

1 **Q. Company Evidence, p. 1: Further to the previous question, when was this formula**
2 **by the Régie established and in what proceeding? Please provide a copy of the**
3 **decision/order.**
4

5 A. The automatic adjustment formula was established by the Régie on November 25, 2011
6 in Decision D-2011-182 related to Docket R-3752-2011. A copy of the decision is
7 included here as Attachment A.
8

9 Attachment B provides an English translation of Section 4.3, pages 46 to 75 of Decision
10 D-2011-182 related specifically to the Rate of Return evidence and decision. The
11 English translation is not intended to replace the Decision as only the full French text of
12 the Decision has legal force.

RÉGI DECISION D-2011-182

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2011-182	R-3752-2011 Phase 2	25 novembre 2011
------------	------------------------	------------------

PRÉSENTS :

Gilles Boulianne
Marc Turgeon
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^{er} octobre 2011*

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).

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION	5
2. CONCLUSIONS RECHERCHÉES.....	6
3. PROCESSUS D'ENTENTE NÉGOCIÉE (PEN).....	14
3.1 Rapport déposé par le Groupe de travail	14
3.2 Application du Mécanisme	15
3.3 Particularités pour l'année tarifaire 2012	17
3.4 PGEÉ	18
3.5 Programme de flexibilité tarifaire	28
3.6 Établissement des tarifs	28
3.7 Conclusion sur le rapport du Groupe de travail.....	29
4. SUJETS TRAITÉS EN AUDIENCE.....	30
4.1 Plan d'approvisionnement gazier — horizon 2012-2014.....	30
4.2 Approbation des coûts associés à l'activité de vente de GNL	42
4.3 Taux de rendement	46
4.4 Stratégie tarifaire	75
4.5 <i>Conditions de service et Tarif</i>	84
4.6 Stratégie de gestion des actifs.....	91
4.7 Fonds en efficacité énergétique (FEÉ)	92
4.8 Évaluation du programme de rabais à la consommation (PRC) et du programme de rétention par voie de rabais à la consommation (PRRC)	96
4.9 Taux d'amortissement	99
DISPOSITIF	103
ANNEXE 1.....	107
ANNEXE 2.....	111
ANNEXE 3.....	115

1. INTRODUCTION

[1] Le 10 janvier 2011, Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro ou le distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande de modification de ses tarifs et de certaines conditions de service à compter du 1^{er} octobre 2011, qu'elle propose de traiter en deux phases. La demande est amendée à quatre reprises, soit les 26 avril, 6 mai, 9 juin et 31 août 2011.

[2] La phase 1 porte sur la mise en place de mesures liées à l'implantation de la « Solution intégrée » à la suite de son approbation par la Régie dans sa décision D-2010-144¹. La « Solution intégrée » vise l'abolition du tarif modulaire (D_M), l'ouverture du tarif à débit stable (D_3) et le transfert des clients du tarif D_M vers les tarifs D_1 et D_3 .

[3] La phase 2, quant à elle, porte sur les autres demandes, incluant celles soumises au processus d'entente négociée (PEN) prévu au mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance (le Mécanisme) en vigueur.

[4] Pour la phase 2 du dossier, les intéressés suivants obtiennent le statut d'intervenant : l'ACIG, la FCEI, le GRAME, OC, le RNCREQ, le ROÉE, S.É./AQLPA, TCE, l'UC et l'UMQ.

[5] Le 30 mars 2011, la Régie rend la décision D-2011-035 dans le cadre de la phase 1 du dossier dans laquelle elle se prononce, entre autres, sur la « Solution intégrée ».

[6] L'audience de la phase 2 du dossier s'est déroulée sur une période de 11 jours, entre les 7 et 23 septembre 2011.

[7] Le 30 septembre 2011, la Régie rend la décision D-2011-153 dans laquelle elle maintient, provisoirement, à compter du 1^{er} octobre 2011, l'application des *Conditions de service et Tarif* actuellement en vigueur. Dans cette même décision, elle se prononce également sur les indices de prix utilisés dans les transactions de gaz naturel ainsi que sur le Programme de produits financiers dérivés.

¹ Dossier R-3720-2010 Phase 2.

[8] Le 28 octobre 2011, la Régie rend la décision D-2011-164 dans laquelle elle se prononce sur la fonctionnalisation des coûts d'équilibrage et ses conséquences tarifaires.

[9] Le 11 novembre 2011, la Régie demande à Gaz Métro de lui soumettre ses commentaires relativement aux notes du réviseur quant à la version anglaise du texte des *Conditions de service et Tarif*. Gaz Métro soumet ses commentaires le 17 novembre 2011.

[10] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur les modifications tarifaires demandées dans le cadre de la phase 2.

2. CONCLUSIONS RECHERCHÉES

[11] Les conclusions recherchées par Gaz Métro en phase 2² sont :

« À L'ÉGARD DE LA PREUVE ISSUE DU PROCESSUS D'ENTENTE NÉGOCIÉE »

RECONDUIRE jusqu'au 30 septembre 2013, le programme de flexibilité tarifaire mazout pour les clients D_1 et D_3 ;

APPROUVER l'entente intervenue entre les membres du Groupe de travail ainsi que toutes les pièces s'y rapportant;

APPROUVER les budgets du PGEÉ 2011-2012 de Gaz Métro;

APPROUVER le nouveau projet pilote du PGEÉ (PE123 Combo à condensation);

APPROUVER les modifications proposées aux programmes existants du PGEÉ de Gaz Métro, au taux d'actualisation utilisé pour les fins des calculs des tests de rentabilité, et au calcul du test du participant (TP);

² Pièce B-0229.

APPROUVER, pour l'exercice financier 2012, les volumes totaux pouvant être protégés en vertu du "Programme de produits financiers dérivés", ainsi que du plafond applicable aux contrats d'échange à prix fixes, avant le 1^{er} octobre 2011;

MODIFIER, à compter du 1^{er} octobre 2011, les tarifs de Gaz Métro de façon à ce qu'ils génèrent les revenus requis s'élevant à environ à 949 782 000 \$, de façon à permettre à Gaz Métro de récupérer l'ensemble de ses coûts;

À L'ÉGARD DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2012, DU SUIVI 5 DANS LA DÉCISION D-2011-048 ET DE L'ACTIVITÉ GNL

APPROUVER le plan d'approvisionnement 2011-2012;

APPROUVER des revenus projetés de 58 000 \$ pour les transactions opérationnelles et de 5 900 000 \$ pour les transactions financières;

DÉCLARER que la justification quant aux quantités et aux modalités de renouvellement des contrats d'entreposage répond au suivi requis;

APPROUVER des coûts d'utilisation de l'usine LSR de 179 000 \$ pour l'année 2012;

APPROUVER la méthode d'établissement des coûts liés à la fourniture, la compression, le transport, l'équilibrage, la distribution et le Fonds vert plus amplement décrite à la section 4 de la pièce Gaz Métro-4, Document 3;

APPROUVER un coût de maintien de la fiabilité de 100 000 \$ pour l'année 2012;

ALTERNATIVEMENT

APPROUVER l'alternative proposée par Gaz Métro à l'égard du coût de maintien de la fiabilité qui consiste à remplacer la facturation de ce coût par un engagement de Gaz Métro Solutions Transport à payer ce coût;

À L'ÉGARD DU TAUX DE RENDEMENT, DE LA STRUCTURE DE CAPITAL ET DU COÛT EN CAPITAL

APPROUVER une structure de capital avec 42,5% d'avoir ordinaire, 3,5% d'avoir privilégié et 54% de dette;

APPROUVER un taux de rendement de 9,8% sur l'avoir ordinaire;

APPROUVER une formule d'ajustement automatique pour 3 ans en utilisant un coefficient d'élasticité de 50% et incluant une variable afin de tenir compte des écarts de crédit des compagnies réglementées;

