⁴⁵ Dossier R-3371-97.

volume de 27 930 m³ et a déduit de son revenu requis un coût de 11 251 \$ relativement au service de fourniture, compression, transport, équilibrage et distribution.

[105] Le distributeur mentionne qu'il a erronément utilisé comme tarif de référence le tarif 5.8 pour évaluer les coûts associés aux fonctions équilibrage et distribution plutôt que le tarif 5.7. Il évalue avoir surestimé le coût d'équilibrage à retrancher du revenu requis de 236,85 \$ et sous-estimé le coût de distribution de 27,65 \$⁴⁶.

[106] En réponse à une question de la Régie, Gaz Métro précise sa position au sujet de l'impact des erreurs de prévision entre le dossier tarifaire et le dossier de fermeture de l'activité de vente de GNL sur les trop-perçus et, en conséquence, sur la bonification versée à l'actionnaire. Elle précise que seuls les écarts de prévisions relativement aux coûts associés à l'activité de distribution, excluant le Fonds vert, et à l'équilibrage ont une incidence sur les trop-perçus ou les manques à gagner.

[107] Le distributeur soumet que ces écarts de prévisions, comme pour les autres éléments du dossier tarifaire, sont constatés en fin d'exercice et soumis aux règles de partage définies par le Mécanisme incitatif. Ce traitement procédural, de l'avis du distributeur, est en conformité avec la décision D-2011-030 de la Régie. Il mentionne qu'une modification au traitement réglementaire qui permettrait de neutraliser les écarts de prévisions constituerait une modification au Mécanisme incitatif.⁴⁷

[108] **La Régie rappelle l'importance du suivi des transactions relatives à l'activité de vente de GNL puisqu'il s'agit, d'une part, de transactions entre affiliés et, d'autre part, de l'utilisation d'un service réglementé aux fins d'activité non réglementée.** Plusieurs règles ont été élaborées dans les décisions D-2010-144 et D-2011-030 pour encadrer ces transactions. Le suivi de fin d'année permet de s'assurer de la conformité des opérations effectuées et des coûts retranchés à l'activité réglementée.

[109] **Après examen du suivi, la Régie constate trois non-conformités à ses décisions.** Deux d'entre elles ont été reconnues par le distributeur, soit l'identification des coûts relatifs aux services de distribution et d'équilibrage découlant de l'utilisation du tarif 5.8 plutôt que le tarif 5.7. Dans la mesure où le montant associé à ces erreurs est négligeable, la Régie juge qu'il n'y a pas lieu de corriger dans le cadre du présent dossier. **Cependant, le distributeur devra, dans les prochains dossiers de fermeture, fournir les**

⁴⁶ Pièce B-0114, pages 4 et 5.

⁴⁷ Pièce B-0114, pages 3 et 4.

hypothèses qu'il utilise pour établir le tarif d'équilibrage et de distribution de l'usine de LSR.

[110] L'autre non-conformité provient du fait qu'aucun coût relatif au maintien de la fiabilité d'approvisionnement n'a été pris en compte. Rien n'est mentionné au dossier sur le traitement ou le non-traitement de cette rubrique. La Régie en déduit que le faible volume de vente de GNL durant l'hiver ne pouvait justifier le recours à des outils pour le maintien de la fiabilité. Cependant, la Régie réitère qu'il est important de bien identifier et documenter ces coûts. **En conséquence, lors du prochain dossier de fermeture, la Régie juge que le distributeur devra se conformer aux décisions rendues à ce sujet et documenter ses actions ou non-actions relativement au maintien de la fiabilité. Elle rappelle également que le plan d'approvisionnement du distributeur devra être mis à jour, dans la mesure où les volumes réels sont plus élevés que les volumes prévus.**

[111] **Pour les autres éléments de coûts attribués à l'activité GNL, la Régie les juge conformes à ses décisions.**

