

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2009-156

R-3690-2009

7 décembre 2009

---

**PRÉSENTS :**

Richard Carrier

Gilles Boulianne

Jean-François Viau

Régisseurs

---

**Société en commandite Gaz Métro**

Demanderesse

et

**Intervenants dont les noms apparaissent ci-après**

---

**Décision**

*Demande de modifier les tarifs de Société en commandite  
Gaz Métro à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2009*



**Intervenants :**

- Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Option consommateurs (OC);
- 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).

**Observateur :**

- Agence de l'efficacité énergétique (AEE).

## TABLE DES MATIÈRES

|  |           |
|--|-----------|
| <b>1. INTRODUCTION .....</b>   | <b>5</b>  |
| <b>2. CONCLUSIONS RECHERCHÉES .....</b>                                    | <b>5</b>  |
| <b>3. PROCESSUS D'ENTENTE NÉGOCIÉE .....</b>                               | <b>7</b>  |
| 3.1 Rapport déposé par le Groupe de travail .....                          | 7         |
| 3.2 Application du Mécanisme .....   | 7         |
| 3.3 Particularités pour l'année tarifaire 2010 .....                       | 12        |
| 3.4 Modifications aux dispositions tarifaires et au texte des Tarifs ..... | 13        |
| 3.5 Plan global en efficacité énergétique (PGÉÉ) .....                     | 15        |
| 3.6 Programme de produits financiers dérivés .....                         | 20        |
| 3.7 Programme de flexibilité tarifaire .....                               | 21        |
| 3.8 Établissement des tarifs .....   | 21        |
| 3.9 Conclusion sur le rapport du Groupe de travail.....                    | 22        |
| <b>4. SUJETS TRAITÉS EN AUDIENCE.....</b>                                  | <b>23</b> |
| 4.1 Méthode de normalisation des revenus .....                             | 23        |
| 4.2 Plan d'approvisionnement gazier – horizon 2010-2012.....               | 25        |
| 4.3 Quote-part annuelle payable à l'AEÉ.....                               | 38        |
| 4.4 FEÉ .....  | 41        |
| 4.5 Taux de rendement .....  | 43        |
| 4.6 Modifications au tarif D <sub>4</sub> .....                            | 73        |
| 4.7 Modifications au tarif D <sub>M</sub> .....                            | 74        |
| 4.8 Fonds vert .....   | 78        |
| 4.9 Développement du marché résidentiel .....                              | 78        |
| <b>5. MODALITÉS D'APPLICATION DE LA PRÉSENTE DÉCISION .....</b>            | <b>80</b> |
| <b>DISPOSITIF :.....</b>   | <b>81</b> |
| <b>ANNEXE.....</b>   | <b>85</b> |

## 1. INTRODUCTION

[1] Le 2 mars 2009, Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro ou le distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande de modification des tarifs et des conditions auxquels le gaz naturel est fourni, transporté et livré dans sa franchise à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2009 (la Demande). La Demande est amendée à quatre reprises, soit le 4 mai 2009, le 17 juin 2009, le 31 août 2009, ainsi que le 15 septembre 2009.

[2] Les intéressés suivants obtiennent le statut d'intervenant : l'ACIG, la FCEI, le GRAME, OC, le RNCREQ, le ROEÉ, S.É./AQLPA, TCE, l'UC et l'UMQ. L'AEÉ, quant à elle, obtient le statut d'observateur.

[3] L'audience s'est déroulée sur 12 jours en septembre 2009, soit du 2 au 4, du 8 au 12, ainsi que les 14, 21, 24 et 29.

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

## 2. CONCLUSIONS RECHERCHÉES

[5] Les conclusions recherchées par Gaz Métro, selon la demande ré-amendée du 15 septembre 2009, sont :

*« **RECONDUIRE** jusqu'au 30 septembre 2011 le programme de flexibilité tarifaire mazout pour les clients des tarifs  $D_1$ ,  $D_3$  et  $D_M$  déjà reconduit jusqu'au 30 septembre 2010 par la décision D-2008-140;*

***APPROUVER** l'application à l'exercice 2010 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 en efficacité énergétique (FEÉ) conformément au plan d'action du FEÉ;

**APPROUVER**, pour l'exercice financier 2010, 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** le plan d'approvisionnement de Gaz Métro pour l'exercice 2010, tel que prévu à l'article 72 de la Loi;

**FIXER** le coût en capital moyen pondéré après impôt («ATWACC») de Gaz Métro à 7,75 %;

**ORDONNER** à Gaz Métro d'informer la Régie de la structure de capital choisie en fonction d'un ATWACC de 7,75 % dans les délais impartis;

#### **ALTERNATIVEMENT**

**FIXER** un taux de rendement et une structure de capital respectant les paramètres suivants :

- Un niveau de dette de 54 %;
- Un niveau d'avoir propre variant entre 38,5 % et 46 %;
- Un niveau d'actions privilégiées présumées variant entre 7,5 % et 0 % selon le niveau d'avoir propre choisi, pour un total combiné avoir propre/actions privilégiées de 46 %;
- Un taux de rendement sur l'avoir propre permettant d'obtenir un ATWACC de 7,75 %.

**AUTORISER** un coût en capital moyen de 8,87 % sur la base de tarification;

**AUTORISER**, dans l'évaluation des projets d'investissements prévus par Gaz Métro pour l'exercice financier 2010, le coût en capital prospectif de 7,78 % résultant de l'utilisation des taux déterminés selon les paramètres contenus dans la décision D-97-25;

***MODIFIER**, à compter du 1er octobre 2009, les tarifs de Gaz Métro de façon à ce qu'ils génèrent les revenus requis s'élevant à environ 877 919 000 \$, 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;*

***PRENDRE** acte des réponses fournies par Gaz Métro aux suivis requis par la Régie dans la décision D-2008-140. »*

### **3. PROCESSUS D'ENTENTE NÉGOCIÉE**

#### **3.1 RAPPORT DÉPOSÉ PAR LE GROUPE DE TRAVAIL**

[6] Dans sa décision D-2009-054, la Régie autorise la mise en place d'un Groupe de travail pour étudier le dossier tarifaire 2010 de Gaz Métro. Le 16 juin 2009, les membres du Groupe de travail énoncent leur accord sur le contenu des pièces décrites à la pièce B-35, Gaz Métro-1, document 4, 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-2007-47<sup>1</sup>.

[7] Le rapport du Groupe de travail fait état d'une entente unanime de ses membres.

#### **3.2 APPLICATION DU MÉCANISME**

##### **3.2.1 ÉTABLISSEMENT DU REVENU REQUIS**

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

---

<sup>1</sup> Dossier R-3599-2006.

[9] 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.

[10] 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<sup>2</sup> envers ses clients.

[11] 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, de la remise des gains de productivité antérieurs et de l'évolution des prix à la consommation, moins un facteur de productivité<sup>3</sup>. Le revenu 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 inventaires, est égal au revenu requis déterminé selon la méthode du coût de service.

[12] 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.

[13] L'établissement de l'ensemble des revenus et des coûts fait l'objet d'un processus d'entente négociée (PEN). Le tableau suivant présente le calcul de la perte de productivité anticipée pour l'année tarifaire 2010, son partage, ainsi que le revenu plafond et le revenu requis selon les composantes distribution (D), inventaires de fourniture et gaz de compression (F, C), transport (T) et équilibrage (É), tel qu'indiqué en preuve.

---

<sup>2</sup> Décision D-2007-47, dossier R-3599-2006, annexe, page 14, lignes 1 à 3.

<sup>3</sup> Pièce B-56, Gaz Métro-8, document 1, révision du 31 août 2009, page 1.



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

|   | 2009                 | 2010                |                       |                                 |                    | TOTAL    |
|---|----------------------|---------------------|-----------------------|---------------------------------|--------------------|----------|
|   | TOTAL <sup>(1)</sup> | Distribution<br>(D) | Inventaires<br>(F, C) | Transport <sup>(2)</sup><br>(T) | Équilibrage<br>(É) |          |
| Revenu plafond                                  | 917 847              | 545 819             | 9 043                 | 211 171                         | 94 921             | 860 954  |
| Revenu requis                                   | 914 211              | 562 784             | 9 043                 | 211 171                         | 94 921             | 877 919  |
| Gain (perte) de productivité                    | 3 636                | (16 965)            | -                     | -                               | -                  | (16 965) |
| Part des clients<br>(dépassement à rembourser)  | 1 818                | (16 965)            | -                     | -                               | -                  | (16 965) |
| Part de Gaz Métro                               | 1 818                | 0                   | -                     | -                               | -                  | 0        |
| Rendement additionnel de Gaz Métro après impôts | 0,18 %               | 0,0 %               | -                     | -                               | -                  | 0,0 %    |

<sup>(1)</sup> Selon la décision D-2008-146, dossier R-3662-2008, page 5.

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

Source : Pièce B-56, Gaz Métro-8, documents 1, 2 et 3, révision du 31 août 2009

[14] Le revenu plafond de distribution pour l'année tarifaire 2010 s'établit à 545,8 M\$ alors que le revenu requis de distribution est de 562,8 M\$. L'ensemble des activités de Gaz Métro lui permet d'anticiper des pertes de productivité de son activité de distribution de 17,0 M\$ qu'elle attribue entièrement aux clients.

### ***Dépassement du revenu plafond***

[15] L'article 3.2.4, du mécanisme incitatif en place<sup>4</sup> prévoit le remboursement de tout dépassement du revenu requis sur le revenu plafond. Cet article précise que tout dépassement du revenu requis sur le revenu plafond devra être compensé par l'intermédiaire d'un ajustement des gains de productivité ultérieurs (avant tout partage) et/ou par un ajustement des trop-perçus ultérieurs (avant tout partage) et cela, de façon à réduire les tarifs.

<sup>4</sup> Mécanisme convenu dans le processus d'entente négociée (PEN), dossier R-3599-2006, page 21.

[16] Le Groupe de travail a abordé la question du traitement des pertes de productivité au cours du PEN du présent dossier tarifaire, mais n'a pas proposé un mode de disposition définitif. Les membres du Groupe de travail se sont toutefois entendus sur la nécessité de traiter de ce sujet lors du dossier tarifaire 2011.

[17] Compte tenu du caractère complexe et technique du calcul de ce remboursement, **la Régie demande que cette question soit examinée en réunion technique avant le dépôt du prochain dossier tarifaire. Par la suite, la Régie demande au distributeur de proposer des modalités de traitement pour ce sujet dans le cadre du dossier tarifaire 2011.**

### *Traitement des revenus du service de gaz d'appoint concurrence*

[18] Lors du calcul du revenu plafond, le tarif plafond de distribution pour le gaz d'appoint concurrence (GAC) est calculé selon une prévision de ce que sera le tarif pour ce service à l'année « t » et non selon le tarif établi pour l'année « t-1 » tel que prévu à la section 3.1.1 du mécanisme incitatif en vigueur<sup>5</sup>. Les revenus du GAC sont donc indexés selon le taux d'inflation alors qu'ils sont déjà exprimés en dollars de l'année « t » et non en dollars de l'année « t-1 » comme le sont les autres revenus qui entrent dans le calcul du revenu plafond.

[19] Afin d'assurer que soit respecté l'intention exprimée à l'article 3.1.1 du Mécanisme et afin d'assurer que l'inflation ne soit pas prise en compte deux fois pour les revenus du GAC, **la Régie demande au distributeur de modifier pour le prochain dossier tarifaire, le traitement du GAC dans le calcul du revenu plafond de telle sorte que l'inflation ne soit pas appliquée aux revenus du GAC qui sont déjà exprimés en dollars de l'année « t ». La Régie demande que le distributeur lui fasse part de la méthode qu'il aura appliquée pour apporter cette correction dès le dossier tarifaire 2011.**

[20] Quant à la proposition de l'UC de réviser à la hausse les prévisions de ventes de GAC en fonction d'un ajustement à la marge de 50 %, la Régie juge qu'elle va à l'encontre de celle du Groupe de travail dont elle est signataire et pour laquelle elle n'a pas émis de dissidence. **Pour la présente année tarifaire, la Régie accepte la projection de revenus du GAC telle que soumise dans le rapport du Groupe de travail.**

---

<sup>5</sup> Mécanisme incitatif convenu dans le processus d'entente négociée (PEN), dossier R-3599-2006, page 11.

### 3.2.2 PRINCIPAUX ÉLÉMENTS DU REVENU REQUIS

[21] Les dépenses d'exploitation s'élèvent à 154,5 M\$ en 2010, soit une hausse nette de 9,9 M\$ ou de 6,8 % par rapport à l'année précédente. La variation est attribuable aux éléments suivants :

- l'inflation des salaires et autres dépenses, 2,9 M\$;
- les cotisations aux régimes de retraite des employés, 4,1 M\$;
- l'ajustement des activités de sécurisation, 1,3 M\$;
- la réfection du réseau, 1,9 M\$;
- les autres activités spécifiques, 1,7 M\$;
- la rationalisation des dépenses afin de dégager une réduction globale de 2,0 M\$.

[22] La valeur moyenne mensuelle de la base de tarification s'établit à 1 788,9 M\$, soit une diminution de 29,0 M\$ par rapport à l'année précédente. Les additions à la base de tarification s'élèvent à 129,0 M\$ en 2010, en hausse de 15,0 M\$ par rapport à l'année précédente. Cette progression s'explique principalement par la hausse des montants relatifs aux améliorations du réseau, aux projets de développement informatique et aux investissements en installations générales.

[23] La Régie constate que deux projets d'investissement de plus de 1,5 M\$ non autorisés sont inscrits au *Tableau des additions à la base de tarification*, à savoir le projet de développement information SAP – 2B au montant de 2,3 M\$ ainsi que l'augmentation des investissements en équipements informatiques liés au développement de SAP – 2B au montant de 1,7 M\$. Le distributeur mentionne que, conformément à l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>6</sup> (la Loi), ces deux éléments du même projet feront l'objet d'une demande d'approbation spécifique par la Régie.

[24] La Régie reconnaît qu'en principe, la base de tarification est établie sur une base de projections. Toutefois, tel que mentionné dans la décision D-2008-024<sup>7</sup>, la Régie considère que ces projections devraient tenir compte du fait que les projets d'investissement dont le coût est supérieur au seuil de 1,5 M\$, prévu au règlement d'autorisation de l'article 73 de la Loi, doivent être autorisés par la Régie avant d'être inclus à la base de tarification. **Pour ces motifs, la Régie demande à Gaz Métro de**

<sup>6</sup> L.R.Q., c. R-6.01.

<sup>7</sup> Décision D-2008-024, dossier R-3644-2007, page 68.

**mettre à jour la base de tarification 2010 afin de n’y inclure que les projets supérieurs au seuil de 1,5 M\$ préalablement autorisés ainsi que les additions autorisées par la présente décision correspondant aux projets de moins de 1,5 M\$. Elle demande également à Gaz Métro de procéder en conformité avec cette règle lors des prochains dossiers tarifaires. Au besoin, le distributeur pourra demander la création d’un compte de frais reportés dans le cadre de la demande d’autorisation du projet.**

### **3.3 PARTICULARITÉS POUR L’ANNÉE TARIFAIRE 2010**

[25] Dans son entente, le Groupe de travail a formulé un certain nombre de demandes et constats portant sur les trois sujets suivants :

- préoccupations concernant le PEN lors des dissidences;
- évaluation du Programme de rabais à la consommation (PRC) et du Programme de rétention par voie de rabais à la consommation (PRRC);
- prévision des volumes et des revenus.

[26] En ce qui a trait aux dispositions des lignes directrices relatives à l’expression d’une opinion dissidente, la Régie considère que le moment approprié pour traiter de ce sujet est le début d’un dossier tarifaire. En effet, avant de rendre la décision procédurale relative aux lignes directrices applicables au dossier tarifaire, la Régie demande les commentaires des participants. La proposition du présent Groupe de travail pourra être portée à l’attention de la Régie à ce moment et faire l’objet d’un examen.

[27] Par ailleurs, la Régie prend acte de l’intention de Gaz Métro de déposer un rapport d’évaluation du PRC et du PRRC lors du prochain dossier tarifaire, ainsi que de la réflexion sur la méthode de prévision des volumes et des revenus actuellement en cours au sein du Groupe de travail.

### **3.4 MODIFICATIONS AUX DISPOSITIONS TARIFAIRES ET AU TEXTE DES TARIFS**

[28] Le Groupe de travail propose diverses modifications au texte des Tarifs.

#### ***Suivi de l'implantation de la modification aux frais de base***

[29] Ces modifications donnent suite au dossier sur le développement rentable du marché résidentiel<sup>8</sup>. Le Groupe de travail présente les nouveaux frais de base ainsi que la nouvelle grille de taux qu'il propose de mettre en vigueur au 1<sup>er</sup> octobre 2009.

#### ***Modification aux révisions des obligations minimales annuelles (OMA) et du volume souscrit***

[30] Les modifications proposées visent à préciser certaines dispositions dans le cas des calculs des contraintes contractuelles lorsqu'elles sont issues de l'implantation de mesures d'efficacité énergétique.

[31] Le Groupe de travail propose de modifier les articles 7.2.3.3.2 et 4.1.3.5 du texte des Tarifs qui, tels qu'actuellement rédigés, ont pour effet de désavantager le client au tarif  $D_M$  dans le cas où il implante des mesures d'efficacité énergétique. Il propose également d'introduire un délai de préavis de un an pour se prévaloir des clauses de révision du volume souscrit ou du volume annuel projeté à la suite de l'implantation d'une mesure d'efficacité énergétique.

#### ***Modifications en lien avec la décision D-2008-155 sur les Conditions de service de gaz naturel***

[32] Le Groupe de travail demande d'apporter dès à présent quelques modifications mineures au texte des Tarifs et au texte des *Conditions de service de gaz naturel* (Conditions de service) approuvé par la Régie dans la décision D-2008-155, même si ce dernier n'entrera en vigueur qu'à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2010<sup>9</sup>. Une version révisée du texte des Conditions de service sera déposée par Gaz Métro dans le cadre du dossier

---

<sup>8</sup> Décision D-2007-116, dossier R-3630-2007, section 4.6.2.

<sup>9</sup> Décision D-2008-155, dossier R-3523-2003.

tarifaire 2011 pour refléter les décisions de la Régie dans le présent dossier quant aux modifications proposées.

### ***Révision d'articles du texte des Tarifs***

[33] Le Groupe de travail propose une série de modifications n'ayant d'impacts que sur la forme du texte des Tarifs sans en altérer le contenu. Ces changements portent sur l'élimination de références au site internet de Gaz Métro, des changements à la numérotation et la clarification des périodes d'application des articles relatifs au service d'équilibrage.

[34] De plus, le Groupe de travail propose l'ajout, aux versions française et anglaise du texte des Tarifs, d'une mention de la prédominance de la version française en cas de divergence entre celle-ci et le texte anglais. Cependant, en réponse à une demande de renseignements, Gaz Métro indique qu'elle ne s'opposerait pas au retrait de cette mention<sup>10</sup>.

[35] Dans la décision D-2009-136<sup>11</sup>, la Régie refusait l'inclusion, au texte des versions française et anglaise des *Conditions de service de gaz naturel de Gazifère Inc. et de Gaz Métro* d'une telle clause. Par souci de cohérence avec cette décision, la Régie refuse cette proposition du Groupe de travail.

[36] Dans un contexte où la Régie approuve les versions française et anglaise du texte des Tarifs, il lui importe que cette dernière version soit fidèle au texte original en français. Pour s'en assurer, la Régie a eu recours aux services d'un réviseur, dont le mandat était de vérifier la conformité de la version anglaise du texte des Tarifs. La Régie fera parvenir aux participants les notes du réviseur à cet égard. **La Régie demandera à Gaz Métro de prendre connaissance de ces notes, de recueillir, s'il y a lieu, les commentaires des participants au dossier à cet égard et d'intégrer le tout à une nouvelle proposition de version anglaise et française du texte des Tarifs.**

[37] **Par ailleurs, la Régie approuve les autres propositions du Groupe de travail relatives aux dispositions tarifaires, au texte des Tarifs et au texte des Conditions de service.**

---

<sup>10</sup> Pièce B-54, Gaz Métro-11, document 1.1, révision du 28 août 2009.

<sup>11</sup> Décision D-2009-136, dossier R-3523-2003, page 9.

### 3.5 PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PGEÉ)

#### 3.5.1 RÉSULTATS DU PGEÉ 2009

[38] Après cinq mois d'opération, Gaz Métro a dépensé 4 272 625 \$, soit 30 % du budget autorisé de 14 282 093 \$. En termes d'économie de gaz naturel, le PGEÉ a atteint plus de 8,2 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, ce qui représente 25 % de l'objectif initial de 2009<sup>12</sup>.

