

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2008-140

R-3662-2008

12 novembre 2008

PRÉSENTS :

Gilles Boulianne

Richard Carrier

Louise Rozon

Régisseurs

Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro)

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent à la page suivante

Décision — phase 2

*Demande de modifier les tarifs de Société en commandite
Gaz Métro à compter du 1^{er} octobre 2008*

Intervenants :

- Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Hydro-Québec dans ses activités de distribution (HQD);
- Option consommateurs (OC);
- Regroupement des gestionnaires et copropriétaires du Québec (RGCQ);
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ);
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- TransCanada Energy Ltd. (TCE);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION	5
2. CONCLUSIONS RECHERCHÉES	5
3. PROCESSUS D'ENTENTE NÉGOCIÉE.....	6
3.1 Rapport déposé par le Groupe de travail.....	6
3.2 Application du Mécanisme	7
3.2.1 Établissement du revenu requis	7
3.2.2 Principaux éléments.....	9
3.3 Particularités pour l'année tarifaire 2009.....	9
3.3.1 Traitement des vacances accumulées	9
3.3.2 Propositions du Groupe de travail	10
3.3.3 Dissidences de TCE.....	12
3.3.4 Dissidence 3.2 : augmentation du palier 4.10	15
3.4 Modifications aux dispositions tarifaires et au texte des Tarifs.....	17
3.5 PGEÉ.....	19
3.5.1 Résultats du PGEÉ 2008	19
3.5.2 Objectifs d'économie d'énergie et budget demandé en 2009.....	20
3.5.3 Rentabilité des programmes	22
3.5.4 Coûts évités	23
3.5.5 Allocation tarifaire et impact tarifaire	25
3.5.6 Modifications aux programmes.....	25
3.5.7 Évaluation des programmes	26
3.5.8 Suivi des résultats de 2008.....	26
3.5.9 Suivi de la décision D-2007-116	27
3.6 Programme de produits financiers dérivés.....	28
3.7 Programme de flexibilité tarifaire.....	29
3.8 Établissement des tarifs.....	29
3.8.1 Ajustement tarifaire global.....	29
3.8.2 Stratégie tarifaire	31
3.9 Conclusion sur le rapport du Groupe de travail	31

4. SUJETS TRAITÉS EN AUDIENCE	32
4.1 Taux de rendement.....	32
4.1.1 Demande.....	32
4.1.2 Formule d’ajustement automatique du taux de rendement.....	32
4.1.3 Frais d’émission.....	35
4.2 Plan d’approvisionnement gazier – horizon 2009-2011	36
4.2.1 Demande de gaz naturel.....	36
4.2.2 Contexte et stratégies d’approvisionnement	36
4.2.3 Planification annuelle 2009.....	38
4.2.3.1 Prévision de la journée de pointe.....	38
4.2.3.2 Provision additionnelle à la demande de la journée de pointe	39
4.2.3.3 Transport Parkway-Dawn C1	41
4.2.3.4 Revenus d’optimisation.....	42
4.2.4 Plan d’approvisionnement 2009-2011	48
4.2.4.1 Scénarios favorable et défavorable	48
4.2.4.2 Provision additionnelle.....	50
4.2.4.3 Impact des ports méthaniers	50
4.2.4.4 Comparaison des prévisions	51
4.2.5 Transactions réalisées avec TCE	51
4.3 Méthode de normalisation des revenus.....	52
4.4 FEÉ.....	55
4.4.1 Suivi 2008.....	55
4.4.2 Objectif d’économie d’énergie et budget demandé en 2009	56
4.4.3 Rentabilité	57
4.4.4 Modifications aux programmes.....	58
4.4.5 Suivi de la décision D-2007-116	59
4.5 Quote-part annuelle payable à l’AEÉ.....	59
4.6 Solde de déviation.....	60
4.7 Développement du marché résidentiel.....	62
4.7.1 Extension des frais de raccordement au réseau et extension d’application des dispositions relatives au raccordement	62
4.7.2 Établissement des frais de remise en service en fonctions des volumes	63
5. MODALITÉS D’APPLICATION DE LA PRÉSENTE DÉCISION	63
DISPOSITIF.....	64
ANNEXE	67

1. INTRODUCTION

Le 20 février 2008, Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro ou le distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande de modification de ses tarifs et de certaines conditions à compter du 1^{er} octobre 2008. La demande est amendée à quatre reprises, soit le 9 avril, le 12 juin, le 12 août et le 2 septembre 2008.

Les intéressés suivants obtiennent le statut d'intervenant : l'ACIG, la FCEI, le GRAME, HQD, OC, le RGCQ, le ROEÉ, le RNCREQ, S.É./AQLPA, TCE, l'UC et l'UMQ.

L'audience s'est déroulée sur six jours, du 21 août au 28 août 2008. La Régie a pris la demande en délibéré le 2 septembre 2008.

Dans la présente décision, la Régie se prononce sur les modifications tarifaires demandées.

2. CONCLUSIONS RECHERCHÉES

Les conclusions recherchées par Gaz Métro, selon la demande ré-amendée du 2 septembre 2008, sont :

*« **RECONDUIRE** jusqu'au 30 septembre 2010 le programme de flexibilité tarifaire mazout pour les clients des tarifs D_1 , D_3 et D_M déjà reconduit jusqu'au 30 septembre 2009 par la décision D-2007-116;*

***APPROUVER** les modifications proposées au compte de nivellement relatif aux variations de la température;*

***APPROUVER** le plan d'approvisionnement de Gaz Métro pour l'exercice 2009, tel que prévu à l'article 72 de la Loi;*

***APPROUVER**, pour l'exercice financier 2009, les volumes totaux pouvant être protégés en vertu du «Programme de produits financiers dérivés», ainsi que le plafond applicable aux contrats d'échange à prix fixes;*

***APPROUVER** l'application à l'exercice 2009 du mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance approuvé par la Régie dans sa décision D-2007-47;*

AUTORISER l'utilisation des sommes imputées au Fonds d'efficacité énergétique (FEÉ) conformément au plan d'action du FEÉ;

AUTORISER un taux de rendement sur l'avoir des actionnaires de 9,57% incluant une bonification de 0,32% résultant de l'application du mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance de Gaz Métro;

AUTORISER un coût en capital moyen de 7,69% sur la base de tarification;

AUTORISER, dans l'évaluation des projets d'investissements prévus par Gaz Métro pour l'exercice financier 2009, un coût en capital prospectif de 6,75% résultant de l'utilisation des taux déterminés selon les paramètres contenus dans la décision D-97-25;

MODIFIER, à compter du 1er octobre 2008, les tarifs de Gaz Métro de façon à ce qu'ils génèrent les revenus requis s'élevant à environ 930 746 000 \$, de façon à permettre à Gaz Métro de récupérer l'ensemble de ses coûts;

AUTORISER la répartition tarifaire proposée;

APPROUVER le texte des tarifs proposé;

APPROUVER les modifications proposées au traitement comptable des soldes de déviation;

APPROUVER les modifications proposées au traitement comptable des vacances accumulées;

APPROUVER le traitement comptable proposé pour la quote-part payable à l'Agence de l'efficacité énergétique ainsi que son allocation aux divers clients de Gaz Métro en fonction de clés de répartition. »

3. PROCESSUS D'ENTENTE NÉGOCIÉE

3.1 RAPPORT DÉPOSÉ PAR LE GROUPE DE TRAVAIL

Le 15 avril 2008, dans sa décision D-2008-050, la Régie autorisait la mise en place d'un Groupe de travail dont les participants admissibles sont les intervenants reconnus au dossier. Elle adoptait également les lignes directrices du processus d'entente négociée (PEN) et déterminait les sujets devant faire l'objet d'une preuve distincte pour étude en audience, ceux référés au PEN et ceux devant faire l'objet de rapports à la Régie.

Le 10 juin 2008, les membres du Groupe de travail énoncent leur accord sur le contenu des pièces décrites à la pièce B-35-Gaz Métro-2, document 3, page 1. Le Groupe de travail est d'avis que les pièces produites par Gaz Métro respectent le mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance (le Mécanisme) approuvé dans la décision D-2007-047¹.

Le rapport du Groupe de travail contient des abstentions et des dissidences. D'une part, la FCEI et OC s'abstiennent quant au Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ), tandis que l'ACIG, la FCEI, OC, le RGCQ, l'UC et l'UMQ s'abstiennent au sujet de toutes questions liées au taux de rendement.

D'autre part, la FCEI est dissidente quant au paiement de la contribution au Fonds en efficacité énergétique (FEÉ) et TCE exprime des dissidences sur différents sujets, soit l'utilisation des données du dossier R-3653-2007, l'augmentation tarifaire du palier 4.10, l'étude de l'allocation du coût du PGEÉ et du FEÉ, la formation d'un groupe de travail sur le développement du marché commercial, institutionnel et industriel (CII), la présentation des méthodes et calculs des facteurs d'allocation et sur le calcul des facteurs exogènes.

3.2 APPLICATION DU MÉCANISME

3.2.1 ÉTABLISSEMENT DU REVENU REQUIS

Le fonctionnement du Mécanisme est basé sur une comparaison entre le revenu plafond et le revenu requis en début d'exercice.

Lorsque le revenu requis est inférieur au revenu plafond, l'écart est considéré comme un gain de productivité. Ce dernier est partagé à parts égales entre les clients et Gaz Métro, sous forme d'ajustement tarifaire pour les premiers et de bonification du rendement de base sur l'avoir des actionnaires ordinaires pour le second.

Lorsque le revenu requis est supérieur au revenu plafond, les tarifs sont fixés de manière à générer le revenu requis. Il n'y a alors aucune bonification du taux de rendement de Gaz Métro, qui contracte une dette envers ses clients.

Le revenu plafond de la composante distribution est établi à partir de celui de l'exercice antérieur, lequel est ajusté pour tenir compte de la variation des volumes projetés et de l'évolution des prix à la consommation, moins un facteur de productivité². Le revenu

¹ Dossier R-3599-2006.

² Pièce B-86-Gaz Métro-9, document 1, révision du 2 septembre 2008, page 1.

plafond est également ajusté pour tenir compte de l'impact des facteurs exogènes et des exclusions. Le revenu plafond des autres composantes, soit le transport, l'équilibrage et les coûts relatifs aux variations d'inventaires, est égal au revenu requis déterminé selon la méthode du coût de service.

Le revenu requis de distribution avant partage est établi selon les mêmes règles que dans un mode de réglementation basé sur les coûts. Les coûts de distribution comprennent, entre autres, les dépenses d'exploitation, les amortissements, le rendement sur la base de tarification et la contribution au Fonds vert. Les coûts de transport et d'équilibrage sont en majeure partie déterminés par les contrats conclus avec les fournisseurs des services de transport et d'entreposage et les volumes projetés.

L'établissement de l'ensemble des revenus et des coûts fait l'objet d'un PEN. Le tableau suivant présente le calcul du gain de productivité pour l'année tarifaire 2009, son partage, ainsi que le revenu plafond et le revenu requis selon les composantes distribution (D), inventaires (F, C), transport (T) et équilibrage (É) et le Fonds vert, tel qu'indiqué en preuve.

TABLEAU 1
Calcul du gain de productivité et son partage
(000 \$)

	2008	2009					TOTAL ⁽³⁾
	TOTAL ⁽¹⁾	Distribution (D)	Inventaires (F, C)	Transport ⁽²⁾ (T)	Équilibrage (É)	Fonds Vert	
Revenu plafond	768 999	493 070	9 826	264 266	112 836	51 789	931 786
Revenu requis	759 442	486 592	9 826	264 266	112 836	51 789	925 308
Gain de productivité	9 556	6 478	-	-	-	-	6 478
Part des clients	4 778	3 239	-	-	-	-	3 239
Part de Gaz Métro	4 778	3 239	-	-	-	-	3 239
Rendement additionnel de Gaz Métro après impôts	0,47 %	0,32 %	-	-	-	-	0,32 %

(1) Selon la décision D-2007-123, dossier R-3630-2007, page 6.

(2) Le coût de transport inclut les coûts reliés aux variations d'inventaires.

(3) La hausse du revenu plafond entre 2008 et 2009 s'explique, entre autres, par l'introduction de la contribution au Fonds vert ainsi que par des variations à la hausse dans les comptes de stabilisation tarifaires.

Source : Pièce B-86-Gaz Métro-9, documents 1, 2 et 3, révision du 2 septembre 2008

Le revenu plafond de distribution pour l'année tarifaire 2009 s'établit à 493,0 M\$ alors que le revenu requis de distribution est de 486,6 M\$. L'ensemble des activités de Gaz Métro lui permet d'anticiper des gains de productivité de son activité de distribution de 6,5 M\$, qu'elle partage également entre ses actionnaires et ses clients.

3.2.2 PRINCIPAUX ÉLÉMENTS

Les dépenses d'exploitation s'élèvent à 144,6 M\$ en 2009, soit une hausse de 12,6 M\$ (ou 9,5 %) par rapport à l'année précédente. La variation est principalement attribuable à la sous-estimation des travaux qui se sont avérés capitalisables (2,5 M\$), à la non-reconduction du compte de frais reportés relatif à la politique de capitalisation introduit en 2008 (3,0 M\$), à la croissance des dépenses de salaires (1,9 M\$) et à la croissance des avantages sociaux (5,1 M\$).

La valeur moyenne mensuelle de la base de tarification s'établit à 1 820,0 M\$, soit une diminution de 6,5 M\$ par rapport à l'année précédente. Les additions à la base de tarification s'élèvent 113,9 M\$ en 2009, en baisse de 18,0 M\$ par rapport à l'année précédente. Cette diminution s'explique principalement par la baisse des montants relatifs aux comptes de frais reportés, aux projets de développement du réseau, aux améliorations du réseau et aux investissements en installations générales.

3.3 PARTICULARITÉS POUR L'ANNÉE TARIFAIRE 2009

3.3.1 TRAITEMENT DES VACANCES ACCUMULÉES

Le Groupe de travail mentionne que, selon les principes comptables généralement reconnus, Gaz Métro devrait comptabiliser un passif pour les vacances accumulées et non encore payées. Ce principe vient du fait que les vacances accumulées constituent pour une entreprise une dette envers l'employé. Selon ce principe, les vacances accumulées devraient être passées à la dépense dans l'exercice où elles sont gagnées et non dans l'exercice où elles sont payées.

Gaz Métro n'inscrit pas de provision, ou passif, pour les vacances accumulées en cours d'année. En fait, les employés sont payés à chacune des 52 semaines de l'année qu'ils soient au travail ou en vacances. Ainsi, les vacances sont plutôt comptabilisées sur une base de caisse, c'est-à-dire qu'elles sont passées à la dépense lorsqu'elles sont effectivement payées.

Le Groupe de travail demande à la Régie de maintenir le traitement comptable actuel des vacances accumulées et d'ajouter, par voie d'une note aux états financiers, l'évaluation du passif relié à cette charge. Ce traitement permettra d'informer correctement tous les utilisateurs des états financiers de l'entreprise.

Le Groupe de travail est d'avis que l'adoption des normes comptables internationales prévue en 2011 exigera une analyse de l'ensemble des principes comptables réglementaires appliqués chez Gaz Métro pour permettre ensuite d'identifier et de mesurer les impacts qui découleront des changements requis. Il propose donc d'inclure le traitement comptable des vacances parmi les éléments à revoir lors de l'analyse d'impact de l'adoption des normes internationales.

La Régie considère que le mode actuel de traitement comptable des vacances accumulées est une pratique comptable qui prévaut depuis très longtemps chez Gaz Métro et que cette dépense est relativement stable d'une année à l'autre.

De plus, la Régie est d'avis qu'il est opportun d'attendre l'examen des changements comptables qui doit être fait dans le cadre de l'adoption des normes internationales pour statuer sur cette question, d'autant plus que, dans le cadre de cet examen, une analyse de l'ensemble des principes réglementaires appliqués chez Gaz Métro sera effectuée. D'ici là, la transparence requise sur ce sujet sera assurée par une note aux états financiers.

Pour ces motifs, la Régie retient la proposition du Groupe de travail et autorise le maintien du traitement comptable actuel des vacances accumulées.

3.3.2 PROPOSITIONS DU GROUPE DE TRAVAIL

Écart de revenus pour la quote-part annuelle payable à l'Agence de l'efficacité énergétique (AEE) et pour le PGEÉ

À la suite de l'intégration des coûts de la quote-part annuelle payable à l'AEE (quote-part) dans la tarification, le Groupe de travail a poussé plus loin sa réflexion sur les effets en fin d'année de l'intégration des coûts du PGEÉ et de l'AEE. Il en ressort que lors des dernières années, les trop-perçus ont été affectés par la part intégrée du PGEÉ dans le tarif de distribution. Or, la part du tarif de distribution attribuée à l'AEE et au PGEÉ ne devrait pas affecter ces résultats.

En conséquence, le Groupe de travail considère qu'un compte de frais reportés sur les écarts de revenus pour la quote-part et pour le PGEÉ devrait être mis en place. Bien que le Groupe de travail considère que la mise en place d'un tel compte respecte l'esprit et la lettre du Mécanisme, il demande à la Régie de confirmer son interprétation et propose la mise en place d'un groupe de travail dont la tâche spécifique serait d'étudier les méthodes d'application du traitement proposé.

En ce qui concerne les frais reportés des « exclusions » telles que le PGEÉ et la quote-part, le texte du Mécanisme mentionne :

« **Exclusion en distribution** »

L'intégration dans les tarifs des exclusions se fera exclusivement au dossier tarifaire. Dans le cas du PGEÉ, le montant de l'exclusion correspondra aux coûts projetés pour la réalisation du programme, tel que décrit à la section 3.3.1.9.

Un ajustement pour refléter l'écart entre les coûts réels et ceux projetés au dossier tarifaire (dans le cadre du PGEÉ) sera porté à un compte de frais reportés, portant rémunération. Ce compte de frais reportés sera, à la suite de l'approbation par la Régie des sommes pouvant y être incluses, intégré dans les tarifs de l'année suivante. Cette approbation pourrait, au besoin, être demandée à la Régie en cours d'année dans le cadre d'un processus d'examen accéléré. »³ (nos soulignés)

À la lecture de ce texte, la Régie considère que le Mécanisme fait clairement référence à l'inclusion dans un compte de frais reporté de l'écart du coût entre le budget et le réel. Il n'est aucunement fait état des revenus. En conséquence, la Régie considère que la mise en place d'un tel compte ne respecte pas le Mécanisme en vigueur. **Dans ce contexte, la mise en place d'un groupe de travail pour approfondir ce traitement des écarts de revenus pour la quote-part et pour le PGEÉ n'est pas justifiée.**

Clause de révision du volume souscrit pour le tarif D₄

Le Groupe de travail propose de faire un bilan de l'article 7.3.5.1 du texte des Tarifs portant sur la clause de révision du volume souscrit pour le tarif D₄ avant d'y apporter des modifications. Il demande à la Régie l'autorisation de présenter et discuter ce sujet dans le cadre d'un groupe de travail auquel la Régie serait conviée.