[112] En ce qui a trait aux erreurs de prévision entre le dossier tarifaire et le dossier de fermeture, la Régie partage l'avis du distributeur à l'effet que seuls les coûts relatifs aux fonctions équilibrage et distribution peuvent avoir un impact sur les trop-perçus ou manque à gagner en fin d'année. Gaz Métro quantifie cet écart, pour le présent dossier de fermeture, à 281 \$⁴⁸. **Cependant, la Régie considère que les coûts relatifs à l'utilisation de l'usine de LSR qui sont fonctionnalisés dans les coûts d'équilibrage ont aussi un impact sur les trop-perçus ou manques à gagner de fin d'année.** Pour le dossier en cours, ces coûts sont de l'ordre de 3 433 \$⁴⁹.

[113] Dans sa décision D-2010-057, la Régie mentionne que l'activité de vente de GNL est une activité non réglementée⁵⁰. Dans sa décision D-2010-144, la Régie demande au distributeur d'introduire un facteur exogène pour s'assurer que les opérations du distributeur en regard des ventes relatives à l'activité GNL n'auront pas d'impact sur la bonification identifiée en début d'année. **La Régie considère également que les écarts de prévisions pour les opérations relatives à l'activité de GNL ne devraient pas avoir d'impact sur les trop-perçus ou manques à gagner à partager en fin d'année. La Régie juge que faire autrement aurait pour conséquence d'associer un écart de**

⁴⁸ Soit la somme des lignes 11+12+14, de la pièce B-0109, page 1, colonne «écart des coûts en \$».

⁴⁹ Pièce B-0109, page 1, colonne «écart des coûts en \$ », ligne 4.

⁵⁰ Décision D-2010-057 (R-3727-2010), page 8.

prévision de l'activité de vente de GNL à un gain de productivité pour l'activité réglementée, ce qui serait contraire à l'esprit de ses décisions.

[114] **En conséquence, la Régie demande que les écarts de prévisions qui ont un impact sur les trop-perçus et les manques à gagner, à savoir les montants des lignes 4, 11, 12, et 14 du tableau de la pièce B-0109, page 1, doivent être retranchés du montant des trop-perçus ou manque à gagner avant d'appliquer le pourcentage de partage convenu dans le Mécanisme incitatif.** La Régie considère que cette étape additionnelle ne modifie en rien les paramètres de partage du Mécanisme incitatif. Compte tenu des faibles montants en cause dans le présent dossier, la Régie demande d'appliquer cette modification uniquement à compter du prochain dossier de fermeture.

5.3 SUIVIS ANNUELS À LA SUITE DE DÉCISIONS DE LA RÉGIE

[115] Gaz Métro présente les suivis annuels suivants :

- Rapport d'activités du Groupe DATECH
- Flexibilité tarifaire
- Rapport sur la méthode de normalisation

[116] **La Régie prend acte de ces suivis annuels.**

6. INFORMATIONS CONFIDENTIELLES

6.1 SUIVIS CONFIDENTIELS

[117] Lorsqu'un document est soumis à la Régie au soutien d'une demande, il est considéré être un document de nature publique. Selon l'article 30 de la Loi, la Régie peut déclarer qu'un document est confidentiel. Toutefois, la reconnaissance du caractère confidentiel d'un document doit être considérée comme un acte de nature plutôt exceptionnelle.

[118] Tel que mentionné précédemment aux paragraphes 7 et 9, Gaz Métro demande de

traiter de façon confidentielle les pièces suivantes :

B-0089	Détail de la dette à long terme États financiers non consolidés Balance de vérification Comptes à recevoir (à payer) de sociétés apparentées Rapport de mise en marché Les états financiers des entreprises suivantes :
B-0090	Gaz Métro Inc. non consolidé
B-0091	Valener et Société en commandite Gaz Métro consolidé
B-0092	Société en commandite de financement Gaz Métro Plus
B-0093	Société en commandite Gaz Métro Plus
B-0094	Société en commandite Sogener
B-0095	Northern New England Energy Corporation and subsidiaries
B-0096	Vermont Gas Systems, inc
B-0097	Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
B-0098	Aqua-Data Inc. et 3632491 Canada Inc.
B-0099	Corporation Champion Pipe Line Limitée
B-0100	Portland Natural Gaz Transmission System
B-0101	Green Mountain Power consolidated
B-0116	Beaupré Éole 4 S.E.N.C.
B-0117	Beaupré Éole S.E.N.C.
B-0118	Gaz Métro Éole Inc.