**TABLEAU 2**  
**Rapport de suivi du PGEÉ au 28 février 2009<sup>13</sup>**

| Clientèle<br><i>Autres activités</i> | Prévisions (12 mois) |                                |                   | Réel (5 mois)       |                                |                  |
|--------------------------------------|----------------------|--------------------------------|-------------------|---------------------|--------------------------------|------------------|
|                                      | Participants<br>(n)  | Économies<br>(m <sup>3</sup> ) | Budgets<br>(\$)   | Participants<br>(n) | Économies<br>(m <sup>3</sup> ) | Dépenses<br>(\$) |
| Résidentielle                        | 3 230                | 969 420                        | 1 378 406         | 2 258               | 676 278                        | 834 381          |
| CII                                  | 2 051                | 12 417 709                     | 8 909 109         | 981                 | 3 470 283                      | 2 709 526        |
| VGE                                  | 71                   | 18 890 013                     | 3 219 000         | 19                  | 4 077 937                      | 533 452          |
| <i>Programmes<br/>intangibles</i>    |                      |                                | 610 577           |                     |                                | 190 265          |
| <i>Recherche</i>                     |                      |                                | 165 000           |                     |                                | 5 000            |
| <b>Total</b>                         | <b>5 352</b>         | <b>32 277 142</b>              | <b>14 282 093</b> | <b>3 258</b>        | <b>8 224 498</b>               | <b>4 272 625</b> |
| Clientèle<br><i>Autres activités</i> | Taux de réalisation  |                                |                   |                     |                                |                  |
|                                      | Participants         |                                | Économies         |                     | Dépenses                       |                  |
| Résidentielle                        | 70 %                 |                                | 70 %              |                     | 61 %                           |                  |
| CII                                  | 48 %                 |                                | 28 %              |                     | 30 %                           |                  |
| VGE                                  | 27 %                 |                                | 22 %              |                     | 17 %                           |                  |
| <i>Programmes<br/>intangibles</i>    |                      |                                |                   |                     | 31 %                           |                  |
| <i>Recherche</i>                     |                      |                                |                   |                     | 3 %                            |                  |
| <b>Total</b>                         | <b>61 %</b>          |                                | <b>25 %</b>       |                     | <b>30 %</b>                    |                  |

<sup>12</sup> Pièce B-19, Gaz Métro-9, document 1, page 14.

<sup>13</sup> Pièce B-19, Gaz Métro-9, document 2, page 1.

### 3.5.2 OBJECTIFS D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE ET BUDGET DEMANDÉ EN 2010

[39] Pour le PGEÉ 2010, les objectifs d'économie d'énergie sont de 29,7 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> de gaz naturel. Cet objectif correspond à une économie nette de 133,8 M\$ pour les participants sur la durée de vie utile des programmes. Afin de mettre en œuvre le PGEÉ 2010, le budget demandé s'élève à plus de 12,7 M\$, dont 10,7 M\$ d'aide financière et 2,0 M\$ de dépenses d'exploitation<sup>14</sup>.

[40] La Régie constate qu'il s'agit d'une baisse de 8 % des objectifs et de 11 % des budgets par rapport aux montants autorisés pour 2009. Il s'agit cependant d'une hausse de près de 8 % des budgets par rapport aux montants autorisés pour 2008, et d'une hausse de 25 % des objectifs, par rapport à cette même année<sup>15</sup>.

[41] **La Régie autorise le budget proposé par le Groupe de travail pour le PGEÉ 2010.**

### 3.5.3 RENTABILITÉ DES PROGRAMMES

[42] Gaz Métro dépose le résultat des tests de rentabilité du PGEÉ. La Régie constate que l'ensemble du PGEÉ 2010-2012 est rentable, exception faite du projet pilote *PE113-Chauffe-eau instantané*, du *PE131-Générateur d'air chaud [marché ménages à faibles revenus (MFR)]* et du *PE141-Chaudière efficace (marché MFR)*. Pour la période 2010-2012, le test du coût total en ressources (TCTR) s'élève à plus de 172 M\$ et le test du participant (TP) à près de 382 M\$. En 2010, le TCTR s'élève à près de 60 M\$ et le TP à près de 134 M\$<sup>16</sup>.

[43] La Régie constate que, conformément à la demande formulée dans sa décision D-2008-140, Gaz Métro intègre les coûts de ses programmes intangibles et de ses autres activités au calcul de la rentabilité globale du PGEÉ<sup>17</sup>.

---

<sup>14</sup> Pièce B-19, Gaz Métro-9, document 1, page 4.

<sup>15</sup> Décision D-2008-140, dossier R-3662-2008 Phase 2, page 20 : les économies d'énergie sont de 32,4 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> et le budget autorisé est de 14,3 M\$; décision D-2007-116, dossier R-3630-2007, pages 14 et 15 : les économies d'énergie sont de 23,7 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> et le budget autorisé est de 11,8 M\$.

<sup>16</sup> Pièce B-19, Gaz Métro-9, document 2, tableau VI, pages 7 à 10.

<sup>17</sup> Décision D-2008-140, dossier R-3662-2008 Phase 2, page 23.



### 3.5.4 RÉPARTITION ET IMPACT TARIFAIRES

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

[45] La Régie note que l'impact tarifaire annuel résultant de l'implantation du PGEÉ sur les tarifs de distribution 2010, sans les frais reportés, est de 2,8 %, alors que l'impact global de l'efficacité énergétique sur les tarifs, en incluant les frais reportés, est de 2,4 %<sup>18</sup>.

### 3.5.5 MODIFICATIONS AUX PROGRAMMES

[46] **La Régie approuve les modifications et ajouts suivants apportés aux programmes du PGEÉ :**

- Retrait des programmes de générateur d'air chaud (*PE101, PE102, PE131 et PE201*), considérant une modification au règlement sur l'efficacité énergétique prévue pour le 31 décembre 2009 et ayant pour effet de modifier les normes minimales d'efficacité énergétique des générateurs d'air chaud au Canada.
- Modulation de l'aide financière des programmes *PE215 et PE217-Infrarouge (marchés CII et VGE)*. À la suite de l'évaluation de ces programmes, Gaz Métro avait fixé l'aide financière à 500 \$ par appareil. En 2008, Gaz Métro a constaté de multiples installations d'appareils d'une capacité inférieure à 100 000 Btu/h. L'aide financière de 500 \$ étant jugée trop généreuse pour les appareils de cette puissance, elle a été réduite à 200 \$.
- Modification des taux d'opportunité des programmes *PE202-Chaudière intermédiaire (marché affaires)* et *PE210-Chaudière à condensation (marché affaires)* pour tenir compte des résultats d'évaluation de ces programmes.
- Modification des paramètres des programmes *PE111-Chaudière efficace (marché résidentiel)*, *PE207-Études de faisabilité (marché affaires)*, *PE208-Encouragement à l'implantation (marché affaires)*, *PE211-Études*

<sup>18</sup> Pièce B-19, Gaz Métro-9, document 1, pages 51 et 52.

*de faisabilité (marché VGE)* afin de donner suite aux recommandations contenues dans les rapports d'évaluation de ces programmes<sup>19</sup>.

### 3.5.6 ÉVALUATION DES PROGRAMMES

[47] **La Régie accepte le calendrier d'évaluation des programmes du PGEÉ proposé par Gaz Métro.**

[48] **La Régie accepte également la proposition de Gaz Métro quant à un dépôt unique et annuel des rapports d'évaluation<sup>20</sup>.**

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

[50] La Régie note les conclusions des rapports d'évaluation des programmes *PE111-Chaudière efficace (marché résidentiel)*, *PE202-Chaudière intermédiaire (marché affaires)*, *PE207-Études de faisabilité (marché affaires)*, *PE210-Chaudière à condensation (marché affaires)* et *PE211-Études de faisabilité (marché VGE)*<sup>21</sup>.

[51] **La Régie fera l'examen du rapport d'évaluation du programme *PE208-Encouragement à l'implantation (marché affaires)* par voie administrative.** Elle note que les programmes *PE208-Encouragement à l'implantation marché affaires*, *PE218-Encouragement à l'implantation (clients industriels)* et *PE219-Encouragement à l'implantation (clients institutionnels)*, qui découlent tous de ce rapport d'évaluation, comptent pour plus de la moitié des objectifs de 2010<sup>22</sup>.

---

<sup>19</sup> Pièce B-19, Gaz Métro-9, document 1, pages 17 à 19.

<sup>20</sup> Pièce B-19, Gaz Métro-9, document 1, page 13.

<sup>21</sup> Pièce B-19, Gaz Métro-9, documents 6, 7, 8 et 9.

<sup>22</sup> Les programmes *PE208*, *PE218* et *PE219* ont respectivement des objectifs, pour 2010, de 4 955 432 m<sup>3</sup>, 9 200 677 m<sup>3</sup> et 1 808 710 m<sup>3</sup>, soit un total de 15 964 819 m<sup>3</sup>; pièce B-19, Gaz Métro-9, document 7, page 2.

### 3.5.7 SUIVI DE LA DÉCISION D-2008-140

#### *Modification du tableau VI (rentabilité des programmes intangibles)*

[52] Conformément à la demande de la Régie, Gaz Métro modifie le format du *Tableau VI : Récapitulatif financier (annuel et global)* pour que le total des tests de neutralité tarifaire (TNT), TP et TCTR, à la fin du tableau, tienne compte de 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<sup>23</sup>.

#### *Traitement de la quote-part payable à l'AEÉ dans les coûts évités de Gaz Métro*

[53] La Régie prend acte de l'inclusion de la quote-part annuelle payable à l'Agence de l'efficacité énergétique (AEÉ) aux coûts évités de Gaz Métro, tant pour la partie variable, c'est-à-dire les programmes d'efficacité énergétique du Plan d'ensemble en efficacité énergétique et nouvelles technologies (PEEÉNT), que pour la partie fixe, c'est-à-dire le tronc commun et les frais d'administration. Elle note que cette inclusion n'a que peu d'impacts sur les coûts évités de Gaz Métro, compte tenu de son faible poids relatif par rapport aux revenus de distribution<sup>24</sup>.

[54] Compte tenu des décisions qu'elle a rendues en lien avec le PEEÉNT, la Régie considère que cette inclusion, ainsi que les motifs qui la justifient, répond adéquatement à la demande d'évaluation qu'elle faisait à cet effet à Gaz Métro dans le cadre du dossier tarifaire 2009<sup>25</sup>.

#### *Réflexion sur les préoccupations soulevées par la Régie*

[55] La Régie prend acte du dépôt du *Document de réflexion sur les préoccupations soulevées par la Régie de l'énergie dans la décision D-2008-140*<sup>26</sup>.

---

<sup>23</sup> Pièce B-19, Gaz Métro-9, document 2, pages 8 à 11.

<sup>24</sup> Pièce B-19, Gaz Métro 9, document 1, page 11.

<sup>25</sup> Décision D-2008-140, dossier R-3662-2008 Phase 2, page 24.

<sup>26</sup> Pièce B-4, Gaz Métro-9, document 3; pièce B-72, Gaz Métro-9, document 14.

[56] **La Régie retient la proposition de Gaz Métro de demander une approbation en cours d'année, le cas échéant, pour des dépassements budgétaires globaux du PGEÉ anticipés de 20 % et plus<sup>27</sup>.**

### **3.6 PROGRAMME DE PRODUITS FINANCIERS DÉRIVÉS**

[57] 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.

[58] 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 2010.

[59] 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 9,02 \$/GJ à 8,70 \$/GJ à AECO dans le but de maintenir une marge de manœuvre suffisante, tout en restant très compétitive.

[60] Avec un prix de 8,70 \$/GJ, Gaz Métro démontre que ses tarifs sont compétitifs avec ceux offerts par Hydro Québec dans ses activités de distribution d'électricité (HQD) pour plus de 93 % 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 6,48 \$/GJ. Malgré la baisse importante des prix du gaz naturel, 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.

---

<sup>27</sup> Pièce B-4, Gaz Métro-9, document 3, page 34; pièce A-22-13, page 50.

**[61] La Régie approuve le programme de produits financiers dérivés pour l'exercice financier 2010.**

### **3.7 PROGRAMME DE FLEXIBILITÉ TARIFAIRE**

[62] Gaz Métro demande à la Régie de reconduire, jusqu'au 30 septembre 2011, le programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie pour les clients des tarifs D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> et D<sub>M</sub>.

[63] 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.

**[64] La Régie reconduit, jusqu'au 30 septembre 2011, les programmes de flexibilité tarifaire pour les clients des tarifs D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> et D<sub>M</sub>.**

### **3.8 ÉTABLISSEMENT DES TARIFS**

#### **3.8.1 AJUSTEMENT TARIFAIRE GLOBAL**

[65] Les tarifs sont fixés de manière à générer le revenu requis totalisant 877,9 M\$. Ce revenu requis correspond au revenu plafond, plus la part des clients des dépassements à rembourser.

[66] La hausse des tarifs de distribution demandée s'établit à 9,21 %. Cette hausse provient de l'effet combiné des variations des volumes de gaz naturel consommés et du revenu requis.

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

**TABLEAU 3**  
**Calcul de l'ajustement tarifaire global demandé en 2010**  
**(000 \$)**

|                                 | Distribution<br>(D) | Inventaires<br>(F, C) | Transport<br>(T) | Équilibrage<br>(É) | TOTAL         |
|---------------------------------|---------------------|-----------------------|------------------|--------------------|---------------|
| Revenu plafond                  | 545 819             | 9 043                 | 211 171          | 94 921             | 860 954       |
| Perte de productivité           | 16 965              |                       |                  |                    | 16 965        |
| Revenu requis <sup>(1)</sup>    | 562 784             | 9 043                 | 211 171          | 94 921             | 877 919       |
| Tarifs 2008-2009 <sup>(2)</sup> | 515 322             | 9 559                 | 210 848          | 113 481            | 849 210       |
| Ajustement tarifaire            | 47 461              | (516)                 | 324              | (18 561)           | 28 709        |
| <i>Variation</i>                | <i>9,21 %</i>       | <i>-5,40 %</i>        | <i>0,15 %</i>    | <i>-16,36 %</i>    | <i>3,38 %</i> |

<sup>(1)</sup> Revenu requis à récupérer dans les tarifs.

<sup>(2)</sup> Tarifs en vigueur en 2009 appliqués aux volumes projetés de 2010.

Sources : Pièce B-56, Gaz Métro-8, document 4, page 1; pièce B-38, Gaz Métro-12, document 7, page 1

**[68] 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.**

### **3.8.2 STRATÉGIE TARIFAIRE**

[69] Le document 1 de la pièce B-56, Gaz Métro-12, explique la stratégie tarifaire qui permet de répartir la hausse du revenu requis entre chacune des catégories de clients.

**[70] La Régie accepte la stratégie tarifaire proposée par le Groupe de travail.**

### **3.9 CONCLUSION SUR LE RAPPORT DU GROUPE DE TRAVAIL**

**[71] La Régie approuve, pour l'année tarifaire 2010, la proposition du Groupe de travail concernant 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.**

**[72] La Régie demande au distributeur de réviser et de déposer, au plus tard le 14 décembre 2009 à 12 h, après consultation du Groupe de travail, l'ensemble des pièces nécessaires à l'établissement des tarifs de l'année 2010 en y appliquant les modifications contenues à la présente décision.**

**[73] Compte tenu que la date d'émission de la présente décision est postérieure au 1<sup>er</sup> octobre 2009 et que les tarifs en vigueur ont été déclarés provisoires par la décision D-2009-126, la Régie autorise Gaz Métro à porter à un compte de frais reportés le manque à gagner résultant du report de l'application des nouveaux tarifs.**

#### **4. SUJETS TRAITÉS EN AUDIENCE**

##### **4.1 MÉTHODE DE NORMALISATION DES REVENUS**

[74] Dans sa décision D-2008-140, la Régie demandait à Gaz Métro d'étudier l'impact du réchauffement climatique sur la méthode de normalisation des revenus de même que l'interrelation entre le facteur exogène sur la variation des volumes et le réchauffement climatique et de présenter les résultats pour examen, lors du présent dossier tarifaire.

[75] De l'avis de Gaz Métro, la normale climatique qu'elle utilise, basée sur une moyenne mobile 30 ans, présente un biais systématique qui est dû au fait que la température normale a tendance à se réchauffer depuis 1971. Pour résoudre ce problème, le distributeur a déterminé qu'il devrait utiliser une normale corrigée et soutient que la méthode Ouranos, déjà utilisée par HQD, représente la meilleure façon de procéder.

[76] La présence d'un biais dans la normale climatique entraîne une surévaluation des volumes prévus. Ainsi pour 2010, Gaz Métro indique que l'élimination du biais se serait traduite par une diminution de  $40 \times 10^6 \text{ m}^3$  de la demande annuelle prévue, entraînant une baisse du revenu plafond de l'ordre de 5,9 M\$ et une hausse de la perte de productivité. Selon le distributeur, sans exogène pour compenser la baisse du revenu plafond, il y aurait

eu création d'une dette de 5,9 M\$ envers les clients et une hausse des tarifs de 6,2 M\$<sup>28</sup>. Il indique que l'impact à la hausse sur les tarifs de la première année devrait être suivi par une baisse progressive au cours des cinq années suivantes à mesure que la part du solde du compte de stabilisation tarifaire pour la température, attribuable au biais lié au réchauffement climatique, est amortie. Au niveau du plan d'approvisionnement, Gaz Métro évalue à 0,9 M\$ la baisse des coûts de transport et d'équilibrage liée à l'élimination du biais<sup>29</sup>.

[77] Le distributeur favorise l'utilisation de la méthode développée par Ouranos. Il mentionne que cette méthode est basée sur un historique de température depuis 1971, ce qui permet de conserver un maximum d'informations et de minimiser les fluctuations de la normale d'une année à l'autre. Un historique aussi long donne une normale plus précise et plus stable qu'une tendance sur un historique court et variable. De plus, chaque donnée historique est corrigée pour tenir compte du réchauffement, ce qui permet d'éliminer le biais à la source. L'estimation du réchauffement s'applique à la région du sud du Québec, ce qui englobe la franchise de Gaz Métro.

[78] Avant de changer sa normale climatique, Gaz Métro est d'avis que des mécanismes doivent être mis en place pour minimiser l'impact du changement pour elle et ses clients. Le distributeur indique que la création d'un facteur exogène relatif au réchauffement climatique minimiserait l'impact négatif du changement. Il ajoute que ce point devrait être discuté avec le Groupe de travail chargé de l'application du Mécanisme et, le cas échéant, présenté à la Régie pour approbation<sup>30</sup>.

[79] La FCEI et S.É./AQLPA recommandent que le distributeur remplace, dès le dossier tarifaire 2011, la normale climatique qu'il utilise actuellement. La première appuie l'utilisation de la méthode Ouranos, telle que proposée par Gaz Métro, alors que le second demande qu'elle procède à une étude plus poussée des avantages et inconvénients de la méthode Ouranos et de celle basée sur la tendance mobile 20 ans qu'il considère mieux adaptée au territoire du marché de Gaz Métro.

---

<sup>28</sup> Pièce B-40, Gaz Métro-11, document 6.10, page 2.

<sup>29</sup> Pièce B-37, Gaz Métro-11, document 6.3, page 8.

<sup>30</sup> Pièce B-24, Gaz Métro-11, document 6.2, page 1.



[80] L'UC recommande que le distributeur dépose, pour examen et approbation, dès le prochain dossier tarifaire, une proposition visant l'adoption et la mise en œuvre de la nouvelle méthode de calcul de la normale climatique<sup>31</sup>.

[81] La Régie constate que l'utilisation d'une normale corrigée sera plus précise que la méthode actuelle. Cette proposition permettra une meilleure estimation des besoins et des coûts de transport et d'équilibrage, en plus de réduire, durant les prochaines années, les frais d'intérêts liés au compte de normalisation de la température. Elle note également que la méthode Ouranos, que Gaz Métro propose, est déjà utilisée par HQD.

**[82] Pour ces motifs, la Régie accepte la proposition de Gaz Métro et lui demande de mettre en place une nouvelle normale climatique basée sur la méthode Ouranos dès le prochain dossier tarifaire.**

**[83] Elle lui demande également de former un groupe de travail pour examiner les mécanismes à mettre en place pour minimiser l'impact du changement de la normale pour elle et ses clients et de formuler une proposition dans le cadre du prochain dossier tarifaire. Le distributeur devra aussi établir le lien entre la solution qu'il entend proposer et les facteurs exogènes mis en place par le passé qui ont pu tenir compte du réchauffement climatique.**

## **4.2 PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER – HORIZON 2010-2012**

[84] Tel que requis par le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*<sup>32</sup> (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.

---

<sup>31</sup> Pièce C-6-9, page 18.

<sup>32</sup> (2001) 133 G.O. II, 6037.

#### 4.2.1 DEMANDE DE GAZ NATUREL

[85] Les livraisons globales, avant interruptions, pour les années 2010 à 2012 sont présentées au tableau suivant.

**TABLEAU 4**  
**Livraisons globales de gaz naturel 2010–2012**  
**(avant interruptions)**  
**(millions de m<sup>3</sup>)**

|                       | 2010           | 2011           | 2012           |
|-----------------------|----------------|----------------|----------------|
| Service continu       | 4 046,5        | 4 843,7        | 5 076,8        |
| Service interruptible | 738,7          | 741,7          | 744,7          |
| <b>Total</b>          | <b>4 785,1</b> | <b>5 585,4</b> | <b>5 821,5</b> |

Source : Pièce B-4, Gaz Métro-4, document 1, page 23.