APPROUVER un coût en capital moyen de 8,01%;

APPROUVER un coût en capital prospectif de 6,87%;

À L'ÉGARD DE LA STRATÉGIE TARIFAIRE ET DU SUIVI 3 DANS LA DÉCISION D-2011-048

APPROUVER la stratégie tarifaire et les grilles tarifaires en découlant pour les tarifs D_1 , D_3 , D_4 et D_5 ;

APPROUVER les prix applicables au service de transport;

APPROUVER les prix et les taux applicables au service d'équilibrage;

DÉCLARER que la démonstration quantitative de l'allocation du coût de service répond au suivi requis;

PRENDRE ACTE des pistes de réflexions et ajustements proposés en lien avec l'étude de la méthode d'allocation des coûts;

APPROUVER la réalisation d'une étude d'allocation des coûts aux deux ans applicable dès la cause tarifaire 2013;

DÉCLARER que l'examen des liens entre les résultats de l'étude de répartition des coûts et les structures tarifaires existantes pour le tarif de distribution répond au suivi requis;

PRENDRE ACTE de la vision tarifaire proposée par Gaz Métro;

DÉCLARER que Gaz Métro a soumis diverses pistes d'amélioration et répond donc au suivi requis;

À L'ÉGARD DU TEXTE DES CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF ET DES SUIVIS 4 ET 9 À 12 DANS LA DÉCISION D-2011-048

APPROUVER les frais de base applicables au tarif de distribution D_1 à compter du 1^{er} octobre 2011;

APPROUVER la définition de “coefficient d'utilisation” proposée;

ABROGER l'article 16.3 “Service de distribution DM : Modulaire” ainsi que toute référence au tarif D_M aux articles 4.5.1, 4.10, 5.3.2, 13.1.3.1, 13.2.1, 13.2.3.1, 13.2.3.1.2, 14.1.2.3, 14.1.3.1 et 18.2.2;

APPROUVER les modifications proposées au tableau de l'article 16.2.4.2 “Supplément pour service de pointe – Autres clients”;

APPROUVER la modification proposée à l'article 16.3 quant à l'application du service de distribution D_3 ;

APPROUVER la modification proposée à l'article 16.3.4 “Prolongation de contrat”;

ABROGER les dispositions transitoires 18.1.7, 18.1.8, 18.1.13 et 18.1.15;

APPROUVER les modifications proposées aux dispositions transitoires 18.2.8 et 18.2.10;

APPROUVER la modification proposée au calcul du prix maximum au service d'équilibrage;

APPROUVER la modification proposée au tableau de l'article 14.1.2.3 “Prix moyen”;

APPROUVER l'ajout d'une disposition transitoire à l'article 18.2.6, “Calcul du prix d'équilibrage”;

APPROUVER la modification proposée à l'article 18.2.2 “Retrait progressif des services de transport et d'équilibrage du distributeur”;

APPROUVER la modification aux noms des tarifs de distribution en vue de leur mise en vigueur au 1^{er} octobre 2012;

APPROUVER le texte des Conditions de service et Tarif tant dans sa version française qu'anglaise;

En lien avec les suivis requis par la décision D-2010-100 :

DÉCLARER que l'évaluation de Gaz Métro quant à l'emploi du mot "contrat" répond au suivi requis;

APPROUVER les modifications proposées aux articles 4.5.1 et 16.1.1 ainsi qu'au 2^e alinéa de l'article 18.2.2;

DÉCLARER que la justification formulée par Gaz Métro quant à l'application du mot "jour" répond au suivi requis;

APPROUVER la modification à la définition du mot "jour";

DÉCLARER que la réponse formulée par Gaz Métro quant à l'article 4.3.3 répond au suivi requis;

APPROUVER la modification proposée à l'article 4.3.3 "Frais pour branchement non standard";

APPROUVER les définitions proposées pour les termes "point de raccordement" et "branchement";

APPROUVER les modifications proposées aux articles 2.1 et 5.1.1;

APPROUVER la modification proposée à l'article 6.1.1 "Volume de gaz naturel facturé";

APPROUVER la définition proposée pour le terme "point de livraison convenu";

En lien avec le suivi requis par la décision D-2010-144 :

DÉCLARER que la réponse de Gaz Métro quant à la nécessité d'une utilisation du service de distribution pour qu'un contrat présumé intervienne entre l'occupant d'un local et le distributeur répond au suivi requis;

En lien avec les suivis requis par la décision D-2011-016 :

DÉCLARER que la réponse formulée par Gaz Métro quant à l'emploi des termes "rentable", "rentabilisation" et "rentabiliser" répond au suivi requis;

APPROUVER la modification à la version anglaise de l'article 4.4.2;

APPROUVER la modification à la version anglaise de l'article 6.1.1;

APPROUVER l'utilisation du terme "connection" à la version anglaise des articles 4.3.2 et 4.3.3;

En lien avec les suivis requis par la décision D-2011-035 :

APPROUVER le remplacement du mot "Stable" par l'expression "Stable Load" dans la version anglaise des Conditions de service et Tarif;

APPROUVER la modification apportée à la version anglaise visant à remplacer le terme "transitory" par "transitional" à l'ensemble des Conditions de service et Tarif;

Autres révisions d'articles des Conditions de service et Tarif:

APPROUVER les modifications proposées à la section 4 de la pièce Gaz Métro-14, Document 1;

À L'ÉGARD DE LA MISE À JOUR DE LA STRATÉGIE DE GESTION DES ACTIFS ET SUIVI 7 DANS LA DÉCISION D-2011-048

DÉCLARER que la mise à jour de la Stratégie de gestion des actifs, pièce Gaz Métro-11, Document 1, répond au suivi requis;

À L'ÉGARD DU FEÉ ET DU SUIVI 2 DANS LA DÉCISION D-2011-048

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

DÉCLARER que le rapport d'avancement relatif au plan d'action en vue de la dissolution du FEÉ répond aux suivis requis;

À L'ÉGARD DU SUIVI 13 – ALTERNATIVE POUR L'ÉVALUATION QUANTITATIVE DES ÉCONOMIES D'ÉNERGIE POUR LE PROGRAMME PEE-208 ENCOURAGEMENT À L'IMPLANTATION – MARCHÉ D'AFFAIRES

DÉCLARER que l'alternative retenue par Gaz Métro permettant l'évaluation quantitative des économies d'énergie pour le programme PEE-208 Encouragement à l'implantation – Marché d'affaires répond au suivi requis;

APPROUVER l'alternative proposée par Gaz Métro permettant l'évaluation quantitative des économies d'énergie pour le programme PEE-208 Encouragement à l'implantation – Marché d'affaires;

APPROUVER l'échéancier pour la mise en place de l'alternative décrite à la pièce Gaz Métro-9, Document 5;

APPROUVER un budget global de 351 925 \$ pour la réalisation du projet, dont 113 415 \$ pour l'année 2011-2012;

À L'ÉGARD DU SUIVI 6 DANS LA DÉCISION D-2011-048 - PROPOSITIONS RELATIVES AU NOMBRE DE JOURS D'INTERRUPTION, AUX PRINCIPES D'ÉTABLISSEMENT DU TARIF D'ÉQUILIBRAGE POUR LA CLIENTÈLE INTERRUPTIBLE ET AU TARIF D'ÉQUILIBRAGE POUR LES CLIENTS EN GAZ D'APPOINT CONCURRENCE

APPROUVER l'abolition de la clause de compensation pour les 10 jours supplémentaires d'interruption;

APPROUVER la modification à la méthode de fonctionnalisation des coûts de transport en considérant, au service de transport, les coûts reliés aux capacités de

transport requises pour répondre à la moyenne annuelle de la demande projetée (après interruption);