³ Décision D-2007-47, dossier R-3599-2006, annexe, page 17.

Dans sa décision D-2008-089⁴, la Régie demandait à Gaz Métro, d'ici le dossier tarifaire 2010, d'effectuer une réflexion plus en profondeur quant à l'harmonisation de la structure du palier 4.10 du tarif D₄ avec celles des autres paliers des tarifs à débit stable. Elle demandait également à Gaz Métro de déposer un dossier complet sur la structure de tarifs à débit stable et de présenter ses résultats et propositions aux intervenants, de même qu'au personnel technique de la Régie, en réunion technique, avant le dépôt du dossier⁵.

La Régie considère que l'étude de l'article 7.3.5.1 du texte des Tarifs peut être menée dans le cadre de la réflexion sur la structure des tarifs à débit stable demandée dans la décision D-2008-089. En conséquence, il n'y a pas lieu de créer un groupe de travail spécifique pour traiter uniquement de ce sujet.

3.3.3 DISSIDENCES DE TCE

Dissidence 3.1 : utilisation du dossier R-3653-2007

TCE demande que tout dossier tarifaire soit mis à jour au fur et à mesure que des décisions sont rendues publiques dans tous les dossiers pouvant avoir un lien, de près ou de loin, avec celui-ci. Elle propose que toutes modifications tarifaires de la part du distributeur fassent référence aux tarifs en vigueur. TCE cite le dossier R-3653-2007 utilisé par le Groupe de travail dans le présent dossier, et ce, avant même que les propositions qu'il contient soient approuvées par la Régie.

TCE retire sa dissidence pour le présent dossier tarifaire, car le Groupe de travail a mis à jour ses documents et données à la suite des directives émises par la Régie et en tenant compte de la décision D-2008-089⁶. Toutefois, TCE maintient sa demande selon laquelle toutes modifications tarifaires futures fassent référence aux tarifs en vigueur.

Bien que la Régie soit d'avis, qu'en règle générale, toutes modifications tarifaires doivent faire référence aux tarifs en vigueur, elle note cependant que la problématique soulevée par TCE pour le présent dossier a été résolue.

⁴ Dossier R-3653-2007.

⁵ Décision D-2008-089, dossier R-3653-2007, pages 14 et 15.

⁶ Dossier R-3653-2007.

Dissidences 3.3, 3.5 et 3.6 : allocation du coût du PGEÉ, méthode de calculs des facteurs d'allocation et calcul des facteurs exogènes

La dissidence 3.3 porte sur l'étude d'une nouvelle méthode d'allocation du coût du PGEÉ et de la quote-part proposée par TCE. Dans le cadre du prochain dossier tarifaire, TCE demande au Groupe de travail de présenter l'impact d'une répartition différente qui tienne compte de 50 % des revenus et 50 % du nombre de clients⁷. Le Groupe de travail s'oppose à cette demande, car la méthode proposée ne respecte pas, selon lui, les décisions de la Régie quant à la répartition des coûts liés à l'efficacité énergétique.

Les dissidences 3.5 et 3.6 portent sur le niveau de détail des informations que devrait présenter Gaz Métro au sujet des méthodes de calculs des facteurs d'allocation et des facteurs exogènes relatifs au compte de stabilisation tarifaire. TCE soumet que Gaz Métro doit lui fournir, dans le cadre d'un PEN, toutes les informations qu'elle estime nécessaire à la négociation.

La Régie est d'avis que les règles de procédure actuelles et les lignes directrices du PEN permettent de répondre aux demandes de TCE. En effet, lors d'une demande d'intervention, tout intéressé peut soumettre à la Régie un sujet à débattre, soit dans le cadre du PEN, soit en audience.

À l'égard d'un sujet ayant été référé au PEN par la Régie, les modalités de fonctionnement du Groupe de travail prévoient que l'animateur doit s'assurer que tous les membres ont la possibilité de s'exprimer sur chacun des sujets, que leurs préoccupations sont considérées et qu'ils ont l'occasion d'être entendus (clause II, Nomination et rôle d'un animateur). De plus, la clause III prévoit que chaque participant peut, selon les mêmes conditions que le distributeur, déposer des propositions de traitement de sujets particuliers dans la mesure où ces propositions respectent le cadre établi par la Régie.

La Régie considère, dans le cadre du PEN, que le distributeur se doit de rendre disponible l'information requise par les participants afin d'assurer une discussion et une négociation éclairées. Néanmoins, si certaines demandes sont jugées irréalistes, l'animateur a le devoir de l'informer de tout cas litigieux.

En ce qui a trait au compte de stabilisation tarifaire, la Régie juge que l'information demandée par TCE est utile et pertinente, notamment à cause de l'ampleur du solde du compte de stabilisation tarifaire. Lors des prochains dossiers tarifaires, la Régie demande à Gaz Métro d'inclure à son dossier un tableau qui permettra de suivre

⁷ La répartition actuelle tient compte de 50 % des volumes et de 50 % des revenus.

l'évolution des coûts du compte de stabilisation tarifaire, et ce, pour chacune des cinq dernières années.

En ce qui a trait à l'étude d'une nouvelle méthode d'allocation du coût du PGEÉ et de la quote-part annuelle payable à l'AEÉ proposée par TCE, la Régie juge qu'une telle demande s'apparente davantage à une modification des principes réglementaires en vigueur. Par conséquent, une telle proposition aurait dû être soumise lors de sa demande d'intervention avec motifs à l'appui.

Dissidence 3.4 : groupe de travail pour le marché CII

Le Groupe de travail demande à la Régie d'approuver la création d'un groupe de travail pour discuter des enjeux du marché commercial et plus particulièrement du tarif D_M . Il souligne que la création d'un tel groupe de travail permettrait de consulter et d'échanger avec les intervenants afin d'établir une stratégie de développement du marché commercial à moyen et long terme.

TCE s'oppose à la formation de ce groupe de travail puisqu'elle considère que le mandat de ce dernier n'est pas assez circonscrit et que les sujets de l'interfinancement et de l'allocation de coûts peuvent y être traités. Elle souligne que si la constitution d'un tel groupe devait être approuvée par la Régie, les questions relatives à l'interfinancement et à l'allocation des coûts de service ne devraient pas y être abordées.

La Régie note que la proposition du Groupe de travail ne fait aucunement mention du fait que le niveau d'interfinancement et les méthodes d'allocation de coûts seront analysés, réévalués et possiblement modifiés, bien qu'ils puissent être mentionnés au cours des échanges.

Le Groupe de travail mentionne d'ailleurs, dans ses commentaires sur cette dissidence, que la réévaluation des méthodes d'allocation de coûts et du niveau d'interfinancement à travers les tarifs n'est pas souhaitable pour effectuer une analyse des situations du marché commercial et du tarif D_M ⁸.

La Régie accueille favorablement la proposition du Groupe de travail en ce qui a trait à la nécessité d'examiner le développement du marché commercial et notamment le tarif D_M qui n'a pas fait l'objet d'évaluation en profondeur depuis son implantation. **Elle accepte donc la**

⁸ Pièce B-66, copie papier de la présentation PowerPoint intitulée « Commentaires du Groupe de travail relatifs aux dissidences de TCE », page 6.

création d'un groupe de travail qui traitera des enjeux du marché commercial et plus particulièrement du tarif D_M.

La Régie rejette en conséquence la dissidence 3.4 de TCE.

3.3.4 DISSIDENCE 3.2 : AUGMENTATION DU PALIER 4.10

Le Groupe de travail propose d'augmenter les revenus de distribution du palier 4.10 du tarif D₄ de 15,7 % tenant compte de la suspension de la consommation de TCE, alors que la variation requise selon la répartition tarifaire indique que ces revenus devraient être haussés de 3,56 %⁹.

TCE, seule cliente au palier 4.10, rejette cette proposition pour diverses raisons. En premier lieu, elle invoque qu'aucun motif ou démonstration n'a été présenté par le Groupe de travail, au dossier ou lors d'une séance du PEN, pour expliquer et justifier l'augmentation tarifaire proposée. En second lieu, TCE indique que la hausse proposée ne respecte pas les résultats de la répartition tarifaire, alors que les tarifs présentés dans les derniers dossiers tarifaires respectaient d'assez près les revenus requis établis par celle-ci. En troisième lieu, TCE invoque qu'il y a discrimination à son égard et que, selon elle, elle n'est pas traitée comme tout utilisateur qui enregistre des variations de volumes de gaz naturel d'une année à l'autre¹⁰.

Le Groupe de travail justifie l'augmentation du palier 4.10 en indiquant que les tarifs proposés sont généralement guidés par la répartition tarifaire, mais que des variations importantes de volumes ou de revenus, telles que celles enregistrées pour TCE entre 2008 et 2009 à la suite de la suspension de ses activités, « *peuvent influencer significativement les résultats de la répartition tarifaire et la rendre difficilement atteignable lors de l'élaboration de la grille tarifaire* »¹¹. Le respect de ces résultats créerait des distorsions dans les structures tarifaires et compromettrait la logique des courbes tarifaires.

Le Groupe de travail ajoute, d'une part, que la hausse proposée du palier 4.10 limite l'impact de la suspension des activités de TCE sur les autres paliers du tarif D₄, alors que toute proposition à la baisse se ferait au détriment des autres clients de ce tarif¹². D'autre part, il

⁹ Pièce B-86-Gaz Métro-13, documents 7 et 9, révision du 2 septembre 2008.

¹⁰ Pièce C-11-16-TCE, révision de la dissidence détaillée 3.2; pièce C-11-20-TCE, argumentation.

¹¹ Pièce B-59-Gaz Métro-13, document 7.1, révision du 18 août 2008, page 8.

¹² Pièce A-32-5-Régie, notes sténographiques (NS) du 27 août 2008, page 83.

mentionne que lors de la reprise des activités de TCE en 2010, toute chose étant égale par ailleurs, une situation inverse devrait se produire, ce qui profitera à TCE¹³.

La répartition tarifaire sert de guide à l'élaboration des tarifs. Elle repose sur l'allocation des coûts de l'année courante et sur le retrait des coûts de l'année précédente, et ce, par palier tarifaire. Cependant, la Régie considère qu'elle ne constitue pas un absolu. Si, antérieurement, les ajustements tarifaires proposés ont été basés sur les résultats de la répartition tarifaire, le contexte d'affaires particulier dans lequel s'inscrit la demande tarifaire de cette année favorise une approche adaptée. Ainsi, dans la mesure où la consommation de TCE, importante en termes de volumes de vente, est suspendue, ce guide ne peut être intégralement suivi pour établir le tarif du palier 4.10.

En conséquence, la Régie est d'avis que la répartition tarifaire ne peut être parfaitement respectée dans les circonstances uniques au présent dossier tarifaire. L'arrêt de consommation de gaz naturel par TCE, combinée à la structure tarifaire décroissante à débit stable du tarif D₄¹⁴ et au fait que le palier 4.10 ne comporte qu'un seul client, affecte de façon exceptionnelle les résultats de la répartition tarifaire.

La Régie doit apprécier si la proposition du Groupe de travail est dans l'intérêt public. Comme il s'agit d'une proposition tarifaire, elle évalue si le tarif proposé est juste, raisonnable et non discriminatoire envers TCE et l'ensemble des autres clientèles. Son évaluation dans le présent dossier se fonde principalement sur deux critères : la cohérence de la proposition avec la décision D-2008-089 et le caractère raisonnable de la hausse tarifaire que subirait TCE à consommation dite « normale ».

Dans la décision D-2008-089, la Régie mentionnait que :

« [...] l'OMQ respective des paliers 4.6 à 4.9 décroît en moyenne de 24,3 %. Par conséquent, la Régie juge qu'une OMQ fixée à 0,746 ¢/m³ pour le palier 4.10, soit une réduction de 24,3 % par rapport au palier 4.9, est une solution qui respecte les caractéristiques essentielles de la structure existante du tarif D₄. »¹⁵

En appliquant cette approche au présent dossier, la Régie conclut que la proposition du Groupe de travail ne va pas au-delà des paramètres établis dans la décision D-2008-089. L'écart entre les obligations minimales quotidiennes (OMQ) des paliers 4.9 et 4.10 n'est pas

¹³ Pièce B-66-Gaz Métro, copie papier de la présentation PowerPoint intitulée « Commentaires du Groupe de travail relatifs aux dissidences de TCE », page 2 (acétate 4).

¹⁴ La structure tarifaire décroissante à débit stable d'un tarif donné fait en sorte que des variations tarifaires appliquées à un palier ont un effet direct sur les paliers tarifaires suivants qui composent ce tarif.

¹⁵ Décision D-2008-089, dossier R-3653-2008, page 14.

inférieur à l'écart moyen entre les autres paliers du tarif D₄. En effet, la décroissance moyenne entre les paliers 4.6 à 4.9 est de 22 % tandis que la décroissance entre les paliers 4.9 et 4.10 est de 32 %.

TCE mentionne, pour sa part, qu'elle doit être traitée par le distributeur comme tout autre utilisateur qui enregistre des variations de volumes, afin qu'il n'y ait pas discrimination à son égard¹⁶.

À cet égard, la Régie souligne qu'il est difficile d'apprécier avec justesse la hausse tarifaire à appliquer à TCE étant donné qu'elle est la seule cliente dans sa catégorie tarifaire et que son volume projeté est faible en raison de la suspension de ses activités. Pour contrer cette difficulté, la Régie évalue la proposition de hausse tarifaire du palier 4.10 en faisant abstraction des effets de la suspension ponctuelle des activités de TCE. Il s'agit alors de calculer la facture de TCE à consommation « normale »¹⁷.

En appliquant le niveau de consommation prévu de TCE au dossier tarifaire 2008, soit 910 188 10³m³, à la proposition actuelle du Groupe de travail, la Régie constate que l'augmentation tarifaire proposée du palier 4.10, excluant le Fonds vert, équivaut à 82 % de la hausse moyenne des autres paliers du tarif D₄. Sur cette base, la Régie est d'avis que le tarif proposé est juste et raisonnable et n'est pas discriminatoire à l'égard de TCE.

La Régie accepte la proposition du Groupe de travail. Compte tenu des modifications à apporter au revenu requis, elle demande d'appliquer à l'OMQ du palier 4.10 une augmentation qui générerait une hausse tarifaire correspondant à 82 % de la hausse tarifaire moyenne des autres paliers du tarif de distribution D₄, en utilisant un volume annuel de 910 188 10³m³.

3.4 MODIFICATIONS AUX DISPOSITIONS TARIFAIRES ET AU TEXTE DES TARIFS

Le Groupe de travail présente tout d'abord un suivi de la décision D-2007-116¹⁸, dans laquelle la Régie demandait à Gaz Métro, d'une part, d'étaler sur une période de quatre ans l'augmentation des frais de base et, d'autre part, de développer un mode de facturation lié aux volumes historiques plutôt qu'aux volumes réels mensuels.

¹⁶ Pièce C-11-20-TCE, argumentation, page 8.

¹⁷ Dossier R-3630-2007, pièce B-48-Gaz Métro-13, document 6, page 1.

¹⁸ Dossier R-3630-2007.

Le Groupe de travail présente l'impact de l'augmentation des frais de base de 2008 à 2011 inclusivement. En ce qui a trait au mode de facturation, le Groupe de travail propose, dans le cas des clients existants, de déterminer le taux des frais de base à partir des volumes historiques annuels et, pour les nouveaux clients, d'utiliser des volumes projetés et de les remplacer au fur et à mesure que des volumes historiques réels sont mesurés et disponibles.

Par ailleurs, le Groupe de travail propose certaines modifications aux articles 8.2.7.1 et 8.2.5.1 du texte des Tarifs qui traitent respectivement de la périodicité de la facture et de la définition d'un client résidentiel.

En ce qui a trait à la périodicité de la facture, le Groupe de travail propose, en premier lieu, de réduire le seuil volumétrique de 3 650 m³/an (10 m³/jour) à 1 000 m³/an afin de mieux refléter les conditions de marché du tarif D₁. En second lieu, le Groupe de travail propose d'éliminer toute discrimination à l'égard de l'usage de gaz naturel en établissant les conditions de facturation sur des limites volumétriques.

Pour ce qui est de la définition d'un client résidentiel, le Groupe de travail mentionne que la définition introduite lors du dernier dossier tarifaire ne reflète pas adéquatement ce que peut être un client résidentiel. Donc, en s'inspirant de la définition du terme « usage domestique » proposée dans le cadre du dossier des Conditions de service des distributeurs de gaz naturel¹⁹, il propose de modifier l'article 8.2.5.1.

Le Groupe de travail propose également certaines modifications de forme au texte des Tarifs :

- numérotation des articles du texte des Tarifs;
- ordonnancement d'articles au service de distribution D₄;
- changement de terminologie à l'article 2.2.3.3 concernant le traitement des déséquilibres volumétriques;
- dispositions transitoires.

La Régie approuve les propositions du Groupe de travail relatives aux dispositions tarifaires et au texte des Tarifs, sauf les modifications proposées à la définition d'un client résidentiel et à la périodicité de la facture, sous réserve des décisions rendues dans les sections qui suivent.

¹⁹ Dossier R-3523-2003.

Des modifications à la définition d'un client résidentiel et à la périodicité de la facture ont été proposées par Gaz Métro dans le cadre du dossier des Conditions de service des distributeurs de gaz naturel. Étant donné que ce dossier est présentement en délibéré, la Régie ne juge pas opportun de rendre une décision dans le présent dossier. Elle rejette ainsi les modifications aux articles 8.2.5.1 et 8.2.7.1 proposées par le Groupe de travail.

3.5 PGEÉ

3.5.1 RÉSULTATS DU PGEÉ 2008

Après cinq mois d'opération, les dépenses du PGEÉ s'élèvent à 4,7 M\$, soit 40 % du budget autorisé. En termes d'économie de gaz naturel, le PGEÉ a atteint près de 15,2 10⁶m³, ce qui représente 64 % de l'objectif initial pour 2008.