[119] Selon l'affidavit déposé le 28 février 2012, Gaz Métro affirme que ces pièces contiennent des informations financières qui ne sont pas connues du public et qui, si elles étaient rendues publiques, risqueraient de causer un préjudice commercial à Gaz Métro et à ses filiales.

[120] La Régie constate que le dépôt des états financiers présentés chaque année sous pli confidentiel n'est encadré ni par une décision ni par une disposition du guide de dépôt.

Afin de clarifier les exigences de dépôt des états financiers des sociétés apparentées, pour que la Régie ait en main les informations utiles à l'étude du dossier de fermeture, elle demande à Gaz Métro de déposer, dans le cadre des prochains dossiers de fermeture, les états financiers des filiales qu'elle détient à 100%. Elle lui demande aussi de déposer les états financiers des filiales dans lesquelles sa participation est inférieure à 100 % mais qui sont réglementées et qui opèrent dans le secteur de l'énergie.

[121] La Régie note aussi que les états financiers de Valener et Société en commandite Gaz Métro consolidé font partie des pièces déposées sous pli confidentiel. Ces documents, qui se retrouvent dans le rapport annuel de Valener, sont disponibles au public sur le site internet de Valener. Bien qu'historiquement les états financiers consolidés de Gaz Métro aient été déposés sous pli confidentiel, la Régie considère qu'il serait opportun de réviser cette pratique. Gaz Métro est d'accord avec ce changement de pratique⁵¹.

[122] Étant donné que ce sont des documents publics, la Régie demande donc qu'à compter du dossier de fermeture 2012, Gaz Métro dépose sans demande de traitement confidentiel les états financiers de Valener et Société en commandite Gaz Métro consolidé.

[123] Dans le cadre de l'étude de la pièce B-0089, la Régie a examiné la liste des transactions entre sociétés apparentées, des comptes à recevoir ou à payer aux sociétés apparentées ainsi que des prêts ou emprunts entre sociétés apparentées. La Régie constate que les critères qui permettent la fabrication de ces listes n'ont pas fait l'objet d'une révision depuis de nombreuses années. Elle juge qu'il y aurait lieu de revoir la présentation de ces données afin d'en permettre une meilleure compréhension. À cet effet, elle considère qu'une rencontre avec le personnel technique de la Régie serait le forum approprié pour réviser la présentation des transactions avec les sociétés apparentées.

[124] La Régie fixera ultérieurement, avant le dépôt du prochain dossier d'examen du rapport annuel, la tenue d'une rencontre avec le personnel technique de la Régie sur le sujet des transactions entre sociétés apparentées et leur présentation dans le cadre du dossier d'examen du rapport annuel.

[125] La Régie s'est aussi penchée sur une transaction entre Valener et Gaz Métro, portant sur les frais de 1,6 M\$ facturés par Valener à sa filiale, dans le cadre d'une

⁵¹ Pièce B-0115.

convention d'administration et de soutien de gestion signée en 2010 pour une période de 15 ans. Ces frais portaient sur la participation de Valener dans Gaz Métro et aux questions relatives aux sociétés ouvertes.

[126] La Régie comprend que Gaz Métro était, jusqu'en 2010, une société ouverte et assumait elle-même les frais liés à une société ouverte. Toutefois, la création de Valener s'est produite en même temps que certains investissements de cette dernière dans les parcs éoliens. Selon les états financiers de Valener⁵², cette dernière anticipe que 24,5 % des flux de trésorerie prévus à compter de l'exercice 2014 proviendront de la participation dans les parcs éoliens de la seigneurie de Beaupré.