APPROUVER la modification à la méthode de fonctionnalisation des coûts reliés aux achats de gaz naturel à Dawn selon l'option 2;

PRENDRE ACTE du fait qu'aucune modification à la formule du calcul du prix d'équilibrage pour les clients interruptibles n'est proposée dans le présent dossier;

APPROUVER le maintien du prix minimum d'équilibrage à $-1,561 \text{ ¢/m}^3$ tel qu'établi dans le dossier R-3720-2010;

APPROUVER l'établissement du prix d'équilibrage pour les clients GAC à la moyenne entre $0,000 \text{ ¢/m}^3$ et le prix moyen du tarif D_4 mis à jour à chaque dossier tarifaire pour fins d'évaluation des revenus d'équilibrage inclus dans les revenus totaux facturés aux clients en service de GAC;

À L'ÉGARD DES TAUX D'AMORTISSEMENT ET DU SUIVI 1 DANS LA DÉCISION D-2011-048

APPROUVER l'utilisation de la méthode ELG plutôt que la méthode ASL;

APPROUVER la modification des taux d'amortissement applicables à certaines catégories d'actifs, tel que plus amplement explicité à l'annexe B de la pièce Gaz Métro-6, Document 8;

APPROUVER la création des nouvelles catégories d'immobilisation décrites à l'annexe C de la pièce Gaz Métro-6, Document 8, ainsi que les taux d'amortissement afférents;

APPROUVER la modification des taux d'amortissement applicables à certaines catégories d'immobilisations déjà existantes, tel que plus amplement explicité à l'annexe C de la pièce Gaz Métro-6, Document 8;

DÉCLARER que le résultat de la validation de la vie utile des actifs touchés par le projet Senneville répond au suivi requis;

À L'ÉGARD DU SUIVI 8 DANS LA DÉCISION D-2011-048 – RAPPORT D'ÉVALUATION DU PROGRAMME DE RABAIS À LA CONSOMMATION ("PRC") ET DU PROGRAMME DE RABAIS ET RÉTENTION À LA CONSOMMATION ("PRRC")

DÉCLARER que le rapport déposé par Gaz Métro, pièce Gaz Métro-3, Document 4, répond au suivi requis;

ENTÉRINER les recommandations formulées dans le rapport d'évaluation;

À L'ÉGARD DU SUIVI 4 DANS LA DÉCISION D-2011-048 - RAPPORT D'AVANCEMENT DU PROJET D'INCLURE PLUS D'UN POINT DE LIVRAISON POUR LES CLIENTS DÉSIRANT FOURNIR LEUR PROPRE GAZ NATUREL

DÉCLARER que le dépôt du rapport d'avancement, pièce Gaz Métro-12, Document 2, répond au suivi requis;

À L'ÉGARD DU SUIVI DANS LA DÉCISION D-2011-073 – PROGRAMMES ET ACTIVITÉS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

APPROUVER le maintien des programmes décrits à la pièce Gaz Métro-9, Document 10; »

3. PROCESSUS D'ENTENTE NÉGOCIÉE (PEN)

3.1 RAPPORT DÉPOSÉ PAR LE GROUPE DE TRAVAIL

[12] Dans sa décision D-2011-048, la Régie autorisait la mise en place d'un Groupe de travail pour étudier le dossier tarifaire 2012 de Gaz Métro.

[13] Du 13 mai au 8 juin 2011, les membres du Groupe de travail se sont rencontrés à cinq reprises. Au cours de ces rencontres, le Groupe de travail a passé en revue et soumis au PEN tous les sujets lui étant référés dans le cadre de la décision D-2011-048.

[14] Le 8 juin 2011, les membres du Groupe de travail indiquent être d'accord avec le contenu des documents soumis dans le cadre de leur rapport et décrits à la pièce B-0123.

[15] Les membres du Groupe de travail concluent que les documents produits par Gaz Métro respectent le Mécanisme approuvé dans la décision D-2007-47³ à l'exception de TCE qui s'abstient sur l'ensemble des pièces traitées dans le PEN. Aucun intervenant n'a exprimé de dissidence.

3.2 APPLICATION DU MÉCANISME

3.2.1 ÉTABLISSEMENT DU REVENU REQUIS

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

[17] 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 la seconde.

[18] 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 et celle-ci contracte une dette envers ses clients équivalente à l'écart entre le revenu plafond et le revenu requis.

[19] Le revenu plafond de la composante distribution (D) est établi à partir de celui de l'exercice précédent, 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. 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 (T), l'équilibrage (É) et les inventaires de fourniture et gaz de compression (F, C), est égal au revenu requis déterminé selon la méthode du coût de service.

³ Dossier R-3599-2006.

[20] 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.

[21] L'établissement de l'ensemble des revenus et des coûts fait l'objet d'un PEN. Le tableau suivant présente le calcul du gain de productivité anticipé pour l'année tarifaire 2012, 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.

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

	2011	2012				
	TOTAL ⁽¹⁾	Distribution (D)	Inventaires (F, C)	Transport (T)	Équilibrage (É)	TOTAL
Revenu plafond	868 811	526 851	5 475	318 043	106 950	957 319
Revenu requis	862 522	511 779	5 475	318 043	106 850	942 246
Gain de productivité	6 289	15 072	-	-	-	15 072
Part des clients	6 289	7 536	-	-	-	7 536
Part de Gaz Métro	0	7 536	-	-	-	7 536
Rendement additionnel de Gaz Métro après impôts	0,0 %	0,72 %	-	-	-	0,72 %

⁽¹⁾ Selon la décision D-2010-149, dossier R-3720-2010 Phase 2, page 6.

Sources : Pièces B-0236, B-0237, B-0238

Note : Les totaux peuvent différer pour cause d'arrondissement.

[22] Le revenu plafond de distribution pour l'année tarifaire 2012 s'établit à 526,9 M\$ alors que le revenu requis de distribution est de 511,8 M\$. L'ensemble des activités de Gaz Métro lui permet d'anticiper des gains de productivité de son activité de distribution de 15,1 M\$ qui seront partagés à parts égales avec les clients.

3.2.2 PRINCIPAUX ÉLÉMENTS DU REVENU REQUIS

[23] Les charges d'exploitation s'élèvent à 167,6 M\$ en 2012, soit une hausse nette de 9,0 M\$ ou de 5,7 % par rapport à l'année précédente. La variation est attribuable aux éléments suivants⁴ :

- l'inflation des salaires : 2,1 M\$;
- le fonds de pension : 3,5 M\$;
- les autres avantages sociaux : 1,3 M\$;
- la formation pour remplacements des départs à la retraite : 0,9 M\$;
- le maintien du niveau de Service à la clientèle dû à l'implantation du projet Héritage : 0,7 M\$;
- l'inflation des dépenses et l'augmentation du coût de l'essence : 0,5 M\$.

[24] La valeur moyenne mensuelle de la base de tarification s'établit à 1 792,3 M\$⁵, soit une augmentation de 42,8 M\$ par rapport au budget révisé (5/7) 2011. Les additions à la base de tarification s'élèvent à 139,2 M\$⁶ en 2012, en hausse de 15,8 M\$ par rapport au budget révisé de 2011. Cette progression s'explique principalement par la hausse des montants relatifs aux améliorations du réseau et aux investissements en développement de réseau.

3.3 PARTICULARITÉS POUR L'ANNÉE TARIFAIRE 2012

[25] Le Groupe de travail fait des demandes spécifiques à la Régie en ce qui a trait à l'efficacité énergétique⁷. Ces demandes sont liées aux interventions de Gaz Métro destinées aux ménages à faible revenu (MFR), ainsi qu'à la rentabilité du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ).

[26] La Régie prend acte des engagements de Gaz Métro en ce qui a trait aux programmes en efficacité énergétique ciblant les MFR.