#### 4.2.2 CONTEXTE ET STRATÉGIES D'APPROVISIONNEMENT

[86] 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 autres sources d'énergie. 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 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.

[87] 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***

[88] 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 mois.

[89] 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.

[90] De façon générale, Gaz Métro planifie, pour 2010, contracter entre 50 % et 60 % de ses besoins avant le début de l'année gazière et satisfaire au moins 40 % 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***

[91] 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. Le gaz naturel acheté à Dawn est transporté 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***

[92] Le portefeuille d'outils d'équilibrage de Gaz Métro est constitué de trois sites d'entreposage souterrain<sup>33</sup>, d'un contrat d'échange de gaz naturel hiver/été et de l'usine de gaz naturel liquéfié dont elle est propriétaire.

---

<sup>33</sup> Les sites d'entreposage souterrain sont : Dawn (Union Gas), Pointe-du-Lac et Saint-Flavien (Intragaz).

### 4.2.3 PLANIFICATION ANNUELLE 2010

#### 4.2.3.1 Modèle de prévision de la demande de pointe et provision additionnelle

##### *Modèle de prévision*

[93] Dans la décision D-2008-140, la Régie demandait à Gaz Métro de présenter, lors du présent 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 des revenus approuvée dans la même décision. Elle précisait que cette approche permettrait de cibler spécifiquement les données quotidiennes des mois d'hiver, plus pertinentes à son analyse, et de considérer l'effet croisé température et vent. En plus, la Régie demandait au distributeur de présenter ses résultats en utilisant différentes bases de normalisation pour les degrés-jours (DJ) dont, notamment, les bases 18 et 13.

[94] En réponse à cette demande, le distributeur présente les résultats de différentes méthodes d'évaluation pour la journée de pointe et les besoins pour répondre à l'hiver extrême en fonction du dossier 2010. Selon le distributeur, la méthode d'évaluation de la journée de pointe et de la demande pour l'hiver extrême devrait être établie selon les mêmes critères que la méthode et la base de référence utilisées pour la normalisation des revenus. Le distributeur demande à la Régie d'approuver cette approche pour une application au dossier tarifaire 2011.

[95] S.É./AQLPA recommande l'approbation du modèle proposé par le distributeur.

[96] En réponse à une demande de la Régie, le distributeur présente l'impact d'utiliser des données quotidiennes sur l'année complète par rapport à l'utilisation de données sur la période d'hiver. Il propose d'utiliser les données quotidiennes sur toute l'année puisque la régression avec celles-ci donne un coefficient de corrélation plus élevé qu'avec des données d'hiver (0,9912 versus 0,9696)<sup>34</sup>.

[97] En audience, Gaz Métro indique que la justesse des prévisions de la demande peut affecter la prévision du volume requis pour la journée de pointe et précise que l'erreur

---

<sup>34</sup> Pièce B-24, Gaz Métro 4, document 12.1, pages 2 et 3.

d'estimation de la journée de pointe dépendra également du moment de l'année où l'écart entre la prévision et le réel se produira<sup>35</sup>.

[98] La Régie conclut que l'utilisation des seules données de la période d'hiver devrait être privilégiée puisqu'elle permet d'éliminer l'impact que des erreurs de prévision de la consommation pour la période d'été pourraient induire dans la prévision de la consommation lors de la journée de pointe.

**[99] Pour ces motifs, la Régie accepte d'appliquer le modèle de prévision de la demande de pointe et de l'hiver extrême proposé par Gaz Métro. Cependant, elle demande au distributeur de l'appliquer dès le présent dossier et d'utiliser des données quotidiennes de consommation de la période d'hiver seulement.**

### *Réchauffement climatique*

[100] La FCEI propose que les données historiques utilisées pour établir la prévision de la demande pour la journée de pointe historique et l'hiver extrême soient corrigées selon la méthode Ouranos pour tenir compte du réchauffement climatique. Elle cite un rapport du Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat (GIEC) qui indique que les températures les plus basses et les froids d'hiver extrêmes devraient se réchauffer plus rapidement que la température moyenne<sup>36</sup>.

[101] L'intervenante mentionne que la probabilité de réalisation de scénarios exceptionnels est directement liée aux températures auxquelles on est en droit de s'attendre et que si la probabilité de réalisation de scénarios exceptionnels change, cela devrait aussi affecter les volumes contractés.

[102] Gaz Métro est d'avis que, malgré le fait qu'il y ait une tendance au réchauffement climatique, les extrêmes demeurent possibles et qu'à partir du moment où il y a une possibilité que ces extrêmes se produisent, il n'y a pas de raison de prendre un risque. Le distributeur demande que l'utilisation des données réelles historiques, sans considération d'un ajustement pour le réchauffement climatique, soit maintenue dans le cadre de l'évaluation des besoins d'approvisionnement pour la journée de pointe et l'hiver extrême.

---

<sup>35</sup> Pièce A-22-5, page 103.

<sup>36</sup> Pièce A-22-9, page 57.

[103] La Régie note que le distributeur utilise actuellement une normale qui présente un biais par rapport à la normale réelle, ce qui amène une surestimation des volumes normalisés<sup>37</sup>. La Régie considère que l'application de la méthode Ouranos, proposée par le distributeur pour corriger ce biais, conduit à une normale plus chaude. L'écart entre cette nouvelle normale et les froids extrêmes historiques s'amplifiant, la probabilité d'occurrence des extrêmes s'en trouve donc réduite. La Régie juge que la logique justifiant la correction des données historiques pour compenser le réchauffement climatique dans le cas de l'établissement de la normale devrait également être retenue dans le cas de l'établissement des données de l'hiver extrême et de la détermination de la journée de pointe historique.

**[104] En conséquence, la Régie demande au distributeur de déterminer l'hiver extrême des 20 dernières années, les prévisions pour la journée de pointe historique et pour l'hiver extrême selon la méthode proposée, en utilisant les données historiques de degrés-jours corrigées selon la méthode Ouranos pour tenir compte du réchauffement climatique.**

#### *Détermination des outils d'approvisionnement*

[105] Gaz Métro propose de fixer les outils d'approvisionnement à détenir au maximum entre les outils quotidiens requis pour répondre à la demande lors de la journée de pointe historique et ceux requis pour répondre à la demande lors de l'hiver extrême. En plaidoirie, Gaz Métro indique que sa demande revient, à toutes fins utiles, à éliminer la notion de plage de référence de la méthode actuelle qui avait été approuvée dans la décision D-2005-171<sup>38</sup>.

[106] Gaz Métro considère qu'elle se doit d'assurer l'approvisionnement de la demande et qu'elle ne peut encourir le risque de détenir des outils d'approvisionnement insuffisants en mettant en vente, sur le marché secondaire, de la capacité de transport dont elle aurait besoin pour répondre à l'hiver extrême, évalué selon la méthode qu'elle propose.

**[107] La Régie accepte la proposition de Gaz Métro, de fixer les outils d'approvisionnement à la valeur maximale entre ceux requis pour répondre à la demande lors de la journée de pointe historique et ceux requis pour répondre à**

---

<sup>37</sup> Pièce B-41, Gaz Métro-11, document 6, page 6.

<sup>38</sup> Décision D-2005-171, dossier R-3559-2005, page 33.

**demande lors de l'hiver extrême évalués selon la méthode proposée, telle que modifiée par la présente décision.**

*Détermination de la journée de pointe pour l'année tarifaire 2010*

[108] Pour l'année 2010, Gaz Métro demande de fixer à  $28\,825\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  les outils d'approvisionnement requis pour répondre à la demande de pointe. Elle précise que cette valeur provient de l'application du nouveau modèle qu'elle propose. En réponse à une demande de la Régie, le distributeur indique que le volume d'approvisionnement requis pour répondre à l'hiver extrême, évalué avec le nouveau modèle, mais en utilisant des données de consommation pour la période d'hiver seulement et des données historiques de DJ corrigées selon la méthode Ouranos pour tenir compte du réchauffement climatique, est de  $28\,543\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ <sup>39</sup>.

**[109] Compte tenu de la présente décision sur le modèle de prévision de la demande pour la journée de pointe, la Régie demande au distributeur de réévaluer le coût net de ses outils d'approvisionnement sur la base d'un volume requis pour répondre à la journée de pointe de  $28\,543\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  et d'ajuster son revenu requis en conséquence, et ce, en utilisant les hypothèses de revenu unitaire présentées au présent dossier.**

*Inclusion des 10 jours supplémentaires d'interruption*

[110] Dans la décision D-2008-140, la Régie demandait à Gaz Métro d'expliquer en quoi il ne serait pas approprié d'inclure les 10 jours supplémentaires d'interruption prévus au texte des Tarifs, ou d'autres mesures du même type, dans sa planification d'approvisionnement pour l'hiver extrême. Le distributeur indique que l'inclusion de ces jours d'interruption dans sa planification équivaldrait à lancer le message à la clientèle que le nombre de jours maximum d'interruption n'est plus celui indiqué au texte des Tarifs. Il ajoute que la possibilité d'utiliser ces journées supplémentaires ne devrait pas être considérée comme une source ferme d'approvisionnement dans l'analyse des outils pour répondre à l'hiver extrême. Il mentionne que son rôle est de sécuriser l'approvisionnement de la demande en tout temps, en détenant les outils nécessaires sur une base ferme. En audience, il indique que les 10 jours d'interruption supplémentaires sont une soupape de sécurité<sup>40</sup>.

<sup>39</sup> Pièce B-37, Gaz Métro-4, document 12.2, page 3.

<sup>40</sup> Pièce A-22-5, page 91.

[111] Malgré les explications fournies, la Régie s'interroge toujours sur la justification de ne pas inclure les 10 jours d'interruption supplémentaires dans la détermination des outils d'approvisionnement requis, compte tenu de la présente décision qui fixe ces derniers au maximum entre les outils quotidiens requis pour répondre à la demande lors de la journée de pointe historique et ceux requis pour répondre à la demande lors de l'hiver extrême. **Elle demande à Gaz Métro de présenter, lors de son prochain dossier tarifaire, une réflexion sur ce sujet en incluant notamment :**

- **l'historique de cette règle et les objectifs poursuivis par celle-ci;**
- **l'inventaire des cas où la règle a été appliquée dans le passé avec les sommes en cause;**
- **les orientations proposées pour l'avenir.**

#### **4.2.3.2 Revenus d'optimisation**

[112] 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 *Firm Transmission Long Haul* (FTLH), réalisées en cours d'année.

#### **TRANSACTIONS OPÉRATIONNELLES**

##### ***Revente a priori de transport***

[113] Le distributeur a déjà procédé à la revente de quelque  $273 \cdot 10^6 \text{m}^3$  de transport FTLH à un prix moyen de  $4,562 \text{ ¢/m}^3$ . Une quantité complémentaire d'environ  $68 \cdot 10^6 \text{m}^3$  sera vendue ultérieurement. Le distributeur prévoit revendre  $120 \cdot 10^6 \text{m}^3$  de transport *Firm Transmission Short Haul* (FTSH) au cours de la période d'hiver à un prix de  $1,232 \text{ ¢/m}^3$ , ce qui équivaut au tarif annuel moyen de TCPL à 100 % de coefficient d'utilisation. Cette hypothèse est retenue depuis le dossier 2008.

[114] Les revenus prévus des reventes de transport *a priori* s'élèvent à 16,4 M\$ et sont intégrés à la demande tarifaire.



[115] **La Régie accepte les hypothèses présentées par Gaz Métro.**

***Revente en cours d'année du transport excédentaire FTLH***

[116] Gaz Métro prévoit des ventes en cours d'année de transport FTLH inutilisé de  $54,1 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$  à un prix moyen de  $2,433 \text{ ¢/m}^3$ , ce qui correspond à un montant total de 1,3 M\$. Le prix de revente est projeté en appliquant la méthode retenue dans la décision D-2008-140<sup>41</sup>. Cependant, Gaz Métro propose de modifier cette méthode pour tenir compte des valeurs distinctes des paramètres considérés pour les ventes en octobre 2009 et celles pour l'été 2010. Les prix de revente résultants sont de  $2,387 \text{ ¢/m}^3$  en octobre 2009 et  $2,501 \text{ ¢/m}^3$  pour l'été 2010.

[117] Ce raffinement proposé par Gaz Métro a un impact monétaire de 6 000 \$, compte tenu du volume prévu de  $54 \cdot 10^3 \text{ m}^3$  en FTLH inutilisé.

[118] **La Régie accueille favorablement cette modification et les prix de revente qui en résultent.**

**TRANSACTIONS FINANCIÈRES**

[119] Les modifications au Mécanisme approuvées en 2007 comportaient les dispositions suivantes relatives aux 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.

[120] La deuxième disposition constitue une garantie de revenus globaux des transactions financières pour Gaz Métro et payable par les clients.

---

<sup>41</sup> « 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/m<sup>3</sup>. Elle demande au distributeur de mettre à jour le dossier tarifaire pour tenir compte de cette modification. » Décision D-2008-140, dossier R-3662-2008 Phase 2, page 44.

[121] 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.

[122] Gaz Métro propose comme hypothèse de niveau de revenus d'optimisation les montants suivants pour un total de 5,021 M\$ :

- extraction des liquides : 0,6 M\$;
- échanges : 1,256 M\$;
- prêt d'espace : 1,9 M\$;
- transactions - STS-RAM : 1,265 M\$.

[123] Gaz Métro reprend l'approche du dernier dossier tarifaire soit d'établir la projection de revenu à 60 % de la moyenne des revenus réalisés au cours des trois dernières années. Elle propose d'exclure de la moyenne des trois dernières années les transactions qu'elle considère comme non récurrentes.

[124] La Régie constate qu'au cours des dernières années, l'écart des revenus réalisés sur les revenus projetés s'accroît de façon régulière et importante. Ainsi, l'écart qui était de 2,8 M\$ en 2004 est passé à 4,8 M\$ en 2007 et s'établit à 6,6 M\$ en 2008. Les revenus réalisés en 2004 représentaient 287 % des revenus projetés au dossier tarifaire et, en 2007, 284 %. Pour 2008, les revenus des transactions financières correspondent à 320 % des revenus projetés au dossier tarifaire.

[125] Le distributeur, lorsque questionné sur la possibilité qu'une prévision des revenus des transactions financières à 7,5 M\$ soit retenue, n'a pas mis en doute la vraisemblance d'une telle prévision. Il a plutôt indiqué que si les revenus des transactions financières devaient finalement s'établir à 8,5 M\$ alors qu'une prévision de 7,5 M\$ était retenue au dossier tarifaire, Gaz Métro toucherait alors 2,5 % seulement des revenus globaux, alors que les clients en recevraient 97,5 %.

[126] La Régie, compte tenu des règles prévues au Mécanisme, doit s'assurer de la vraisemblance de la prévision. À cet égard, elle constate que de nouvelles opportunités de transactions s'ajoutent depuis quelques années et que certaines de ces nouvelles possibilités de transactions ne sont pas reflétées pas dans la prévision présentée par Gaz Métro. C'est le cas pour les transactions *Dawn Overrun Service – Must Nominate* (DOS-MN). La projection de ce type de revenus a été établie à 2,7 M\$ par Gaz Métro

pour l'année tarifaire 2009<sup>42</sup>. En prenant 60 % des revenus de ce type de transactions et en l'ajoutant à la prévision présentée par Gaz Métro, on obtient un total de 6,7 M\$.

[127] **En conséquence, la Régie retient comme estimation vraisemblable des revenus de transactions financières une prévision de 6,5 M\$.** La Régie considère que cette prévision laisse un incitatif intéressant au distributeur, lequel s'ajoute à la garantie financière qui s'applique pour ce type de transactions.

#### **4.2.4 PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2010-2012**

[128] La Régie note que le portefeuille d'approvisionnement rencontre les besoins annuels, saisonniers et de pointe de la clientèle.

##### **4.2.4.1 Évaluation de la capacité de transport C1**

[129] La Régie prend acte du suivi donné par Gaz Métro à sa demande quant à la rentabilité du transport C1. La Régie accepte l'argumentation de Gaz Métro selon laquelle le contrat d'échange Parkway-Dawn, qui se substitue à un contrat de capacité C1, n'entraîne pas de coûts additionnels.

##### **4.2.4.2 Renouvellement d'une capacité d'entreposage auprès de Union Gas**

[130] La Régie prend acte du renouvellement d'une capacité d'entreposage de 154 386 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> auprès de Union Gas pour une durée de six ans, soit jusqu'au 31 mars 2015.

[131] La Régie constate que des capacités de stockage totalisant 365 550 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> viendront à échéance à l'horizon du présent plan d'approvisionnement. Ces contrats représentent 70 % de la capacité totale de stockage détenue chez Union Gas par le distributeur.

[132] Dans cette perspective, **la Régie demande au distributeur de déposer, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, une étude complète et étoffée portant sur le renouvellement des capacités de stockage auprès de Union Gas. Cette étude devra**

---

<sup>42</sup> Pièce B-24, Gaz Métro-3, document 1.3, page 2.

**présenter une analyse économique permettant d'établir les quantités optimales de stockage pour des fins opérationnelles et les quantités optimales de stockage pour répondre aux fluctuations saisonnières de la demande, en tenant compte des options disponibles, du prix de ces dernières ainsi que du coût du stockage. Des analyses de sensibilité au coût du stockage devront être présentées.**

#### **4.2.4.3 Scénario favorable et retour de capacité de transport à TCPL**

[133] La Régie prend acte de la capacité de  $528 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$  retournée à TCPL et du suivi *Revenus de distribution-scénario favorable*. La Régie note également que, selon Gaz Métro, l'enjeu principal associé au retour de petites quantités comme  $200 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$  par exemple, toutes choses étant égales par ailleurs, serait de déterminer quel type de transport, FTLH ou FTSH, devrait être retourné.

[134] 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 considère que l'examen de la capacité de transport à détenir doit être fait chaque année. **Elle maintient donc sa demande au distributeur de présenter une analyse de rentabilité de ses stratégies en matière de renouvellement des contrats de transport FTLH et FTSH.** Dans ce cadre, des scénarios favorable et défavorable doivent être produits et une distribution de probabilités doit être établie, permettant ainsi d'intégrer à l'analyse les revenus de distribution espérés pouvant découler de la réalisation de scénarios supérieurs au scénario de base. La Régie considère que, parmi ces scénarios, des scénarios favorable et défavorable devraient être élaborés en excluant TCE qui, bien qu'il soit certes le plus grand client, n'a pas d'impact sur les besoins de transport du distributeur.

[135] Enfin, la Régie prend note de l'explication donnée par Gaz Métro voulant que les ventes de GAC supplémentaires prévues au scénario favorable n'aient aucun impact sur la quantité de transport requise par le scénario favorable.

#### **4.2.4.4 Autres suivis**

[136] La Régie, dans sa décision D-2008-140, formulait un certain nombre de sujets pour examen lors du dossier tarifaire 2010.

[137] La Régie prend acte des suivis effectués suivants :

- réflexion sur les transactions d'échange multiannuelles;

- établissement de la demande;
- hypothèses utilisées pour les clients ayant leur propre service de transport.

#### 4.2.5 TRANSACTIONS D'ÉCHANGE GÉOGRAPHIQUE

[138] Dans la décision D-2008-140, la Régie considérait que certaines transactions dites d'échange entre Gaz Métro et TCE, réalisées au cours des années 2006 et 2007, étaient non conformes au texte des Tarifs. Dans ces transactions, Gaz Métro se substituait à TCPL et vendait un service de transport à des conditions différentes de celles prévues au texte des Tarifs.

[139] Dans le présent dossier, Gaz Métro présente son interprétation de cette décision<sup>43</sup> :

*« Gaz Métro comprend qu'elle ne peut offrir des services non prévus au texte des tarifs mais interprète également la décision de la Régie comme une interdiction d'effectuer des transactions financières avec tous ses clients et plus spécifiquement avec TCE, sans obtenir son approbation préalable. »*

[140] La Régie, par ailleurs, dans sa décision D-2009-078, indique :

*« [...] La Régie précise que la décision D-2008-140 n'a pas pour effet de restreindre les transactions financières qui peuvent avoir cours hors franchise et pour lesquels aucun tarif ne s'applique. Cette décision n'a donc pas pour effet d'empêcher Gaz Métro de procéder à celles-ci, si elle le juge opportun. »*

[141] Dans sa plaidoirie, Gaz Métro demande l'autorisation de procéder à des transactions d'échange géographique avec des clients de la franchise, même lorsque ces transactions impliquent un point d'échange dans la franchise. Gaz Métro propose comme critère que le client détienne un contrat de transport<sup>44</sup>.

[142] La Régie considère que les transactions d'échange doivent être au bénéfice de Gaz Métro et de l'ensemble des clients. **Selon la Régie, les transactions d'échange géographique comportant un point dans la franchise peuvent être acceptées, en**

<sup>43</sup> Pièce B-4, Gaz Métro-3, document 1, page 28.

<sup>44</sup> Pièce A-22-13, pages 23 et 24.

autant que Gaz Métro soit en mesure de démontrer que ces transactions ne se substituent pas à un service de transport que le client devrait détenir. À cette fin, Gaz Métro devra déposer, en fermeture, une liste de toutes les transactions d'échange géographique effectuées avec un client de la franchise et comportant un point d'échange dans la franchise en indiquant :

- le nom de la contrepartie;
- la quantité;
- les dates de début et de fin de la transaction;
- les points d'échange;
- la quantité de transport effectivement détenue par la contrepartie.