[127] La Régie note que le prochain dossier tarifaire sera présenté sur la base du coût de service. L'étude des charges liées à l'actionnariat public n'a pas été abordée depuis la création du Mécanisme incitatif. La situation du groupe corporatif est en changement. La répartition des charges liées à l'actionnariat public entre les filiales de Valener devient donc un sujet sur lequel la Régie doit se pencher.

[128] En conséquence, **la Régie demande à Gaz Métro de présenter la justification de la répartition des frais liés aux sociétés ouvertes entre les activités réglementées et non réglementées dans le cadre du dossier tarifaire 2013.**

[129] La pièce B-0089 comprend cinq documents qui étaient déposés de façon publique l'an dernier. Le texte de l'affidavit déposé le 28 février 2012 ne fait pas référence à ces documents de façon spécifique. Après avoir questionné le changement de statut de ces documents, la Régie constate que la nature des réponses n'est pas entièrement convaincante pour certains d'entre eux. En effet, en ce qui a trait aux états financiers non consolidés, le détail de la dette à long terme et le rapport de mise en marché, elle note que des documents relativement semblables se retrouvent soit dans le dossier tarifaire, soit dans le dossier de fermeture. **La Régie ne requiert pas de complément à l'affidavit dans le cadre du présent dossier. Elle demande toutefois à Gaz Métro de soumettre ces pièces de façon publique ou avec accès restreint, selon le cas, dans le cadre du prochain dossier de fermeture.**

[130] **La Régie accueille la demande du distributeur de traiter de façon confidentielle les états financiers des entreprises privées non réglementées par la**

⁵² Ils se retrouvent à la page 5 des états financiers présentés dans le site <http://www.valener.com/Investisseurs/Investisseur2.aspx>

Régie (pièces B-0088 à B-0101 et B-0116 à B-0118) ainsi que les documents soumis sous la cote B-0089, déposés au dossier de fermeture. À des fins de suivi et de comparaison, la Régie considère opportun de conserver, pour un délai de deux ans, ces états financiers, au terme duquel ils seront retournés à Gaz Métro.

6.2 AUTRES DEMANDES DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL DE CERTAINES PIÈCES

[131] Tel que mentionné précédemment aux paragraphes 1, 8, 9, 10 et 11, Gaz Métro demande à la Régie de traiter de façon confidentielle les pièces B-0064, B-0066, l'annexe 3 de la pièce B-0107, les réponses 4.1, 5.2 et l'annexe 1 de la pièce B-0114 ainsi que la pièce B-0115 et la pièce B-0120.

[132] Les demandes de traitement confidentiel sont appuyées d'affidavits à l'exception de celles visant les pièces B-0115 et B-0120 qui sont des réponses à des demandes de renseignement confidentiels. Les motifs allégués au soutien de ces demandes peuvent se résumer ainsi :

- sans ordonnance de confidentialité, la communication d'informations visées par les demandes de traitement confidentiel entraînerait la divulgation d'informations commerciales sensibles, tels des prix, l'identification des contreparties contractuelles aux transactions, le tarif de consommation continue dont bénéficient les clients parties aux transactions, etc. Il s'agit d'informations qui doivent demeurer confidentielles afin de ne pas porter atteinte à des négociations contractuelles futures et causer un préjudice commercial au détriment de l'ensemble de la clientèle;
- de plus, la divulgation des informations contreviendrait aux termes d'ententes qui exigent le maintien de leur confidentialité.

[133] **La Régie accueille la demande de Gaz Métro de traiter de façon confidentielle les pièces B-0064, B-066, l'annexe 3 de la pièce B-0107, les réponses 4.1, 5.2 et l'annexe 1 de la pièce B-0114, la pièce B-0115 et la pièce B-0120.**

7. FRAIS DE PARTICIPATION

[134] La Régie accorde un montant forfaitaire de 500,00 \$ aux membres du Groupe de travail pour leur participation à la rencontre relative à la présentation du Rapport annuel, tenue le 14 décembre 2011, auquel sont ajoutées, le cas échéant, les taxes applicables. Les montants à payer aux intervenants sont donc les suivants :