⁴ Pièce B-0149, page 1.

⁵ Pièce B-0132, page 1.

⁶ Pièce B-0128, page 1.

⁷ Pièce B-0122, pages 2 et 3.

[27] Par ailleurs, tenant compte des amendements apportés par la California Public Utilities Commission (CPUC) à sa méthodologie de calcul du test du coût total en ressources (TCTR), **la Régie autorise Gaz Métro à baliser, en 2012, les méthodologies actuelles de calcul du TCTR, incluant celle de la CPUC, et de proposer, le cas échéant, des modifications au calcul de ce test dans le cadre du PGEÉ 2013.**

[28] **Enfin, la Régie refuse la troisième demande du Groupe de travail d'approuver une modification de la présentation des tableaux de la rentabilité du PGEÉ.** En effet, la Régie juge inopportun que deux résultats du TCTR soient présentés, l'un selon les modalités actuelles et l'autre selon une valeur correspondant à la moyenne mobile sur cinq ans du prix du gaz naturel. L'utilisation de cette valeur ne permet pas d'associer la bonne valeur aux économies d'énergie, à leurs coûts évités et aux gains qui y sont associés, compte tenu que les économies d'énergie utilisées aux fins du calcul du TCTR doivent être réalisées sur une seule année tarifaire⁸.

3.4 PGEÉ

3.4.1 RÉSULTATS DU PGEÉ 2011

[29] Après les cinq premiers mois de l'année, les économies nettes du PGEÉ 2011 correspondent à environ 10,6 Mm³, soit 33 % de la prévision annuelle. Pour la même période, les coûts encourus sont de 4,8 M\$, soit 38 % de la prévision budgétaire annuelle. Le Groupe de travail prévoit que le budget sera suffisant pour atteindre les objectifs annuels de 2011⁹.

3.4.2 OBJECTIFS D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE ET BUDGET DEMANDÉ EN 2012

[30] Pour le PGEÉ 2012, les objectifs d'économie d'énergie sont de 31,2 Mm³ de gaz naturel. Afin de mettre en œuvre le PGEÉ 2012, le budget demandé s'élève à 12,3 M\$, dont près de 10,4 M\$ d'aide financière. La Régie constate qu'il s'agit d'une baisse de

⁸ Pièce B-0207, page 8.

⁹ Pièce B-0156, page 12.

2,5 % des objectifs et de 1,6 % des budgets par rapport aux montants autorisés pour le PGEÉ 2011¹⁰.

[31] La Régie approuve le budget proposé par le Groupe de travail pour le PGEÉ 2012.

3.4.3 RENTABILITÉ DES PROGRAMMES

[32] Les taux d'actualisation utilisés pour calculer la rentabilité du PGEÉ permettent de considérer la variation des coûts et des bénéfices dans le temps. Depuis 2000, un taux d'actualisation de 8 % est utilisé pour le calcul du TCTR, du test du participant (TP) et du test de neutralité tarifaire (TNT). Un taux d'actualisation de 6 % est cependant utilisé aux fins du calcul du test du coût social (TCS). Ces taux nominaux sont convertis en taux réels en utilisant un facteur d'inflation annuel de 2 %¹¹.

[33] En 2010, la Régie demandait à Gaz Métro de justifier l'utilisation d'un taux d'actualisation réel de 6 % et de commenter la possibilité d'utiliser le coût du capital prospectif comme taux d'actualisation dans le calcul du TCTR¹².

[34] Après un balisage des taux d'actualisation utilisés par Hydro-Québec et Gazifère inc., le Groupe de travail propose d'utiliser le taux du coût en capital prospectif autorisé par la Régie dans le cadre du dossier tarifaire précédent, afin de mettre à jour annuellement le taux d'actualisation. Ainsi, pour le PGEÉ 2012, le Groupe de travail propose un taux d'actualisation nominal de 6,53 %, soit le taux du coût du capital prospectif autorisé dans la décision D-2010-149¹³.

[35] Le Groupe de travail suggère de maintenir le taux d'inflation à 2 %, mais ce taux pourrait être révisé advenant une modification de la politique de la Banque du Canada ou un écart important entre ce taux et l'inflation réelle.

¹⁰ Pièce B-0156, page 6; décision D-2010-144, dossier R-3720-2010 Phase 2, page 18.

¹¹ Pièce B-0156, page 16.

¹² Dossier R-3717-2009, pièce B-0009, Gaz Métro-12, document 3.2, réponse à la question 5.2.

¹³ Décision D-2010-149, dossier R-3720-2010 Phase 2, page 5.

[36] Le taux d'actualisation réel proposé pour 2012 est donc de 4,53 %. Le Groupe de travail considère qu'un taux uniforme pour tous les tests de rentabilité (TCTR, TP, TNT et TCS) est approprié¹⁴.

[37] En audience, S.É./AQLPA appuie le choix d'un taux d'actualisation de 4,53 %, identique pour le TCTR et le TCS et fait valoir que, dans la décision D-2009-046, la Régie a requis de l'Agence de l'efficacité énergétique du Québec que les paramètres économiques du TCS soient les mêmes que ceux du TCTR¹⁵.

[38] **La Régie autorise la mise à jour annuelle du taux d'actualisation utilisé aux fins du calcul du TCTR, du TP, du TNT et du TCS à partir du coût en capital prospectif qu'elle a autorisé dans le cadre du dossier tarifaire précédent et d'un taux d'inflation de 2 %. Ainsi, pour le PGÉE 2012, la Régie autorise un taux d'actualisation réel uniforme de 4,53 %.**

[39] Par ailleurs, jugeant que cet ajustement est requis pour éviter une surévaluation de la rentabilité, **la Régie prend acte de la correction apportée à la méthode de calcul du TP afin de tenir compte de l'ensemble des coûts incrémentaux des mesures du PGÉE**¹⁶.

[40] Enfin, la Régie constate que la rentabilité du PGÉE 2012, calculée sur la base du TCTR, est de 123,1 M\$, ce qui est supérieur à la rentabilité prévue pour le PGÉE 2011. Le Groupe de travail justifie cette augmentation de la rentabilité par la modification du taux d'actualisation¹⁷.

¹⁴ Pièce B-0156, pages 16 et 17; pièce B-0207, page 9.

¹⁵ Décision D-2009-046, dossier R-3671-2008, page 67; pièce A-0059, pages 138 et 139.

¹⁶ Pièce B-0156, page 15.

¹⁷ Dossier R-3720-2010 Phase 2, pièce B-17, Gaz Métro-9, document 2, tableau VI.4 : la rentabilité du PGÉE 2011 était évaluée à 109,7 M\$; pièce B-0156, page 6.

3.4.4 IMPACT TARIFAIRE ET RÉPARTITION DES COÛTS DU PGEÉ

[41] L'impact tarifaire des coûts de l'efficacité énergétique sur les revenus de distribution est de 2,6 % en 2012, si les frais reportés sont exclus. En incluant les frais reportés, cet impact est de 2,4 %¹⁸.

[42] Par ailleurs, le Groupe de travail rappelle que la moyenne de participation des deux dernières années complètes est prise en compte au moment de répartir les coûts du PGEÉ par palier tarifaire.

3.4.5 POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE (PTÉ)

[43] La Régie note le report de l'évaluation du PTÉ du PGEÉ, qui était initialement prévue pour 2011. Ce report s'explique par le fait que Gaz Métro a dû mandater, en janvier 2011, un nouveau consultant pour remplacer le fournisseur initialement responsable de cette évaluation. Le Groupe de travail prévoit cependant déposer l'évaluation du PTÉ dans le cadre du dossier tarifaire 2013¹⁹.