TABLEAU 2
Rapport de suivi du PGEÉ 2008 au 29 février 2008²⁰

Clientèle <i>Autres activités</i>	Prévisions (12 mois)			Réal (5 mois)		
	Participants (n)	Économies (m ³)	Budgets (\$)	Participants (n)	Économies (m ³)	Dépenses (\$)
Résidentielle	4 117	1 294 703	1 698 820	1 896	572 010	697 147
CII	1 856	12 766 679	7 909 195	636	4 086 297	3 226 401
VGE	45	9 725 125	1 265 674	15	10 504 935	638 347
<i>Programmes intangibles</i>			302 307			67 013
<i>Recherche</i>			672 500			92 868
Total	6 017	23 786 506	11 848 496	2 547	15 163 242	4 721 776
Clientèle <i>Autres activités</i>	Taux de réalisation					
	Participants (%)		Économies (%)		Dépenses (%)	
Résidentielle	46		44		41	
CII	34		32		41	
VGE	33		108		50	
<i>Programmes intangibles</i>					22	
<i>Recherche</i>					14	
Total	42		64		40	

²⁰ Pièce B-38-Gaz Métro-10, document 2, page 2.

Les résultats des divers programmes du PGEÉ sont présentés par catégorie tarifaire, tel que demandé dans la décision D-2006-140²¹.

3.5.2 OBJECTIFS D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE ET BUDGET DEMANDÉ EN 2009

Pour le PGEÉ 2009, les objectifs d'économie d'énergie sont de $32,4 \times 10^6 \text{m}^3$ de gaz naturel. Cet objectif correspond à une économie nette de 120,2 M\$ pour les participants sur la durée de vie utile des programmes. Afin de mettre en œuvre le PGEÉ 2009, le budget demandé s'élève à près de 14,3 M\$, dont 12,1 M\$ d'aide financière et 2,1 M\$ de frais d'exploitation²².

La Régie constate qu'il s'agit d'une hausse de 37 % des objectifs et de 22 % des budgets par rapport aux montants autorisés pour 2008²³. La Régie constate également une croissance importante des objectifs et des budgets du PGEÉ 2009-2011, par rapport au PGEÉ 2008-2010²⁴.

Dans le cadre du rapport du Groupe de travail, OC s'abstient. L'intervenante refuse de se prononcer sur le PGEÉ, parce que les dépenses en efficacité énergétique, incluant le PGEÉ, le FEÉ et la quote-part, prévues pour 2009 créent une importante pression à la hausse sur les tarifs des clients résidentiels. OC juge nécessaire d'avoir une vision globale des investissements en efficacité énergétique. Si elle reconnaît l'importance d'atteindre les objectifs fixés par Gaz Métro et par le FEÉ, OC considère toutefois qu'il est important de calibrer les investissements en efficacité énergétique en tenant compte des bénéfices que peuvent en retirer les clients qui les financent à même leurs tarifs²⁵.

²¹ Décision D-2006-140, dossier R-3596-2006, page 32. Les résultats sont déposés au tableau XII de la pièce B-38-Gaz Métro-10, document 2, pages 24 à 33.

²² Pièce B-38-Gaz Métro-10, document 1, pages 4 et 81.

²³ Décision D-2006-116, dossier R-3630-2007, pages 14 et 15. Les économies d'énergie sont de $23,7 \times 10^6 \text{m}^3$ et le budget autorisé est de 11,8 M\$.

²⁴ Dossier R-3630-2007, pièce Gaz Métro-9, document 2, pages 12 et 20 à 22. Les objectifs et budgets annuels du PGEÉ 2008-2010 sont les suivants :

2008 : $23,8 \times 10^6 \text{m}^3$ et 11,8 M\$;

2009 : $23,7 \times 10^6 \text{m}^3$ et 11,6 M\$;

2010 : $24,0 \times 10^6 \text{m}^3$ et 11,7 M\$.

Pièce B-38-Gaz Métro-10, document 2, pages 12 et 13. Les économies de gaz naturel prévues sont de $33,0 \times 10^6 \text{m}^3$ en 2010 et de $32,8 \times 10^6 \text{m}^3$ en 2011. Les budgets totaux associés à ces économies sont respectivement de 14,2 M\$ et 13,9 M\$.

²⁵ Pièce B-42-Gaz Métro-2, document 3, abstention d'OC; pièce A-32-5-Régie, NS du 27 août 2008, pages 179 et 180.

Par ailleurs, Gaz Métro indique que le transfert de certains programmes destinés à la clientèle des ménages à faible revenu (MFR) à l'AEÉ n'empêche pas le distributeur de réserver, pour 2009, un pourcentage d'au moins 13 % du budget annuel global du PGEÉ et du FEÉ attribué aux clients résidentiels pour des programmes destinés aux MFR, conformément à l'article 3.3.4 du Mécanisme²⁶. Cependant, le distributeur indique qu'il pourrait être plus difficile, dans l'avenir, d'appliquer cet article. Il lui faudrait alors analyser les raisons justifiant cette situation, après quoi, les sommes en cause pourraient être attribuées à d'autres programmes, conformément au Mécanisme²⁷.

OC est préoccupée par cette situation, d'autant plus que le budget global annuel destiné aux clients résidentiels à partir duquel est appliqué le pourcentage de 13 % prévu à l'article 3.3.4 diminue. Sur la base du Plan d'action 2009 du FEÉ et des prévisions du PGEÉ, OC constate un déséquilibre entre les contributions versées par le secteur résidentiel et les bénéfices que pourraient en retirer les clients. L'intervenante est donc d'avis qu'il serait indiqué d'amorcer une réflexion sur les engagements pris dans le cadre du Mécanisme et demande que le résultat de cette réflexion soit déposé lors du dossier tarifaire 2010²⁸.

La Régie autorise le budget proposé par le Groupe de travail pour 2009, en lien avec les objectifs fixés. La Régie demande cependant à Gaz Métro d'amorcer, conjointement avec les représentants du FEÉ et le Groupe de travail, une réflexion quant aux préoccupations suivantes et de faire part des résultats de cette réflexion lors du dossier tarifaire 2010.

L'article 85.28 de la Loi prévoit qu'au moment d'établir le montant total annuel qu'un distributeur de gaz naturel doit allouer à l'efficacité énergétique, la Régie doit tenir compte de l'impact de ce montant sur les tarifs du distributeur. Ce montant total annuel comprend, selon l'article 85.27 de la Loi, le coût des programmes et des interventions du distributeur, les frais visés à l'article 36 ainsi que la quote-part. Pour Gaz Métro, ce montant s'élève, pour 2009, à plus de 24 M\$²⁹.

La Régie note le fait que ce montant total annuel est plus élevé que par les années précédentes. Cette hausse est liée à l'élargissement du mandat de l'AEÉ, mais également à l'écart observé entre les objectifs et budgets du plan triennal 2007-2010 et ceux du plan

²⁶ Décision D-2007-47, dossier R-3599-2006, annexe, page 34.

²⁷ Pièce B-24-Gaz Métro-10, document 8.2, page 2.

²⁸ Pièce A-32-5-Régie, NS du 27 août 2008, pages 193 à 196.

²⁹ Budget du PGEÉ = 14,3 M\$, compte d'écart du PGEÉ 2007 = 2,2 M\$, quote part à l'AEÉ = 5,8 M\$, contribution au FEÉ = 2,1 M\$.

triennal 2008-2011. La Régie constate par ailleurs que Gaz Métro a dépassé cinq fois le budget autorisé pour son PGEÉ au cours des six dernières années³⁰.

De plus, la Régie est préoccupée par la très grande rentabilité observée pour les participants de certains programmes (voir à cet effet, la section 3.5.3 de la présente).

Enfin, la Régie est également préoccupée par la question de l'applicabilité de l'article 3.3.4 du Mécanisme. À cet égard particulier, la Régie considère l'élargissement du mandat et de la mission de l'AEÉ comme un événement exceptionnel au sens où l'entend le Mécanisme. **En conséquence, elle demande, tel que mentionné plus haut, à Gaz Métro, au Groupe de travail et aux représentants du FEÉ de procéder à une réflexion quant à l'application de cet article de même qu'à l'égard des éléments soulevés précédemment. Gaz Métro devra faire état des résultats de cette réflexion lors du dossier tarifaire 2010.**

3.5.3 RENTABILITÉ DES PROGRAMMES

Gaz Métro dépose le résultat des tests de rentabilité du PGEÉ. La Régie constate que l'ensemble du PGEÉ 2008-2011 est rentable, exception faite du projet-pilote *PE113-Chauffe-eau instantané*, du *PE131-Générateur d'air chaud (marché MFR)* et du *PE141-Chaudière efficace (marché MFR)*. Pour la période 2008-2011, le test du coût total en ressources (TCTR) s'élève à plus de 141 M\$ et le test du participant (TP) à près de 342 M\$³¹.

En 2009, le TCTR s'élève à plus de 49 M\$ et le TP à plus de 120 M\$³². La Régie note, à cet égard, que plusieurs programmes présentent des ratios TP/coûts de programme élevés. Ainsi, la Régie constate que le programme *PE103-Thermostat électronique programmable* présente une rentabilité pour le participant de 2,7 M\$ pour un investissement de 76 000 \$ de Gaz Métro. De la même façon, le programme *PE211-Études de faisabilité (marché VGE)* dégage une rentabilité pour le participant de 17,7 M\$ pour un investissement de 215 600 \$ pour Gaz Métro. Une telle disproportion entre la rentabilité pour les participants et les coûts initiaux d'un programme pourrait constituer un indice d'un taux d'opportunisme élevé. **Cet élément doit être considéré par Gaz Métro dans le cadre de la réflexion demandée par la Régie à la section 3.5.2.**

³⁰ Pour 2002, budget autorisé (D-2001-232) de 3,1 M\$, dépenses de 3,2 M\$ (D-2003-91). Pour 2004, budget autorisé (D-2003-180) de 5 M\$, dépenses de 5,5 M\$ (D-2005-102). Pour 2005, budget autorisé (D-2004-196) de 5,1 M\$, dépenses de 6,7 M\$ (D-2006-111). Pour 2006, budget autorisé (D-2005-171) de 6,6 M\$, dépenses de 10,5 M\$ (D-2007-76). Pour 2007, budget autorisé (D-2006-140) de 7,9 M\$, dépenses de 10,1 M\$ (D-2008-67).

³¹ Pièce B-38-Gaz Métro-10, document 2, tableau VI, pages 8 à 11.

³² Pièce B-38-Gaz Métro-10, document 2, tableau VI.1, page 8.

Par ailleurs, la Régie constate que, dans le cadre du calcul de la rentabilité globale du PGEÉ, Gaz Métro omet les coûts de ses programmes intangibles et de ses autres activités. Bien que ces derniers ne génèrent aucune économie de gaz naturel, il s'agit néanmoins de coûts directement associés au PGEÉ, qui doivent se refléter dans le calcul de la rentabilité de ce dernier. **La Régie demande donc à Gaz Métro, pour le dossier tarifaire 2010, de modifier le format des tableaux VI : Récapitulatif financier (annuel et global) pour que le total des tests de neutralité tarifaire (TNT), TP et TCTR, à la fin du tableau, prenne en compte l'ensemble des coûts du PGEÉ (incluant les programmes intangibles et autres activités) et l'ensemble des économies d'énergie générées par les programmes tangibles.**

Enfin, le Groupe de travail n'a pas convaincu la Régie de la nécessité d'étudier la possible utilisation du test du coût social (TCS) à titre de test de rentabilité principal, ni d'engager des fonds à cet effet. Depuis le dossier R-3444-2000³³, Gaz Métro doit présenter, en complément de son portefeuille de programmes sélectionnés selon le TCTR, un portefeuille de programmes sélectionnés à partir du TCS, à titre indicatif et en fonction des données disponibles.

3.5.4 COÛTS ÉVITÉS

Gaz Métro dépose une mise à jour de l'étude portant sur les coûts évités du gaz naturel³⁴. Le coût évité moyen de 1 m³ de gaz naturel non livré par Gaz Métro, incluant le prix de la molécule de gaz naturel, établi à 0,2379 \$/m³, est de 0,3128 \$/m³ pour les volumes de base et de 0,3635 \$/m³ pour les volumes de chauffage. Ces coûts évités sont calculés en prenant les prix réels du transport, de l'équilibrage et de la compression. Pour la distribution, les paramètres historiques habituels ont été considérés et mis à jour, à savoir le renforcement de réseau, les redevances versées à la Régie et à la Régie du bâtiment, ainsi que le gaz naturel perdu.

Une étude réalisée par le département d'ingénierie de Gaz Métro démontre que la capacité des 70 réseaux d'alimentation du distributeur est suffisante pour les ajouts de charge des prochaines années, sauf quatre réseaux individuels (Shawinigan, Hébertville, Upton et Acadie), qui pourraient nécessiter du renforcement si des charges importantes venaient s'y greffer. Dans la situation actuelle, l'utilisation de données historiques plutôt que prospectives demeure pleinement justifiée. Par contre, avec l'arrivée du système SAP, les données historiques des trois dernières années sont plus précises, ce qui incite Gaz Métro à

³³ Décision D-2000-211, dossier R-3444-2000, page 41.

³⁴ Pièce B-38-Gaz Métro-10, document 3.

considérer une moyenne historique de trois ans, plutôt que cinq ans, dans l'évaluation des investissements pour le renforcement des réseaux de Gaz Métro.

L'impact de nouveaux éléments a dû être considéré dans le calcul du coût évité : la contribution au Fonds vert, la quote-part et la bonification pour l'atteinte des objectifs du PGEÉ.

Le Fonds vert est financé par une redevance sur toutes les sources d'énergie distribuée au Québec. Au 1^{er} janvier 2008, le taux de cette redevance pour le gaz naturel livré par Gaz Métro a commencé à être facturé aux clients. Toute baisse de livraison de gaz naturel par le distributeur résulte, à moyen terme, en un coût évité égal à la redevance.

Selon Gaz Métro, la quote-part est également financée par une redevance applicable sur toutes les ventes des distributeurs d'énergie du Québec. Puisque cette redevance sert à financer le budget d'exploitation de l'AEÉ et que tout déficit ou surplus est reflété dans son calcul pour l'année subséquente, aucun impact réel n'a été inclus dans le calcul des coûts évités.

L'incitatif alloué à Gaz Métro pour l'atteinte des objectifs en efficacité énergétique n'est pas retenu dans le calcul des coûts évités. Selon Gaz Métro, il n'y a pas de lien direct entre le volume de gaz naturel économisé et le montant de l'incitatif. Ce dernier ne représente pas de coût supplémentaire pour le client, car il provient d'une réduction équivalente du revenu plafond de départ, donc une réduction des gains de productivité qui auraient été réalisés si l'incitatif n'avait pas été mis en place. Finalement, selon Gaz Métro, la continuité de cet incitatif n'est pas assurée car il pourrait être remplacé ou retiré lors de prochaines négociations du Mécanisme³⁵.

Pour 2009, la Régie autorise Gaz Métro à exclure la quote-part des coûts évités du gaz naturel, puisqu'elle ne dispose pas de l'ensemble des éléments lui permettant de se prononcer sur cet enjeu. En effet, le Plan d'ensemble en efficacité énergétique et nouvelles technologies (PEEÉNT) est actuellement examiné par la Régie et aucune décision relative à ce dossier n'a encore été rendue. **Cependant, la Régie réévaluera la situation dès le dossier tarifaire suivant une décision relative au PEEÉNT.**

De la même façon, l'inclusion de la quote-part annuelle payable à l'AEÉ au calcul total du TCTR devra être évaluée dès le dossier tarifaire suivant une décision relative au PEEÉNT, au moment où les objectifs des programmes et les économies d'énergie associées à cette quote-part annuelle payable à l'AEÉ seront également connus.

³⁵ Pièce B-38-Gaz Métro-10, document 3, pages 14 et 15.

3.5.5 ALLOCATION TARIFAIRE ET IMPACT TARIFAIRE

Gaz Métro alloue les budgets du PGEÉ à chaque catégorie et sous-catégorie tarifaire, selon une méthode antérieurement approuvée par la Régie et basée sur les résultats historiques des programmes du PGEÉ pour les deux dernières années tarifaires.

Pour le dossier tarifaire 2009, Gaz Métro conserve, dans l'ensemble, les mêmes approches méthodologiques pour faire l'allocation des diverses composantes de coûts. Des ajustements ont été apportés à la méthode d'allocation des frais reportés, afin d'associer plus directement la source des dépassements aux bons tarifs et aux bons paliers tarifaires. **La Régie autorise ces ajustements à la méthode d'allocation tarifaire du budget du PGEÉ.**

La Régie note, par ailleurs, que l'impact tarifaire annuel résultant de l'implantation du PGEÉ sur les tarifs de distribution 2009, sans les frais reportés, est de 3,6 % alors que l'impact global de l'efficacité énergétique sur les tarifs, en incluant les frais reportés, est de 4,1 %.

3.5.6 MODIFICATIONS AUX PROGRAMMES

Les modifications proposées au PGEÉ de Gaz Métro sont les suivantes :

- ajustement aux programmes *PE200-Chauffe-eau à efficacité intermédiaire* et *PE212-Chauffe-eau à condensation*, de manière à refléter les changements survenus dans le marché durant les dernières années;
- inclusion des recommandations de l'évaluation aux programmes *PE215-Infrarouge (marché CII)* et *PE217-Infrarouge (marché VGE)*;
- scission et refonte majeure des programmes *PE208* et *PE211* (étude et aide à l'implantation pour les marchés CII et VGE) en cinq programmes :
 - *PE207-Études de faisabilité (marché CII)*,
 - *PE208-Encouragement à l'implantation (marché CII)*,
 - *PE211-Études de faisabilité (marché VGE)*,
 - *PE218-Encouragement à l'implantation (marché VGE-industriel)*,
 - *PE219-Encouragement à l'implantation (marché VGE-institutionnel)*;
- création du programme *PE220-Innovation technologique* pour le marché CII;
- création de deux nouveaux programmes de sensibilisation, à savoir les programmes *PE136-Sensibilisation Faible revenu* et *PE221-Sensibilisation en entreprise*³⁶.

³⁶ Pièce B-38-Gaz Métro-10, document 1, pages 3 et 4.

La Régie approuve les ajouts et les modifications apportés aux programmes du PGEÉ.

3.5.7 ÉVALUATION DES PROGRAMMES

La Régie accepte les modifications apportées au calendrier d'évaluation des programmes du PGEÉ.