[143] Quant à la proposition faite par OC d'inscrire ce type de transactions au texte des Tarifs, la Régie retient plutôt l'argument invoqué par Gaz Métro, selon lequel il ne s'agit pas d'un type de service que Gaz Métro doit être tenue d'offrir.

### 4.3 QUOTE-PART ANNUELLE PAYABLE À L'AEÉ

[144] Le *Règlement sur la quote-part annuelle payable à l'Agence de l'efficacité énergétique*<sup>45</sup> encadre le versement de la contribution annuelle de Gaz Métro à cet organisme. Le décret 680-2007 et les décisions D-2009-018, D-2009-046 et D-2009-092 approuvent les prévisions budgétaires de l'AEÉ pour 2007-2008, 2008-2009 et 2009-2010. Ces prévisions comprennent le montant de la quote-part des distributeurs gaziers pour ces mêmes années<sup>46</sup>.

[145] La décision D-2008-140<sup>47</sup> maintenait, jusqu'au dossier tarifaire 2010, le compte de frais reportés hors base autorisé par la décision D-2008-040<sup>48</sup> aux fins de la comptabilisation des montants associés à la quote-part payable à l'AEÉ. La Régie précisait également que les modalités de disposition de ce compte de frais reportés seraient définies lors du dossier tarifaire 2010.

---

<sup>45</sup> (2008) G.O. II, 803 A.

<sup>46</sup> Décret 680-2007, 14 août 2007; dossier R-3671-2008, décisions D-2009-018, D-2009-046, et D-2009-092.

<sup>47</sup> Décision D-2008-140, dossier R-3662-2008 Phase 2, page 60.

<sup>48</sup> Décision D-2008-040, dossier R-3662-2008 Phase 2, page 5.

[146] Tel que demandé, Gaz Métro comptabilise, jusqu'au 30 septembre 2009, toutes les sommes versées à l'AEÉ à titre de quote-part, ainsi que les intérêts y afférents, dans un compte de frais reportés dont le solde est de 5 159 566 \$. Par ailleurs, Gaz Métro estime à 2 724 859 \$ le montant de la quote-part à verser à l'AEÉ pour 2010<sup>49</sup>. **La Régie reconnaît ces montants.**

[147] Gaz Métro propose d'utiliser à l'avenir, aux fins de la répartition tarifaire de la quote-part payable à l'AEÉ, une méthode permettant de détailler annuellement chaque programme ou activité de l'AEÉ. Cependant, pour les fins du dossier tarifaire 2010, Gaz Métro propose d'utiliser une répartition tarifaire issue de la moyenne pondérée des trois dernières années (2007-2008, 2008-2009 et 2009-2010), puisque l'écart de répartition entre ces années est relativement faible<sup>50</sup>. **La Régie reconnaît cette méthode de répartition et note que plus de 92,6 % de la quote-part payable à l'AEÉ est allouée aux catégories de clients contribuant au FEÉ, à savoir ceux des tarifs D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> et D<sub>M</sub>.**

[148] Afin de niveler l'impact sur les tarifs, Gaz Métro propose d'amortir sur deux ans le solde du compte de frais reportés relatif à la quote-part payable à l'AEÉ. Ainsi, Gaz Métro propose d'inclure un montant de 2 579 783 \$ dans les tarifs de distribution de 2010, en plus du montant de la quote-part à payer à l'AEÉ pour la période du 1<sup>er</sup> octobre 2009 au 30 septembre 2010<sup>51</sup>.

[149] Selon l'UC, il est plus opportun et d'intérêt public que le solde cumulé du FEÉ serve à payer une certaine portion de la quote-part versée à l'AEÉ imputable aux catégories de clients qui ont contribué à alimenter ce fonds. L'UC constate que le capital accumulé dans le FEÉ au fil des dernières années, incluant les intérêts, est de l'ordre de 18 M\$.

[150] L'UC estime qu'une telle mesure aurait pour effet de ramener le solde du FEÉ à un niveau permettant de préserver le congé de contribution des clients au FEÉ pour 2010, tel que prévu au Mécanisme en vigueur. Selon l'UC, les fonds puisés à même le solde cumulé du FEÉ pour acquitter la quote-part payable à l'AEÉ conserveraient leur finalité qui consiste à contribuer au financement de programmes et activités destinés à améliorer l'efficacité énergétique pour les catégories de clients concernées. L'UC souligne le

---

<sup>49</sup> Pièce B-51, Gaz Métro-9, document 10, révision du 26 août 2009, page 4.

<sup>50</sup> Pièce B-51, Gaz Métro-9, document 10, révision du 26 août 2009, pages 8.

<sup>51</sup> Pièce B-51, Gaz Métro-9, document 10, révision du 26 août 2009, page 5.

recoupement des objectifs et des priorités d'action du FEÉ et de l'AEÉ, ainsi que le transfert de certains programmes du FEÉ à l'AEÉ. Enfin, cette mesure est plus respectueuse de l'équité intergénérationnelle, puisque des fonds acquis à même des tarifs déjà payés historiquement par les consommateurs serviront à payer une quote-part imputable à une période opérationnelle antérieure à l'année tarifaire 2010<sup>52</sup>.

[151] Le GRAME, le ROÉÉ et S.É./AQLPA s'opposent à cette proposition de l'UC. Selon S.É./AQLPA, il aurait été souhaitable que l'UC retire sa proposition et laisse « *fonctionner au préalable les mécanismes en place que sont le Comité de gestion du FEE et le groupe de travail du dossier R-3693-2009* »<sup>53</sup>.

[152] Le GRAME est préoccupé par la proposition de l'UC puisque le FEÉ est directement lié au Mécanisme en vigueur et que ce dernier fait actuellement l'objet d'une évaluation et, possiblement, d'une renégociation. Il semble donc prématuré, à son avis, de modifier la valeur du capital à maintenir pour assurer la pérennité du FEÉ<sup>54</sup>.

[153] Malgré les réserves exprimées par certains participants quant à la recevabilité de la proposition de l'UC, la Régie considère que tous ont eu l'opportunité de commenter la proposition dans le cadre du présent dossier.

[154] La Régie constate qu'une partie de la hausse de tarif demandée par Gaz Métro pour 2010 est associée à la quote-part payable à l'AEÉ. Elle constate également que le contexte économique actuel alourdit le fardeau tarifaire des clients de Gaz Métro.

[155] Or, le solde du FEÉ est élevé, soit un montant de plus de 19,0 M\$<sup>55</sup>. Le FEÉ est financé à partir des gains de productivité, des trop-perçus et, dans une moindre part, des tarifs  $D_1$ ,  $D_3$  et  $D_M$ .

[156] Par ailleurs, la Régie constate que les objectifs et priorités d'action du FEÉ et de l'AEÉ se recoupent et que la plupart des programmes résidentiels du FEÉ ont été transférés à l'AEÉ.

---

<sup>52</sup> Pièce C-6-9, pages 7 à 12.

<sup>53</sup> Pièce A-22-14, page 145.

<sup>54</sup> Pièce A-22-14, page 93.

<sup>55</sup> Pièce A-22-4, page 215.



[157] Enfin, la Régie statuait, lors du dossier tarifaire 2009, que l'élargissement du mandat et de la mission de l'AEÉ devait être considéré comme un événement exceptionnel au sens où l'entend le Mécanisme<sup>56</sup>.

[158] Dans ce contexte, et afin d'atténuer l'impact des coûts associés à l'efficacité énergétique sur des clients des tarifs D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> et D<sub>M</sub>, **la Régie demande à Gaz Métro de prélever 4 777 758 \$ du solde du FEÉ<sup>57</sup>, pour disposer des montants comptabilisés au compte de frais reporté relatif à la quote-part payable à l'AEÉ et associée aux clients des tarifs D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> et D<sub>M</sub> ayant contribué au FEÉ.**

[159] Ce prélèvement est d'ordre exceptionnel. Il ne doit donc pas être comptabilisé au budget 2010 utilisé pour déterminer la contribution 2011 au FEÉ.

[160] **La Régie accepte la proposition du distributeur voulant que le solde du compte de frais reportés associé aux catégories tarifaires D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub> de 381 808 \$<sup>58</sup> soit amorti sur deux ans. Elle demande donc à Gaz Métro d'intégrer ce montant aux tarifs 2010 de ces catégories tarifaires.**

## 4.4 FEÉ

### 4.4.1 SUIVI 2009

[161] Pour 2009, le budget du FEÉ autorisé par la Régie dans la décision D-2008-140 était de 3 M\$, par rapport à une demande de 4,9 M\$. Le FEÉ présente les prévisions mises à jour pour tenir compte de cet ajustement budgétaire. Ainsi, les objectifs d'économies de gaz naturel associés au budget autorisé totalisent 2,2 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup><sup>59</sup>.

---

<sup>56</sup> Décision D-2008-140, dossier R-3662-2008 Phase 2, page 22.

<sup>57</sup> 92,6 % de 5 159 566 \$ = 4 777 758 \$.

<sup>58</sup> 7,4 % de 5 159 566 \$ = 381 808 \$.

<sup>59</sup> Pièce B-4, Gaz Métro-9, document 12, pages 3 et 4.

[162] Après huit mois d'opération, les dépenses du FEÉ s'élèvent à près de 1,5 M\$, soit 50 % du budget autorisé, pour des économies d'énergie représentant 59 % de l'objectif pour 2009<sup>60</sup>.

[163] La Régie prend acte des résultats obtenus par le FEÉ en 2009.

#### 4.4.2 OBJECTIF D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE ET BUDGET DEMANDÉ EN 2010

[164] Le FEÉ se fixe un objectif d'économie d'énergie annuel de  $2,4 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  de gaz naturel pour 2010. Pour atteindre cet objectif, le Plan d'action 2010 du FEÉ requiert un budget de 3,1 M\$<sup>61</sup>. **La Régie autorise ce budget. Elle demande au FEÉ d'expliquer et de justifier, dans le cadre du rapport annuel de Gaz Métro, tout écart quant à ses charges ou quant à l'atteinte de ses objectifs.**

#### 4.4.3 RENTABILITÉ

[165] Sur la base du budget et des objectifs révisés, la Régie constate que, pour l'ensemble des programmes et activités du Plan d'action 2010 du FEÉ, le ratio en \$/m<sup>3</sup> de gaz naturel économisé s'élève à 1,33. Ce ratio représente une augmentation de près de 6 %, par rapport à 2009<sup>62</sup>.

#### 4.4.4 MODIFICATIONS AUX PROGRAMMES

[166] Le FEÉ modifie certains de ses programmes par rapport au Plan d'action 2009. Ainsi, il retire ses programmes d'installation de panneaux réflecteurs de chaleur dans tous les secteurs et il convertit le projet pilote d'aide financière à l'achat de récupérateurs de chaleur des eaux de drainage en programme (*PR360*). **La Régie accepte les modifications proposées.**

---

<sup>60</sup> Pièce B-24, Gaz Métro-9, document 12.2, page 1.

<sup>61</sup> Pièce B-71, Gaz Métro-9, document 15, page 6.

<sup>62</sup> Ratio de 1,26 \$/m<sup>3</sup>; décision D-2008-140, dossier R-3662-2008 Phase 2, page 57.

#### 4.4.5 SUIVI DE LA DÉCISION D-2008-140

[167] Lors du dossier tarifaire 2008, la Régie constatait que le FEÉ n'associait aucun taux d'opportunité à ses programmes. Le FEÉ mentionnait avoir décidé, avec son Comité de gestion, de fixer les taux d'opportunité à zéro, faute de mesures fiables, et prévoyait mesurer le taux d'opportunité de certains de ses programmes lors de leur évaluation. Dans sa décision, la Régie demandait au FEÉ de faire rapport sur les résultats des évaluations et sur les taux d'opportunité lors du dossier tarifaire 2009<sup>63</sup>.

[168] Dans la décision D-2008-140<sup>64</sup>, la Régie acceptait de surseoir à sa demande jusqu'au dossier tarifaire 2010, moment où le FEÉ devait disposer des résultats de l'évaluation de ses programmes. Elle retenait, 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 programmes.

[169] Or, en 2009, le FEÉ n'a évalué aucun programme du Plan d'action 2010. Il a donc pris la décision de maintenir des taux d'opportunité à zéro pour 2010 en attendant l'évaluation de ses autres programmes. Le FEÉ dépose cependant les résultats de l'analyse de sensibilité des tests de rentabilité, réalisée sur la base de taux d'opportunité de 10 % et de 30 %<sup>65</sup>.

**[170] Dans ce contexte, la Régie, demande au FEÉ, dans le cadre de son Plan d'action 2011, de fixer un taux d'opportunité pour chacun de ses programmes. Ces taux d'opportunité devraient être basés sur les évaluations réalisées, sur des hypothèses de travail, ou sur les expériences du PGEÉ, selon le cas. Ces hypothèses ou données réelles devront également être fournies à la Régie.**

#### 4.5 TAUX DE RENDEMENT

[171] La Demande, quant au taux de rendement, ainsi que les multiples commentaires faits en audience par les participants et leurs experts, quant à la fixation d'un taux de

---

<sup>63</sup> Décision D-2007-116, dossier R-3630-2007, page 45.

<sup>64</sup> Décision D-2008-140, dossier R-3662-2008 Phase 2, page 59.

<sup>65</sup> Pièce B-4, Gaz Métro-9, document 13, pages 9 et 10.

rendement juste et raisonnable « *fair and reasonable* », nécessite que la Régie circoncrive son rôle et ses pouvoirs à cet égard.

#### 4.5.1 CADRE JURIDIQUE DE LA DÉTERMINATION DU TAUX DE RENDEMENT

[172] Lors de son plaidoyer<sup>66</sup>, le procureur de Gaz Métro rappelle que dans la récente décision de l'Office national de l'énergie (l'ONÉ) relative à TQM<sup>67</sup> (la Décision TQM), en se prononçant sur la norme du rendement raisonnable, l'ONÉ reprend les trois critères, historiquement reconnus par les régulateurs et les tribunaux comme fondant la norme du rendement raisonnable et, notamment, par la Cour suprême du Canada dans l'affaire *Northwestern Utilities LTD.*<sup>68</sup> (*Northwestern*), soit les critères de l'investissement comparable, de l'intégrité financière et de l'attraction des capitaux.

[173] Selon ces trois critères, pour être raisonnable, un taux de rendement sur le capital doit :

- être comparable à celui que rapporterait le capital investi dans une autre entreprise présentant un risque analogue (critère de l'investissement comparable);
- permettre à l'entreprise d'attirer des capitaux additionnels à des conditions raisonnables (critère de l'effet d'attraction de capitaux);
- permettre à l'entreprise réglementée de préserver son intégrité financière (critère de l'intégrité financière).

[174] Le procureur de Gaz Métro soutient de plus que la Régie n'a pas à tenir compte de l'impact sur les tarifs de sa décision sur le taux de rendement, se fondant ici sur la Décision TQM, ainsi que sur la décision de la Cour d'appel fédérale dans le dossier de *TransCanada Pipelines Limited*<sup>69</sup>.

[175] Compte tenu de l'entente intervenue entre les intervenants représentant les diverses catégories de clients relative à l'administration d'une preuve d'expert commune sur la question du taux de rendement, c'est principalement l'ACIG qui en traite.

---

<sup>66</sup> Pièce A-22-13, pages 74 à 77.

<sup>67</sup> *Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.*, RH-1-2008.

<sup>68</sup> *Northwestern Utilities Ltd. c. Edmonton (City)* [1929] S.C.R. 186.

<sup>69</sup> *TransCanada Pipelines Ltd. c. Office national de l'énergie* (2004) CAF 149.

[176] Lors de son témoignage, le président de l'ACIG, M. Murray Newton, rappelle que l'ACIG est en plein accord avec la fixation d'un taux de rendement sur la base de la norme du rendement raisonnable :

*« We absolutely agree that investors should have an opportunity to recover their investment in regulated facilities, and I absolutely agree with the fair return standard as enunciated by the National Energy Board and I think by -- practiced by this board. And I believe that the existing rate of return that's produced by the formula that the Régie revises each year provides Gaz Métro's investors with a fair return, I believe that. »<sup>70</sup>*

[177] M. Newton rejette aussi l'idée que la seule motivation de l'ACIG pour intervenir et s'opposer à la Demande est liée à l'impact qu'un rendement plus élevé aurait sur les tarifs :

*« However, one point needs to be made very clear. Although the rate impact of Gaz Métro's ATWACC proposal has clearly caught our attention, that is not why IGUA is opposed to it. Industrial gas users oppose the application for higher cost of capital because it's excessive, it's unnecessary and it violates the fair return standard. »<sup>71</sup>*

[178] En vertu de l'article 31 de la Loi, la Régie réglemente les activités de distribution de gaz naturel au Québec, dont celles sous la responsabilité de Gaz Métro dans ses activités de distribution au Québec. Ainsi, lorsqu'elle est appelée à fixer un rendement raisonnable sur la base de tarification, la Régie le fait nécessairement sur les seules activités réglementées de distribution de gaz naturel de l'entreprise au Québec.

[179] La Régie retient des dispositions de la Loi que, lorsqu'elle fixe un tarif de gaz naturel, ce dernier doit être juste et raisonnable (article 49.7). La Régie doit fixer un tarif qui permet l'atteinte, par le distributeur, d'un rendement raisonnable sur la base de tarification (articles 32 et 49.3). La Régie doit, de plus, procéder à cet exercice en s'assurant du respect des ratios financiers (article 49.5). Les tarifs ne doivent toutefois pas prévoir des taux plus élevés ou des conditions plus onéreuses qu'il n'est nécessaire pour permettre, notamment, de couvrir les coûts de capital et d'exploitation, de maintenir la stabilité du distributeur et le développement normal de son réseau de distribution, ou d'assurer un rendement raisonnable sur la base de tarification (article 51).

---

<sup>70</sup> Pièce A-22-10, page 117.

<sup>71</sup> Pièce A-22-8, page 15.

[180] Nulle part dans la Loi n'est-il question d'un taux de rendement « *juste et raisonnable* ». La Loi prévoit uniquement que le tarif fixé par la Régie doit « *permettre un rendement raisonnable sur la base de tarification* ».

[181] En contrepartie de la position monopolistique de l'entreprise dans le territoire où elle détient un droit exclusif de distribution, le cadre légal et réglementaire attribue à l'autorité réglementaire le pouvoir et le devoir de déterminer ce qu'est, dans le cadre d'un dossier donné, un rendement raisonnable.

[182] Tous les experts s'entendent pour dire que le rendement attendu par les investisseurs n'est pas une donnée observable sur les marchés. À défaut de disposer de telles données, les régulateurs fondent leur jugement à partir de preuves d'expert entendues dans le cadre d'un processus d'audience publique. Toutes les parties intéressées peuvent demander d'intervenir et s'exprimer sur le sujet.

[183] De toute évidence, ces décisions ne sont pas sans soulever, au sein même des participants à l'audience et dans certains autres milieux intéressés, des questionnements, voire des débats de fond. La Régie juge donc utile, dans un premier temps, de voir ce qu'enseigne la jurisprudence sur le sujet.

[184] Les principes juridiques encadrant le concept d'un taux de rendement raisonnable ont d'abord été énoncés par deux décisions de principe de la Cour suprême américaine, les causes *Bluefield*<sup>72</sup> et *Hope*<sup>73</sup>. La première de ces deux décisions énonce la norme par laquelle la raisonabilité d'un tarif est jugée :

*« A public utility is entitled to such rates as will permit it to earn a return on the value of the property which it employs for the convenience of the public equal to that generally being made at the same time and in the same general part of the country on investments in other business undertakings which are attended by corresponding, risks and uncertainties, but it has no constitutional right to profits such as are realized or anticipated in highly profitable enterprises or speculative ventures. The return should be reasonably sufficient to assure confidence in the financial soundness of the utility, and should be adequate, under efficient and economical management, to maintain and support its credit and enable it to raise the money necessary for the proper discharge of its public duties. A rate of return may be reasonable at one time and become too high or too low by changes*

<sup>72</sup> *Bluefield Water Works & Improvement Co. c. Public Service Commission of West Virginia* 262 U.S. 679 (1923).

<sup>73</sup> *Federal Power Commission c. Hope Natural Gas Company* 320 U.S. 591 (1944).