3.4.6 MODIFICATIONS AUX PROGRAMMES ET SUIVI DE DÉCISIONS ANTÉRIEURES OU DE RAPPORTS DE LA RÉGIE

[44] Le Groupe de travail et Gaz Métro proposent des modifications et des ajouts aux programmes du PGEÉ 2012, par rapport au PGEÉ 2011. Bien que certaines de ces modifications fassent suite à des décisions ou des rapports antérieurs de la Régie et n'aient pas été traitées dans le cadre du PEN, la Régie les examine dans la présente section, par souci de cohérence.

[45] Ainsi, le Groupe de travail propose l'ajout du projet-pilote PE123-Combo à condensation.

¹⁸ Pièce B-0244, pages 21 et 22, tableaux XII.1 et XII.2.

¹⁹ Pièce B-0156, page 12.

[46] Le système combo est composé d'un chauffe-eau au gaz naturel, combiné à un échangeur de chaleur. Cet assemblage permet de répondre aux besoins d'eau chaude sanitaire et de chauffage de l'espace. Plus spécifiquement, le PE123 promeut l'utilisation du chauffe-eau à condensation (à accumulation ou instantané) pour une utilisation en système combo. Le Groupe de travail prévoit 150 participants en 2012 pour ce projet-pilote et l'aide financière prévue est de 550 \$ par appareil²⁰.

[47] Compte tenu que la description, la justification ainsi que les hypothèses qui y sont associées sont satisfaisantes, la Régie approuve le PE123-Combo à condensation ainsi que ses paramètres.

[48] Afin de valider plus précisément l'impact énergétique du PE208-Encouragement à l'implantation (marché affaires), à la suite d'une demande de la Régie, Gaz Métro propose une méthode d'évaluation quantitative des économies d'énergie. Gaz Métro propose également que cette méthode soit appliquée aux PE218-Encouragement à l'implantation (marché industriel) et PE219-Encouragement à l'implantation (marché institutionnel), deux programmes similaires²¹.

[49] La Régie considère que la proposition de Gaz Métro répond au suivi requis et l'autorise à procéder à l'évaluation quantitative des économies d'énergie des PE208, PE218 et PE219 selon la méthode proposée. La Régie approuve également l'échéancier proposé ainsi que le budget requis pour la réalisation du projet, lequel budget est inclus au PGEÉ.

[50] Cependant, étant donné que l'évaluation quantitative des économies d'énergie des PE208, PE218 et PE219 indique une surestimation ou une sous-estimation systématique des gains énergétiques, la Régie rappelle à Gaz Métro l'importance de reconsidérer le gain unitaire ainsi que l'aide financière de ces programmes pour les dossiers tarifaires à venir.

[51] Dans son rapport d'examen sur l'évaluation du PE103-Thermostat électronique programmable, la Régie s'interroge sur la nécessité de maintenir ce programme actif dans son format actuel, compte tenu que le taux de pénétration du programme est supérieur à

²⁰ Pièce B-0156, pages 24 à 26.

²¹ Pièce B-0059, pages 4 à 16.

46 % de la clientèle visée et que 97 % des participants installent un thermostat lors de l'achat d'une nouvelle résidence ou lors du remplacement de leur système de chauffage²².

[52] Selon Gaz Métro, le potentiel résiduel du PE103 est encore significatif. L'évaluation du PTÉ, dont le dépôt est prévu dans le cadre du dossier tarifaire 2013, permettra de quantifier ce potentiel. Gaz Métro souligne également que le taux de satisfaction des participants au PE103 est élevé et propose de le maintenir parmi les programmes du PGEÉ 2012, tout en y intégrant les modifications résultant de l'évaluation²³.

[53] En réponse à une demande spécifique de la Régie, Gaz Métro indique ne pas avoir envisagé une combinaison des PE103 et PE111-Chaudières efficaces, puisque cela aurait pour effet de limiter le nombre de participants au PE103²⁴.

[54] Cependant, la Régie note que seulement 30 % des participants au PE103 n'ont participé à aucun autre programme résidentiel du PGEÉ visant les systèmes de chauffage ou les chauffe-eau²⁵.

[55] Considérant cet élément, le taux de participation observé en 2010 pour le PE103, ainsi que les conclusions de son rapport d'examen sur l'évaluation du programme, **la Régie demande à Gaz Métro de proposer, dans le cadre du PGEÉ 2013, une nouvelle approche résidentielle qui optimiserait les contacts avec les participants et assurerait une meilleure rentabilité future à tous les programmes, notamment le PE103.**

[56] La Régie, dans son rapport de suivi 2011 des évaluations du PGEÉ, considérait que les rapports d'évaluation des PE202-Chaudière à efficacité intermédiaire et PE210-Chaudières à condensation ne permettaient pas de valider entièrement l'impact énergétique de ces programmes. La Régie était notamment préoccupée par le fait que Gaz Métro ne possédait pas de données sur la quantité de chaudières installées sur son territoire ainsi que sur leur efficacité, ni d'information à l'égard du parc d'équipements de ses clients²⁶.

²² Suivi 2011 des évaluations des programmes du PGEÉ et du FEÉ de Gaz Métro, 28 avril 2011, page 16.

²³ Selon Gaz Métro, 88 % des participants se déclarent satisfaits du programme : pièce B-0156, pages 20 et 21.

²⁴ Pièce B-0207, page 11.

²⁵ Pièce B-0266.

²⁶ Suivi 2011 des évaluations des programmes du PGEÉ et du FEÉ de Gaz Métro, 28 avril 2011, pages 22 et 35.

[57] **La Régie note que Gaz Métro compte se pencher sur cet élément, mais lui demande de présenter ses recommandations à cet égard dans le cadre du PGEÉ 2013, plutôt que dans le cadre d'un prochain dossier tarifaire ou d'une prochaine évaluation du programme²⁷.**

[58] La Régie, dans son rapport de suivi 2011 des évaluations du PGEÉ, concluait que le résultat du calcul du taux de bénévolat du PE212-Chauffe-eau à condensation semblait anormalement élevé, compte tenu des objectifs annuels du programme. La Régie émettait une réserve quant à l'utilisation de cette hypothèse tant que l'évaluation spécifique du PE212 n'aurait pas été déposée et examinée²⁸.

[59] Gaz Métro indique que la méthode de calcul appliquée pour évaluer l'effet de bénévolat du PE212 est la même que celle utilisée pour évaluer l'effet de bénévolat de neuf autres programmes et qu'elle a été jugée opportune par la Régie. Dans ce contexte, le distributeur intègre, dès le présent dossier, l'ensemble des données mises à jour aux paramètres du PE212, incluant les économies d'énergie de 457 100 m³ associées au bénévolat.

[60] Pour mesurer l'effet de bénévolat, Gaz Métro propose de communiquer avec des non-participants à des fins de vérification, en 2013 et 2014. Gaz Métro explique ce délai par la nécessité d'éviter la sursollicitation des non-participants²⁹.

[61] Bien que la méthode de calcul du taux de bénévolat du PE212 soit utilisée pour plusieurs programmes et que les hypothèses qui la sous-tendent aient effectivement été jugées appropriées, la Régie maintient ses réserves quant aux résultats de son application au PE212. Dans ce contexte, la Régie considère que l'exercice de vérification proposé par Gaz Métro est valable. Cependant, compte tenu que les ajustements aux gains énergétiques des programmes sont apportés de façon strictement prospective³⁰, des économies d'énergie de 457 100 m³/an seront créditées pour le bénévolat du PE212 sans qu'un ajustement *a posteriori* ne soit prévu, si les résultats de l'exercice de vérification devaient infirmer les hypothèses retenues.

²⁷ Pièce B-0156, pages 30 et 34.

²⁸ Suivi 2011 des évaluations des programmes du PGEÉ et du FEÉ de Gaz Métro, 28 avril 2011, page 11.

²⁹ Pièce B-0156, pages 35 et 36.

³⁰ Pièce B-0207, page 12.