La Régie note les conclusions des rapports d'évaluation des programmes *PE215-Infrarouge (marché CII)* et *PE217-Infrarouge (marché VGE)*, déposés par Gaz Métro. La Régie note également que les résultats d'évaluation des programmes *PE200-Chauffe-eau intermédiaire* et *PE212-Chauffe-eau à condensation* seront déposés dans le cadre du rapport annuel 2008³⁷.

3.5.8 SUIVI DES RÉSULTATS DE 2008

Au sujet du programme *PE103-Thermostats programmables*, la Régie notait dans la décision relative au rapport annuel 2007 « *que les engagements pris avant le 1^{er} octobre 2006, mais comptabilisés après cette date, représentent un pourcentage élevé du nombre total de participants observé pour l'année 2007, soit 43 %* »³⁸.

Pour Gaz Métro, un client devient participant lorsque l'aide financière a été versée. Le paiement est effectué lors de la réception des documents qui confirment l'installation d'une mesure et Gaz Métro s'en attribue les économies à partir de la date du paiement. Il est fréquent que des clients s'engagent au début de l'automne, avant la période de chauffage, et qu'ils attendent jusqu'en novembre pour installer les appareils et faire parvenir la documentation nécessaire à Gaz Métro. Ce phénomène explique qu'une portion importante d'engagements pris avant le 1^{er} octobre soient comptabilisés dans l'année tarifaire subséquente. Gaz Métro n'a pas recours à des provisions budgétaires, ni pour les engagements financiers, ni pour les économies d'énergie. Elle dispose cependant d'un système informatique permettant de connaître le nombre de dossiers engagés par programme³⁹.

Afin d'établir des règles de suivi des dépenses et des résultats clairs et uniformes pour l'ensemble des programmes et des distributeurs, **la Régie demande à Gaz Métro, pour le rapport annuel 2008, de s'assurer que son mécanisme de suivi inclut toutes les**

³⁷ Pièce B-38-Gaz Métro-10, document 1, page 13; pièce B-38-Gaz Métro-10, document 5.

³⁸ Décision D-2008-087, dossier R-3654-2007, page 3.

³⁹ Pièce B-51-Gaz Métro-10, document 2.1, page 1.

informations lui permettant d'apparier les économies d'énergie réalisées au budget approprié.

3.5.9 SUIVI DE LA DÉCISION D-2007-116

Taux d'opportunité des programmes PE202-Chaudière à efficacité intermédiaire et PE210-Chaudière à condensation

Conformément à la demande de la Régie, Gaz Métro réévalue les taux d'opportunité associés aux programmes *PE202* et *PE210*, en tenant compte des nouveaux paramètres des programmes⁴⁰.

Description des mesures comportementales du programme PE211-Études de faisabilité et aide à l'implantation (clients industriels)

Conformément à la demande de la Régie, Gaz Métro fournit une description plus précise des mesures appliquées au programme *PE211*, ainsi que le rythme d'implantation de ces mesures, afin de justifier l'inclusion ou l'exclusion de ces mesures à la famille des mesures comportementales⁴¹.

Clientèle municipale

Conformément à la demande de la Régie, Gaz Métro soumet un suivi des actions entreprises en lien avec la clientèle municipale. Ainsi, le distributeur indique que l'UMQ a mis sur pied un comptoir de services en énergie en partenariat avec Gaz Métro, le FEÉ et Hydro-Québec. Ce comptoir offre aux municipalités québécoises de l'aide sur toutes les questions énergétiques et sur les dossiers environnementaux liés à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Il permet aux municipalités d'avoir accès gratuitement à des services leur permettant d'améliorer leur efficacité énergétique ainsi que leur gestion des tarifs et de développer des projets de production d'énergie. Le lancement de ce comptoir de services a été fait à l'automne 2007⁴².

Pour l'année 2008, des activités de communication, de formation et de sensibilisation auprès des élus municipaux devaient être entreprises afin de susciter leur participation⁴³.

⁴⁰ Décision D-2007-116, dossier R-3630-2007, page 16; pièce B-15-Gaz Métro-10, document 12.

⁴¹ Décision D-2007-116, dossier R-3630-2007, page 17; pièce B-15-Gaz Métro-10, document 12.

⁴² Décision D-2007-116, dossier R-3630-2007, page 17.

⁴³ Pièce B-38-Gaz Métro-10, document 2, pages 14 et 15.

Plan d'action pour les MFR

Conformément à la demande de la Régie, Gaz Métro présente l'état d'avancement de sa stratégie d'intervention auprès de la clientèle des MFR. Le distributeur dépose notamment une étude de caractérisation de la clientèle des MFR et fait état de l'arrimage des programmes destinés à cette clientèle avec le PEEÉNT⁴⁴.

3.6 PROGRAMME DE PRODUITS FINANCIERS DÉRIVÉS

Les orientations de Gaz Métro en matière de gestion du coût du service de fourniture de gaz naturel sont les suivantes :

- stabiliser le coût du gaz naturel en réduisant la volatilité du portefeuille;
- limiter l'impact d'une augmentation potentielle des prix lors de cycles haussiers ou lors de pointes de la demande dans le marché;
- saisir ce qui est perçu comme une opportunité de marché afin de préserver la position concurrentielle du gaz naturel.

Le programme de produits financiers dérivés permet à Gaz Métro d'utiliser divers outils pour atteindre ces objectifs, soit les contrats d'échange à prix fixe, l'achat et la vente d'options d'achat et de vente, ainsi qu'une combinaison de ces outils. Gaz Métro présente les volumes totaux pouvant être protégés en vertu du programme pour l'exercice financier 2009.

Gaz Métro recommande de mettre à jour le prix maximal pour les contrats d'échange et le plancher des colliers en le faisant passer de 8,68 \$/GJ à 9,02 \$/GJ à AECO dans le but de maintenir une marge de manœuvre suffisante tout en restant très compétitive.

Avec un prix de 9,02 \$/GJ, Gaz Métro démontre que ses tarifs sont compétitifs avec ceux offerts par HQD pour plus de 94 % de la clientèle commerciale en service de fourniture. Gaz Métro soumet que, pour être compétitive auprès de 100 % de la clientèle commerciale, elle devrait utiliser un prix maximal de 6,83 \$/GJ. Dans le contexte de marché, cette limite réduirait considérablement les opportunités de fixation des prix à l'aide de contrats d'échange pour l'ensemble des périodes sur lesquelles le programme de produits financiers dérivés peut agir.

⁴⁴ Décision D-2007-116, dossier R-3630-2007, page 18; pièce B-38-Gaz Métro-10, document 2, pages 15 à 25.

La Régie approuve le programme de produits financiers dérivés pour l'exercice financier 2009.

De plus, la Régie prend acte du rapport annuel de performance du programme de produits financiers dérivés déposé en suivi de la décision D-2001-214.

3.7 PROGRAMME DE FLEXIBILITÉ TARIFAIRE

Gaz Métro demande à la Régie de reconduire, jusqu'au 30 septembre 2010, le programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie pour les clients des tarifs D₁, D₃ et D_M.

Ce programme vise à prévenir des pertes de volumes et de revenus de transport et de distribution. Gaz Métro démontre que le programme et sa gestion sont à l'avantage des clients, en prévenant notamment des hausses tarifaires pour ceux-ci.

La Régie reconduit donc, jusqu'au 30 septembre 2010, les programmes de flexibilité tarifaire pour les clients des tarifs D₁, D₃ et D_M.

De plus, la Régie reçoit du distributeur depuis plusieurs années, les rapports trimestriels de suivis des clients bénéficiant de ces programmes. La Régie considère qu'un dépôt annuel de ce rapport serait suffisant. Elle demande au distributeur de déposer ce rapport dans le cadre de son dossier de fermeture.

3.8 ÉTABLISSEMENT DES TARIFS

3.8.1 AJUSTEMENT TARIFAIRE GLOBAL

Les tarifs sont fixés de manière à générer le revenu requis totalisant 930,7 M\$. Ce revenu requis correspond au revenu plafond moins la part des clients du gain de productivité réalisé, nette des sommes investies dans le FEÉ. La hausse des tarifs de distribution demandée s'établit donc à 6,21 % excluant la redevance au Fonds vert. Cette hausse se situerait à 9,61 % en incluant cette redevance.

Cette hausse provient de l'effet combiné des variations des volumes de gaz naturel consommés, du revenu plafond et du revenu requis. L'augmentation du revenu plafond découle principalement de la variation dans les comptes de stabilisation tarifaire et de la

variation des volumes due à l'efficacité énergétique, de la quote-part, ainsi que de la redevance au Fonds vert.

De plus, l'application du Mécanisme permet un ajustement de 3,98 M\$ au revenu plafond en 2009. Selon la section 7.1 de l'entente sur le Mécanisme, un ajustement potentiel de 14,63 M\$ pouvait être effectué en 2008 et toute portion résiduelle non intégrée en 2008 était reportée dans l'année tarifaire 2009. Considérant qu'un ajustement de 10,65 M\$ a été fait au revenu plafond en 2008, le solde résiduel de 3,98 M\$ a été intégré au dossier tarifaire 2009.

Le tableau suivant présente le détail des calculs de l'ajustement tarifaire.

TABLEAU 3
Calcul de l'ajustement tarifaire global demandé en 2009
(000 \$)

	Distribution (D)	Inventaires (F, C)	Transport (T)	Équilibrage (É)	Fonds vert	TOTAL
Revenu plafond	493 070	9 826	264 266	112 836	51 789	931 786
Part des clients	(3 239)					(3 239)
FEÉ	2 199					2 199
Revenu requis (après partage) ⁽¹⁾	492 030	9 826	264 266	112 836	51 789	930 746
Tarifs 2007-2008 ⁽²⁾	463 246	9 728	263 137	90 779	32 910	859 800
Ajustement tarifaire	28 784	98	1 129	22 057	18 879	70 946
Pourcentage	6,21 %	1,0 %	0,43 %	24,3 %	57,37 %	8,25 %

⁽¹⁾ Revenu requis à récupérer dans les tarifs.

⁽²⁾ Tarifs en vigueur en 2008 appliqués aux volumes projetés de 2009.

Sources : Pièce B-86-Gaz Métro-9, document 4, page 1; pièce B-38-Gaz Métro-13, document 7, page 1

La hausse globale du revenu requis pour l'année tarifaire 2009 et des tarifs de distribution est tributaire de la hausse des frais de transport, d'équilibrage et de distribution, de la hausse des dépenses d'exploitation, de la révision du taux de rendement de l'actionnaire ainsi que de la redevance au Fonds vert. La hausse globale des tarifs doit faire l'objet d'une répartition par catégorie tarifaire. **La Régie rendra sa décision finale sur le revenu requis et sur les ajustements tarifaires lorsqu'elle recevra les informations demandées dans la présente décision.**

Par ailleurs, la Régie observe que le Groupe de travail a créé une fonction distincte pour le montant relatif à la redevance au Fonds vert. Or, cette redevance est directement reliée au volume de gaz à effet de serre résultant de la combustion du gaz naturel distribué par Gaz Métro. **En conséquence, la Régie juge que la redevance au Fonds vert devrait être incluse dans les coûts de la fonction distribution. Elle demande au distributeur d'apporter les corrections nécessaires lors du prochain dossier tarifaire.**

3.8.2 STRATÉGIE TARIFAIRE

Le document 1 de la pièce B-36-Gaz Métro-13 explique la stratégie tarifaire qui permet de répartir, en considérant le revenu plafond, la hausse du revenu requis entre chacune des catégories de clients.

Tenant compte de la présente décision relative à la hausse tarifaire du palier 4.10 du tarif D₄, la Régie accepte la stratégie tarifaire proposée par le Groupe de travail.

3.9 CONCLUSION SUR LE RAPPORT DU GROUPE DE TRAVAIL

La Régie approuve, pour l'année tarifaire 2009, l'application du mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance approuvé dans sa décision D-2007-47, sous réserve des modifications à apporter conformément à la présente décision.

La Régie demande au distributeur de réviser et de déposer, après consultation du Groupe de travail, l'ensemble des pièces nécessaires à l'établissement des tarifs de l'année tarifaire 2009 en y appliquant les modifications contenues à la présente décision.

Compte tenu que la date d'émission de la présente décision est postérieure au 1^{er} octobre 2008 et que les tarifs en vigueur ont été déclarés provisoires par la décision D-2008-122, la Régie demande à Gaz Métro de porter à un compte de frais reportés le manque à gagner résultant du report dans l'application des nouveaux tarifs à compter du 1^{er} octobre 2008.

4. SUJETS TRAITÉS EN AUDIENCE

4.1 TAUX DE RENDEMENT

4.1.1 DEMANDE

Dans le présent dossier, Gaz Métro demande à la Régie de suspendre l'application de la formule d'ajustement automatique du taux de rendement. Elle propose de maintenir le taux de rendement de l'avoir propre autorisé à 9,05 %, soit le niveau autorisé au dossier tarifaire précédent⁴⁵. Gaz Métro demande également que son taux de rendement autorisé soit majoré de 20 points de base, afin de prendre en compte des frais d'émission de 50 points de base plutôt que de 30 points de base, tel qu'autorisé au dossier tarifaire 2008. Le rendement de l'avoir propre résultant de ces deux demandes est de 9,25 %, soit 49 points de base plus élevé que le taux de rendement de 8,76 %⁴⁶ auquel aurait conduit l'application de la formule d'ajustement automatique approuvée par la Régie en 1999 et reconduite lors du dossier tarifaire précédent.

La FCEI, OC, le RGCQ, l'UC et l'UMQ ont convenu d'une entente avec l'ACIG, en vertu de laquelle ils confient à l'expert Booth de l'ACIG la responsabilité de préparer et de présenter la preuve sur ce sujet. Ils confient également au procureur de l'ACIG la responsabilité de préparer et présenter l'argumentation sur la question du taux de rendement dans le présent dossier. L'expert Booth présente une preuve qui rejette les deux demandes du distributeur. Il recommande à la Régie d'établir le taux de rendement autorisé pour 2009 en appliquant la formule d'ajustement automatique et en maintenant les frais d'émissions à 30 points de base.

4.1.2 FORMULE D'AJUSTEMENT AUTOMATIQUE DU TAUX DE RENDEMENT

Gaz Métro constate sur les marchés une augmentation de l'écart de crédit entre les obligations à long terme (30 ans) émises par des sociétés commerciales (obligations corporatives) et celles émises par le gouvernement du Canada. Selon le distributeur, cette augmentation de l'écart de crédit sur les obligations corporatives démontre que le risque du distributeur, tel que perçu par les investisseurs, a augmenté considérablement par rapport à ce qu'il était lorsque la Régie a entendu la preuve lors du dossier tarifaire 2008 et rendu sa décision sur le taux de rendement. Gaz Métro soutient que la formule automatique d'ajustement du taux de rendement ne permet pas de reconnaître ce phénomène qui se

⁴⁵ Décision D-2007-116, dossier R-3630-2007, page 32.

⁴⁶ Pièce B-79-Gaz Métro-8, document 8.14, page 1.

manifeste particulièrement cette année. De plus, elle précise que la présente demande n'est pas basée sur l'étude du risque d'affaires et de son évolution, mais sur l'incohérence du résultat de l'application de la formule avec l'évolution de l'écart de crédit corporatif⁴⁷.

Gaz Métro soutient que l'augmentation de l'écart de crédit est attribuable principalement à une prime de risque systématique associée aux obligations corporatives. Selon le distributeur, l'accroissement de la prime de risque de ses obligations est l'expression de la perception du marché du risque accru de Gaz Métro. Le distributeur soutient que ce risque accru doit se refléter par une augmentation de la prime de risque qui est prise en considération dans l'établissement du taux de rendement autorisé des capitaux propres de l'entreprise.

Selon l'expert Booth, l'écart de crédit auquel fait référence Gaz Métro est un écart de rendement qui s'explique par les composantes suivantes :

- une compensation pour les probabilités de défaut;
- une prime de liquidité qui reflète les coûts de transactions;
- et, si elle existe, une prime de risque systématique incluse dans les obligations.

L'expert Booth précise cependant qu'il est très difficile de décomposer l'écart de rendement associé aux obligations d'une société de façon précise entre chacune de ces trois composantes.

En ce qui concerne la probabilité de défaut pour une entreprise réglementée, l'expert Booth fait état de l'interdépendance entre la probabilité de défaut et la prime de risque systématique. Gaz Métro, en réponse à une demande de renseignements de la Régie, mentionne qu'aucune société réglementée au Canada n'a fait faillite depuis 1998⁴⁸.

Quant à la prime de liquidité, l'expert Booth mentionne que les obligations corporatives étant très peu liquides, une portion importante de l'écart de rendement peut être associée à cette composante⁴⁹. À cet égard, Gaz Métro indique qu'il n'y a aucune preuve d'un changement dans la liquidité de ses obligations. L'écart de crédit constaté ne peut donc, selon le distributeur, être attribuable à une variation de cette composante.

En ce qui a trait à la prime de risque systématique, l'expert Booth indique qu'il est difficile de prouver de façon empirique qu'une telle prime existe⁵⁰. Cependant, il croit que la valeur

⁴⁷ Pièce B-37-Gaz Métro-8, document 8.7, page 2.

⁴⁸ Pièce B-37-Gaz Métro-8, document 8.2, page 3.

⁴⁹ Pièce C-3-11-ACIG, expertise du professeur Laurence D. Booth sur le taux de rendement, page 15.

⁵⁰ Pièce C-3-11-ACIG, expertise du professeur Laurence D. Booth sur le taux de rendement, page 12.

attribuée aux obligations par les acteurs du marché comporte une prime de risque qui varie selon le cycle économique⁵¹.

L'expert Booth indique que les écarts de rendement fluctuent en fonction de phénomènes cycliques et macroéconomiques. Cependant, ces écarts ne peuvent être tenus comme des indicateurs de l'évolution du risque d'affaires d'une entreprise réglementée, du risque des actionnaires et, conséquemment, du taux de rendement raisonnable attendu par les actionnaires⁵². Selon lui, ces écarts de rendement ne devraient pas être pris en compte aux fins de la détermination du taux de rendement sur les capitaux propres.

Par ailleurs, l'expert Booth compare les taux de rendement des divers distributeurs canadiens et conclut que le taux de rendement découlant de l'application de la formule est raisonnable⁵³.

De plus, l'ACIG mentionne que les agences de notation de crédit tiennent des propos fort positifs au sujet du risque d'affaires de Gaz Métro⁵⁴. Selon l'intervenante, il s'agit d'un constat qui tend à contredire la position du distributeur voulant que son risque ait augmenté depuis le dernier dossier tarifaire.