*affecting opportunities for investment, the money market, and business conditions generally.* »<sup>74</sup> [nous soulignons]

[185] La seconde décision est venue compléter la norme en précisant qu'une entreprise d'utilité publique a non seulement droit à des revenus lui permettant de couvrir ses frais d'exploitation, mais aussi à des revenus suffisants pour couvrir son coût en capital :

*« The ratemaking process under the Act, i.e., the fixing of "just and reasonable" rates, involves a balancing of the investor and the consumer interests. Thus, we stated in the Natural Gas Pipeline Co. case that "regulation does not insure that the business shall produce net revenues" [...]. But, such considerations aside, the investor interest has a legitimate concern with the financial integrity of the company whose rates are being regulated. From the investor or company point of view, it is important that there be enough revenue not only for operating expenses, but also for the capital costs of the business. These include service on the debt and dividends on the stock. [...] By that standard, the return to the equity owner should be commensurate with returns on investments in other enterprises having corresponding risks. That return, moreover, should be sufficient to assure confidence in the financial integrity of the enterprise, so as to maintain its credit and to attract capital. [...]*<sup>75</sup> [nous soulignons]

[186] L'arrêt Hope précise, de plus, que c'est la résultante de l'exercice réglementaire qui doit être juste et raisonnable et non la méthode pour s'y rendre :

*« [...] We held in Federal Power Commission v. Natural Gas Pipeline Co. [...], that the Commission was not bound to the use of any single formula or combination of formulae in determining rates. Its ratemaking function, moreover, involves the making of «pragmatic adjustments». And when the Commission's order is challenged in the courts, the question is whether that order, "viewed in its entirety," meets the requirements of the Act. Under the statutory standard of "just and reasonable," it is the result reached, not the method employed, which is controlling. [...] It is not theory, but the impact of the rate order, which counts. If the total effect of the rate order cannot be said to be unjust and unreasonable, judicial inquiry under the Act is at an end. The fact that the method employed to reach that result may contain infirmities is not then important. Moreover, the Commission's order does not become suspect by reason of the fact that it is challenged. It is the product of expert judgment which carries a presumption of validity. And he who would upset the rate order under the Act carries the heavy*

<sup>74</sup> *Supra* note 72, page 692.

<sup>75</sup> *Supra* note 73, page 603.

*burden of making a convincing showing that it is invalid because it is unjust and unreasonable in its consequences. [...] »<sup>76</sup> [nous soulignons]*

[187] Dans l'affaire *Northwestern*, la Cour suprême du Canada reprend, dans leur essence, les principes énoncés par les tribunaux américains. Le juge Lamont écrivait :

*« The duty of the Board was to fix fair and reasonable rates; rates which, under the circumstances, would be fair to the consumer on the one hand, and which, on the other hand, would secure to the company a fair return for the capital invested. By a fair return is meant that the company will be allowed as large a return on the capital invested in its enterprise (which will be net to the company) as it would receive if it were investing the same amount in other securities possessing an attractiveness, stability and certainty equal to that of the company's enterprise. »<sup>77</sup>*

[188] Par ailleurs, dans l'affaire *British Columbia Electric Railway Co. LTD.*, la Cour Suprême du Canada se prononce de nouveau sur les devoirs d'un régulateur lors de l'approbation de tarifs. Le juge Martland, se prononçant pour la majorité sur l'interprétation à donner à certaines dispositions du *Public Utilities Act*<sup>78</sup> et, notamment, quant à la priorité à donner à l'intérêt public, écrivait :

*« The rate to be imposed shall be neither excessive for the service nor insufficient to provide a fair return on the rate base. There must be a balancing of interests. »<sup>79</sup>*

[189] La Régie retient que les trois critères auxquels fait allusion le procureur de la demanderesse, soit les critères de l'investissement comparable, de l'intégrité financière et de l'attraction des capitaux, trouvent pleinement assise dans ces diverses décisions. Elle note de plus que ces critères ne sont aucunement contestés par l'ACIG agissant à titre de représentante des associations de consommateurs. Elle note, par ailleurs, que ces critères sont également reconnus et utilisés par les différents groupes d'expert témoignant devant elle. **La Régie en conclut que ces critères font consensus et qu'ils peuvent servir de guide dans l'exercice de sa juridiction à l'égard de la fixation d'un taux de rendement raisonnable.**

---

<sup>76</sup> *Supra* note 73, pages 601 à 603.

<sup>77</sup> *Northwestern Utilities Ltd. c. Edmonton (City)* [1929] S.C.R. 186, page 191.

<sup>78</sup> R.S.B.C. 1948, c. 277, s. 16 (1) et (b).

<sup>79</sup> *British Columbia Electric Railway Co. c. Public Utilities Commission*, [1960] S.C.R. 837, pages 855 et 856.



[190] La seconde question consiste à déterminer si l'exercice de fixation d'un rendement raisonnable doit faire intervenir les répercussions qu'un tel rendement peut avoir sur les tarifs.

[191] La Régie rappelle que, lorsqu'elle exerce ses fonctions, elle doit assurer la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du distributeur (article 5). Ceci ne saurait par contre priver les investisseurs du rendement raisonnable auquel ils sont en droit de s'attendre en vertu de l'article 49.3, les deux articles de la Loi n'étant aucunement incompatibles.

[192] En effet, le rendement accordé à l'actionnaire constitue l'un des éléments du coût de service du distributeur au même titre que ses coûts d'exploitation. Le tarif établi par la Régie doit, en vertu de la Loi et de la jurisprudence, permettre des revenus suffisants pour couvrir l'ensemble de ces coûts<sup>80</sup>. De plus, les trois critères mentionnés précédemment ne font aucunement référence à la capacité de payer des usagers. Toutefois, en référant aux rendements obtenus dans le reste de l'économie, le taux octroyé tient compte des limites qu'imposent nécessairement les forces du marché aux rendements sur l'avoir propre pouvant être obtenus dans les autres secteurs d'activités de risque comparable à celui des distributeurs.

**[193] La Régie en conclut que la capacité de payer des usagers n'intervient pas dans sa décision sur le quantum de ce que constitue un rendement raisonnable pour l'actionnaire. Elle rappelle également, qu'en vertu de l'article 51 de la Loi, le tarif fixé ne peut prévoir des taux plus élevés que ceux requis pour permettre l'atteinte de ce rendement raisonnable, ce qui assure adéquatement, selon elle, la protection des intérêts des consommateurs.**

[194] Enfin, comme mentionné dans l'affaire Hope, « *c'est la résultante de l'exercice réglementaire qui doit rencontrer la norme de rendement raisonnable et non pas la méthode* ». À cet égard, les tribunaux américains ont reconnu la grande latitude et la discrétion des organismes de régulation<sup>81</sup> dans la détermination de la meilleure méthode pour arriver à fixer un rendement raisonnable sur la base de tarification.

[195] Le fait que la méthode fondée sur une formule d'ajustement automatique ou toute autre approche suggérée par les experts des parties devant elle puisse ou pas être contestée n'a pas une importance déterminante. C'est le résultat qui compte, comme le mentionnait

---

<sup>80</sup> *Supra* note 73.

<sup>81</sup> *Federal Power Commission c. Natural Gas Pipeline Co.*, 315 U.S. 575 (1942); *Federal Power Commission c. Hope Natural Gas Company* 320 U.S. 591 (1944).

d’ailleurs la Cour suprême américaine dans *Hope*, « *it is the result reached, not the method employed, which is controlling. [...] It is not theory, but the impact of the rate order, which counts. [...] The fact that the method employed to reach that result may contain infirmities is not then important.* »<sup>82</sup>. La Régie considère que son devoir à cet égard est de déterminer un taux de rendement raisonnable et que la méthode qu’elle utilise relève de sa discrétion.

#### 4.5.2 FORMULE D’AJUSTEMENT AUTOMATIQUE DU TAUX DE RENDEMENT

[196] La crise financière récente et la récession qui l’a suivie ont entraîné des comportements extrêmes des marchés financiers de septembre 2008 jusqu’au printemps 2009. C’est dans ce contexte que s’inscrit le présent dossier. Cependant, les opinions des experts divergent fortement quant à l’évolution des conditions sur les marchés financiers depuis le printemps 2009 et leurs conséquences sur le présent dossier.

[197] Selon un des experts de Gaz Métro, M. Engen, la volatilité du marché boursier demeure encore au-dessus de la moyenne historique. L’analyse des écarts de rendement<sup>83</sup> pour les différentes formes de dettes des entreprises de service public indiquerait que le coût du financement bancaire et obligataire a augmenté et demeure plus élevé qu’historiquement. Si le coût des autres formes de financement augmente, celui du capital-actions doit augmenter également<sup>84</sup>. En ce qui a trait aux écarts de rendement, entre autres, le témoin mentionne que nous assistons à une réévaluation du coût du risque, réévaluation qui pourrait demeurer pour encore un certain temps<sup>85</sup>.

[198] Gaz Métro prétend que la formule d’ajustement automatique (FAA) ne fonctionne plus. Entre autres, elle constate un déclin relativement continu du taux de rendement octroyé à Gaz Métro avec l’application de la formule. Elle affirme que les taux de rendement établis à l’aide de la FAA ne rencontrent plus les trois critères énoncés par la jurisprudence et que le taux d’intérêt des obligations corporatives ne fluctuent plus parallèlement à celui des obligations à long terme du gouvernement canadien, utilisé

---

<sup>82</sup> *Supra* note 73, page 603.

<sup>83</sup> Écarts entre les taux d’intérêt de titres de créances corporatives (des obligations corporatives, par exemple) et ceux des titres de créances du gouvernement du Canada (obligations du gouvernement du Canada, par exemple).

<sup>84</sup> Pièce A-22-1, pages 177 et 178.

<sup>85</sup> Pièce A-22-6, page 42.

comme estimateur du taux sans risque. Enfin, Gaz Métro soutient que la FAA donne des résultats absurdes car, alors que le risque et l'incertitude ont diminué depuis le mois de mars 2009, le taux de rendement indiqué par la FAA est plus élevé en août 2009 qu'en mars dernier.

[199] Pour sa part, le D<sup>r</sup> Booth, un des experts de l'ACIG, considère au contraire qu'on assiste à un retour rapide à la normale quant aux principales conditions financières et économiques. Il mentionne que l'indice de volatilité du marché boursier canadien et les écarts de rendement sont revenus tout près de leur normale respective et que l'économie sort de récession et récupère. À l'égard des écarts de rendement, le D<sup>r</sup> Booth apporte deux précisions. D'abord, on ne devrait porter de jugement sur leur niveau qu'en considérant la position dans le cycle économique, plutôt que par rapport à la moyenne, car il est clair que ces écarts fluctuent en relation avec les cycles économiques. Ensuite, il suggère qu'au-delà des écarts de rendement, ce qu'il faut considérer c'est le niveau absolu des taux d'intérêt.

[200] L'ACIG recommande de maintenir l'application de la FAA qui se traduirait en 2010 par un taux de rendement de l'avoir propre de 8,64 %. Le D<sup>r</sup> Booth précise que la FAA donne des résultats qu'il qualifie de généreux, mais raisonnables, ajoutant que le facteur d'ajustement de 75 % appliqué aux variations des taux d'intérêt a été remarquablement précis dans le passé, en suivant à la baisse les taux des obligations du Canada, tout en permettant une augmentation de la prime au risque<sup>86</sup>.

[201] Avant de statuer sur cette question, la Régie croit bon de rappeler que la FAA a été établie en 1999 avec l'objectif de permettre un allègement significatif sur le plan réglementaire et une réduction du coût des audiences publiques, tout en respectant l'obligation statutaire de la Régie de fixer un taux de rendement raisonnable. Cette formule fut déterminée à la suite d'une audience publique et l'audition de preuves d'expert quant à la méthode d'ajustement souhaitable. Cette approche comprenait également une clause de révision possible de la formule<sup>87</sup>. Après réexamen, la FAA a été reconduite en 2004<sup>88</sup>.

---

<sup>86</sup> Pièce C-1-8, ACIG-6, document 1, Written evidence of Dr. Laurence Booth for IGUA, page 100.

<sup>87</sup> Décision D-99-11, dossier R-3397-98.

<sup>88</sup> Décision D-2004-196, dossier R-3529-2004.

[202] Lors de la première année de l'application de la FAA<sup>89</sup>, soit en 1999-2000, le taux de rendement sur l'avoir des sociétaires a été établi à 9,72 %. Cette décision fut rendue dans un contexte où, au mois d'août 1999, les obligations du gouvernement du Canada de 30 ans se transigeaient à un taux de 5,82 % et les obligations de 10 ans et de 30 ans de Gaz Métro se transigeaient à des taux de 6,50 % et 6,89 % respectivement<sup>90</sup>.

[203] Avec l'application de la formule entre les années 1999-2000 et 2006-2007, le taux de rendement octroyé au distributeur est passé de 9,72 % à 8,73 %, soit une diminution de 99 points de base. Pendant ce temps, l'ensemble des taux d'intérêt obligataires de long terme sur les marchés a fortement diminué. Au cours de cette période, les taux des obligations de long terme du gouvernement du Canada ont baissé de 154 points de base alors que ceux des entreprises cotées « A » ont diminué de 125 points de base. Les obligations 30 ans de Gaz Métro ont diminué de 162 points de base sur la même période, soit un peu plus que celles des autres sociétés réglementées comparables au Canada<sup>91</sup>. Ainsi, la Régie constate que la baisse du taux de rendement déterminé à l'aide de la FAA reflète de près la baisse généralisée des taux d'intérêt et des coûts de financement sur les marchés au cours de cette période.

[204] En ce qui a trait aux variations d'une année à l'autre, la Régie observe que les rendements produits par l'application de la formule ont oscillé entre un sommet de 9,89 % en 2002-2003 et un creux de 8,73 % en 2006-2007, tandis que les variations annuelles ont toujours été inférieures à 50 points de base.

[205] Enfin, la prime de risque implicite octroyée au distributeur a augmenté au cours de la même période, passant de 3,90 % en 1999-2000 à 4,45 % en 2006-2007. Un tel résultat reflète correctement le résultat anticipé lors de la conception et de l'adoption de la formule, les taux obligataires de long terme ayant chuté au cours de la même période.

[206] Pour 2007-2008, la Régie a entendu, sur demande du distributeur, une preuve d'expert détaillée sur le taux de rendement. La FAA n'a donc pas été appliquée cette année-là, bien que le résultat qu'aurait produit son application ait été pris en considération en complément du résultat découlant de l'examen de la preuve principale. La Régie a ensuite restauré l'application de la formule pour les années suivantes en modifiant à la hausse le point d'ancrage de cette dernière, soit au niveau du nouveau taux de rendement

---

<sup>89</sup> Décision D-2000-34, dossier R-3426-99.

<sup>90</sup> Taux en date du 23 août 1999 selon la pièce B-51, Gaz Métro-7, document 13.37.

<sup>91</sup> Pièce B-51, Gaz Métro-7, document 13.37; pièce B-40, Gaz Métro-7, document 12.13.

octroyé. Le résultat de l'application de cette nouvelle formule a été utilisé pour l'établissement des tarifs de l'exercice 2008-2009.

[207] La Régie constate que les écarts entre le rendement des obligations gouvernementales de long terme et celui des obligations cotées « A », ou celui des sociétés réglementées comparables, ont, par la suite, connu en fin d'année 2008 et en début d'année 2009 une expansion sans précédent pour une brève période. Comme mentionné par tous les experts entendus dans le présent dossier, les économies nord-américaines et mondiales ont alors traversé une période d'incertitude et de volatilité élevée, crise d'une ampleur qu'aucun expert ou modèle d'estimation n'aurait pu prédire à l'avance. Néanmoins, la preuve indique que le distributeur devrait être en mesure de réaliser entièrement le rendement de 8,76 % octroyé par la Régie<sup>92</sup>, pour l'exercice se terminant le 30 septembre 2009.

[208] D'autre part, la lecture faite par la Régie des rapports des agences de crédit<sup>93</sup>, qui confirment la cote « A » de Gaz Métro et une perspective « stable », ne permet pas de conclure que l'intégrité financière de Gaz Métro aurait été remise en question en raison des taux de rendement déterminés à l'aide de la FAA. L'accès au marché des capitaux pour Gaz Métro demeure raisonnable comme en témoignent les deux émissions de dette effectuées en octobre 2008 et en juin 2009. Il est utile de souligner que malgré l'incertitude prévalant au premier semestre de 2009, le taux d'intérêt sur les obligations 10 ans, émises par Gaz Métro en juin dernier, était semblable et même inférieur à celui auxquels ces obligations se transigeaient en juin 2007 et juin 2008<sup>94</sup>.

[209] Enfin, les rendements alloués à Gaz Métro avec l'application de la formule ainsi que les rendements réalisés par Gaz Métro au cours des 10 dernières années, avec ou sans bonification résultant de l'application du Mécanisme, se comparent avantageusement aux rendements observés pour les entreprises comparables canadiennes.

[210] Gaz Métro prétend également que la FAA ne fonctionne plus parce que l'évolution parallèle entre les taux des obligations corporatives et ceux des obligations du gouvernement du Canada serait rompue. La Régie estime que cet argument ne peut être retenu car cette évolution parallèle ne s'est matérialisée que sur de très courtes périodes.

---

<sup>92</sup> Pièce A-22-2, page 28.

<sup>93</sup> Pièce B-4, Gaz Métro-7, documents 9 et 10.

<sup>94</sup> Le taux d'intérêt de 4,93 % de la dernière émission en juin 2009; moyenne mensuelle en juin 2007 (5,02 %) et juin 2008 (5,28 %) selon la pièce B-51, Gaz Métro-7, document 13.37.

Les écarts de rendement fluctuent avec les cycles économiques, comme il est démontré en preuve<sup>95</sup>. De plus, la preuve de Gaz Métro qui repose en grande partie sur les écarts de rendement, ne donne qu'un aspect de la réalité des coûts de financement. En fait, les taux d'intérêt nominaux sur la dette à long terme de Gaz Métro sont tout aussi pertinents. Or, ces derniers se situent, selon les données les plus récentes fournies par Gaz Métro avant l'audience, généralement en baisse par rapport aux niveaux observés à la même date en 2007 ou 2008<sup>96</sup>.

**[211] Au présent dossier, compte tenu de la demande soumise et des circonstances particulières observées sur les marchés, la Régie procède à nouveau à un exercice complet de détermination du taux de rendement raisonnable à partir de preuves d'expert détaillées. La Régie se prononcera plus loin sur l'utilisation de la formule d'ajustement automatique pour le futur.**

#### **4.5.3 MÉTHODOLOGIE UTILISÉE**

[212] Gaz Métro demande à la Régie d'utiliser une nouvelle méthodologie afin de fixer son taux de rendement, soit le coût moyen pondéré du capital après impôt (CMPCAI ou ATWACC en anglais, pour After-Tax Weighted Average Cost of Capital). Selon Gaz Métro, « *la démarche ATWACC permet de comparer sur un pied d'égalité les rendements des sociétés exposées à un risque comparable puisqu'elle neutralise les écarts de risques financiers lorsqu'on compare les occasions d'investissement* »<sup>97</sup>.

[213] Une distinction importante entre le CMPCAI et l'approche habituelle utilisée par les organismes de réglementation canadiens est que la première utilise les structures de capital calculées avec les valeurs marchandes plutôt que les valeurs aux livres. Selon le D<sup>f</sup> Kolbe, expert de Gaz Métro, le risque financier dépend de la valeur au marché de la structure de capital et non de la valeur aux livres de cette structure de capital<sup>98</sup>, ce qui, selon lui, plaide en faveur de l'utilisation de la méthode CMPCAI. Dans le cadre de cette

---

<sup>95</sup> Voir graphique à la pièce C-1-9, ACIG-6, document 2, page 5.

<sup>96</sup> Le taux des obligations 10 ans de Gaz Métro est passé de 5,25 % au 24 août 2007 à 5,27 % au 22 août 2008 et à 4,67 % au 21 août 2009; le taux des obligations 30 ans de Gaz Métro est pour sa part passé de 5,54 % en 2007 à 5,79 % en 2008 et à 5,48 % le 21 août 2009, selon la pièce B-51, Gaz Métro-7, document 13.37.

<sup>97</sup> Pièce A-22-13, page 119 et 120.

<sup>98</sup> Pièce A-22-1, page 197.

méthode, tout comme dans l'approche traditionnelle, il utilise le modèle de la prime de risque afin d'estimer le rendement sur l'avoir propre<sup>99</sup>.

[214] Le D<sup>f</sup> Kolbe affirme que le coût moyen pondéré du capital demeure essentiellement le même pour une large bande de la structure de capital autour d'une moyenne propre à chaque industrie. Autrement dit, à l'intérieur de cette large bande, l'avantage d'une augmentation de la proportion de dette à faible coût est annulé par une hausse correspondante des attentes de rendement des investisseurs en capital-actions<sup>100</sup>.

[215] En utilisant le CMPCAI, le D<sup>f</sup> Vilbert, autre expert de Gaz Métro, construit deux échantillons d'entreprises au risque d'affaires jugé comparable à celui de Gaz Métro et pour lesquels il estime un CMPCAI basé sur le coût du capital et la pondération des structures de capital déterminée par le marché, plutôt qu'au coût historique. Selon la prémisse que des entreprises au risque d'affaires semblable devraient avoir un coût en capital similaire, le résultat de cet exercice sert de base pour la fixation du coût en capital de Gaz Métro<sup>101</sup>.

[216] L'ACIG s'oppose à l'utilisation du CMPCAI aux fins de détermination du taux de rendement. M. Gorman, expert de l'ACIG, souligne que le capital réellement investi dans l'entreprise est représenté par la valeur aux livres de la dette et du capital-actions émis. Les transactions entre les investisseurs sur le marché secondaire, qui déterminent la valeur marchande et la plus ou moins value qui en résulte, n'apportent rien à l'entreprise et n'entraînent pas d'obligation de sa part<sup>102</sup>.