- | | |
|---|------------|
| • Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) | 500,00 \$; |
| • Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ) | 537,44 \$; |
| • Option consommateurs (OC) | 537,44 \$; |
| • Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) | 574,88 \$; |
| • Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) | 574,88 \$; |
| • Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) | 574,88 \$; |
| • Union des municipalités du Québec (UMQ) | 500,00 \$. |

[135] **VU ce qui précède;**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE la présente demande;

PREND ACTE qu'aucune bonification de rendement n'a été réalisée et qu'il n'y a donc aucune différence entre le revenu net d'exploitation établi en fonction du taux pondéré du coût en capital autorisé de 7,64 % pour l'année financière terminée au 30 septembre 2011 (134,284 millions \$) et le revenu net d'exploitation établi à partir du taux pondéré du coût du capital de base de 7,64 % (134,284 millions \$), sur une base de tarification moyenne de 1 757,640 millions \$;

PREND ACTE de l'atteinte, par Gaz Métro, d'un pourcentage global moyen de réalisation des indices de qualité de service de 99,9 % dans le cadre du Mécanisme

incitatif, ne lui donnant pas droit de réaliser une bonification de rendement pour l'année financière 2010-2011, conformément à la décision D-2007-47;

PREND ACTE du fait que, conformément à la décision D-2007-47, Gaz Métro conservera le quart du trop-perçu avant impôt, diminué de l'effet de l'atteinte des indices de qualité de service, soit le montant de 5,185 millions \$;

PREND ACTE du fait que Gaz Métro intégrera dans les tarifs applicables, à compter du 1^{er} octobre 2012, la quote-part du trop-perçu attribuable aux clients soit la somme de 15,573 millions \$, ainsi que les intérêts capitalisés à cette date;

AUTORISE Gaz Métro à mettre fin au suivi relatif au projet de Senneville (R-3681-2008, Gaz Métro-19, Document 1);

PREND ACTE de la réponse de Gaz Métro au suivi requis dans la décision D-2009-156 concernant les transactions d'échange géographique;

PREND ACTE des réponses de Gaz Métro aux suivis requis dans la décision D-2010-144;

PREND ACTE des réponses de Gaz Métro aux suivis requis dans la décision D-2011-073 ;

PREND ACTE de la réponse de Gaz Métro au suivi requis par la Régie dans sa décision D-2011-092 concernant le projet de construction du nouveau bureau d'affaires de Rouyn-Noranda;

PREND ACTE de la réponse de Gaz Métro au suivi requis par la Régie dans sa décision D-2011-148 concernant le projet d'extension de réseau jusqu'à la municipalité de Saint-Denis-sur-Richelieu;

PREND ACTE de la réponse de Gaz Métro au suivi requis par la Régie dans sa décision D-2011-149 concernant le projet d'extension de réseau jusqu'à la municipalité de Thetford Mines;

PREND ACTE des réponses de Gaz Métro aux suivis requis dans la décision D-2011-182;

ACCUEILLE la demande de Gaz Métro de traiter de façon confidentielle les pièces B-0064, B-0066, B-0089 à B-0101, B-0115 à B-0118, B-0120, l'annexe 3 de la pièce B-0107 et les réponses 4.1, 5.2 et l'annexe 1 de la pièce B-0114;

INTERDIT la divulgation, la publication et la diffusion des pièces B-0064, B-0066, B-0115, B-0120, l'annexe 3 de la pièce B-0107 et les réponses 4.1, 5.2 et l'annexe 1 de la pièce B-0114 et les renseignements qu'elles contiennent;

INTERDIT la divulgation, la publication et la diffusion des états financiers des entreprises privées non réglementées par la Régie, déposés au dossier de fermeture comme pièces B-0089 à B-0101, B-0116 à B-0118 et B-0120, ainsi que les renseignements qu'ils contiennent pour un délai de deux ans, au terme duquel ils seront retournés à Gaz Métro;