La Régie considère qu'il serait inopportun, compte tenu de la preuve au dossier, de suspendre l'application de la formule d'ajustement du taux de rendement afin de tenir compte de l'écart de crédit entre les obligations corporatives à long terme de Gaz Métro et celles émises par le gouvernement du Canada.

La Régie juge qu'une demande de modification du taux de rendement autorisé devrait s'appuyer sur une preuve d'expert traitant de l'ensemble des paramètres.

Or, Gaz Métro n'a pas retenu les services d'un expert pour ce sujet hautement technique. La Régie constate que la preuve du distributeur fait référence à des extraits d'études⁵⁵ qui ne sont ni déposés, ni analysés.

La Régie considère que de donner suite à la proposition du distributeur équivaudrait indirectement à modifier le cadre à partir duquel est établi le taux de rendement. Ce cadre ne fait pas référence à l'écart de crédit dont il a été question au présent dossier. Il fait plutôt

⁵¹ Pièce A-32-2-Régie, NS du 22 août 2008, pages 230-232.

⁵² Pièce A-32-2-Régie, NS du 22 août 2008, page 212.

⁵³ Pièce C-3-20-ACIG, copie papier de la présentation PowerPoint intitulée « Gaz Métro – Professor Laurence Booth », page 3.

⁵⁴ Pièce B-37-Gaz Métro-8, document 8.5, annexes A et B.

⁵⁵ Pièce B-13, Gaz Métro-8, document 8, pages 8 et 10 à 15.

référence à l'écart entre le rendement des obligations de long terme du gouvernement du Canada et le rendement du marché boursier dans son ensemble.

Par ailleurs, selon la Régie, le taux de rendement découlant de l'application en 2009 de la formule, soit un taux de rendement de 8,76 %, demeure raisonnable.

Conséquemment, la Régie rejette la demande du distributeur.

4.1.3 FRAIS D'ÉMISSION

En ce qui concerne les frais d'émission, Gaz Métro rappelle que, dans la décision D-2007-116, elle s'était vue reconnaître par la Régie 30 points de base pour les frais d'émission et autres coûts d'accès aux capitaux. Les frais d'émission ont été accordés par la Régie dans la décision D-99-11. Lors du dossier tarifaire 2008, à la suite de la demande du distributeur, la Régie les a reconduits.

Gaz Métro présente dans sa preuve les coûts d'émission, avant impôt, pour les émissions de parts de 1999, 2003 et 2005. Ils s'élèvent en moyenne à 56 points de base.

La Régie rappelle que, dans la décision D-2007-116⁵⁶, un débat de fond avait eu lieu sur l'ensemble des paramètres fixant le taux de rendement de l'avoir propre.

La Régie juge que la preuve soumise par Gaz Métro en l'instance n'est pas suffisamment probante. Elle évalue qu'il aurait été nécessaire qu'une preuve complète soit déposée, non seulement sur le coût brut des émissions, mais également sur les effets de l'impôt, les effets de dilution, ainsi que sur d'autres considérations pertinentes, le cas échéant. La Régie est d'avis qu'une preuve d'expert aurait été souhaitable pour l'examen d'une telle question.

Par conséquent, la Régie rejette la demande de Gaz Métro et maintient les frais d'émission à 30 points de base, tel qu'établi dans la décision D-2007-116.

Compte tenu de la preuve au dossier, la Régie fixe le taux de rendement sur l'avoir propre à 8,76 %, le taux moyen du coût en capital, avant partage du gain de productivité, à 7,50 % et le taux du coût en capital prospectif à 6,56 %.

⁵⁶ Dossier R-3630-2007.

La Régie demande à Gaz Métro de mettre à jour son dossier pour tenir compte de la présente décision.

4.2 PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER – HORIZON 2009-2011

Tel que requis par le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*⁵⁷ (le Règlement sur le plan), Gaz Métro dépose son plan d'approvisionnement gazier. Ce plan présente la prévision triennale de la demande de gaz naturel, ainsi que les outils d'approvisionnement requis pour satisfaire cette demande.

4.2.1 DEMANDE DE GAZ NATUREL

Les livraisons globales, avant interruptions, pour les années 2009 à 2011 sont présentées au tableau suivant.

TABLEAU 4
Livraisons globales de gaz naturel 2009–2011
(avant interruptions)
(millions de m³)

	2009	2010	2011
Service continu	4 452,9	5 093,7	5 310,9
Service interruptible	802,0	784,6	784,4
Total	5 254,9	5 878,2	6 095,2

Source : Pièce B-13-Gaz Métro-5, document 1, page 21

4.2.2 CONTEXTE ET STRATÉGIES D'APPROVISIONNEMENT

Selon le distributeur, l'objectif premier du plan est de procurer aux clients un approvisionnement sécuritaire, tout en s'assurant que le coût d'utilisation du gaz naturel soit le plus bas possible et concurrentiel avec celui des énergies alternatives. Spécifiquement, le distributeur contracte les outils nécessaires afin de rencontrer la demande continue des clients en journée de pointe, la demande saisonnière des clients en service continu et, dans la

⁵⁷ (2001) 133 G.O. II, 6037.

mesure du possible, celle des clients en service interruptible. Ces approvisionnements doivent être suffisamment flexibles pour faire face aux fluctuations dues au climat et à l'activité économique.

Le distributeur vise à minimiser les coûts totaux d'approvisionnement en utilisant une combinaison d'outils. Sa stratégie favorise le recours à un portefeuille échelonné dans le temps et diversifié géographiquement.

Fourniture de gaz naturel

La stratégie d'approvisionnement du distributeur varie en fonction du point d'acquisition. Gaz Métro sélectionne les fournisseurs en Alberta au point d'acquisition AECO en procédant par appels d'offres et limite ses contrats d'achat à des périodes de 12 et 24 mois.

Le distributeur privilégie également des contrats à court terme à Dawn en Ontario afin d'optimiser l'appariement des achats avec la demande et de moduler le tout en fonction de la variation de cette demande, et ce, tant sur une base mensuelle, annuelle que pluriannuelle.

De façon générale, Gaz Métro planifie contracter entre 65 % et 75 % de ses besoins avant le début de l'année gazière et satisfaire au moins 25 % de ses besoins par des achats sur le marché « *spot* » afin d'être en mesure de réagir aux variations de la demande ainsi qu'aux aléas de la température.

Transport

Gaz Métro poursuit son objectif de réduire ses coûts de transport en diminuant la capacité longue distance entre l'Alberta et sa franchise et en y jumelant des achats à Dawn. Les achats à Dawn sont transportés en vertu d'un contrat de courte distance dont les coûts sont moindres. Tout comme pour la fourniture, le distributeur surveille la valeur du transport sur le marché secondaire afin de se repositionner à AECO, advenant le cas où cette valeur annulerait les économies reliées à l'option d'acheter à Dawn.

Équilibrage

Le portefeuille d'outils d'équilibrage de Gaz Métro est constitué de trois sites d'entreposage souterrain⁵⁸, d'un contrat d'échange de gaz naturel hiver/été et de l'usine de gaz naturel liquéfié dont elle est propriétaire.

⁵⁸ Les sites d'entreposage souterrain sont : Dawn (Union Gas), Pointe-du-Lac et Saint-Flavien (Intragaz).

4.2.3 PLANIFICATION ANNUELLE 2009

4.2.3.1 Prévision de la journée de pointe

Dans la décision D-2007-116, la Régie demandait à Gaz Métro d'approfondir, lors du prochain plan d'approvisionnement, les éléments suivants :

- l'impact du vent sur la demande de la journée de pointe et sur la prévision;
- l'impact du vent sur l'année extrême historique, sur la façon de prendre en compte cet impact dans l'évaluation et sur le calcul de la provision additionnelle.

En réponse à cette demande, le distributeur présente une analyse de l'impact du vent sur la journée de pointe et sur l'hiver extrême⁵⁹. Il propose un modèle de prévision basé sur la méthode de normalisation des revenus présentée au dossier tarifaire 2008. Le modèle proposé est le résultat d'une régression linéaire sur les degrés-jours (DJ) en base 13 et la vitesse du vent en fonction des volumes mensuels prévus des clients aux tarifs D_1 et D_M . Le distributeur soutient qu'il n'y a pas de justification à utiliser une base de référence différente de celle utilisée pour la normalisation des revenus pour la projection volumétrique de la journée de pointe ou de la demande en hiver extrême. Compte tenu de l'impact du nouveau modèle par rapport à la méthode actuelle de prévision, il ne demande son application qu'à partir du dossier tarifaire 2010.

Gaz Métro précise que son analyse ne tient pas compte de sa proposition de modification à la méthode de normalisation des revenus présentée dans le présent dossier⁶⁰. Elle soutient que les deux analyses ont été développées en parallèle et que l'analyse de l'impact de la méthode de normalisation intégrant le vent sur la journée de pointe et l'hiver extrême ne peut être faite qu'à la suite de l'analyse de la base de normalisation.

Les travaux du distributeur sur l'analyse de la méthode de normalisation ont démontré qu'il existe un effet croisé entre la température et la vitesse du vent sur la consommation de gaz naturel pour fins de chauffage. De plus, l'utilisation de données mensuelles ne permet pas de mettre en place un modèle de régression complexe permettant de capter ces effets⁶¹.

La Régie constate que le modèle proposé par Gaz Métro pour la prévision des besoins de la journée de pointe et de l'hiver extrême utilise des données mensuelles qui ne permettent pas de prendre en compte l'effet croisé température et vent.

⁵⁹ Pièce B-13-Gaz Métro-4, document 7.

⁶⁰ Pièce B-13-Gaz Métro-12, document 2.

⁶¹ Pièce B-13-Gaz Métro-12, document 2, pages 5 et 6.

De plus, la Régie est d'avis que la méthode actuelle, même si elle n'intègre pas l'impact du vent, a donné, depuis 2003, des résultats satisfaisants. Les données fournies par Gaz Métro⁶² montrent que, sur la période 2003-2007, la moyenne des écarts absolus entre les prévisions de la journée de pointe et la pointe réelle normalisée est de moins de 4 %.

Pour ces motifs, la Régie demande au distributeur de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, une méthode de prévision des besoins de la journée de pointe et de l'hiver extrême en utilisant des données quotidiennes comme dans l'analyse de la méthode de normalisation soumise au présent dossier (voir à la section 4.3). Cette approche permettra de cibler spécifiquement les données quotidiennes des mois d'hiver plus pertinentes à son analyse et de considérer l'effet croisé température et vent. De plus, Gaz Métro devra présenter ses résultats en utilisant différentes bases de normalisation pour les DJ dont, notamment, les bases 18 et 13.

La Régie demande également à Gaz Métro de continuer à utiliser la méthode de prévision actuelle basée sur les DJ en base 18.

4.2.3.2 Provision additionnelle à la demande de la journée de pointe

Pour l'année 2009, le distributeur anticipe, pour les clients en service continu, une demande de pointe correspondant à une température de 44 DJ de $28\,970\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$. Afin de répondre à cette demande de pointe, le distributeur a contracté des outils pouvant desservir une consommation de $31\,361\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$.

L'écart entre la demande anticipée et les outils à la disposition du distributeur correspond à la provision de pointe. Cette provision s'élève donc à environ 8,3 % de la demande anticipée. Toutefois, le distributeur compte revendre $475\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ de transport de type FTLH⁶³ (Empress-EDA) et de type FTSH⁶⁴ (Dawn/EDA) de sorte qu'il disposerait pour répondre à la demande de pointe de $30\,886\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$. La provision de pointe représenterait alors 6,7 % de la demande totale en pointe ou encore 6,2 % des approvisionnements totaux requis. Ce niveau correspondrait à la borne supérieure de la plage de référence.

Au cours des années antérieures, la Régie a retenu les propositions du distributeur qui consistaient à fixer la provision additionnelle de pointe à la valeur médiane de la plage de référence. Cette année, le distributeur, sur la base des études qu'il présente sur l'impact de la

⁶² Pièce B-13-Gaz Métro-5, document 11, page 2.

⁶³ Contrats auprès de TransCanada PipeLines Limited (TCPL) «*Firm Transmission Long Haul*».

⁶⁴ Contrats auprès de divers transporteurs «*Firm Transportation Short Haul*».

normalisation du vent sur la journée de pointe et l'hiver extrême, propose d'utiliser la borne supérieure de la plage de référence pour fixer la provision.

La Régie considère qu'il serait prématuré de procéder à des modifications à la méthode de fixation de la provision additionnelle de pointe, compte tenu des études qui restent à être réalisées sur l'évaluation de la demande de la journée de pointe. La Régie conserve pour cette année le principe d'utiliser la valeur médiane de la plage comme point de référence.

Par ailleurs, la Régie note que la valeur médiane de la plage de référence est évaluée en faisant la moyenne de la borne supérieure et de la borne inférieure. Or, l'estimation de la valeur de la borne supérieure, présentée par Gaz Métro pour le scénario de base de 2009, est élevée en comparaison des valeurs pour les années subséquentes et en tenant compte des besoins en pointe.

TABLEAU 5
Journée de pointe et plage de référence
($10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$)

	2009	2010	2011
Borne supérieure de la plage de référence	1 931	1 664	1 763
Demande-journée pointe (44 DJ)	28 970	31 454	31 436

La Régie a demandé à Gaz Métro d'expliquer comment une demande en 2009 inférieure aux besoins de l'année 2010 pouvait entraîner une provision additionnelle en 2009 supérieure à celle de l'année 2010. Selon le distributeur, la principale différence au niveau de la demande entre ces deux années repose sur la consommation de la centrale de Bécancour. Or, comme cette consommation n'est pas sensible à la température, cet argument ne peut justifier à lui seul la demande de Gaz Métro⁶⁵.

En conséquence, la Régie utilise la borne supérieure de la plage de référence de l'année 2010, soit $1\,664\,10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$. **La valeur médiane de la plage de référence qui en découle se situe donc à $1\,335\,10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$.**

Pour ces motifs, la Régie demande au distributeur de réévaluer le coût net de ses outils de transport sur la base d'une provision additionnelle de $1\,335\,10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ et d'ajuster

⁶⁵ Pièce A-32-3-Régie, NS du 25 août 2008, pages 44 et 45.

son revenu requis en conséquence, en utilisant les hypothèses du revenu unitaire présentées au présent dossier⁶⁶.

Par ailleurs, la Régie demande au distributeur de présenter, en continuité avec les décisions D-2005-171⁶⁷, D-2006-140⁶⁸ et D-2007-116⁶⁹, la planification annuelle et le plan d'approvisionnement en utilisant une provision additionnelle correspondant au milieu de la plage de référence et d'expliquer, le cas échéant, le positionnement proposé.

4.2.3.3 Transport Parkway-Dawn C1

L'année dernière, le distributeur n'a pu s'entendre avec Union Gas concernant le renouvellement d'une tranche de capacité d'entreposage de $78 \cdot 10^6 \text{m}^3$ qui réduisait la capacité maximale d'injection de $582 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$. À la suite de ces changements contractuels, il n'a cependant pas ajusté sa capacité de transport C1 servant à injecter le gaz naturel durant l'été à Dawn.

La Régie note que le distributeur indique avoir besoin d'une capacité de transport C1 supérieure à sa capacité d'injection nominale à Union Gas. Elle constate, cependant, que Gaz Métro détient maintenant une surcapacité plus importante qu'auparavant. Comme l'illustre le tableau suivant, le ratio de transport C1 par rapport à la capacité d'injection chez Union Gas passe de 1,295 à 1,49.

TABLEAU 6
Capacité d'entreposage

	Avant avril 2007	Depuis avril 2007
Capacité-entreposage-Union Gas	$597,6 \cdot 10^6 \text{m}^3$	$519,9 \cdot 10^6 \text{m}^3$
Capacité-injection-Union Gas	$4\,482 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$	$3\,900 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$
Capacité-injection-transport C1	$5\,804 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$	$5\,804 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$
Ratio C1/Union Gas	1,295	1,49

⁶⁶ Pièce B-62-Gaz Métro-4, document 1.28, page 1.

⁶⁷ Décision D-2005-171, dossier R-3559-2005, page 33.

⁶⁸ Décision D-2006-140, dossier R-3596-2006, page 22.

⁶⁹ Décision, D-2007-116, dossier R-3630-2007, page 35.

Par ailleurs, en réponse à une demande de renseignements, Gaz Métro a présenté deux scénarios quantifiant l'impact d'une réduction de la capacité de transport C1 sur les coûts totaux d'approvisionnement⁷⁰ :

- un scénario de réduction de $181\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$ montre qu'il n'y a aucun gain à détenir cette capacité;
- un scénario de réduction de $1\ 904\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$ montre un gain à conserver cette importante quantité.

La Régie considère que la minimisation des coûts pour un service équivalent est une démarche qui peut se traduire par un bénéfice pour la clientèle. En conséquence, la Régie demande au distributeur de préciser, lors du prochain dossier tarifaire, l'ampleur de l'ajustement requis à la capacité de transport C1 qu'il détient. Si l'ajustement proposé a pour effet de générer un ratio C1/Union Gas supérieur à 1,295, le distributeur devra déposer une analyse démontrant la rentabilité de conserver le transport C1 en excédent de ce ratio.

4.2.3.4 Revenus d'optimisation

Les revenus d'optimisation découlent des transactions opérationnelles et des transactions financières touchant les outils d'approvisionnement. Le distributeur distingue, parmi les transactions opérationnelles, les reventes de transport *a priori* qui sont normalement effectuées avant que l'année ne débute et les reventes de transport FTLH réalisées en cours d'année.

TRANSACTIONS OPÉRATIONNELLES

Revente a priori de transport

Le distributeur a procédé à la revente annuelle de $290\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$ de transport FTLH à un prix moyen de $4,471\ \text{¢}/\text{m}^3$. Le distributeur prévoit revendre $185\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$ de transport FTSH au cours de la période d'hiver à un prix de $1,362\ \text{¢}/\text{m}^3$, ce qui équivaut au tarif annuel moyen de TCPL à 100 % de coefficient d'utilisation (CU). Les revenus de ces reventes sont intégrés à la demande tarifaire.

⁷⁰ Pièce B-62-Gaz Métro-5, document 4.2.