[217] Bien que le D<sup>f</sup> Booth reconnaisse que le CMPCAI est un concept central en finance moderne, il précise qu'il s'agit d'un outil utilisé en finance corporative afin de s'assurer que chaque décision d'investissement pour une firme non réglementée contribue à créer davantage de valeur pour les actionnaires et contribue ainsi à faire augmenter le prix de leurs actions sur le marché boursier. Utiliser ce même concept pour fixer le taux de rendement raisonnable d'une entreprise réglementée équivaldrait, pour le régulateur, à

---

<sup>99</sup> Pièce A-22-7, pages 71 et 72.

<sup>100</sup> Pièce B-66, Gaz Métro-7, document 22, page 2.

<sup>101</sup> Pièce B-4, Gaz Métro-7, document 14, page 1.

<sup>102</sup> Pièce A-22-8, pages 75 et 76.

faire sien cet objectif de maximisation de la valeur des actions de l'assujetti sur les marchés boursiers, plutôt que de fixer des tarifs justes et raisonnables<sup>103</sup>.

[218] Le D<sup>r</sup> Booth s'oppose, de plus, à l'affirmation que, pour une large bande de la structure de capital, modifier la proportion de dette et d'avoir propre n'a pas d'effet sur le coût moyen pondéré en capital. Il affirme au contraire que le coût en capital suit une courbe en forme de « U » et que les entreprises cherchent à minimiser leur coût moyen pondéré en capital en visant à atteindre une structure de capital optimale, tenant compte de leur risque d'affaires. Il s'agit d'ailleurs d'une tâche à laquelle se sont appliqués tous les régulateurs canadiens<sup>104</sup>.

[219] Selon la Régie, l'établissement d'un taux de rendement raisonnable sur la base de tarification fait intervenir trois paramètres fondamentaux :

- la valeur de la base de tarification;
- la structure de capital;
- le coût moyen de la dette et de l'avoir des actionnaires.

[220] La valeur de la base de tarification est établie sur la base du coût d'origine, soustraction faite de l'amortissement.

[221] Le CMPCAI, tel que proposé par les experts de Gaz Métro, peut être subdivisé en deux parties, soit, d'une part, la détermination d'une structure de capital et d'un coût de la dette basée sur les valeurs au marché et, d'autre part, la détermination plus traditionnelle d'un coût moyen de l'avoir propre à partir de témoignages d'expert.

[222] En ce sens, ce que fait fondamentalement le CMPCAI, c'est de modifier la pondération de la structure de capital utilisée pour le calcul de la moyenne pondérée du coût en capital, en utilisant les valeurs marchandes plutôt que les valeurs aux livres basées sur le coût historique. Or, compte tenu des valeurs au marché observées, le CMPCAI attribue un poids beaucoup plus élevé au capital-actions dans la structure de capital.

[223] Si la structure de capital calculée à partir des coûts historiques de financement, c'est-à-dire sur la base de la valeur aux livres, représente les pondérations jugées

---

<sup>103</sup> Pièce C-1-8, ACIG-6, document 1, Written evidence of Dr. Laurence Booth for IGUA, page 12 et Appendix B, pages 10 et 11.

<sup>104</sup> Pièce A-22-8, pages 171 à 174.



optimales au moment où ces investissements ont été réalisés, la structure de capital à la valeur marchande évolue, quant à elle, en fonction de la perception et des attentes des investisseurs à un moment précis. Suggérer que le résultat, soit la structure de capital à la valeur au marché, puisse constituer une structure de capital optimale est une hypothèse qui reste à être démontrée.

[224] La Régie ne retient pas cette conclusion. Comme la valeur au marché d'une action est basée en bonne partie sur les perceptions et les attentes des investisseurs, celle des entreprises réglementées dans un échantillon de comparables sera fixée en fonction, entre autres, des perceptions et attentes des investisseurs face aux décisions passées ou futures des régulateurs. Adopter cette valeur pour fixer la structure de capital d'un assujetti reviendrait à accepter ces perceptions et attentes des investisseurs et à supposer qu'elles sont adéquates, à elles seules, pour déterminer la structure de capital optimale de l'activité réglementée.

[225] Or, les proportions proposées d'avoir propre et de dette qui découlent des structures de capital établies selon les valeurs au marché, soit des proportions d'avoir propre de 53 % pour l'échantillon de sociétés canadiennes et de 63 % pour l'échantillon de sociétés américaines<sup>105</sup>, apparaissent difficilement compatibles avec les structures de capital retenues jusqu'à ce jour par les organismes de réglementation pour des activités à faible risque comme la distribution du gaz naturel.

[226] Par ailleurs, une fois établie la structure de capital en fonction des valeurs au marché, les experts de Gaz Métro soutiennent que le CMPCAI est constant sur une très large bande de la structure de capital. Si la Régie fixait à 7,75 % le CMPCAI de Gaz Métro et le traduisait, tel que suggéré par cette dernière, en un rendement sur l'avoir des sociétaires de 12,39 % et un ratio d'avoir propre de 38,5 %, cela ne constituerait qu'une transposition d'un rendement pondéré effectivement tiré d'un échantillon d'entreprises et de structures de capital qui ne sont pas nécessairement optimales ou transposables à Gaz Métro. La Régie juge que la preuve au dossier n'a pas démontré que le CMPCAI serait nécessairement constant sur une bande aussi grande.

[227] Enfin, le CMPCAI requiert, selon l'ACIG, de remplacer le coût moyen de la dette par les taux observables sur le marché. Les experts du distributeur proposent quant à eux d'apporter un ajustement au CMPCAI pour reconnaître les coûts réels de la dette

---

<sup>105</sup> Pièce B-4, Gaz Métro-7, document 14, annexes, pages 8 et 70.

historique de ce dernier et de n'utiliser les valeurs au marché que pour les nouvelles émissions de dette, chose que fait déjà la méthode existante.

[228] Compte tenu des nombreuses difficultés conceptuelles que pose l'application du CMPCAI selon les valeurs au marché, la Régie conclut que l'établissement des structures de capital selon les valeurs aux livres et le recours aux approches traditionnelles basées sur l'audition de témoignages d'expert quant aux proportions optimales de dette et d'équité à retenir est une avenue éprouvée et compatible avec l'établissement d'un taux de rendement raisonnable sur la base de tarification du distributeur.

**[229] En conséquence, la Régie ne retient pas l'approche du coût moyen pondéré du capital après impôt (CMPCAI) basée sur les valeurs au marché comme approche de référence pour déterminer le rendement raisonnable sur la base de tarification de Gaz Métro.**

#### **4.5.4 MODÈLES UTILISÉS POUR ÉTABLIR LE COÛT DE L'AVOIR PROPRE**

[230] Les experts entendus en audience utilisent des approches et des modèles différents pour estimer le taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire de Gaz Métro.

[231] L'expert de l'ACIG, le D<sup>r</sup> Booth, utilise le modèle d'évaluation des actifs financiers (MÉAF) traditionnel et un modèle à deux facteurs portant sur la prime de risque de marché et la prime de risque des obligations de long terme du Canada<sup>106</sup>. Les experts de Gaz Métro, les D<sup>rs</sup> Vilbert et Kolbe, appliquent, pour l'évaluation du coût de l'avoir propre le MÉAF, le modèle empirique d'évaluation des actifs financiers (MEÉAF) ainsi que le modèle d'actualisation des flux monétaires (AFM)<sup>107</sup>.

[232] Le MEÉAF est représenté par l'équation suivante.

$$K = R_f + \beta*(R_m - R_f)$$

<sup>106</sup> Pièce C-1-8, ACIG-6, document 1, Written evidence of Dr. Laurence Booth for IGUA, pages 67 et 68.

<sup>107</sup> Pièce B-4, Gaz Métro-7, document 14, pages 29, 38 à 45.

[233] Cette équation représente le taux de rendement ( $K$ ) qu'un investisseur s'attend à recevoir d'un placement effectué sur un titre comportant un certain risque. Le rendement attendu pour ce titre ( $K$ ) correspond au rendement qui pourrait être obtenu par un investissement sans risque ( $R_f$ ), auquel est ajoutée une prime de risque. Cette prime, propre au titre évalué, est proportionnelle au risque du marché ( $R_m - R_f$ ). Ce dernier est estimé par la différence entre le rendement généré par un portefeuille de titres diversifié ( $R_m$ ) et celui d'un investissement sans risque ( $R_f$ ). La relation entre le risque du marché et le risque associé au titre est exprimée par le facteur bêta ( $\beta$ ).

[234] Le MEÉAF est représenté par l'équation suivante.

$$K = \alpha + R_f + \beta*(R_m - R_f - \alpha)$$

[235] Le MEÉAF vise à corriger le biais à la baisse découlant du MÉAF pour les compagnies présentant un bêta inférieur à l'unité. Dans la littérature spécialisée, ce biais est constaté dans des recherches effectuées à partir de taux sans risque basés sur les taux 90 jours des bons du trésor (T-Bills). La correction obtenue par l'introduction d'un facteur alpha ( $\alpha$ ) dans l'équation du MÉEAF se traduit par une hausse de l'ordonnée à l'origine et une réduction de la pente de la relation linéaire.

[236] Selon l'expert de l'ACIG, la correction pour ce biais n'est plus justifiée lorsqu'on utilise, dans le modèle d'estimation, les rendements des obligations de long terme des gouvernements. L'expert de Gaz Métro est en désaccord avec cette position et soutient que l'utilisation des rendements d'obligations de long terme ne corrige qu'en partie le biais en question.

[237] Quant au modèle AFM, le D<sup>r</sup> Vilbert<sup>108</sup> l'utilise afin de vérifier les résultats produits par les MÉAF et MEÉAF. Les deux groupes d'expert s'entendent pour affirmer que ce modèle comporte certaines difficultés pratiques, notamment quant à l'estimation du taux de croissance des dividendes des titres choisis. Cependant, selon le D<sup>r</sup> Vilbert, ce modèle a l'avantage de refléter de façon plus rapide les conditions changeantes du marché.

---

<sup>108</sup> Pièce B-4, Gaz Métro-7, document 14, pages 41 à 45.

[238] **En regard de la preuve soumise, la Régie retient principalement aux fins de sa décision le modèle d'évaluation des actifs financiers.** Il s'agit de l'approche retenue par la Régie dans ses décisions antérieures et de l'approche la plus courante au Canada. Ce modèle est reconnu et utilisé tant dans les milieux de la finance que par la majorité des experts témoignant devant les organismes de réglementation.

[239] L'utilisation de ce modèle comporte cependant, dans le contexte actuel, des difficultés non négligeables que la Régie aborde plus en détail dans les sections suivantes.

[240] Par mesure de prudence, comme aucun modèle ne peut reproduire parfaitement à lui seul les attentes de rendement des investisseurs, la Régie prend en considération les résultats présentés du MÉEAF et du modèle AFM du D<sup>r</sup> Vilbert ainsi que ceux du modèle multifacteur utilisé par le D<sup>r</sup> Booth, aux fins de son appréciation du taux de rendement de Gaz Métro.

#### 4.5.4.1 Taux sans risque

[241] Le MÉEAF requiert l'établissement d'un taux sans risque ( $R_f$ ) auquel s'ajoutera la prime de risque de l'entreprise. Selon la pratique usuelle, le taux sans risque utilisé est celui des obligations de long terme de 30 ans du gouvernement du Canada.

[242] Le D<sup>r</sup> Vilbert propose un taux sans risque de 4,3 %<sup>109</sup> pour l'application du MÉEAF. Ce taux est établi sur la base du taux de 3,3 % qui était observé au moment de la préparation de sa preuve en avril 2009, majoré de 100 points de base pour compenser le niveau anormalement faible des taux obligataires de long terme des gouvernements au cours de cette période, en raison de la crise financière.

[243] Le D<sup>r</sup> Booth propose un taux sans risque de 4,5 %<sup>110</sup>. Ce taux est établi sur la base du taux de 4,0 % observé au moment de la préparation de sa preuve en juillet 2009, auquel il ajoute 50 points de base pour tenir compte d'une hausse des taux d'intérêt prévisible en lien avec une forte reprise anticipée au sortir de la crise.

---

<sup>109</sup> Pièce B-4, Gaz Métro-7, document 14, table n° MJV-9, page 21.

<sup>110</sup> Pièce C-1-8, ACIG-6, document 1, Written evidence of Dr. Laurence Booth for IGUA, page 65.

[244] Enfin, le taux sans risque découlant du Consensus Forecast du mois d'août 2009 et de l'écart entre le rendement des obligations du gouvernement du Canada de 10 ans et de 30 ans pour le mois précédent, tel que déposé par Gaz Métro en cours d'audience se situe à 4,23 %.

**[245] Sur la base de la preuve au dossier, la Régie établit le taux sans risque dans une fourchette variant de 4,23 % à 4,50 %.**

#### **4.5.4.2 Prime de risque du marché**

[246] Le MÉAF requiert l'établissement de la prime de risque du marché ( $R_m - R_f$ ) en fonction de laquelle est fixée la prime d'une société repère ou d'un distributeur.

[247] Le D<sup>f</sup> Vilbert présente une prime de risque du marché de 5,75 % avant la crise et de 6,75 % après la crise. Pour justifier cette augmentation de la prime de risque du marché de 1 % (ou 100 points de base), le D<sup>f</sup> Vilbert indique que la crise financière a entraîné des turbulences importantes dans les marchés financiers. Cette situation exceptionnelle, bien qu'elle se soit résorbée en partie entre le moment de la préparation de sa preuve et le moment de la prise en délibéré du présent dossier, est toujours présente et doit, selon le D<sup>f</sup> Vilbert, se refléter par une prime de risque du marché plus élevée qu'à l'habitude pour investir des capitaux propres dans les sociétés. Pour confirmer l'affirmation du D<sup>f</sup> Vilbert, M. Engen indique que le coût du financement par voie de dette augmente et demeure plus élevé que sur une base historique. Toujours selon M. Engen, si le coût de financement par voie de dette augmente, celui des capitaux propres doit aussi avoir augmenté<sup>111</sup>.

[248] Le témoin expert de l'ACIG, le D<sup>f</sup> Booth, considère qu'on assiste à un retour à la normale quant aux principales conditions financières et économiques. Le D<sup>f</sup> Booth présente des estimations de la prime de risque du marché pour des périodes débutant en 1926 et en 1957 et se terminant en 2008. Il utilise les moyennes arithmétique et géométrique et la méthode des moindres carrés ordinaires. Il recommande une prime de risque du marché de 5,0 %. Cependant, il accroît son estimé de la prime de risque du marché à 5,5 % pour y inclure une marge d'erreur qui tient compte des estimés de ses collègues.

---

<sup>111</sup> Pièce A-22-1, pages 177 et 178.

[249] En ce qui a trait à la pondération des données canadiennes et américaines à utiliser dans l'estimation de la prime de risque du marché, la Régie, dans sa décision D-99-150<sup>112</sup>, établissait un poids de 60 % pour les données canadiennes et 40 % pour les données américaines. Sur la base de la preuve au présent dossier, la Régie choisit de baser son estimation de la prime de risque du marché en utilisant des proportions égales des données canadiennes et américaines. Elle considère que l'ouverture des marchés offre aux investisseurs diverses options d'investissement qu'il est nécessaire de refléter dans l'établissement d'un taux de rendement raisonnable. Elle justifie également une plus grande prise en compte des données américaines par l'intégration de plus en plus poussée des deux économies.

[250] La Régie maintient également l'établissement de la prime de risque du marché sur la base de la moyenne arithmétique des rendements observés sur les marchés. Le choix des périodes de référence pour établir la prime de risque soulève cependant certains enjeux. En effet, la moyenne calculée peut différer sensiblement selon l'année de départ et de fin et la série de données retenues. Notamment, depuis 1999, les statistiques montrent une baisse notable des rendements moyens. La chute de la valeur des titres en 2001, 2002 et 2008 explique en partie ce phénomène. Dans ce contexte, la Régie choisit d'accorder une prépondérance aux moyennes de longues périodes.

[251] Par ailleurs, la Régie note que les très fortes chutes des marchés en 2008 ont été suivies d'un rebond relativement prononcé aux deuxième et troisième trimestres de 2009. En raison de l'ampleur de la crise et de la difficulté d'en saisir correctement toute la portée et les implications, la Régie juge utile, dans un premier temps, d'exclure du calcul de base de la prime de risque du marché les données de l'année 2008.

**[252] Sur la base de la preuve au dossier, la Régie établit la prime de risque du marché, avant la crise financière, dans une fourchette variant de 5,50 % à 5,75 %.**

[253] La Régie retient également le point de vue des experts selon lequel la prime de risque du marché s'est probablement accrue pendant la crise financière.

---

<sup>112</sup> Décision D-99-150, dossier R-3428-99, page 10.

[254] L'ajustement proposé par les experts du distributeur soulève cependant une question de fond en réglementation à savoir si le taux de rendement sur l'avoire propre devrait être ajusté au fil des ans pour refléter les soubresauts observés sur les marchés. Cette question est également en lien avec l'application correcte des trois critères utilisés pour établir ce que doit être un rendement raisonnable.

[255] En réglementation, il est d'usage courant d'adopter une perspective de moyen et de long terme dans l'établissement d'un rendement raisonnable. Le fait d'utiliser, à titre de référence, des moyennes historiques de long terme s'inscrit dans ce cadre.

[256] Le rendement octroyé doit également être établi en favorisant une certaine stabilité dans les modèles de référence utilisés. Une évolution de ces méthodologies est possible et peut être souhaitable en certaines circonstances. Un tel choix doit toutefois s'appuyer sur un examen rigoureux basé sur une preuve probante.

[257] Le modèle couramment utilisé jusqu'à ce jour est basé sur le MÉAF par lequel la prime de risque du marché ou du distributeur s'ajoute à un taux sans risque, défini *a priori* comme étant le taux des obligations 30 ans du gouvernement du Canada. La crise soulève un nouvel enjeu, dans la mesure où les écarts entre le rendement des obligations des sociétés réglementées ou de celles cotées « A » et le rendement des obligations gouvernementales ont atteint des niveaux beaucoup plus élevés que par le passé, du moins pour une brève période au plus fort de la crise.

[258] Tous les experts s'entendent pour dire que, de façon générale, le rendement sur l'avoire propre devrait être plus élevé que le rendement sur les titres obligataires, en raison du risque plus élevé que les actionnaires assument par rapport aux détenteurs d'obligation. Toutefois, l'écart de rendement entre ces deux options d'investissement devrait-il être maintenu en tout temps? Tout élargissement de cet écart devrait-il se traduire par l'octroi d'un taux de rendement plus élevé? Aucun expert n'a soutenu en preuve une approche aussi drastique qui équivaldrait à remplacer le modèle actuel par un autre qui serait basé sur les écarts de rendement du marché par rapport aux obligations cotées « A ».

[259] Le deuxième critère utilisé pour établir un rendement raisonnable réfère à l'objectif de permettre l'attraction de nouveaux capitaux à des conditions raisonnables. Il est évident qu'en plein cœur de la crise, l'accès au marché des capitaux a été sérieusement

perturbé. Cette réalité fut le propre de toutes les entreprises, qu'elles soient réglementées ou non.

[260] En ce qui a trait à l'accès au marché de la dette, la Régie a mentionné précédemment que le distributeur a eu accès au marché de l'emprunt obligataire à des conditions raisonnables dans les circonstances. De plus, dans le régime actuel de tarification basée sur les coûts, le coût des emprunts est reflété intégralement dans le coût de service, ce qui assure une protection complète pour l'actionnaire à ce niveau.

[261] Pour ce qui est de l'accès au marché des capitaux propres, il est sans conteste que cet accès a pu être perturbé au cours de la crise. Encore ici, une question de fond se pose, à savoir si le distributeur devrait avoir accès à ce marché en toutes circonstances. Questionné à ce sujet, l'expert Engen reconnaît que l'accès au marché au plus fort de la crise était à toutes fins pratiques fermé, et ce, pour toutes les entreprises. Il ajoute cependant que, pour rencontrer le critère d'un *fair return*, le taux octroyé au distributeur doit être suffisant pour lui permettre d'accéder au marché de façon régulière et à des termes favorables, tout au long des différents cycles économiques et financiers.

[262] Compte tenu de la preuve au dossier, notamment quant à l'ampleur de la crise financière, au degré d'incertitude qui prévaut toujours sur les marchés et à l'objectif de maintenir un accès au marché à des conditions raisonnables, la Régie juge qu'il y a lieu d'octroyer, dans les circonstances du présent dossier, un ajustement pour tenir compte des effets de la crise.

[263] Par conséquent, **la Régie établit, pour tenir compte de l'effet de la crise financière, une majoration de la prime de risque du marché dans une fourchette variant de 0,50 % à 1,00 %. Cet ajustement sera pris en compte dans l'établissement du taux de rendement de Gaz Métro pour les années tarifaires 2010 et 2011.**

#### **4.5.4.3 Risque d'un distributeur repère**

[264] Le D<sup>r</sup> Booth et le D<sup>r</sup> Vilbert présentent une estimation du risque d'un distributeur repère, soit une société de service public présentant un niveau de risque faible. Le risque d'un distributeur repère est mesuré par le facteur bêta ( $\beta$ ). Celui-ci représente le différentiel de risque entre la société repère et le marché en général.