[62] **Tenant compte de ce qui précède, la Régie ordonne à Gaz Métro d'appliquer, comme par le passé, un taux de bénévolat de 0 % au PE212³¹ jusqu'à l'obtention des résultats de l'exercice de vérification qu'elle propose.**

[63] Dans la décision D-2011-073, la Régie demandait à Gaz Métro d'élaborer sur la notion de tendanciel et sur le fait que 42 % des économies d'énergie du PGEÉ 2010 étaient associées aux PE207-Études de faisabilité (CII³²) et PE211-Études de faisabilité (VGE³³). Dans cette décision, la Régie demandait également à Gaz Métro d'élaborer sur l'ampleur que prennent ces programmes sur les objectifs, les résultats et la rentabilité du PGEÉ³⁴.

[64] Selon Gaz Métro, les économies attribuables aux PE207 et PE211 ne peuvent être considérées comme des économies tendanciennes puisqu'elles sont le résultat de mesures d'efficacité énergétique qui vont au-delà des façons de faire courantes et qui n'auraient pas été identifiées sans l'intervention d'un ingénieur spécialisé. Cependant, Gaz Métro reconnaît qu'il se peut que des études de faisabilité de la même nature que celles promues par les PE207 et PE211 soient réalisées par des non-participants non influencés par ces programmes³⁵.

[65] La Régie considère que l'existence de ces « *non-participants non influencés ayant réalisé des études de faisabilité* » indique que le tendanciel associé à ces programmes diffère de zéro. La Régie ne souscrit pas, par ailleurs, à l'opinion de Gaz Métro, qui affirme :

« [...] ces études, *que ça soit tendanciel ou que ça ne soit pas tendanciel*, à notre avis ça n'a aucun lien direct avec les économies [...] qui sont générées par les programmes du PGEÉ. Donc, il peut bien y en avoir, mais ça ne fait pas partie des économies générées³⁶. »

[66] La Régie précise que le tendanciel doit être considéré au moment de la comptabilisation des économies d'énergie qu'il réduit. En effet, si une tendance à l'économie d'énergie existe déjà pour une mesure donnée, les nouvelles économies

³¹ Dossier R-3720-2010 Phase 2, pièce B-17, Gaz Métro-9, document 2, page 15.

³² Commercial, institutionnel et industriel.

³³ Ventes grandes entreprises.

³⁴ Décision D-2011-073, dossier R-3745-2010, page 21.

³⁵ Pièce B-0119, pages 4 et 9; pièce A-0048, pages 15 et 16.

³⁶ Pièce A-0048, page 16.

d'énergie générées seront moindres que pour une mesure implantée là où la tendance est inexistante. Ce sont les économies d'énergie marginales qui importent et qui justifient les programmes d'efficacité énergétique.

[67] Considérant que le tendanciel associé aux PE207 et PE211 n'est pas nul, la Régie demande à Gaz Métro d'émettre une hypothèse documentée à cet égard, différente de 0 %, dans le cadre du PGEÉ 2013.

[68] Par ailleurs, Gaz Métro reconnaît que les résultats réels combinés des PE207 et PE211 ont représenté, respectivement, 18 %, 29 % et 42 % des résultats de 2008, 2009 et 2010, soit une progression importante. Selon Gaz Métro, cette variation est presque entièrement attribuable au PE211.

[69] Gaz Métro précise que les résultats plus élevés observés en 2010 sont liés à la participation simultanée de quatre clients majeurs ainsi qu'à une participation générale supérieure à la prévision³⁷.

[70] En ce qui a trait au PE207, la Régie constate que les économies d'énergie moyennes attribuées à chacun des participants croissent substantiellement entre 2011 et 2012. En effet, les objectifs d'économie d'énergie passent de 748 464 m³ en 2011 à 947 136 m³ en 2012, bien que le nombre de participants demeure le même. Il en résulte une économie d'énergie moyenne de 15 925 m³/participant en 2011 et de 20 152 m³/participant en 2012. Il s'agit d'une hausse de près de 27 %, qui ne peut être justifiée par les résultats réels de 2010³⁸.

[71] En ce qui a trait au PE211, la Régie observe que, malgré les explications fournies par Gaz Métro quant à la participation exceptionnelle de quatre clients majeurs, les objectifs d'économie d'énergie de 2011 demeurent au même niveau que les résultats observés en 2010. Néanmoins, la Régie observe une forte diminution des objectifs moyens par participant entre 2012 et 2011³⁹.

³⁷ Pièce B-0119, pages 10 et 11.

³⁸ Dossier R-3720-2010 Phase 2, pièce B-17, Gaz Métro-9, document 2, page 7; pièce B-0244, page 7; dossier R-3745-2010, pièce B-0042, page 42 : les économies d'énergie réelles associées aux 50 participants étaient de 679 380 m³, soit 13 588 m³/participant, en moyenne.

³⁹ Dossier R-3720-2010 Phase 2, pièce B-17, Gaz Métro-9, document 2, page 7 : les économies d'énergie prévues en 2011 sont de 9 709 024 m³ pour 24 participants, soit 404 543 m³/participant; dossier R-3745-2010, pièce B-0042, page 45 : les économies d'énergie réelles associées aux 30 participants de 2010 étaient de 12 902 948 m³, soit 430 098 m³/participant, en moyenne; pièce B-0244, page 7 : les objectifs de 2012 sont de 3 823 750 m³ pour 33 participants, soit 115 871 m³/participant, en moyenne.

[72] **La Régie considère que l'explication fournie par Gaz Métro quant à la part des économies d'énergie due aux PE207 et PE211 ne répond que partiellement à sa requête et demande à Gaz Métro de compléter sa réponse lors du rapport annuel 2011, en se penchant, notamment, sur le niveau des économies d'énergie moyennes du PE211, ainsi que sur la croissance anticipée des économies d'énergie moyennes du PE207. La Régie demande également à Gaz Métro de justifier tout écart majeur entre les objectifs fixés et les résultats observés, pour ces deux programmes.**

[73] Dans la décision D-2011-073, la Régie s'inquiétait de la non-rentabilité de quatre programmes du PGEÉ, soit les PE113-Chauffe-eau instantané, PE212-Chauffe-eau à condensation, PE215-Infrarouge (CII) et PE217-Infrarouge (VGE)⁴⁰.

[74] Bien que le projet-pilote PE113 demeure non rentable en 2012, Gaz Métro fait valoir qu'il permet une transformation du marché qui justifie son maintien dans le PGEÉ 2012⁴¹. **Dans ce contexte, la Régie autorise Gaz Métro à poursuivre en 2012 ses interventions dans le cadre du projet-pilote PE113.**

[75] Par ailleurs, compte tenu que le PE212 devient rentable dès 2012 et que la rentabilité combinée des PE217 et PE215 s'avère positive dès 2012, **la Régie autorise Gaz Métro à maintenir ces programmes et le projet-pilote dans le PGEÉ 2012.**

[76] Enfin, considérant qu'elles sont suffisamment justifiées et satisfaisantes, **la Régie approuve l'ensemble des autres modifications proposées par le Groupe de travail aux programmes du PGEÉ et à leurs paramètres.**

3.4.7 ÉVALUATION DES PROGRAMMES

[77] La Régie prend acte du calendrier des évaluations 2012 proposé par le Groupe de travail. Elle note également l'intention de Gaz Métro de présenter en même temps que son rapport annuel 2011, pour un examen par voie administrative, l'évaluation du PE113,

⁴⁰ Décision D-2011-073, dossier R-3745-2010, page 21.

⁴¹ Pièce B-0119, pages 13, 14 et 17.

l'évaluation des effets de distorsion du PE213-Chaudière et chauffe-eau efficace ainsi que l'évaluation des effets de bénévolat des programmes VGE⁴².