Revente en cours d'année du transport excédentaire FTLH

Pour l'été 2009, Gaz Métro prévoit une demande totale de gaz naturel pour la franchise de $2\,232\,10^6\text{m}^3$. De l'approvisionnement contracté pour répondre à cette demande, il reste une capacité de transport FTLH de $34\,10^6\text{m}^3$ non utilisée. Le distributeur projette revendre ce surplus de transport à un prix de $2,160\text{ ¢/m}^3$ ($0,57\text{ \$/GJ}$).

La Régie, dans la décision D-2006-140, demandait à Gaz Métro de proposer « *une formule visant à établir de façon paramétrique et en lien avec les prix de marché, la valeur pouvant servir de base à l'établissement des prix de revente des capacités excédentaires FTLH. Cette valeur pourra être ajustée, si besoin est, pour refléter les conditions de marché du moment* »⁷¹.

Dans sa décision D-2007-116, la Régie jugeait « *qu'il serait prématuré d'adopter la formule telle que proposée. En effet, elle verra, avec l'expérience, si les paramètres proposés atteignent convenablement l'objectif d'établir de façon paramétrique un niveau de revenu vraisemblable* »⁷².

Gaz Métro établit le prix retenu sur la base du minimum des quatre éléments suivants :

- la valeur des « futures » pour le transport FTLH, cette valeur étant égale au minimum des trois dernières années pour lesquelles des données sont disponibles;
- la valeur historique du transport FTLH sur le marché, cette valeur étant égale au minimum des trois dernières années pour lesquelles des données sont disponibles;
- l'historique des prix de revente de transport FTLH par Gaz Métro, cette valeur étant égale au minimum des trois dernières années pour lesquelles des données sont disponibles;
- le tarif de TCPL.

Gaz Métro allègue⁷³, dans sa plaidoirie, que le Mécanisme prévoit que la projection du prix de vente de transport est fixée au niveau minimal que Gaz Métro est assurée de récupérer.

⁷¹ Décision D-2006-140, dossier R-3596-2006, page 24.

⁷² Décision D-2007-116, dossier R-3630-2007, page 37.

⁷³ Pièce A-32-5-Régie, NS du 27 août 2008, pages 140 et 141.

Par ailleurs, l'ACIG considère que le prix de revente proposé par Gaz Métro ne reflète pas les tendances du marché⁷⁴ et propose les modifications suivantes à la formule proposée par Gaz Métro :

« Le prix de revente devrait être le prix le plus faible des moyennes des différents types de produits ou du tarif de TCPL dans la mesure où ce prix est inférieur au prix des "futures" de l'été visé. »⁷⁵

Par sa décision D-2007-47, la Régie approuvait le texte du Mécanisme, lequel prévoit que, dans le dossier tarifaire, la projection de revenu découlant de la vente de transport doit correspondre au « *revenu qu'il est vraisemblable d'obtenir* »⁷⁶ et non au niveau minimal que Gaz Métro est assuré de récupérer.

La Régie note que le prix proposé par Gaz Métro est le même que celui de l'an passé parce que, selon la formule proposée, c'est le « future » de l'année dernière qui constitue la valeur minimale parmi tous les paramètres présentés.

La Régie considère que la proposition de l'ACIG amène une projection des revenus plus près du concept de revenu vraisemblable que celle proposée par Gaz Métro. De plus, cette proposition demeure conservatrice en retenant le minimum des moyennes de trois ans pour chacun des paramètres plutôt que le minimum des valeurs minimales sur trois ans, ce qui évite de donner un poids démesuré aux extrêmes.

En conséquence, la Régie juge que la formule proposée par l'ACIG est un compromis raisonnable permettant de faire une projection vraisemblable des revenus, reflétant les tendances de marché, tout en faisant preuve de prudence.

La Régie accepte la formule proposée par l'ACIG. La valeur qui résulte de cette formule pour l'année 2009 est de 0,64 \$/GJ ou 2,43 cents/m³. Elle demande au distributeur de mettre à jour le dossier tarifaire pour tenir compte de cette modification.

⁷⁴ Pièce A-32-4-Régie, NS du 26 août 2008, pages 173 et 174.

⁷⁵ Pièce C-3-11-ACIG, témoignage de monsieur Jean-Benoit Trahan, questions 12 et 13.

⁷⁶ Dossier R-3599-2006, Mécanisme convenu par le Groupe de travail à la phase 2 du PEN, page 19.

TRANSACTIONS FINANCIÈRES

Les modifications au Mécanisme approuvées en 2007 comportaient les dispositions suivantes touchant les revenus des transactions financières :

- les transactions financières seront prévues à un prix qu'il est vraisemblable d'obtenir;
- si les revenus réels des transactions financières sont moindres que ceux prévus, les clients assumeront la différence.

La deuxième disposition constitue en quelque sorte une garantie de revenus globaux des transactions financières pour Gaz Métro payable par les clients.

Lors du dernier dossier tarifaire, la Régie avait fixé un niveau de prévision des revenus en indiquant, sans en faire une règle ou une exigence, qu'il s'agissait d'environ 60 % de la moyenne des revenus des trois dernières années pour le prêt d'espace et les échanges.

Prêts d'espace

Gaz Métro propose un niveau de prévision correspondant à 60 % de la moyenne des revenus des trois dernières années, soit 2,274 M\$. Aucune discussion spéciale n'a eu lieu sur ce sujet.

La Régie considère que le niveau de revenu proposé est acceptable. La Régie est cependant d'avis que l'adoption d'une formule est prématurée.

Échanges

Gaz Métro propose un niveau de prévision correspondant à 60 % de la moyenne des revenus des trois dernières années, mais elle introduit également le concept d'exclusion des transactions non récurrentes qui aurait pour effet de corriger à la baisse la moyenne des trois dernières années. Ces transactions dites non récurrentes sont toutes des transactions réalisées avec TCE. Tenant compte de ce nouveau concept, la proposition de Gaz Métro se situe à 0,774 M\$.

La Régie n'est pas convaincue que le concept d'exclusion de transactions non récurrentes, tel que préconisé par Gaz Métro, puisse être opérationnalisé facilement.

Pour les fins de l'établissement d'une projection des revenus vraisemblables, la Régie juge que les transactions avec TCE doivent être exclues de l'historique. En effet, elle

considère, comme mentionné à la section 4.2.5 de la présente décision, que les transactions en question avec TCE n'auraient pas dû être traitées comme des revenus de transactions d'échange, car de telles transactions d'échange ne peuvent être faites avec un client de la franchise de Gaz Métro.

La Régie accepte la proposition de niveau de revenu prévu par Gaz Métro pour l'année 2009. Cependant, elle précise que c'est un niveau de revenu, et non une formule, qui est accepté. Tel que susdit, la Régie est d'avis que l'adoption d'une formule est prématurée.

Revenus d'extraction

Les revenus d'extraction n'ont fait l'objet d'aucune projection de la part du distributeur, compte tenu de l'incertitude réglementaire qu'il perçoit en Alberta touchant l'attribution des revenus d'extraction. Certains intervenants font valoir que ces revenus devraient être accordés aux producteurs, plutôt qu'aux expéditeurs. En raison de l'incertitude liée à la décision, Gaz Métro n'a projeté aucun revenu pour l'année financière 2009⁷⁷.

Par ailleurs, le RGCQ propose une prévision de 0,47 M\$ qui correspond à 60 % de la moyenne des revenus des trois dernières années.

La Régie ne peut retenir l'argument du distributeur. D'une part, au moment de la prise en délibéré, aucune décision n'a encore été rendue par l'Alberta Utilities Commission. D'autre part, à la suite d'une décision entraînant un changement de régime, il est peu probable qu'une telle décision ait un impact sur les revenus d'extraction en 2009, selon la preuve.

La Régie est d'avis que le risque réglementaire touchant les revenus d'extraction en 2009 est très faible. De plus, le Mécanisme prévoit une garantie de revenus globaux des transactions financières au bénéfice des actionnaires de Gaz Métro. **La Régie juge, par conséquent, que la proposition du RGCQ est plus vraisemblable et retient pour l'année 2009 une prévision de 0,47 M\$. Elle demande donc au distributeur d'inclure cette projection au présent dossier tarifaire.**

⁷⁷ Pièce B-13-Gaz Métro-4, document 1, page 24.

Transactions d'optimisation « déjà réalisées »

Gaz Métro fait état d'une transaction d'échange se terminant le 31 octobre 2012. Elle traite cette transaction comme une transaction d'optimisation et, aux termes de sa proposition, les revenus de cette transaction ne sont pas reflétés dans la projection des revenus d'échange.

Cette transaction suscite plusieurs questions car elle a été réalisée avant même que l'année tarifaire ne commence et va au-delà de l'horizon du plan d'approvisionnement. L'ACIG propose que la totalité des revenus des transactions déjà réalisées soit intégrée à la prévision des revenus⁷⁸.

La Régie note que cette transaction représente une valeur monétaire relativement peu importante. Cependant, ce type de transactions pourrait prendre plus d'ampleur au cours des prochaines années.

Gaz Métro mentionne qu'il s'agit d'une transaction d'échange venant à échéance au 31 octobre 2012 :

- Gaz Métro livre à Empress 264 10³m³/jour de gaz naturel et cède à la tierce partie une quantité de transport équivalente. Gaz Métro continue de payer ce transport;
- la tierce partie s'engage à livrer une quantité équivalente de gaz naturel à GMi-EDA.

Gaz Métro mentionne que ce type de transactions a déjà été réalisé dans le passé, mais sur des périodes plus courtes de un an ou moins.

La Régie constate que Gaz Métro a vendu un produit différent de celui qu'elle a vendu par le passé, soit une option⁷⁹. La Régie s'attend à ce qu'une évaluation de la juste valeur marchande de telles transactions « *mark-to-market* » soit faite et que, le cas échéant, les analyses préalables à de nouvelles transactions du même type tiennent compte de la valeur des optionalités en cause.

Quant à la proposition de l'ACIG, la Régie considère que l'intervenante n'a pas démontré à sa satisfaction que le moment où se fait la transaction constitue un critère judicieux pour déterminer s'il s'agit ou non d'une transaction d'optimisation, ou pour justifier l'inclusion ou non des revenus à la prévision.

⁷⁸ Pièce A-32-4-Régie, NS du 26 août 2008, page 174.

⁷⁹ Pièce A-32-3-Régie, NS du 25 août 2008, pages 33 et 34.

La Régie considère qu'elle ne dispose pas présentement des informations requises lui permettant de prendre une décision sur la qualification de la transaction. **Pour cette année, la Régie accepte la prévision des revenus des transactions d'échange et considère ces revenus comme des revenus d'optimisation. Elle demande au distributeur, lors du prochain dossier tarifaire, d'expliquer les raisons qui justifieraient de traiter ce type de transactions comme des transactions financières d'optimisation, compte tenu de la définition qui leur a été donnée au cours des dernières années.**

Par ailleurs, même si ce type de transactions est potentiellement intéressant, **la Régie juge important qu'une analyse préalable soit effectuée afin de s'assurer de bien cerner les avantages et inconvénients, ainsi que les risques potentiels pouvant découler de telles transactions. La Régie demande au distributeur de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, une telle analyse.**

4.2.4 PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2009-2011

La Régie note que le portefeuille d'approvisionnement rencontre les besoins annuels, saisonniers et de pointe de la clientèle. Cependant, elle considère qu'un certain nombre d'améliorations devraient être apportées lors de la présentation du prochain plan d'approvisionnement.

4.2.4.1 Scénarios favorable et défavorable

Dans la décision D-2007-116, la Régie demandait au distributeur de raffiner la méthodologie sous-jacente aux scénarios favorable et défavorable afin de refléter davantage les situations les plus susceptibles de se produire et de fournir un ordre de grandeur des probabilités de réalisation de chacun de ces scénarios. Elle demandait également à Gaz Métro de situer les scénarios favorable et défavorable qu'elle présente par rapport à l'erreur observée dans l'historique 1992-2007 pour la projection des ventes continues sur un horizon de un, deux et trois ans.

Le distributeur indique que l'historique des projections de ventes sur un horizon de deux et trois ans est trop court pour permettre des analyses statistiques, puisque les plans d'approvisionnement sur une période de trois ans sont présentés depuis le dossier tarifaire 2003. Gaz Métro propose, en remplacement, une méthode d'extrapolation.

La Régie reconnaît que l'historique des projections sur un horizon de deux et trois ans est insuffisant pour permettre une analyse statistique. Dans ces circonstances, la Régie juge que l'élaboration d'une méthode d'extrapolation, à titre de mesure de remplacement, n'est pas nécessaire.

Le distributeur présente la distribution dans l'historique des écarts entre les ventes réelles normalisées au service continu et la projection présentée au dossier tarifaire au cours de la période 1991-2007. Son analyse montre un écart moyen de -1,45 % et un écart-type de 0,17 %. Gaz Métro présente une distribution des écarts centrée sur 0 tout en retenant l'écart-type calculé.

La FCEI propose de centrer la distribution à -1,45 % sur la base des résultats de l'analyse statistique⁸⁰. En réponse à cette proposition, Gaz Métro indique que le test statistique effectué ne permet pas de rejeter l'hypothèse que la distribution soit centrée à 0⁸¹.

La Régie prend note de la préoccupation de la FCEI et demande au distributeur de justifier de façon plus détaillée, lors du prochain dossier tarifaire, en quoi son processus d'établissement des projections de la demande permet d'établir des prévisions non biaisées.

Par ailleurs, lorsque Gaz Métro élabore ses scénarios favorable et défavorable, des besoins ou des surplus de transport en découlent⁸². **La Régie demande au distributeur d'expliquer plus en détail, lors du prochain dossier tarifaire, les hypothèses qui sont faites quant au traitement du transport détenu par les clients et leur impact sur l'évaluation de la provision additionnelle.**

Gaz Métro a présenté une analyse de rentabilité de ses stratégies en matière de renouvellement des contrats de transport FTLH et FTSH à la suite de la demande formulée par la Régie dans la décision D-2007-116⁸³. Le distributeur utilise le scénario favorable pour évaluer l'intérêt de renouveler les contrats pour les capacités de transport en excédent. Selon cette stratégie, le distributeur est amené à revendre, à court terme, ses capacités de transport sur le marché secondaire afin d'être en mesure de répondre, à moyen terme, à des scénarios de demande plus élevée que le scénario de base. Le distributeur justifie cette stratégie sur le fait « *qu'il est aujourd'hui impossible d'obtenir de la capacité de transport pour GMi EDA pour un horizon de trois ans* »⁸⁴.

⁸⁰ C-1-6-FCEI, preuve, page 5.

⁸¹ Pièce B-26-Gaz Métro-5, document 1.27, page 1.

⁸² Pièce B-13-Gaz Métro-5, document 6, document 8 et document 9, ligne 37.

⁸³ Pièce B-13-Gaz Métro-5, document 10, page 1.

⁸⁴ Pièce B-13-Gaz Métro-5, document 1, page 45.

Considérant que des contrats viennent à échéance à chaque année et que le contexte de marché peut évoluer d'une année à l'autre, la Régie maintient sa demande au distributeur de lui présenter une analyse de rentabilité de ses stratégies en matière de renouvellement des contrats de transport FTLH et FTSH lors du prochain dossier tarifaire, en intégrant les revenus de distribution espérés pouvant découler de la réalisation d'un scénario favorable.

4.2.4.2 Provision additionnelle

Gaz Métro doit prévoir, dans ses approvisionnements, une provision additionnelle à la demande prévue pour la journée de pointe, afin de répondre à la demande lors de journées particulièrement froides ou pour faire face à des hivers extrêmes.

Le distributeur présente les résultats d'une simulation montrant que, si l'utilisation des 10 jours supplémentaires d'interruption prévus au texte des Tarifs était intégrée à la planification de la gestion de l'hiver extrême, la provision additionnelle pourrait être réduite de $170 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ ⁸⁵.

Gaz Métro indique, par ailleurs, qu'elle « *se fait un devoir moral de respecter le nombre maximum de jours d'interruption et prendra les moyens à sa disposition pour répondre à la demande avant de se prévaloir de cette clause. À ce jour, Gaz Métro ne s'est jamais prévalu de cette clause* »⁸⁶.

La Régie prend note de l'argument du distributeur. **Elle demande toutefois au distributeur d'expliquer, lors du prochain dossier tarifaire, en quoi il ne serait pas approprié d'inclure un tel moyen ou d'autres mesures du même type dans la planification de sa gestion de l'hiver extrême.**

4.2.4.3 Impact des ports méthaniers

En ce qui concerne les ports méthaniers, la Régie demandait à Gaz Métro, dans la décision D-2007-116, de poursuivre l'examen des options disponibles en fonction de l'intérêt à court et à long terme des consommateurs.

⁸⁵ Pièce B-24-Gaz Métro 4, document 7.2, pages 2 et 3.

⁸⁶ Pièce B-13-Gaz Métro 4, document 7, page 33.

La Régie considère que le report des deux projets de ports méthaniers québécois justifie que Gaz Métro n'ait pas élaboré davantage sur le sujet.

4.2.4.4 Comparaison des prévisions

La Régie demandait au distributeur, dans la décision D-2007-116, de déposer, lors du prochain plan d'approvisionnement, une comparaison de ses prévisions des ventes annuelles et de ses prévisions de la demande de la journée de pointe avec les données réelles observées, et ce, pour les divers plans élaborés depuis l'adoption du Règlement sur le plan.

La Régie est satisfaite des informations présentées⁸⁷ et demande au distributeur d'ajouter, à chaque dossier tarifaire, les résultats de la dernière année complétée.

4.2.5 TRANSACTIONS RÉALISÉES AVEC TCE

Gaz Métro a vendu un service de transport ferme à TCE du 1^{er} mai au 1^{er} décembre 2006, soit une période couvrant deux années financières : 2006 et 2007. Gaz Métro s'est substituée à TCPL. En effet, cette dernière faisait face à des retards importants dans l'ajout de capacité pour desservir ce client et n'était pas en mesure de fournir le service à TCE avant le 2 décembre 2006. Gaz Métro a pu rendre disponible le service puisque ses outils d'approvisionnement n'étaient pas pleinement utilisés. Elle a comptabilisé ces transactions comme des revenus d'optimisation, catégorie échanges. Des revenus de 519 000 \$ ont été réalisés en 2006 et de 1 505 000 \$ en 2007.

Les conditions et les prix prévus aux ententes avec TCE étaient différents des taux et conditions prévus au tarif de transport approuvé par la Régie dans le texte des Tarifs de Gaz Métro.