[265] L'établissement du bêta constitue l'une des difficultés les plus importantes dans l'application du MÉAF. Ces difficultés ont trait tant à l'établissement d'un échantillon de référence représentatif du risque des sociétés réglementées qu'à l'obtention de séries de données valables pour procéder à une estimation robuste.

[266] Le D<sup>r</sup> Vilbert présente un bêta brut de 0,47 et un bêta ajusté de 0,65 calculé à partir de l'échantillon canadien. Il présente également un bêta brut de 0,55 calculé à partir de l'échantillon américain ainsi qu'un bêta brut de 0,53 calculé à partir du sous échantillon américain<sup>113</sup>.

[267] Le D<sup>r</sup> Booth présente divers estimés basés sur les données récentes, mais souligne qu'il est nécessaire de faire preuve de jugement et propose d'établir le bêta d'une firme repère sur la base de la moyenne historique qu'il évalue entre 0,45 et 0,55. Il souligne également que les sociétés de l'échantillon américain des experts de Gaz Métro ne sont pas représentatives d'une société réglementée américaine qui, selon lui, ont un bêta bien inférieur à 0,60<sup>114</sup>.

[268] Le D<sup>r</sup> Vilbert utilise des bêtas ajustés pour tenir compte des recherches empiriques montrant la tendance des bêtas à converger vers un. Le D<sup>r</sup> Booth soutient plutôt que les bêtas des sociétés réglementées convergent vers la moyenne des bêtas de leur groupe et non vers un.

[269] Après examen, la Régie maintient la position exprimée dans les décisions D-2007-116 et D-2003-93 voulant que les bêtas des sociétés réglementées convergent vers la moyenne qui leur est propre et non vers celle du marché qui, par définition, est égale à un<sup>115</sup>.

[270] Bien que déterminante dans l'application du MÉAF, il demeure difficile de déduire la valeur du bêta de façon objective à partir des données observées sur les marchés pour les sociétés retenues dans les échantillons. **Sur la base de la preuve au dossier, la Régie établit le bêta d'un distributeur repère dans une fourchette de 0,50 à 0,55.**

---

<sup>113</sup> Pièce B-4, Gaz Métro-7, document 14, Workpaper #1 to table n° MJV-20, page 84, Gas LDC subsample; pièce B-24, Gaz Métro-7, document 14.3, table n° MJV-10 révisé.

<sup>114</sup> Pièce-C-1-8, ACIG -6, document 1, Written evidence of Dr. Laurence Booth for IGUA, page 99.

<sup>115</sup> Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002 Phase 1, page 73.

#### 4.5.4.4 Risque de Gaz Métro

[271] Le risque d'affaires du distributeur a fait l'objet d'un examen en profondeur en 2007. Sur la base des preuves entendues dans la présente audience, la Régie refait en 2009 l'examen de ce risque.

[272] En preuve, il est abondamment question du risque de Gaz Métro, par rapport à celui d'un distributeur repère et de son évolution depuis 2007.

[273] Selon le D<sup>r</sup> Carpenter, expert de Gaz Métro, le risque d'affaires pour l'investisseur est l'incertitude liée, sur un horizon de placement, à la réalisation du rendement sur son capital ainsi qu'à la récupération de son capital. Cette incertitude se manifeste dans l'environnement où la société opère, soit dans son marché, dans ses opérations et dans sa réglementation. Selon cet expert, il faut distinguer le risque à long terme, soit le risque de récupération de son capital, et le risque à court terme, associé à la variabilité de la réalisation de son rendement annuel.

[274] Le D<sup>r</sup> Carpenter souligne l'importance de regarder le risque à long terme par rapport à celui de court terme. Il est d'avis que le risque à long terme a évolué à la hausse depuis 1999, en raison notamment des pertes de volumes, de l'utilisation moins élevée du réseau, de la hausse marquée du niveau des prix du gaz naturel, de la volatilité plus grande de ces prix et de la compétition face à l'électricité. Il mentionne également que le niveau de risque de l'entreprise est augmenté par la réglementation incitative mise en place à partir de 2001. Il conclut que le risque de Gaz Métro est supérieur au risque d'une société repère et qu'un ajustement à la hausse de 25 points de base du CMPCAI, ou de 65 points de base du taux de rendement de l'avoir propre, est justifié.

[275] Selon le D<sup>r</sup> Booth, le risque de Gaz Métro n'est pas changé depuis la dernière décision de la Régie en 2007. Selon cet expert, le risque de récupérer le capital est capté à travers la calibration des taux d'amortissement. Il soutient que les flux monétaires associés à l'amortissement des actifs de la base de tarification inclus dans les tarifs représentent, pour les actionnaires, la récupération du capital. Il s'agit d'établir correctement les taux d'amortissement afin de couvrir le risque de récupération du capital<sup>116</sup>.

---

<sup>116</sup> Pièce-C-1-8, ACIG -6, document 1, Written evidence of Dr. Laurence Booth for IGUA, Appendix H, page 16.

[276] Le D<sup>r</sup> Booth mentionne que Gaz Métro est plus risquée que ses pairs, en termes de risque d'affaires, en raison de la composition de sa clientèle. Il souligne cependant que la présence d'un ratio de capitalisation plus élevé et une couverture plus étendue des risques par la présence de nombreux comptes de frais reportés vient contrebalancer ce risque d'affaires plus élevé, de sorte que le risque global de l'entreprise se situe dans la moyenne.

[277] Un témoin de l'ACIG souligne une diminution de la dépendance de Gaz Métro à l'égard des volumes industriels et une augmentation de la clientèle et des volumes commerciaux. Selon lui, il est erroné de limiter l'analyse aux seuls volumes consommés par la clientèle de Gaz Métro, comme le D<sup>r</sup> Carpenter le fait, sans se pencher sur l'évolution des revenus générés par chaque catégorie de clients. En effet, plus la proportion de frais fixes incluse dans les revenus d'un tarif est élevée, moins la perte des volumes générés par un client de ce tarif est susceptible d'avoir un impact négatif sur les revenus de l'entreprise réglementée.

[278] Il mentionne également que le Mécanisme ne constitue aucunement une augmentation du risque pour l'entreprise, mais lui offre plutôt une opportunité d'atteindre un rendement supérieur, dans la mesure où sa performance le justifie, tout en prévoyant diverses mesures de protection qui le rendent comparable à un régime basé sur le coût de service. Il ajoute également que le D<sup>r</sup> Carpenter admet en audience que les modifications apportées au Mécanisme ont eu pour effet d'accroître le degré de protection de Gaz Métro et non l'inverse<sup>117</sup>.

[279] Selon la Régie, les détenteurs d'obligations et de part de Gaz Métro ont des perspectives très semblables concernant le risque à long terme. Dans les rapports des agences de crédit, on note qu'il n'y a pas de constat quant à la matérialisation du risque de récupérer le capital pour les activités réglementées au Québec.

[280] La Régie ne juge pas que le risque de l'entreprise s'est accru de façon significative en raison de l'instauration du Mécanisme. La Régie juge que ce Mécanisme offre l'opportunité de tenir compte, à chaque année, du revenu requis de l'entreprise aux fins de la fixation des tarifs, ce qui l'apparente à cet égard aux régimes traditionnels basés sur le coût de service.

---

<sup>117</sup> Pièce A-22-2, pages 78, 109 et 110.

[281] Tel que mentionné dans sa décision D-2007-116, la Régie évalue le risque global de l'entreprise supérieur à la moyenne, notamment en raison de la composition de sa clientèle et de la concurrence de l'électricité au Québec. Cependant, elle tient compte dans son appréciation de la couverture plus étendue de ces mêmes risques par des comptes de frais reportés.

[282] La Régie juge que le risque de l'entreprise ne s'est pas modifié significativement depuis la décision D-2007-116 et qu'il est supérieur à celui d'un distributeur repère. **Sur la base de la preuve au dossier, la Régie évalue que le risque plus élevé justifie le maintien d'un ajustement à la hausse par rapport à la prime de risque d'un distributeur repère de l'ordre de 25 à 35 points de base.**

#### 4.5.4.5 Frais d'émission et autres coûts d'accès au marché des capitaux

[283] Les frais d'émissions font l'objet d'un examen détaillé dans le présent dossier. Dans sa demande, Gaz Métro demande à la Régie d'augmenter la compensation pour frais d'émission à 16 points de base sur le CMPCAI, soit environ 41,6 points de base sur 38,5 % d'avoir propre. Dans leur mise à jour du 12 septembre 2009, les experts de Gaz Métro ramènent cet estimé de 16 à 14 points de base sur le CMPCAI<sup>118</sup>, ou environ 36,4 points de base sur 38,5 % d'avoir propre. La preuve du D<sup>r</sup> Kolbe repose sur une évaluation détaillée des coûts d'émission réels depuis 1993, tels que fournis par Gaz Métro.

[284] Le D<sup>r</sup> Booth mentionne qu'un ajustement de moins de 44 points de base est justifié par un modèle d'actualisation des flux monétaires incluant un facteur de croissance constant. Cependant, il recommande généralement d'ajouter 50 points de base à son estimé du rendement requis pour l'actionnaire pour tenir compte des frais d'émission et des effets de dilution. Un tel ajustement serait compatible avec la pratique appliquée par plusieurs régulateurs.

[285] La Régie établit cette provision à partir de l'examen des coûts réels des émissions chez Gaz Métro depuis 1993<sup>119</sup>. En appliquant ce coût à l'ensemble des émissions effectuées, incluant celles avant la transformation de Gaz Métro en société en commandite, mais en excluant la portion des bénéfices non répartis, tel que reconnu par le

---

<sup>118</sup> Pièce A-22-11, page 80.

<sup>119</sup> Pièce B-4, Gaz Métro-7, document 15, page 54.

D<sup>r</sup> Kolbe<sup>120</sup>, le coût total de l'ensemble des émissions depuis la création originale de l'entreprise est de moins de 30 M\$.

[286] La compensation de 30 points de base octroyée à Gaz Métro dans les décisions précédentes, pour couvrir les frais d'émission et autres accès aux marchés des capitaux, génère 2,1 M\$ dans le cadre du présent dossier tarifaire.

[287] La Régie juge que cette compensation est suffisante, puisque lorsque actualisée à un taux après impôts correspondant au taux de rendement autorisé par la présente décision, elle couvre l'ensemble des frais d'émission encourus par Gaz Métro selon l'estimation du D<sup>r</sup> Kolbe<sup>121</sup>.

**[288] Sur la base de la preuve au dossier, la Régie établit une fourchette de la provision pour frais d'émission et autres frais d'accès aux marchés des capitaux de 30 à 40 points de base en accordant un poids plus élevé au bas de cette fourchette.**

#### 4.5.4.6 Résultats des autres modèles

[289] Selon la Régie, le MÉAF demeure le modèle de référence le plus approprié pour servir de guide dans la détermination d'un taux de rendement raisonnable.

[290] Cependant, il est aussi admis par tous les experts qu'aucun modèle ne peut, à lui seul, représenter correctement les attentes des investisseurs dans toutes les circonstances et dans toutes les phases des cycles économiques et financiers. En conséquence, la Régie juge nécessaire de prendre en considération les résultats produits par les autres modèles présentés par les experts.

[291] Par ailleurs, la Régie rappelle que, dans sa décision D-2007-116, elle mentionnait que l'application du MÉAF présentait une difficulté particulière lorsque la détermination du rendement dans un dossier intervient dans une période où les taux courants des obligations gouvernementales s'écartent de façon significative du taux moyen de longue période. La prime de risque étant calculée sur de longues périodes et représentant la différence entre la moyenne arithmétique des rendements du marché et de ceux des

---

<sup>120</sup> Pièce A-22-7, page 98.

<sup>121</sup> Coût net de l'équité émis (4,5 %) x total des émissions d'équité réalisées (658.8 M\$) x CMPCAI de 6,9 % = 2,045 M\$.

obligations gouvernementales, cette prime est donc représentative des conditions qui prévalent sur cette même période. La Régie concluait qu'un ajustement s'imposait lorsque les conditions du marché obligataire s'éloignent de cette moyenne.

**[292] Compte tenu de la preuve au présent dossier et des remarques émises dans sa décision D-2007-116, la Régie juge qu'un ajustement de l'ordre de 25 à 50 points de base par rapport aux résultats du modèle d'évaluation des actifs financiers est justifié dans les circonstances.**

#### **4.5.4.7 Comparaison avec les distributeurs américains**

[293] Il a été question au cours de l'audience de la comparaison entre les rendements octroyés aux entreprises réglementées canadiennes et ceux octroyés à leurs vis-à-vis américaines. Tant les dirigeants et experts de Gaz Métro que ceux de l'ACIG sont venus exposer devant la Régie les enjeux qui s'y rapportent.

[294] La Régie juge que, bien qu'il soit manifeste que les taux de rendement octroyés aux États-Unis soient supérieurs en moyenne à ceux octroyés au Canada, la preuve est peu concluante quant aux raisons qui justifieraient de retenir les taux accordés aux États-Unis comme base de référence pour les taux à accorder au Québec. La preuve est, en effet, très mince quant aux données récentes sur les décisions américaines et quant à l'analyse des régimes réglementaire et institutionnel en vigueur chez nos voisins. Entre autres, le distributeur n'a pas fait la démonstration que les opportunités qui s'offrent sur le marché américain sont comparables, en termes de risque.

[295] La preuve ne permet donc pas de conclure quant à la comparabilité des contextes réglementaire, institutionnel, économique et financier des deux pays et de leurs impacts sur les opportunités qui en découlent pour les investisseurs.

#### 4.5.4.8 Résultats de l'analyse

[296] La Régie présente ci-dessous un tableau résumant les valeurs retenues pour chacun des paramètres.

| <b>Paramètres</b>   | <b>Bas de la fourchette</b> | <b>Haut de la fourchette</b> |
|---|-----------------------------|------------------------------|
| Taux sans risque  | 4,23 %                      | 4,50 %                       |
| Prime de risque de marché avant la crise financière   | 5,50 %                      | 5,75 %                       |
| Bêta brut (non ajusté) repère   | 0,50                        | 0,55                         |
| Ajustement pour le risque de Gaz Métro  | 0,25 %                      | 0,35 %                       |
| Frais d'émissions   | 0,30 %                      | 0,40 %                       |
| <b>Sous total n° 1 : Résultat produit par le MÉAF</b>   | <b>7,53 %</b>               | <b>8,41 %</b>                |
| Ajustement pour tenir compte des résultats des autres modèles   | 0,25 %                      | 0,50 %                       |
| <b>Sous total n° 2 : Taux de rendement de l'avoir propre avant ajustement pour tenir compte de l'effet de la crise financière</b> | <b>7,78 %</b>               | <b>8,91 %</b>                |
| Ajustement pour tenir compte de l'effet de la crise financière  | 0,25 %                      | 0,55 %                       |
| <b>Total : Taux de rendement de l'avoir propre après ajustement pour tenir compte de l'effet de la crise financière</b>           | <b>8,03 %</b>               | <b>9,46 %</b>                |

[297] Tenant compte de l'ensemble des conclusions précédentes, le rendement en découlant pour le distributeur se situe dans une fourchette variant de 7,78 % à 8,91 %, avant ajustement pour l'effet de la crise financière, et entre 8,03 % et 9,46 %, après ajustement pour l'effet de la crise financière.

#### 4.5.5 CONCLUSION

[298] La Régie doit, par sa loi constitutive, déterminer le rendement raisonnable sur la base de tarification du distributeur.

[299] La présente audience a porté sur l'examen d'une nouvelle approche visant à établir le rendement sur la base de tarification du distributeur, soit l'approche CMPCAI basée sur les valeurs au marché. Cette nouvelle approche n'est pas retenue.

[300] La Régie retient, comme base première de référence, les résultats produits par le MÉAF. La Régie tient compte, de plus, des résultats des autres modèles aux fins de son appréciation du taux de rendement à octroyer à Gaz Métro.

**[301] Sur la base de la preuve au dossier et pour l'ensemble des motifs exprimés, la Régie fixe le taux rendement sur l'avoir de l'actionnaire de Gaz Métro à 9,20 %, et ce, à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2009. Ce taux inclut un ajustement pour tenir compte de l'effet de la crise financière, retenu pour les années tarifaires 2010 et 2011.**

**[302] Sur la base d'un taux sans risque de 4,30 %, le taux de rendement autorisé correspond à une prime de risque implicite de 4,90 % pour le distributeur. De plus, sur la base d'un ratio d'équité de 38,5 % et du coût de la dette présenté au dossier, la Régie établit à 7,64 %<sup>122</sup> le coût en capital moyen sur la base de tarification et à 6,55 %<sup>123</sup> le coût en capital prospectif.**

**[303] Compte tenu de l'opinion de la Régie selon laquelle la formule d'ajustement automatique, dans des circonstances financières normales, a produit dans le passé des résultats valables, tout en permettant un allègement notable du processus réglementaire, la Régie reconduit, pour application à partir de l'exercice 2011, la formule d'ajustement automatique du taux de rendement.**

---

<sup>122</sup> Pièce-B-4, Gaz Métro-7, document 2, page 1.

<sup>123</sup> Pièce-B-56, Gaz Métro-7, document 8, page 1 révision du 31 août 2009.



#### 4.6 MODIFICATIONS AU TARIF D<sub>4</sub>

[305] Dans sa décision D-2008-089, la Régie demandait à Gaz Métro, à la suite de sa demande de modification tarifaire du palier 4.10 du tarif à débit stable dans le dossier R-3653-2007, de :

*« présenter, au plus tard lors du dossier tarifaire 2010, un dossier complet sur la structure des tarifs à débit stable. Notamment, le distributeur devra établir le lien entre la structure tarifaire (frais fixes et frais variables, réduction pour la durée des contrats, etc.) et l'étude d'allocation des coûts pour chacun des paliers. »*

[306] Dans une première étape, le distributeur fait une analyse des coûts de desserte des clients du tarif à débit stable globalement et par palier. Par la suite, une comparaison est faite entre la structure des coûts établie précédemment et la structure des revenus.

[307] L'analyse des coûts indique que la part des coûts fixes décroît avec l'importance des consommations. Cependant, la décroissance est très faible en regard de ce qu'on retrouve dans la structure tarifaire actuelle, et ce, malgré l'ajustement apporté par la Régie dans sa décision D-2008-089.

[308] Pour rétablir l'équilibre entre la structure des coûts et la structure des tarifs, diverses solutions ont été envisagées par Gaz Métro. Cependant, seules les structures basées sur un taux unique selon le volume retiré ont été étudiées plus à fond en raison de leur simplicité. L'application d'une grille théorique est formulée sur la base des études de coûts de desserte et ajustée de façon uniforme pour générer les revenus requis. L'application de cette grille théorique génère des biais aux paliers 4.6, 4.7 et 4.9 ainsi que des hausses importantes pour certains clients<sup>124</sup>. Une série d'ajustements ponctuels apportée par Gaz Métro permet de réduire les biais et de limiter les hausses supérieures à 5 %<sup>125</sup>.

[309] L'ACIG ne remet pas en cause l'analyse du distributeur, mais propose d'atteindre l'objectif de façon graduelle en l'étalant sur plus d'une année.

---

<sup>124</sup> Pièce B-4, Gaz Métro-11, document 3, pages 17 et 18, tableaux 5 et 6.

<sup>125</sup> Pièce B-4, Gaz Métro-11, document 3, pages 20 et 21, tableaux 8 et 9.

[310] La Régie avait demandé au distributeur de lui présenter une analyse en profondeur sur la structure des tarifs à débit stable. La Régie considère que toute stratégie tarifaire doit concilier divers objectifs, dont ceux ayant trait à la stabilité des revenus, à la stabilité des structures tarifaires, à l'équité dans le recouvrement du coût de service auprès des diverses catégories de clients et à l'absence de toute discrimination.

[311] La Régie constate qu'un ajustement de la structure tarifaire est requis afin d'augmenter la portion fixe des paliers supérieurs et assurer ainsi l'équité entre les clients des divers paliers.

[312] La Régie considère que la solution proposée par Gaz Métro constitue un compromis raisonnable permettant la prise en compte de la structure des coûts, fixes et variables, aux divers paliers tout en préservant la simplicité du tarif. De plus, la Régie considère également que les divers ajustements apportés permettent de limiter les hausses touchant certains clients et qu'un ajustement graduel n'est pas requis. Par conséquent, **la Régie accepte la modification de la structure tarifaire proposée par Gaz Métro.**

[313] Quant aux dispositions relatives à la flexibilité des volumes souscrits, la Régie est d'avis que ces dispositions permettent d'ajouter une certaine souplesse à la structure tarifaire qui fait contrepoids à la portion fixe plus élevée du tarif. **Elle accepte la proposition de Gaz Métro.**

#### **4.7 MODIFICATIONS AU TARIF D<sub>M</sub>**

[314] Dans la décision D-2008-140, la Régie approuvait la création d'un groupe de travail afin de discuter des enjeux du marché commercial et plus particulièrement du statut du tarif D<sub>M</sub>, dans le but d'établir une stratégie de développement à moyen et long terme du marché commercial. Le groupe de travail a tenu deux rencontres au cours de l'hiver 2009 à la suite desquelles Gaz Métro formule des propositions.