[78] À cet égard, la Régie demande à Gaz Métro de tenir compte, lors de l'interprétation des résultats de l'évaluation du PE113, du fait que son aide financière a déjà été réduite.

3.5 PROGRAMME DE FLEXIBILITÉ TARIFAIRE

[79] Gaz Métro demande à la Régie de reconduire, jusqu'au 30 septembre 2013, le programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie pour les clients des tarifs D₁ et D₃ déjà reconduit jusqu'au 30 septembre 2012 par la décision D-2010-144⁴³.

[80] 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.

[81] La Régie reconduit, jusqu'au 30 septembre 2013, les programmes de flexibilité tarifaire mazout et biénergie aux clients des tarifs D₁ et D₃.

3.6 ÉTABLISSEMENT DES TARIFS

[82] Les tarifs sont fixés de manière à générer un revenu requis totalisant 949,8 M\$⁴⁴. Ce montant correspond au revenu plafond duquel est déduite la part des clients des gains de productivité.

[83] La baisse des tarifs de distribution qui s'ensuit s'établit à 0,23 %. Cette baisse provient de l'effet combiné des variations des volumes de gaz naturel consommés, du revenu plafond et du revenu requis.

⁴² Pièce B-0156, pages 10 et 11.

⁴³ Décision D-2010-144, dossier R-3720-2010 Phase 2, page 22.

⁴⁴ Pièce B-0239, page 1.

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

TABLEAU 2
Calcul de l'ajustement tarifaire global demandé en 2011
(000 \$)

	Distribution (D)	Inventaires (F, C)	Transport (T)	Équilibrage (É)	TOTAL
Revenu plafond	526 851	5 475	318 043	106 950	957 319
Gains de productivité (à rembourser aux clients)	(7 536)				(7 536)
Revenu requis ⁽¹⁾	519 315	5 475	318 043	106 950	949 782
Tarifs 2009-2010 ⁽²⁾	520 513	6 854	368 366	58 527	954 260
Ajustement tarifaire	(1 198)	(1 380)	(50 323)	48 423	(4 477)
Variation	-0,23 %	-20,13 %	-13,66 %	82,73 %	-0,47 %

⁽¹⁾ Revenu requis à récupérer dans les tarifs.

⁽²⁾ Tarifs en vigueur en 2011 appliqués aux volumes projetés de 2012.

Source : Pièce B-0239, page 1

Note : Les totaux peuvent différer pour cause d'arrondissement.

[85] **La Régie rendra sa décision finale sur le revenu requis et les ajustements tarifaires lorsqu'elle recevra les informations demandées dans la présente décision.**

3.7 CONCLUSION SUR LE RAPPORT DU GROUPE DE TRAVAIL

[86] **La Régie approuve, pour l'année tarifaire 2012, la proposition du Groupe de travail en ce qui a trait à 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.**

[87] **La Régie demande au distributeur de réviser et de déposer, au plus tard le 7 décembre 2011 à 12 h, après consultation du Groupe de travail, l'ensemble des pièces nécessaires à l'établissement des tarifs de l'année 2012 en y appliquant les modifications contenues à la présente décision.**

[88] **Compte tenu que la date d'émission de la présente décision est postérieure au 1^{er} octobre 2011 et que les tarifs en vigueur ont été déclarés provisoires par la décision D-2011-153, 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 PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER — HORIZON 2012-2014

[89] Tel que requis par le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*⁴⁵ (le *Règlement sur le plan*), Gaz Métro dépose son plan d'approvisionnement gazier pour approbation, conformément à l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁴⁶ (la *Loi*). Ce plan présente la prévision triennale de la demande de gaz naturel ainsi que les outils d'approvisionnement requis pour satisfaire cette demande.

4.1.1 DEMANDE DE GAZ NATUREL

[90] Les livraisons globales, avant interruptions, pour les années 2012 à 2014 sont présentées au tableau suivant.

⁴⁵ (2001) 133 G.O. II, 6037.

⁴⁶ L.R.Q., c. R-6.01.

TABLEAU 3
Livraisons globales de gaz naturel 2012–2014
(avant interruptions)⁴⁷
(millions de m³)

	2012	2013	2014
Service continu	4 090,3	4 030,1	4 012,3
Service interruptible	1 216,1	1 164,6	1 176,3
Total	5 306,4	5 194,6	5 188,7

4.1.2 CONTEXTE ET STRATÉGIES D'APPROVISIONNEMENT

[91] Selon le distributeur, l'objectif premier du plan d'approvisionnement 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. Plus particulièrement, 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.

[92] 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.

[93] Concomitamment à l'augmentation des tarifs de TransCanada Pipelines Limited (TCPL), le différentiel de lieu à Dawn a baissé de façon importante. Le présent contexte amène Gaz Métro à envisager, pour les prochaines années, des modifications à sa structure d'approvisionnement.

⁴⁷ Pièce B-0351, page 44.

Fourniture de gaz naturel

[94] La stratégie d'approvisionnement du distributeur varie en fonction du point d'acquisition.

[95] En 2012, plus de 80 % des achats de gaz naturel se feront à Dawn. Le distributeur privilégie des contrats à court terme à Dawn afin d'optimiser l'appariement des achats avec la demande et de moduler le tout en fonction de la variation de cette demande, tant sur une base mensuelle, annuelle que pluriannuelle. Certaines strates minimales peuvent être contractées pour des durées supérieures à un an. Gaz Métro demeure prudente quant à ses achats à plus long terme afin de conserver toute la flexibilité dont elle pourrait avoir besoin si le contexte changeait.

[96] Au point d'acquisition Empress, Gaz Métro effectuera les achats requis quotidiennement, sur une base *spot*. Gaz Métro ne procédera donc pas à un appel d'offres cette année.

Transport

[97] Dans sa décision D-2009-156⁴⁸, la Régie demandait à Gaz Métro de présenter, dans le cadre du présent dossier tarifaire, une analyse de rentabilité en matière de renouvellement des contrats de transport *Firm Transmission Short Haul* (FTSH) et *Firm Transmission Long Haul* (FTLH).

[98] 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. Au cours de la dernière année, Gaz Métro a décontracté un total de 1 866 10³m³/jour dans l'ouest canadien. Une partie de cette capacité de transport (97 10³m³/jour) a cependant été remplacée par des contrats sur le marché secondaire et par des capacités de transport détenues directement par ses clients. Une nouvelle méthode d'évaluation des interruptions a résulté en des capacités de

⁴⁸ Dossier R-3690-2009.

transport excédentaire de $1056 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$ qui font partie des $1866 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$ décontractés.

[99] **La Régie prend acte du suivi déposé par Gaz Métro.**

Équilibrage

[100] Le portefeuille d'outils d'équilibrage de Gaz Métro est constitué en partie de trois sites d'entreposage souterrain et de l'usine de gaz naturel liquide (GNL) dont elle est propriétaire. L'autre partie consiste en des achats effectués à Dawn.

4.1.3 PLANIFICATION ANNUELLE 2012

4.1.3.1 Détermination de la demande de la journée de pointe pour l'année tarifaire 2012

[101] Pour l'année 2012, Gaz Métro établit à $27\,489 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$ la demande de la journée de pointe. Le distributeur estime à $27\,757 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$ les outils d'approvisionnement requis pour répondre à l'hiver extrême.

[102] **La Régie considère que ces valeurs ont été dérivées conformément à la méthodologie acceptée dans la décision D-2009-156.**

4.1.3.2 Revenus d'optimisation

[103] Les revenus d'optimisation découlent des transactions opérationnelles et des transactions financières touchant les outils d'approvisionnement.

[104] Le distributeur distingue, parmi les transactions opérationnelles, les reventes de transport *a priori*, qui sont normalement effectuées avant que l'année ne débute, et les reventes de transport FTLH, réalisées en cours d'année. Aucune vente de transport *a priori* n'est prévue en 2012.