Pour justifier juridiquement les transactions de service de transport conclues avec son client TCE, le distributeur fait référence à la décision D-97-43 où la Régie encourageait le Distributeur à « *optimiser l'utilisation de ses outils de transport et d'entreposage* » en déclarant qu'« *il agit là de façon responsable, en bon gestionnaire et cela au bénéfice de l'ensemble des usagers et de ses actionnaires* »⁸⁸.

⁸⁷ Pièce B-13-Gaz Métro-5, document 11.

⁸⁸ Décision D-97-43, dossier R-3366-96, page 28.

La Régie note cependant que les ventes de capacité excédentaire de transport dont il était question dans cette dernière décision avaient été faites à des tiers sur le marché secondaire, et non à des clients de la franchise. C'est là une différence fondamentale. Il ne s'agissait pas de rendre des services de transport à un client de la franchise, à des prix et conditions du marché secondaire, différents du tarif du service de transport approuvé par la Régie.

Dans le présent cas, le service fourni servait à acheminer jusqu'au territoire du distributeur le gaz naturel que la cliente TCE retirait à ses installations. Les prix et les conditions de service différaient, entre autres, de ceux prévus à l'article 4.3 du chapitre 4 « Transport » du tarif en vigueur à compter du 1^{er} octobre 2005 et de ceux en vigueur à compter du 1^{er} octobre 2006.

L'article 53 de la Loi stipule qu'« *un distributeur de gaz naturel ne peut convenir avec un consommateur un tarif ou des conditions autres que ceux fixés par la Régie* ». Les relations commerciales entre un distributeur et un consommateur de gaz naturel dans la franchise doivent emprunter la voie tarifaire et les conditions énoncées dans le texte des Tarifs approuvé par la Régie dans chacun des dossiers tarifaires.

Pour ces motifs, la Régie considère que les ententes d'échanges conclues avec TCE étaient non conformes au texte des Tarifs. Dans la mesure où le distributeur désire offrir des services non prévus au texte des Tarifs, il doit soumettre au préalable à la Régie, pour approbation, une proposition à cet effet.

Considérant que la transaction n'a pas causé de préjudices apparents, la Régie reconnaît, par exception, les effets de cette transaction sur le résultat des exercices financiers concernés.

En conclusion, la Régie approuve le plan d'approvisionnement de Gaz Métro pour l'exercice 2008, sous réserve des décisions énoncées à la présente section.

4.3 MÉTHODE DE NORMALISATION DES REVENUS

Dans la décision D-2007-116, la Régie autorisait Gaz Métro à ajouter, à compter du 1^{er} octobre 2007, la vitesse du vent en tant que variable explicative dans la méthode de normalisation des revenus⁸⁹.

⁸⁹ Décision D-2007-116, dossier R-3630-2007, page 43.

Néanmoins dans cette décision, la Régie soulignait que la méthode de normalisation requérait des travaux additionnels afin d'améliorer les résultats qu'elle produit. Elle demandait ainsi à Gaz Métro de prendre en compte les trois points suivants :

- les effets croisés entre les DJ et la vitesse du vent;
- l'emploi de données quotidiennes de consommation;
- la constitution d'un échantillon représentatif.

En réponse aux demandes de la Régie, Gaz Métro introduit au modèle de régression linéaire une variable qui multiplie les DJ et la vitesse du vent. Cette amélioration permet d'ailleurs de réintégrer la normalisation du mois de mai qui avait initialement été exclue à cause de distorsions dans les résultats générés.

Des données quotidiennes de consommation des clients des tarifs D_1 et D_M sont maintenant utilisées.

Les données météorologiques ne sont plus comptabilisées pour trois zones administratives, (Est, Nord, Ouest), mais pour six régions climatiques qui correspondent aux différents marchés de Gaz Métro (Abitibi, Estrie, Mauricie, Montréal, Québec, Saguenay).

En plus de répondre aux demandes de la Régie, Gaz Métro ajoute deux nouvelles variables explicatives au modèle de régression linéaire afin d'en améliorer davantage la qualité et la précision. Elles permettent d'intégrer au modèle d'importants effets théoriques qui affectent concrètement la consommation de gaz naturel.

Une première variable capte l'effet de persistance de la température. Cette variable permet de prendre en compte le fait que la température d'une journée donnée n'a pas qu'un impact sur les besoins de chauffage de cette journée, mais aussi sur les besoins de la journée suivante.

Une seconde variable capte les impacts de facteurs non climatiques, comme les variations de prix de la molécule de gaz naturel, les cycles de l'activité économique et les habitudes de consommation des clients. Celle-ci consiste en une variable dichotomique qui capte les changements à la consommation de base qui surviennent lors de jours ouvrables ou fériés ou de fins de semaine et qui ne sont pas attribuables à la température ou au vent.

L'inclusion d'autres variables et de formes fonctionnelles différentes est également étudiée par Gaz Métro. Ces essais s'avèrent toutefois non concluants, soit en introduisant un certain biais dans les résultats, soit à cause de la faiblesse de ces derniers ou soit en complexifiant inutilement le modèle.

La performance du modèle développé est évaluée par Gaz Métro, qui présente les résultats des différents tests effectués. En premier lieu, les coefficients de corrélation R^2 obtenus sont supérieurs à ceux du modèle actuel, signifiant que le modèle proposé a un plus grand potentiel explicatif⁹⁰. En second lieu, les résultats des tests de « *Student* » confirment l'existence de liens de causalité pertinents entre chacune des variables explicatives et la consommation de gaz naturel, démontrant ainsi la significativité statistique du modèle proposé⁹¹. En troisième lieu, la capacité explicative du modèle à prévoir la consommation réelle de gaz naturel est supérieure pour le modèle proposé que pour le modèle actuel, alors que l'écart entre les livraisons réelles de gaz naturel et les livraisons prévues est pratiquement nul⁹². En somme, la performance du modèle proposé est supérieure à celle du modèle actuel.

L'adoption d'un nouveau modèle requiert certaines modifications à la méthode de conversion des volumes en revenus de normalisation. Gaz Métro indique qu'elle ne peut employer la démarche indiquée par la Régie dans la décision D-2007-116⁹³, à cause de certaines contraintes techniques liées à la collecte de données. Elle propose donc une solution hybride combinant les données de facturation, propres à la méthode actuelle, et les volumes normalisés, obtenus par la nouvelle méthode de normalisation. Le dossier démontre que cette solution produit des volumes normaux qui sont relativement près des volumes réels et que les proportions attribuées à chaque clientèle respectent le découpage historique⁹⁴.

Enfin, Gaz Métro propose à la Régie d'implanter cette nouvelle méthode de normalisation des revenus à partir du 1^{er} octobre 2009, à temps pour le dossier tarifaire 2010, et ce, compte tenu d'ajustements à apporter aux systèmes informatique et facturation.

L'UC demande à la Régie de reporter l'approbation du modèle proposé, car elle est d'avis que les résultats des tests de performance ne sont pas concluants. Elle considère que d'autres éléments doivent être pris en compte, tels que les résultats des tests de normalité des résidus de la régression, la présence d'autocorrélation et la présence d'hétéroscédasticité (test de White)⁹⁵.

⁹⁰ Le R^2 ajusté a été utilisé pour prendre en considération le nombre différents de variables explicatives entre les deux modèles.

⁹¹ Les valeurs des paramètres estimés ont été évaluées avec un test T unilatéral à un niveau de confiance de 95 % comportant 343 degrés de liberté. La valeur critique est alors de 1,97.

⁹² Pièce B-19-Gaz Métro-12, document 2, révision du 26 mai 2008, page 24, graphique 1.

⁹³ Décision D-2007-116, dossier R-3630-2007, page 43.

⁹⁴ Pièce B-19-Gaz Métro-12, document 2, révision du 26 mai 2008, pages 40 et 41.

⁹⁵ Pièce C-12-11-UC, argumentation, pages 8 et 9.

Pour sa part, la FCEI, tout comme OC, demande que Gaz Métro étudie et présente l'impact des changements climatiques sur la méthode de normalisation des revenus, tel que la Régie l'a demandé à Gazifère dans la décision D-2007-130⁹⁶.

La Régie accepte la demande de Gaz Métro de modifier la méthode de normalisation de ses revenus et d'appliquer celle-ci à compter du 1^{er} octobre 2009.

La Régie est satisfaite de la méthode proposée. Elle juge que l'introduction de nouvelles variables, dont les influences sur la consommation de gaz naturel sont non négligeables, améliore la capacité explicative du modèle de régression linéaire. La Régie est d'avis que la preuve démontre que le modèle proposé est plus performant que le modèle en vigueur actuellement. Les résultats des différents tests statistiques sont concluants et reflètent la qualité du travail accompli.

La Régie rejette la demande de l'UC. Elle note que des tests d'autocorrélation et d'hétéroscédasticité ont été effectués par Gaz Métro par l'entremise de la méthode Newey-West⁹⁷. De plus, les corrections apportées aux résidus de la régression, afin qu'ils soient homoscedastiques et non autocorrélés, de même que le fait que l'écart entre les livraisons réelles de gaz naturel et les livraisons prévues soit pratiquement nul, tendent à confirmer la normalité des résidus.

La Régie accepte les propositions de la FCEI et d'OC. Elle demande à Gaz Métro d'étudier l'interrelation entre le facteur exogène sur la variation des volumes et le réchauffement climatique et de présenter les résultats pour examen, lors du prochain dossier tarifaire.

4.4 FEÉ

4.4.1 SUIVI 2008

Pour 2008, le budget du FEÉ autorisé par la Régie dans la décision D-2007-116 était de 5,1 M\$ pour des économies de gaz naturel de plus de $4,1 \cdot 10^6 \text{m}^3$ ⁹⁸.

⁹⁶ Décision D-2007-130, dossier R-3637-2007, page 14.

⁹⁷ Pièce B-19-Gaz Métro-12, document 2, révision du 26 mai 2008, page 18.

⁹⁸ Décision D-2007-116, dossier R-3630-2007, page 44.

Au 30 juin 2008, après neuf mois d'opération, les dépenses du FEÉ s'élèvent à 2,1 M\$, soit 41 % du budget autorisé. En termes d'économie d'énergie, le FEÉ atteint $1,5 \cdot 10^6 \text{m}^3$, ce qui représente près de 37 % de l'objectif pour 2008⁹⁹.

La Régie prend acte des résultats obtenus par le FEÉ en 2008. Elle note également que le FEÉ présente, conformément à la décision D-2006-140, les résultats obtenus selon la catégorie tarifaire et la consommation annuelle de gaz naturel des participants¹⁰⁰.

4.4.2 OBJECTIF D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE ET BUDGET DEMANDÉ EN 2009

Le FEÉ se fixe un objectif d'économie d'énergie annuel de $3,5 \cdot 10^6 \text{m}^3$ de gaz naturel pour 2009. Pour atteindre cet objectif, le Plan d'action 2009 (Horizon 2011) du FEÉ requiert des investissements de près de 4,5 M\$¹⁰¹.

Le FEÉ souligne que, tenant compte des nouvelles responsabilités qui incombent à l'AEÉ aux termes de la *Loi sur l'Agence de l'efficacité énergétique*¹⁰² (la Loi sur l'AEÉ) et de la Loi, cette dernière doit progressivement prendre en charge la totalité de la gestion et du déploiement de ses propres programmes¹⁰³. Le FEÉ confirme également que les programmes de l'AEÉ couvrent tous ses champs d'intervention. L'AEÉ intégrera les programmes existant des distributeurs et du FEÉ au cours des prochaines années, bien que le FEÉ n'ait encore reçu aucune indication voulant que l'AEÉ soit prête à implanter ses programmes, d'où leur maintien dans le Plan d'action 2009¹⁰⁴.

Selon la FCEI, la similitude des missions de l'AEÉ et du FEÉ est telle qu'elle remet en cause celle du FEÉ. Cette situation amène également une incertitude majeure quant à l'utilisation éventuelle des fonds dont le FEÉ dispose déjà. En effet, le solde présent du compte du FEÉ correspond à plus de trois ans de fonctionnement, selon le budget actuel. Or, selon la FCEI, ce budget devrait diminuer au fur et à mesure que l'AEÉ récupèrera les programmes du FEÉ. L'intervenante conteste donc le bien-fondé d'une contribution additionnelle au FEÉ. Elle demande donc à la Régie de suspendre temporairement toute contribution au FEÉ jusqu'à ce que la situation entourant les programmes de l'AEÉ et du FEÉ soit clarifiée.

⁹⁹ Pièce B-62-Gaz Métro-10, document 10.7, page 2.

¹⁰⁰ Décision D-2006-140, dossier R-3596-2006, pages 39 et 40.

¹⁰¹ Pièce B-75, copie papier de la présentation PowerPoint intitulée « Plan d'action 2008-2009 du Fonds en efficacité énergétique ».

¹⁰² L.R.Q., c. A-7.001.

¹⁰³ Pièce B-19-Gaz Métro-10, document 11, page 7.

¹⁰⁴ Pièce B-24-Gaz Métro-10, document 11.1, page 2.

De plus, la FCEI considère que l'orientation qu'entend prendre l'AEÉ constitue un événement exceptionnel au sens de l'article 5 du Mécanisme. Par conséquent, la FCEI demande que les aspects du Mécanisme touchant au FEÉ soient révisés dans un dossier distinct qui porterait uniquement sur cet aspect¹⁰⁵.

Pour sa part, OC se questionne sur la pertinence de maintenir deux structures dont les mandats sont analogues. OC souligne également que le budget destiné aux *Autres activités* du Plan d'action augmente, dans un contexte où l'AEÉ doit assumer un rôle élargi et que les objectifs annuels du FEÉ baissent. Par ailleurs, il semble que les *Autres activités* incluent des activités d'évaluation et de sensibilisation qui ne diffèrent pas des années antérieures. OC considère que les budgets de *Gestion et commercialisation*, de *Nouvelles technologies et démonstration*, ainsi que de *Sensibilisation* sont trop élevés et devraient être revus à la baisse. L'intervenante ne peut donc pas appuyer le Plan d'action 2009 du FEÉ¹⁰⁶.

Pour sa part, le GRAME maintient son appui au FEÉ et soutient qu'abolir en tout ou en partie le FEÉ avant que l'AEÉ ait démontré son efficacité serait hasardeux et irresponsable¹⁰⁷.

La Régie considère que l'élargissement du mandat de l'AEÉ constitue un événement exceptionnel au sens de l'article 5 du Mécanisme. Les nouvelles modalités règlementaires impliquent, tel que souligné par la FCEI et OC, un dédoublement possible de la structure et des programmes du FEÉ, dès 2009. Dans ce contexte, et tenant compte également des résultats observés pour les neuf premiers mois de 2008, **la Régie révisé à la baisse le budget du Plan d'action 2009 et autorise un montant de 3 M\$.**

4.4.3 RENTABILITÉ

La Régie constate que, pour l'ensemble des programmes et activités du Plan d'action 2009 du FEÉ, le ratio en \$/m³ de gaz naturel économisé s'élève à 1,26¹⁰⁸. Ce ratio représente une augmentation de moins de 2 % pour chaque m³ de gaz naturel économisé, par rapport aux résultats de 2008¹⁰⁹.

¹⁰⁵ Pièce B-42-Gaz Métro-2, document 3, dissidence de la FCEI.

¹⁰⁶ Pièce C-6-8-OC, preuve, pages 14 à 17.

¹⁰⁷ Pièce C-4-7-GRAME, preuve, page 37.

¹⁰⁸ Pièce B-57-Gaz Métro-10, document 11, annexe A, page 4. Coût total de 4 460 086 \$ et économies estimées de 3 540 812 m³.

¹⁰⁹ Décision D-2007-116, dossier R-3630-2007, page 46. Ratio de 1,24 \$/m³.

La Régie note que le TP et le TCTR sont positifs pour tous les programmes actifs du FEÉ et démontrent leur rentabilité. Globalement, pour l'ensemble des programmes, le TCTR s'élève à près de 9,7 M\$.

4.4.4 MODIFICATIONS AUX PROGRAMMES

Compte tenu de l'adoption de la Loi sur l'AEÉ et de la prise en charge progressive par l'AEÉ de la livraison de ses propres programmes, le FEÉ retire certains programmes de la liste de ceux qui étaient promus par son Plan d'action 2008. Ainsi, le programme *PFS110-Aide financière à la construction de logements sociaux efficaces* est aboli dans sa forme actuelle¹¹⁰.

De la même façon, puisque la totalité des montants nécessaires pour la gestion et la livraison des programmes *PFS140-Éconologis*, *PR310-Novoclimat*, *PR320-Rénoclimat (UDT)* et *PR325-Aide financière Rénoclimat post travaux* provient dorénavant de la quote-part versée par Gaz Métro, ces programmes sont abolis sous leur forme actuelle¹¹¹.

Par ailleurs, tenant compte de la conclusion et des recommandations du Centre de technologie du gaz naturel, le Comité de gestion du FEÉ a jugé pertinent de suspendre immédiatement tous les programmes offrant des panneaux réflecteurs de chaleur, soit les programmes *PFS130-Installation de panneaux réflecteurs dans les logements sociaux et dans les 6 bâtiments à vocation sociocommunitaire*, *PR360-Aide financière à l'achat de panneaux réflecteurs de chaleur* et *PC430-Aide financière à l'achat et à l'installation de panneaux réflecteurs de chaleur*¹¹².

Enfin, le FEÉ propose de présenter dans un seul programme l'aide financière à l'achat d'un système de récupération de la chaleur des eaux de douche ou d'un système de préchauffage de l'air frais, et ce, que ce soit pour un projet de rénovation ou de nouvelle construction. Le *PFS 150-Aide financière à l'achat et à l'installation d'autres technologies* est désormais inclus au Plan d'action du FEÉ¹¹³.

La Régie accepte les modifications proposées.

¹¹⁰ Pièce B-13-Gaz Métro-10, document 11, page 19.

¹¹¹ Pièce B-13-Gaz Métro-10, document 11, pages 22 et 24.

¹¹² Pièce B-57-Gaz Métro-10, document 11, annexe B, page 3.

¹¹³ Pièce B-13-Gaz Métro-10, document 11, page 22.

4.4.5 SUIVI DE LA DÉCISION D-2007-116

La Régie considère que l'ensemble des suivis de la décision D-2007-116, tel que soumis par le FEÉ, est conforme à ses demandes.

En ce qui a trait aux taux d'opportunité appliqués aux programmes du FEÉ, la Régie accepte de surseoir à sa demande jusqu'au dossier tarifaire 2010, moment où le FEÉ disposera des résultats de l'évaluation de ses programmes. La Régie retient, d'ici là, les résultats de l'analyse de sensibilité des tests de rentabilité, réalisée sur la base de taux d'opportunité de 10 % et de 30 % imputés à chacun des programmes¹¹⁴.