DEMANDE à Gaz Métro de divulguer à partir du prochain dossier de fermeture, le cas échéant, les montants découlant du défaut ou de la faillite d'une contrepartie dans le cadre de toute transaction touchant l'approvisionnement en gaz naturel, le transport, les transactions d'optimisation opérationnelles et financières. Pour le prochain dossier de fermeture spécifiquement, elle demande à Gaz Métro de fournir l'historique de ces montants au cours des 5 dernières années;

PERMET au distributeur de continuer à présenter la rentabilité a posteriori des marchés résidentiels et affaires en utilisant la grille tarifaire d'origine, mais **DEMANDE** qu'il présente également la rentabilité (TRI) et le point mort tarifaire en utilisant les tarifs réels;

DEMANDE à Gaz Métro de présenter à chaque dossier de fermeture, en annexe aux tableaux de rentabilité du Plan de développement (a priori et a posteriori), les hypothèses de calcul utilisées incluant les hypothèses et données réelles sur les coûts d'abandon le cas échéant;

DEMANDE à Gaz Métro de présenter la justification de la répartition des frais liés aux sociétés ouvertes entre les activités réglementées et non réglementées dans le cadre du dossier tarifaire 2013;

ORDONNE à Gaz Métro de payer aux participants à la réunion du Groupe de travail du 14 décembre 2011 les frais octroyés à la section 7, dans les 30 jours de la présente décision;

ORDONNE à Gaz Métro de se conformer à chacune des ordonnances, demandes, prescriptions et conditions énoncées dans la présente décision, selon les délais fixés.

Gilles Boulianne
Régisseur

Marc Turgeon
Régisseur

Françoise Gagnon
Régisseur

Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro) représentée par M^e Hugo Sigouin-Plasse

ANNEXE 1

ÉTAT DES RÉSULTATS DE L'ACTIVITÉ RÉGLEMENTÉE POUR L'EXERCICE FINANCIER TERMINÉ LE 30 SEPTEMBRE 2011

Annexe 1 (1 page)

G. B.

M. T.

F. G.

<i>En millier de dollars</i>	Résultat		Revenu net
Description	de		d'exploitation
	<u>l'entreprise</u>	<u>Trop-perçu</u>	<u>(Gaz Métro-4, doc 1 col 2)</u>
REVENUS			
Revenus	1 509 164		1 509 164
Normalisation due à la température	(1 141)		(1 141)
Revenus normalisés de vente de gaz	1 508 022		1 508 022
Fourniture	(565 679)		(565 679)
Compression	(10 889)		(10 889)
	931 454		931 454
Rabais à la consommation et autres	(38)		(38)
CASEP	(1 000)		(1 000)
Revenus après rabais	930 416		930 416
FRAIS DE TRANSPORT, D'ENTREPOSAGE ET D'ÉQUILIBRAGE			
	387 157		387 157
MARGE BRUTE SUR LES VENTES DE GAZ NATUREL			
	543 259		543 259
Trop-perçu de l'année	0	(20 758)	(20 758)
Portion de la bonification à remettre aux clients	0		0
Autres revenus d'exploitation	5 484		5 484
MARGE BÉNÉFICIAIRE BRUTE			
	548 743	(20 758)	527 985
Dépenses d'exploitation	156 992		156 992
Plan global en efficacité énergétique	12 943		12 493
Fonds en efficacité énergétique	0		0
Amortissement des immobilisations	86 087		86 087
Amortissement des frais reportés	19 646		19 646
Amortissement des comptes stab. Tarif	22 193		22 193
Amortissements	(0)		(0)
Impôts fonciers et autres	63 894		63 894
Frais financiers	0		0
Amortissement des frais d'émission de la dette	0		0
Nivellement des frais financiers	0		0
Frais financiers et autres	0		0
Autres revenus	0		0
Trop-perçu des associés	0		0
Incitatif PGEÉ	0		0
Activités complémentaires	0		0
Total des dépenses	361 305	0	361 305

Bénéfice des associés avant participation au bénéfice des filiales et coentreprises	187 438	(20 758)	171 291
Participation au bénéfice des filiales			
Participation au bénéfice des coentreprises			
Bénéfice des associés	187 438	(20 758)	166 680
Dépense d'impôts futurs	0		0
Impôts sur le revenu	38 370	(5 974)	32 396
Bénéfice net	149 068	(14 784)	134 284

Source : Pièce B-0011, page 1.