[315] Selon Gaz Métro, le tarif D<sub>M</sub> actuel comprend trois éléments de discrimination liés à l'accès au tarif, aux règles de révision des obligations contractuelles et au service d'équilibrage.

[316] Les changements proposés par Gaz Métro ne permettent pas de résoudre tous les éléments de discrimination. Le distributeur soutient devoir analyser différents enjeux pour

pouvoir présenter une solution intégrée pour l'ensemble des tarifs. Pour cette raison, il demande de maintenir le statut de projet pilote du tarif  $D_M$  et de reporter le dépôt d'une solution à un dossier tarifaire ultérieur.

[317] Gaz Métro conserve donc les mêmes critères d'applicabilité du tarif. Pour l'année 2010, le distributeur propose deux modifications au tarif :

- diminuer les réductions accordées pour la durée de contrat et l'OMA;
- modifier les règles de révision de l'OMA.

[318] Gaz Métro propose de diminuer la réduction maximale accordée au tarif  $D_M$  de 31 % à 25 % en réduisant de façon équivalente les rabais pour la durée du contrat et l'OMA. Le distributeur indique viser une réduction maximale de 19 %, soit le même niveau de rabais que celui accordé aux tarifs à débit stable. Il propose d'atteindre cette cible en deux ans. Pour l'année tarifaire 2010, Gaz Métro demande de fixer le rabais à la médiane entre la réduction actuelle et la réduction visée. Elle indique que le contexte avantageux du prix du gaz naturel cette année et les prévisions favorables pour les prochains mois est propice à de tels changements.

[319] Pour maintenir ses revenus constants, Gaz Métro répartit le revenu additionnel obtenu aux paliers des tarifs  $D_1$  et  $D_M$  supérieurs à 36 500 m<sup>3</sup>/an. La diminution des réductions génère des revenus supplémentaires de 4,2 M\$ qu'elle compense par une réduction des taux unitaires des paliers du tarif  $D_1$  et  $D_M$  supérieurs à 36 500 m<sup>3</sup>/an. Ainsi, 2,8 M\$ des 4,2 M\$ générés par la diminution des rabais aux clients du tarif  $D_M$  seraient remis aux clients du tarif  $D_1$ <sup>126</sup>

[320] Par ailleurs, Gaz Métro propose des modifications aux règles de révision de l'OMA du tarif  $D_M$  afin de :

- rendre plus équitables les règles de révision au tarif  $D_M$  par rapport aux engagements contractuels en vigueur aux autres tarifs de distribution;
- réduire l'iniquité entre les clients du tarif  $D_M$ ;
- limiter les effets négatifs sur la rentabilité et les effets tarifaires anticipés;
- stabiliser les revenus en cas de réduction du volume retiré par les clients du tarif  $D_M$ .

---

<sup>126</sup> Pièce B-24, Gaz Métro-11, document 2.2, page 2.

[321] Gaz Métro propose d'accompagner les changements aux règles de révision de l'OMA de dispositions transitoires pour limiter l'effet potentiel sur les obligations contractuelles des clients existants au tarif  $D_M$ .

[322] Gaz Métro précise que sa proposition de modification des règles de révision des OMA permet de régler la question de la discrimination liée à ce point. Elle mentionne les enjeux sur lesquels elle n'est pas en mesure de se prononcer actuellement comme la reconnaissance de la stabilité des profils de consommation, l'équilibrage et la valeur des contrats. Dans ce dernier cas, elle indique avoir entrepris des démarches pour la réalisation d'une étude à ce sujet.

[323] Le distributeur convient qu'il n'est pas en mesure d'évaluer les migrations de clientèles entre les tarifs existants et des nouveaux tarifs ou des tarifs existants qui pourraient être modifiés dans une solution intégrée.

[324] Par ailleurs, en réponse à une question de la FCEI, il indique que le tarif  $D_M$  n'a jamais fait l'objet d'une évaluation formelle.

[325] Le distributeur indique ne pas pouvoir mettre en place une solution intégrée pour l'année tarifaire 2011. Il précise qu'il serait en mesure de présenter, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, sa stratégie tarifaire et des propositions pour sa mise en place.

[326] L'ACIG, l'UMQ et le GRAME sont d'accord avec la diminution des réductions accordées aux clients du tarif  $D_M$ . Cependant, le GRAME recommande de ramener le rabais de 31 % à 19 % dès cette année. Les trois intervenants invoquent le coût avantageux de la fourniture pour justifier leur position.

[327] L'ACIG et l'UMQ s'opposent aux modifications proposées aux règles de modification de l'OMA. L'ACIG mentionne plusieurs éléments d'incertitude en rapport avec :

- la réouverture du tarif  $D_3$ ;
- le maintien du tarif  $D_M$ ;
- le fait que des clients doivent retourner au tarif  $D_1$ ;
- la valeur des rabais par rapport à la stabilité des revenus.

[328] La FCEI plaide que les changements proposés constituent une modification importante du contrat que les clients ont signé avec Gaz Métro, qu'il existe encore trop d'incertitudes sur la direction que le distributeur va prendre par rapport au tarif  $D_M$  et qu'on ne dispose pas d'analyses sur la valeur des rabais ni d'évaluation du tarif. En conséquence, elle recommande d'attendre une évaluation formelle du projet pilote et d'attendre les résultats de l'étude sur la valeur des rabais avant de modifier le tarif.

[329] S.É./AQLPA recommande d'approuver les modifications au tarif  $D_M$  proposées par Gaz Métro.

[330] La Régie est d'avis que le tarif  $D_M$  dans sa forme actuelle présente des caractéristiques difficilement compatibles avec celles applicables aux autres tarifs. Elle note, par ailleurs, qu'il y a encore beaucoup d'incertitude par rapport à la solution intégrée que Gaz Métro entend proposer pour l'ensemble des tarifs. Les études sur la valeur des engagements pour les durées de contrat et l'importance de la stabilité des consommations ne sont pas complétées. Le distributeur n'est pas en mesure d'évaluer l'impact qu'aura la mise en place de la solution intégrée sur les clients affectés par les changements qu'il propose dans le présent dossier.

[331] La Régie juge que d'apporter des modifications intérimaires aux tarifs et conditions, sans savoir quelles seront les propositions finales dans le cadre d'une solution intégrée, risque d'entraîner de l'instabilité tarifaire non souhaitable auprès des clients. Cette instabilité tarifaire pourrait amener des clients à changer de tarif au cours de la présente année et devoir changer de nouveau dans les années subséquentes selon les modalités de la solution intégrée. **Pour ces motifs, la Régie maintient le statut de projet pilote du tarif  $D_M$  et rejette les modifications proposées par le distributeur.**

[332] La Régie juge prioritaire que le distributeur complète les études requises afin de proposer une solution tarifaire intégrée le plus rapidement possible. **En conséquence, la Régie demande à Gaz Métro de présenter, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, une solution intégrée pour les clients touchés par les tarifs  $D_M$ ,  $D_3$  et  $D_1$  (paliers supérieurs à 75 000 m<sup>3</sup>) ainsi que des propositions permettant d'améliorer la grille des tarifs et le traitement équitable de l'ensemble des clients.**

**[333] De plus, elle demande au distributeur de présenter sa proposition en rencontre technique préalablement au dépôt du prochain dossier tarifaire.**

## **4.8 FONDS VERT**

[334] Dans la décision D-2008-140, la Régie demandait au distributeur d'inclure la redevance au Fonds vert dans les coûts de la fonction distribution. En réponse à cette demande, Gaz Métro ajoute une composante Fonds vert à chacun des tarifs de distribution et propose des changements au texte des Tarifs pour assurer que la redevance au Fonds vert soit facturée correctement dans le cas des volumes déficitaires, des clients à tarif fixe et des rabais tarifaires.

[335] L'objectif poursuivi par la Régie, dans sa décision, était d'inclure la redevance au Fonds vert dans le calcul de la hausse tarifaire. Elle note que la proposition d'intégrer la redevance dans la fonction distribution produit des effets non souhaitables. La redevance étant traitée, dans le cadre de cette proposition, comme tout autre coût de distribution dans l'application du Mécanisme, elle est soumise à l'inflation dans le calcul du revenu plafond, ce qui a pour effet d'affecter le calcul des gains de productivité.

**[336] Pour ces motifs, la Régie demande à Gaz Métro de traiter la redevance au Fonds vert comme un exogène distinct de la fonction distribution. Elle demande au distributeur de soustraire du revenu plafond l'impact relié à l'inclusion de cette redevance dans la fonction distribution. Elle lui demande toutefois de considérer la redevance au Fonds vert dans le calcul de la hausse tarifaire globale.**

## **4.9 DÉVELOPPEMENT DU MARCHÉ RÉSIDENTIEL**

### **4.9.1 EXTENSION DES FRAIS DE RACCORDEMENT AU RÉSEAU ET EXTENSION D'APPLICATION DES DISPOSITIONS RELATIVES AU RACCORDEMENT**

[337] Dans la décision D-2007-116, la Régie autorisait Gaz Métro à percevoir auprès des nouveaux clients du premier palier du tarif D<sub>1</sub> une contribution de 300 \$ à titre de frais de raccordement, et ce, à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2007. Elle lui demandait également

d'étudier, la possibilité d'étendre l'application de la contribution à l'ensemble des nouveaux clients.

[338] Dans cette même décision, 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'examiner l'opportunité d'étendre l'application de ces deux conditions aux nouveaux clients des autres marchés.

[339] Dans la décision D-2008-075, la Régie acceptait de reporter l'examen de ces sujets au présent dossier tarifaire.

[340] Gaz Métro propose de ne pas étendre la contribution de 300 \$ aux nouveaux clients consommant plus de 10 950 m<sup>3</sup>/an. Elle indique que l'introduction de la contribution pour les nouveaux clients du tarif D<sub>1</sub> consommant moins de 10 950 m<sup>3</sup>/an avait été justifiée par des objectifs de rentabilité. Cet argument n'est pas pertinent pour les clients consommant plus de 10 950 m<sup>3</sup> (appartenant essentiellement au marché CII) puisqu'il n'y a pas de problème de rentabilité dans ce marché. Le distributeur précise que le texte des Tarifs inclut déjà un article qui lui permet de facturer des frais aux nouveaux clients qui ne rencontrent pas les critères de rentabilité.

[341] L'UC demande à la Régie de rejeter cette proposition du distributeur et de lui ordonner d'en présenter une nouvelle, d'application universelle et non discriminatoire, qui respecte des critères d'équité et de juste récupération des coûts de raccordement auprès des clients qui les occasionnent. L'intervenante soutient que la rentabilité constatée au marché CII ne justifie en rien l'omission du distributeur de considérer les autres motifs en vertu desquels l'extension de la contribution pourrait s'avérer justifiée. De l'avis de l'intervenante, la proposition de Gaz Métro ne s'appuie sur aucun principe réglementaire susceptible d'assurer l'équité entre les clients et les catégories de clients.

[342] Le GRAME recommande d'imposer aux clients du marché CII des frais de raccordement variables, parce que les coûts réels varient d'un client à l'autre. En audience, il indique ne pas avoir examiné la question de la rentabilité.

[343] La FCEI recommande d'accepter la proposition de Gaz Métro de ne pas imposer de contribution aux nouveaux clients du marché CII, compte tenu de la rentabilité observée dans ce marché et du fait qu'il interfinance déjà de façon importante le marché résidentiel.

[344] La Régie considère que cette proposition ne constitue pas une forme de discrimination indue, en ce qu'elle s'appuie sur les caractéristiques de consommation de cette catégorie de clients. **La Régie approuve la proposition de ne pas étendre la contribution de 300 \$ aux nouveaux clients consommant plus de 10 950 m<sup>3</sup>.**

[345] Gaz Métro définit la notion de branchement et le délai de raccordement standard et propose une grille de frais pour les raccordements qui s'écartent de ceux-ci<sup>127</sup>.

[346] Le distributeur indique qu'il effectue plusieurs raccordements sur des longueurs supérieures à la normale et qu'il ne peut facturer de frais parce qu'il n'y a pas de définition d'un raccordement standard. Pour les clients utilisant des compteurs S6 et S20 (résidentiel et petit commercial), le distributeur est en mesure de définir une longueur standard couvrant 90 % des raccordements effectués. Il établit cette longueur à 50 mètres. Pour les plus gros clients, il n'est pas possible de définir un standard et les demandes doivent être traitées cas par cas. Gaz Métro définit le branchement standard en fonction de la longueur du raccordement et de l'emplacement du compteur.

[347] Pour les délais de raccordement, Gaz Métro définit un délai standard selon le type de compteur installé. Elle évalue les coûts supplémentaires reliés à un raccordement demandé dans un délai plus court et propose de facturer le client pour ces coûts.

[348] **La Régie accepte les propositions du distributeur et autorise Gaz Métro à facturer aux nouveaux clients des frais pour des branchements et délais non standards, selon la grille proposée, et ce, à compter de la date de la présente décision.**

## **5. MODALITÉS D'APPLICATION DE LA PRÉSENTE DÉCISION**

[349] **Étant donné que les tarifs actuellement en vigueur ont été déclarés provisoires à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2009 par la décision D-2009-126, la Régie demande au distributeur de proposer des dates et des modalités d'application des nouveaux tarifs et conditions découlant de la présente décision.**

---

<sup>127</sup> Pièce B-4, Gaz Métro 11, document 4, page 25.



[350] **Compte tenu de la présente décision en ce qui a trait à l'adoption des versions française et anglaise du texte des Tarifs, la Régie demande au distributeur de déposer le 14 décembre 2009 à 12 h, une version française et anglaise pour fins d'approbation provisoire.**

[351] **Pour l'ensemble de ces motifs,**

**La Régie de l'énergie :**

**ACCUEILLE** partiellement la demande ré-amendée;

**RECONDUIT** jusqu'au 30 septembre 2011 le programme de flexibilité tarifaire mazout et biénergie pour les clients des tarifs D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> et D<sub>M</sub> déjà reconduit jusqu'au 30 septembre 2010 par la décision D-2008-140;

**APPROUVE** le plan d'approvisionnement de Gaz Métro pour l'exercice 2010, 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 2010, 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 2010 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** le budget de 12,7 M\$ proposé par le Groupe de travail pour le PGEÉ 2010;

**DEMANDE** à Gaz Métro de prélever 4 777 758 \$ du solde du FEÉ, pour disposer d'une partie des montants comptabilisés au compte de frais reporté relatif à la quote-part payable à l'AEÉ;

**DEMANDE** à Gaz Métro d'amortir sur une période de deux ans le solde du compte de frais reportés de la quote-part payable à l'AEÉ associé aux catégories tarifaires D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub> de 381 808 \$;

**AUTORISE** l'utilisation d'un montant de 3,1 M\$ provenant des sommes imputées au FEÉ, conformément au plan d'action du FEÉ;

**REJETTE** l'application à Gaz Métro d'un coût en capital moyen pondéré après impôt (CMPCAI ou « ATWACC ») de 7,75 %;

**FIXE** un taux de rendement et une structure de capital respectant les paramètres suivants :

- un niveau de dette de 54 %;
- un niveau d'avoir propre de 38,5 %;
- un niveau d'actions privilégiées présumées de 7,5 %;
- un taux de rendement sur l'avoir propre de 9,2 %.

**AUTORISE** un coût en capital moyen de 7,64 % sur la base de tarification pour l'exercice financier 2010;

**AUTORISE**, dans l'évaluation des projets d'investissements prévus par Gaz Métro pour l'exercice financier 2010, le coût en capital prospectif de 6,55 % résultant de l'utilisation des taux déterminés selon les paramètres contenus dans la décision D-97-25;

**AUTORISE** la répartition tarifaire proposée;

**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 les versions française et anglaise du texte des Tarifs pour tenir compte de la présente décision au plus tard le **14 décembre 2009 à 12 h** et **RÉSERVE** sa décision à ces égards.

Richard Carrier  
Régisseur

Gilles Boulianne  
Régisseur

Jean-François Viau  
Régisseur

## Représentants :

- Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) représentée par M<sup>e</sup> Guy Sarault;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI) représentée par M<sup>e</sup> André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M<sup>e</sup> Geneviève Paquet;
- Option consommateurs (OC) représentée par M<sup>e</sup> Stéphanie Lussier;
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEEÉ) représenté par M<sup>e</sup> Franklin S. Gertler;
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M<sup>e</sup> Annie Gariépy;
- Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro) représentée par M<sup>e</sup> Vincent Regnault et M<sup>e</sup> Hugo Sigouin-Plasse;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M<sup>e</sup> Dominique Neuman;
- TransCanada Energy Ltd. (TCE) représentée par M<sup>e</sup> John Hurley;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M<sup>e</sup> Hélène Sicard;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M<sup>e</sup> Steve Cadrin.

# **ANNEXE**

## **Suivis découlant de la présente décision**

**Annexe (3 pages)**

**R. C.** \_\_\_\_\_

**G. B.** \_\_\_\_\_

**J.-F. V.** \_\_\_\_\_

**LISTE DES SUIVIS 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. Examiner en réunion technique, avant le dépôt du prochain dossier tarifaire, le traitement des pertes de productivité et proposer des modalités de traitement des pertes de productivité dans le cadre du dossier tarifaire 2011.
2. Modifier le traitement du gaz d'appoint concurrence (GAC) dans le calcul du revenu plafond, de telle sorte que l'inflation ne soit pas appliquée aux revenus du GAC. Présenter la méthode appliquée pour apporter cette correction.
3. Déposer une étude portant sur le renouvellement des capacités de stockage auprès de Union Gas. Cette étude devra présenter une analyse économique permettant d'établir les quantités optimales de stockage pour des fins opérationnelles et les quantités optimales de stockage pour répondre aux fluctuations saisonnières de la demande en tenant compte des options disponibles, du prix de ces dernières ainsi que du coût du stockage. Des analyses de sensibilité au coût du stockage devront être présentées.
4. Présenter une analyse de rentabilité de ses stratégies en matière de renouvellement des contrats de transport FTLH et FTSH. Dans ce cadre, des scénarios favorable et défavorable devront être produits et une distribution de probabilités devra être établie permettant ainsi d'intégrer à l'analyse les revenus de distribution espérés pouvant découler de la réalisation de scénarios supérieurs au scénario de base. La Régie considère que, parmi ces scénarios, des scénarios favorable et défavorable devraient être élaborés en excluant TCE.

5. Présenter une réflexion sur la clause des 10 jours d'interruption supplémentaires et la détermination des outils d'approvisionnement requis en présentant notamment :
  - l'historique de cette règle et des objectifs poursuivis par celle-ci;
  - l'inventaire des cas où la règle a été appliquée dans le passé avec les sommes en cause;
  - les orientations proposées pour l'avenir.
6. Mettre en place une nouvelle normale climatique basée sur la méthode Ouranos.
7. Former un groupe de travail pour examiner les mécanismes à mettre en place pour minimiser l'impact du changement de normale pour Gaz Métro et ses clients et formuler une proposition. Le distributeur devra aussi établir le lien entre la solution qu'il entend proposer et les facteurs exogènes mis en place par le passé qui ont pu tenir compte du réchauffement climatique.
8. Présenter une solution intégrée traitant de la situation complète des clients touchés par les tarifs  $D_M$ ,  $D_3$  et  $D_1$  (paliers supérieurs à 75 000 m<sup>3</sup>) ainsi que des propositions permettant d'améliorer la grille des tarifs et le traitement équitable de l'ensemble des clients. Présenter sa proposition en rencontre technique préalablement au dépôt du prochain dossier tarifaire.
9. Fixer un taux d'opportunisme pour chacun des programmes du FEÉ dans le cadre de son Plan d'action 2011. Ces taux d'opportunisme devraient être basés sur les évaluations réalisées, sur des hypothèses de travail, ou sur les expériences du PGEÉ, selon le cas. Fournir ces hypothèses ou données réelles.

**B. LA RÉGIE DEMANDE QUE LES ÉLÉMENTS SUIVANTS SOIENT DÉPOSÉS PAR GAZ MÉTRO LORS DES DOSSIERS DE FERMETURE À COMPTER DU 30 SEPTEMBRE 2010.**

1. Déposer une liste de toutes les transactions d'échange géographique effectuées avec un client de la franchise et comportant un point d'échange dans la franchise en indiquant :
  - le nom de la contrepartie;
  - la quantité;
  - la date de début et la date de fin de la transaction;
  - les points d'échange;

- la quantité de transport effectivement détenue par la contrepartie.
2. Expliquer et justifier tout écart quant aux charges ou quant à l'atteinte des objectifs du FEÉ.

**C. LA RÉGIE DEMANDE QUE L'ÉLÉMENT SUIVANT SOIT TRAITÉ PAR VOIE ADMINISTRATIVE ET QUE LE DÉPÔT SE FASSE EN MÊME TEMPS QUE LE DÉPÔT DU RAPPORT ANNUEL DE GAZ MÉTRO**

1. Déposer tous les rapports d'évaluation des programmes devant faire l'objet d'une évaluation selon le calendrier approuvé par la Régie, incluant le PGEÉ et le FEÉ.