4.5 QUOTE-PART ANNUELLE PAYABLE À L'AEÉ

Le *Règlement sur la quote-part annuelle payable à l'AEÉ*¹¹⁵ encadre le versement de la contribution annuelle de Gaz Métro à cet organisme. Le décret 680-2007 approuve les prévisions budgétaires de l'AEÉ pour l'année 2007-2008, comprenant le montant de la quote-part des distributeurs gaziers pour cette même année¹¹⁶.

Pour son budget prévisionnel 2009, Gaz Métro a utilisé le montant de la quote-part réclamée pour 2007-2008, soit 2 317 889 \$, ce qui correspond à environ 97 % du montant total prévu pour le gaz naturel.

Gaz Métro propose d'intégrer à son budget et à ses tarifs 2009 un montant total de 5 794 723 \$. Ce montant est constitué des éléments suivants :

- 3 476 834 \$ de frais reportés sans intérêts correspondant à la quote-part déjà payée par Gaz Métro depuis le 1^{er} avril 2007; et
- 2 317 889 \$ payables en quatre versements en 2008-2009, donc applicables aux tarifs du 1^{er} octobre 2008.

La Régie retient les hypothèses de Gaz Métro relatives au montant de la quote-part annuelle payable à l'AEÉ, compte tenu que le dossier relatif au PEEÉNT est actuellement à l'étude devant la Régie¹¹⁷ et qu'aucune décision relative au budget de l'AEÉ n'a encore été rendue.

¹¹⁴ Pièce B-57-Gaz Métro-10, document 11, annexe A, page 11, tableau 7.

¹¹⁵ Décret 139-2008, 20 février 2008, L.R.Q., c. R-6.01.

¹¹⁶ Gouvernement du Québec, décret 680-2007, 14 août 2007 : Les prévisions budgétaires et les règles budgétaires de l'Agence de l'efficacité énergétique pour l'exercice financier 2007-2008.

¹¹⁷ Dossier R-3671-2008.

Cependant, puisque aucune décision de la Régie n'a encore été rendue dans le cadre de l'examen du PEEÉNT, quant aux programmes et interventions de l'AEÉ et à l'allocation des budgets de cette dernière entre les différentes clientèles de Gaz Métro, la Régie maintient le compte de frais reportés autorisé par la décision D-2008-040¹¹⁸. La totalité des montants associés à la quote-part, tant passés que prospectifs, doit y être comptabilisée et le compte de frais reportés doit être maintenu hors base jusqu'au dossier tarifaire 2010. Les modalités appropriées pour disposer des sommes comptabilisées dans ce compte de frais reportés seront définies lors de ce prochain dossier tarifaire.

Toute décision relative à l'allocation tarifaire de la quote-part est également reportée, pour les mêmes motifs, au prochain dossier tarifaire.

4.6 SOLDE DE DÉVIATION

Dans sa décision D-2008-067¹¹⁹, la Régie avait accepté la proposition d'imputer 1/5 du solde de déviation à l'année 2007. Toutefois, pour les autres 4/5 du solde de déviation, elle était d'avis qu'il y avait lieu de procéder à l'examen de la période d'amortissement de ce solde. Elle demandait à Gaz Métro d'identifier, dans le cadre du dossier tarifaire 2009, les avantages et inconvénients d'un amortissement des soldes de déviation dans l'année même où ils sont constatés, sur une période de cinq ans ou sur une période plus courte.

En réponse à cette demande, Gaz Métro suggère à la Régie d'amortir les 4/5 du solde de déviation sur une période de quatre ans, compte tenu de l'ampleur des soldes de déviation au moment de leur constat. Comme Gaz Métro a déjà amorti 1/5 en 2007, elle suggère de reprendre l'amortissement du solde à raison de 1/4 par année à compter de l'année tarifaire 2009.

Compte tenu de l'ampleur des soldes de déviation au moment de leur constat, la Régie partage l'avis de Gaz Métro quant à l'opportunité d'amortir ce solde sur plusieurs années et accepte la proposition d'amortir le solde de déviation sur une période de quatre ans à compter de l'année tarifaire 2009.

¹¹⁸ Décision D-2008-040, dossier R-3662-2008, page 7.

¹¹⁹ Décision D-2008-067, dossier R-3654-2007, page 7.

De plus, dans la décision D-2008-064, la Régie demandait à Gaz Métro d'identifier, dans le cadre du dossier tarifaire 2009, les correctifs à apporter, le cas échéant, à sa méthode de détermination de la durée de vie pour les équipements informatiques, afin d'éviter qu'à l'avenir une telle situation se reproduise.

En réponse à cette demande, Gaz Métro propose deux solutions qui permettraient d'éviter une nouvelle accumulation d'un solde dans les comptes de déviation. Bien que Gaz Métro envisage de mettre ces modifications en application à compter du 1^{er} octobre 2010 dans le cadre du dossier tarifaire 2011, leur mise en œuvre pourrait être devancée à l'exercice 2009, si la Régie le juge à propos.

La première solution suggérée par Gaz Métro a trait uniquement aux actifs acquis à compter du 1^{er} octobre 2008 et consiste à subdiviser certaines catégories d'actifs existantes, afin de créer des catégories plus homogènes en termes de durée de vie utile. Il sera alors possible d'appliquer des taux d'amortissement à ces nouvelles catégories qui refléteront mieux la réalité.

La Régie accepte la proposition de Gaz Métro et lui demande de mettre les modifications en application à compter du présent dossier tarifaire.

La seconde solution a trait aux actifs existants en date du 30 septembre 2008 et consiste à modifier les taux d'amortissement de ces derniers, afin de mieux refléter la réalité. L'impact proposé de ce changement résulterait en une hausse de la dépense d'amortissement de 1,38 M\$ au dossier tarifaire 2009.

La Régie accepte la proposition de Gaz Métro et reconnaît un montant additionnel de la charge d'amortissement de 1,38 M\$ pour le présent dossier tarifaire.

De plus, afin d'éviter l'accumulation de soldes de déviations à l'avenir, Gaz Métro propose l'établissement d'un compte de frais reportés cumulant les gains et les pertes sur la disposition d'actifs durant l'exercice qui serait intégré à 100 % dans le dossier tarifaire suivant.

La Régie accepte la proposition de Gaz Métro pour le motif évoqué ci-dessus.

4.7 DÉVELOPPEMENT DU MARCHÉ RÉSIDENTIEL

4.7.1 EXTENSION DES FRAIS DE RACCORDEMENT AU RESEAU ET EXTENSION D'APPLICATION DES DISPOSITIONS RELATIVES AU RACCORDEMENT

Dans la décision D-2007-116, la Régie autorisait Gaz Métro à percevoir auprès des nouveaux clients du premier palier du tarif D₁ une contribution de 300 \$ à titre de frais de raccordement, et ce, à compter du 1^{er} octobre 2007.

Quant à la demande de la Régie qui consistait à étendre l'application de la contribution au delà du premier palier du tarif D₁, Gaz Métro indique qu'elle ne peut y répondre pour le moment en raison de la grande diversité de coûts de raccordement existant au sein du marché CII, ce qui cause des problèmes d'uniformisation des frais. Elle propose donc de poursuivre ses analyses et de reporter au prochain dossier tarifaire l'extension des frais de raccordement de réseau aux autres segments de sa clientèle.

Dans la décision D-2007-116, la Régie autorisait également Gaz Métro à percevoir auprès des nouveaux clients résidentiels des frais pour un emplacement non standard de raccordement et pour une réduction du délai de raccordement. La Régie demandait de plus d'étendre l'application de ces deux conditions aux nouveaux clients des autres marchés.

Gaz Métro indique ne pas pouvoir répondre à cette demande, car tel que pour l'extension des frais de raccordement au réseau, une hétérogénéité des types de raccordement et des délais de raccordement variables d'un client à l'autre complique le développement d'une disposition unique. Elle propose ainsi de poursuivre ses analyses et de reporter au prochain dossier tarifaire l'extension de l'application de ces deux conditions aux nouveaux clients des autres marchés.

La Régie est satisfaite de l'application actuelle des frais approuvés dans la décision D-2007-116.

Quant à la proposition de Gaz Métro de reporter au dossier tarifaire 2010 l'extension de la contribution de 300 \$ à tous les nouveaux clients et l'extension de l'application des dispositions relatives au raccordement à tous les nouveaux clients des autres marchés, la Régie s'est déjà prononcée à ce sujet. Dans la décision D-2008-075, elle mentionnait qu'elle reportait l'examen de ces sujets au dossier tarifaire 2010.

4.7.2 ÉTABLISSEMENT DES FRAIS DE REMISE EN SERVICE EN FONCTIONS DES VOLUMES

Dans la décision D-2007-116, la Régie autorisait Gaz Métro à modifier les frais de remise en service à compter du 1^{er} novembre 2007. Elle demandait néanmoins à Gaz Métro d'examiner l'opportunité d'établir les frais de remise en service non pas en fonction de l'usage, mais plutôt en fonction du volume de consommation.

Gaz Métro présente une analyse des frais de remise en service des marchés résidentiel et CII en fonction de l'usage et en fonction du volume de consommation.

Cette analyse conduit Gaz Métro à proposer d'ajuster les montants des frais de remise en service en fonction du volume. Ces frais sont de 225 \$ pour les clients dont le volume annuel retiré est inférieur à 10 950 m³ et de 310 \$ pour les clients dont le volume annuel retiré est supérieur à 10 950 m³. Le texte des Tarifs est modifié en conséquence.

L'UC s'oppose à la proposition de Gaz Métro quant aux frais de remise en service pour les clients dont le volume annuel retiré est inférieur à 10 950 m³. Elle demande que ces frais soient égaux à son coût réel, soit 223 \$.

La Régie accepte la proposition du distributeur d'appliquer des frais de remise en service de 225 \$ pour les clients dont le volume annuel retiré est inférieur à 10 950 m³ et de 310 \$ pour les clients dont le volume annuel retiré est supérieur à 10 950 m³.

Elle rejette ainsi la proposition de l'UC car, d'une part, le montant des frais de remise en service n'est pas un coût réel au sens propre du terme, mais une moyenne des coûts de remise en service par client qui consomme moins de 10 950 m³. D'autre part, ce montant de frais est un montant fixe annuel qui n'est pas nécessairement réajusté à chaque année.

5. MODALITÉS D'APPLICATION DE LA PRÉSENTE DÉCISION

Étant donné que les tarifs actuellement en vigueur ont été déclarés provisoires à compter du 1^{er} octobre 2008 par la décision D-2008-122, la Régie demande au distributeur de proposer des dates et des modalités d'application des nouveaux tarifs et conditions découlant de la présente décision.

Pour l'ensemble de ces motifs,

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE partiellement la demande ré-amendée;

RECONDUIT jusqu'au 30 septembre 2010 le programme de flexibilité tarifaire mazout et biénergie pour les clients des tarifs D₁, D₃ et D_M déjà reconduit jusqu'au 30 septembre 2009 par la décision D-2007-116;

APPROUVE les modifications proposées au compte de nivellement relatif aux variations de la température;

APPROUVE le plan d'approvisionnement de Gaz Métro pour l'exercice 2009, tel que prévu à l'article 72 de la Loi, sous réserve des décisions rendues à la section 4.2;

APPROUVE, pour l'exercice financier 2009, les volumes totaux pouvant être protégés en vertu du programme de produits financiers dérivés, ainsi que le plafond applicable aux contrats d'échange à prix fixes;

APPROUVE l'application à l'exercice 2009 du mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance de Gaz Métro approuvé par la Régie dans la décision D-2007-47, sous réserve des décisions rendues à la section 3;

AUTORISE l'utilisation d'un montant de 3 M\$ provenant des sommes imputées au Fonds en efficacité énergétique;

AUTORISE un coût en capital moyen de 7,68 % sur la base de tarification, pour l'exercice financier 2009;

AUTORISE, dans l'évaluation des projets d'investissements prévus par Gaz Métro pour l'exercice financier 2009, un coût en capital prospectif de 6,69 % résultant de l'utilisation des taux déterminés selon les paramètres contenus dans la décision D-97-25;

APPROUVE les modifications proposées au traitement comptable des soldes de déviation;

APPROUVE les modifications proposées au traitement comptable des vacances accumulées;

REJETTE le traitement comptable proposé pour la quote-part annuelle payable à l'AEÉ, ainsi que son allocation aux divers clients de Gaz Métro en fonction de clés de répartition;

RÉITÈRE les autres conclusions et décisions énoncées dans la présente décision;

DEMANDE à Gaz Métro de déposer, pour approbation, les pièces révisées, la grille tarifaire et le texte des Tarifs pour tenir compte de la présente décision au plus tard le 19 novembre 2008 à 12 h.

Gilles Boulianne
Régisseur

Richard Carrier
Régisseur

Louise Rozon
Régisseur

Représentants :

- Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) représentée par M^e Guy Sarault;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^e André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^e Geneviève Paquet;
- Hydro-Québec dans ses activités de distribution (HQD) représentée par M^e Éric Fraser;
- Option consommateurs (OC) représentée par M^e Éric McDevitt David;
- Regroupement des gestionnaires et copropriétaires du Québec (RGCQ) représenté par M^e Yves Papineau;
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ) représenté par M^e Eve-Lyne H. Fecteau;
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Stéphanie Lussier;
- Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro) représentée par M^e Marie-Ève Gagné et M^e Vincent Regnault;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;
- TransCanada Energy Ltd. (TCE) représentée par M^e John Hurley;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Hélène Sicard;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Steve Cadrin.

ANNEXE

LES SUIVIS DE DÉCISION DÉCOULANT DE LA PRÉSENTE DÉCISION

Annexe (3 pages)

G. B. _____

R. C. _____

L. R. _____

ANNEXE

LISTE DES SUIVIS DE DÉCISION REQUIS PAR LA PRÉSENTE DÉCISION

A. LA RÉGIE DEMANDE QUE LES ÉLÉMENTS SUIVANTS SOIENT DÉPOSÉS PAR GAZ MÉTRO LORS DU PROCHAIN DOSSIER TARIFAIRE

SUJETS POUR EXAMEN DE LA RÉGIE

1. Fournir un tableau qui permettra de suivre l'évolution des coûts du compte de stabilisation tarifaire, et ce, pour chacune des cinq dernières années.
2. Présenter les résultats d'une réflexion conjointe avec les représentants du FEÉ et le Groupe de travail sur l'évolution du montant total annuel que le distributeur de gaz naturel doit allouer à l'efficacité énergétique, comprenant le coût des programmes et des interventions du distributeur, les frais visés à l'article 36 ainsi que la quote-part annuelle payable à l'AEÉ, en lien notamment avec la rentabilité des programmes pour les participants.
3. Présenter les résultats d'une réflexion de Gaz Métro, du Groupe de travail et des représentants du FEÉ sur l'application de l'article 3.3.4 du Mécanisme en lien notamment avec les éléments considérés au point précédent.
4. Modifier le format des *tableaux VI : Récapitulatif financier (annuel et global)* pour que le total des TNT, TP et TCTR, à la fin du tableau, prenne en compte l'ensemble des coûts du PGEÉ (incluant les programmes intangibles et autres activités) et l'ensemble des économies d'énergie générées par les programmes tangibles.
5. Inclure la redevance au Fonds vert dans les coûts de la fonction distribution.
6. Présenter une méthode de prévision des besoins de la journée de pointe et de l'hiver extrême en utilisant des données quotidiennes comme dans l'analyse de la méthode de normalisation soumise au présent dossier. Présenter les résultats en utilisant différentes bases de normalisation pour les DJ dont, notamment, les bases 18 et 13.

7. Présenter la planification annuelle et le plan d'approvisionnement en utilisant une provision additionnelle correspondant au milieu de la plage de référence et expliquer, le cas échéant, le positionnement proposé.
8. Préciser l'ampleur de l'ajustement requis à la capacité de transport C1 que détient le distributeur. Si l'ajustement proposé a pour effet de générer un ratio C1/Union Gas supérieur à 1,295, déposer une analyse démontrant la rentabilité de conserver le transport C1 en excédent de ce ratio.
9. Expliquer les raisons qui justifieraient de traiter les ventes à une tierce partie d'options portant sur une transaction d'échange multiannuelle comme des transactions financières d'optimisation, compte tenu de la définition qui leur a été donnée au cours des dernières années.
10. Effectuer une analyse préalable afin de s'assurer de bien cerner les avantages et inconvénients, ainsi que les risques potentiels pouvant découler des ventes à une tierce partie d'options portant sur une transaction d'échange multiannuelle.
11. Justifier de façon plus détaillée en quoi le processus d'établissement des projections de la demande des scénarios favorable et défavorable permet d'établir des prévisions non biaisées.
12. Expliquer plus en détail, dans les scénarios favorable et défavorable, les hypothèses qui sont faites quant au traitement du transport détenu par les clients et leur impact sur l'évaluation de la provision additionnelle.
13. Présenter une analyse de rentabilité des stratégies en matière de renouvellement des contrats de transport FTLH et FTSH, en intégrant les revenus de distribution espérés pouvant découler de la réalisation d'un scénario favorable.
14. Expliquer en quoi il ne serait pas approprié d'inclure l'utilisation des 10 jours supplémentaires d'interruption prévus au texte des Tarifs ou d'autres mesures du même type dans la planification de la gestion de l'hiver extrême.
15. Comparer les prévisions des ventes annuelles et les prévisions de la demande de la journée de pointe avec les données réelles observées, et ce, pour les divers plans élaborés depuis l'adoption du Règlement sur le plan et ajouter, à chaque dossier tarifaire, les résultats de la dernière année complétée.
16. Étudier l'interrelation entre le facteur exogène sur la variation des volumes et le réchauffement climatique et présenter les résultats pour examen.

17. Procéder à l'examen de l'extension de la contribution de 300 \$ à tous les nouveaux clients et de l'extension de l'application des dispositions relatives au raccordement à tous les nouveaux clients des autres marchés.

**B. LA RÉGIE DEMANDE QUE L'ÉLÉMENT SUIVANT SOIT DÉPOSÉ
PAR GAZ MÉTRO LORS DU DOSSIER DE FERMETURE AU
30 SEPTEMBRE 2008**

Présenter un mécanisme de suivi du PGEÉ incluant toutes les informations permettant à Gaz Métro d'apparier les économies d'énergie réalisées au budget approprié.