ANNEXE 2

COMPARAISON DES RÉSULTATS RÉELS DE L'ACTIVITÉ RÉGLEMENTÉE AVEC LE BUDGET POUR L'EXERCICE FINANCIER TERMINÉ LE 30 SEPTEMBRE 2011

Annexe 2 (1 page)

G. B.

M. T.

F. G.

<i>En milliers de dollars</i>	Projections	Résultats réels	
<u>Description</u>	<u>D-2010-144</u> ⁽¹⁾	(Gaz Métro-4, doc. 2, col. 9)	<u>Écart</u>
REVENUS			
Revenus	1 616 500	1 509 164	(107 336)
Normalisation due à la température	0	(1 141)	(1 141)
Revenus normalisés de vente de gaz	1 616 500	1 508 023	(108 477)
Fourniture	(699 919)	(565 679)	134 240
Compression	(19 717)	(10 889)	8 828
Revenus avant rabais et autres	896 864	931 454	34 590
Rabais à la consommation et autres	(46)	(38)	8
CASEP	(1 000)	(1 000)	0
Revenus après rabais	895 818	930 416	34 598
FRAIS DE TRANSPORT, D'ÉQUILIBRAGE ET DE DISTRIBUTION	371 649	387 157	15 508
MARGE BRUTE SUR LES VENTES DE GAZ NATUREL	524 169	543 259	19 090
Trop-perçu de l'année	0	(20 758)	(20 758)
Portion de la bonification à remettre aux clients		0	0
AUTRES REVENUS D'EXPLOITATION	5 039	5 484	444
MARGE BÉNÉFICIAIRE BRUTE	529 208	527 985	(1 223)
DÉPENSES			
Dépenses d'exploitation	158 600	156 992	(1 608)
Plan global efficacité énergétique	12 493	12 493	0
Fonds efficacité énergétique	0	0	0
Amortissement des immobilisations	86 894	86 087	(807)
Amortissement des frais reportés	41 921	41 839	(82)
Fonds vert	40 248	40 248	1
Impôts fonciers et autres	23 988	23 646	(342)
Impôt sur le revenu	29 886	32 396	2 510
Total des dépenses	394 030	393 702	(328)
REVENUS NETS D'EXPLOITATION	<u>135 179</u>	<u>134 284</u>	<u>895</u>
QUOTE-PART			
Quote-part du trop-perçu avant impôt		5 185	5 185
Incitatif à l'atteinte du PGEÉ		4 000	4 000
Impôt sur le revenu	-	(2 643)	(2 643)
	<u>0</u>	6 542	6 542
-		-	

BÉNÉFICE RÉGLEMENTÉ	135 179	140 825	5 647
BASE DE TARIFICATION MOYENNE	<u>1 771 682</u>	<u>1 757 640</u>	(14 042)
TAUX PONDÉRÉ DU COÛT DU CAPITAL AUTORISÉ	<u>7,63%</u>	<u>7,64%</u>	<u>0,01%</u>
TAUX PONDÉRÉ DU COÛT DU CAPITAL RÉALISÉ		<u>8,02%</u>	

⁽¹⁾ Le budget 2011 a été redressé pour refléter les ordonnances suivantes de l'Office national de l'énergie et de la Commission de l'énergie de l'Ontario :
 TCPL - suite à l'ordonnance AO-1-TGI-04-2010 de l'ONE, la Régie nous a transmis sa lettre d'approbation le 4 mars 2011
 Union - suite à l'ordonnance EB-2010-0148 de la CEO, la Régie nous a transmis sa lettre d'approbation le 21 décembre 2010.

Source : Pièce B-0010.