TRANSACTIONS OPÉRATIONNELLES

Revente en cours d'année du transport excédentaire FTLH

[105] Gaz Métro prévoit des ventes en cours d'année de transport FTLH inutilisé de $2,2^6\text{m}^3$ à un prix moyen de $2,614 \text{ ¢/m}^3$, ce qui correspond à un montant total de 0,06 M\$. Le prix de revente a été projeté en appliquant la méthode retenue dans la décision D-2009-156.

[106] **La Régie accepte les prix de revente qui résultent de l'application de la formule, tel que proposé par Gaz Métro.**

TRANSACTIONS FINANCIÈRES

[107] Gaz Métro propose de projeter les revenus des transactions financières à 5,9 M\$. Ce montant correspond à l'hypothèse retenue par la Régie lors du dernier dossier tarifaire. La Régie note que les revenus d'optimisation prévus de l'année en cours sont du même ordre de grandeur.

[108] **En conséquence, la Régie retient comme estimation vraisemblable des revenus de transactions financières une prévision de 5,9 M\$.**

4.1.4 PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2012-2014

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

4.1.4.1 Capacité de transport C1

[110] Gaz Métro a donné suite à la décision D-2010-144 en ajustant à la baisse les capacités de transport C1. Les besoins ont été réévalués à la suite de la signature d'un contrat d'échange. Elle a également ajusté la capacité en fonction de la réduction de la

capacité contractée de transport FTLH. Ces mesures prennent effet en avril 2013, compte tenu du préavis requis de deux ans.

[111] Les capacités actuellement détenues par Gaz Métro sont de $4\,485\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ et passeront à $4\,074\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ au 1^{er} avril 2012 et à $2\,639\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ au 1^{er} avril 2013. Gaz Métro évalue l'économie de coûts à 0,4 M\$ annuellement.

[112] La Régie est satisfaite de la méthodologie présentée par Gaz Métro pour évaluer les besoins de transport C1 et de la réduction des capacités détenues qui en découle.

4.1.4.2 Capacité de transport M12

[113] Gaz Métro a donné suite à la décision D-2010-144 de la Régie demandant d'ajuster à la baisse la capacité de transport M12. Ces mesures prennent effet le 1^{er} avril 2013, compte tenu du préavis requis de deux ans. L'impact sur les coûts, tel que présenté par Gaz Métro, est de 0,05 M\$ annuellement.

[114] La Régie est satisfaite de la réduction des capacités détenues qui en découle.

4.1.4.3 Renouvellement d'une capacité d'entreposage auprès de Union Gas

[115] Au cours des dernières années, constatant qu'une portion importante de la capacité d'entreposage détenue par Gaz Métro chez Union viendrait prochainement à échéance, la Régie demandait à Gaz Métro de présenter une preuve complète relative aux enjeux soulevés par le renouvellement des dites capacités de stockage. Dans sa décision au dossier tarifaire 2010, la Régie s'exprimait ainsi :

« [...] 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 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 présentées⁴⁹. »

⁴⁹ Décision D-2009-156, dossier R-3690-2009, pages 35 et 36

[116] Plus récemment, dans la décision D-2010-144, la Régie, tout en prenant acte des besoins de flexibilité opérationnelle de Gaz Métro et donnant son accord à l'étalement des dates de renouvellement, précisait que la quantité et les modalités d'entreposage devaient de nouveau faire l'objet d'une justification complète au prochain dossier tarifaire⁵⁰.

[117] Après avoir considéré l'ensemble de la preuve soumise par Gaz Métro, la Régie en arrive à la conclusion que le distributeur n'a pas répondu de façon satisfaisante à cette dernière exigence de la Régie. Les motifs étayant cette conclusion sont présentés dans une section confidentielle de la présente décision, contenue à l'annexe 3⁵¹.

4.1.4.4 Clause 10 jours d'interruption supplémentaires

[118] Dans la décision D-2010-144⁵², la Régie demandait à Gaz Métro de former un groupe de travail pour examiner la question du nombre de jours d'interruption et les principes d'établissement du tarif d'équilibrage pour la clientèle interruptible. Le groupe de travail devait examiner aussi le tarif d'équilibrage pour les clients en gaz d'appoint concurrence (GAC).

[119] De façon plus spécifique, la Régie précisait dans sa décision les éléments à considérer :

- la fixation du nombre de jours d'interruption inscrit au texte des *Conditions de service et Tarif*, lors de l'hiver extrême et lors de l'hiver normal;
- la méthode de répartition des coûts d'équilibrage et facteurs inducteurs pertinents;
- les paramètres utilisés pour la fixation des tarifs;
- la nécessité de retenir les 10 jours supplémentaires d'interruption au texte des *Conditions de service et Tarif*.

[120] Dans un premier temps, Gaz Métro propose d'apporter des modifications à la méthode utilisée pour établir le nombre de jours d'interruption maximum à inclure au texte des *Conditions de service et Tarif*. Les principales modifications apportées touchent

⁵⁰ Décision D-2010-144, dossier R-3720-2010 Phase 2, pages 38 et 39.

⁵¹ La Régie permet cependant aux intervenants ayant convenu d'une entente de confidentialité et de non-divulgaration de consulter ladite section.

⁵² Décision D-2010-144, dossier R-3720-2010 Phase 2, page 42.

les volumes prévus pour la clientèle interruptible, le traitement de l'entreposage à Pointe-du-Lac, la définition de la marge opérationnelle et la définition d'un hiver maximum, plus froid que l'hiver extrême⁵³.

[121] Gaz Métro juge, qu'avec la méthode proposée, elle sera en mesure de respecter le nombre maximum de jours d'interruption et qu'il n'y a plus lieu de maintenir au texte des *Conditions de service et Tarif* la clause des 10 jours d'interruption supplémentaires.

[122] La FCEI propose de maintenir la clause des 10 jours d'interruption supplémentaires. L'intervenante associe cette recommandation à sa proposition sur le calcul du prix de l'équilibrage pour les clients interruptibles. Cet enjeu est traité à la section suivante de la présente décision.

[123] **La Régie prend acte de la méthode modifiée d'établissement du nombre maximum de jours d'interruption à inscrire au texte des *Conditions de service et Tarif*. Elle est d'avis, comme Gaz Métro, qu'avec cette méthode il n'est plus nécessaire de maintenir la clause des 10 jours supplémentaires d'interruption et autorise donc son retrait du texte des *Conditions de service et Tarif*.**

4.1.4.5 Prix d'équilibrage

[124] Le distributeur ne propose aucune modification au calcul du prix d'équilibrage pour les clients interruptibles dans le cadre du présent dossier. Il explique avoir présenté au groupe de travail une nouvelle méthode pour fonctionnaliser les coûts d'équilibrage entre l'espace et la pointe qui permettrait une meilleure allocation des coûts de pointe et d'espace entre les clients continus et interruptibles.

[125] Gaz Métro juge toutefois que les réflexions doivent se poursuivre, puisque les travaux portant sur l'évaluation du coût évité et du crédit à allouer aux clients interruptibles n'ont pas été complétés. Elle indique que la révision du tarif d'équilibrage pourra se faire une fois cette nouvelle méthode d'allocation des coûts mise en place.

⁵³ Un hiver défini en majorant les degrés-jour (DJ) et les vitesses de vent normaux des mois de novembre à mars d'un pourcentage, spécifique à chacun des mois, basé sur les maximums historiques de chaque mois au cours des 20 dernières années.

[126] Gaz Métro propose cette année une nouvelle fonctionnalisation des coûts entre les services de transport et d'équilibrage. Cette modification a pour effet d'augmenter considérablement les coûts d'équilibrage, comparativement aux coûts 2011, et occasionne un effet à la baisse sur le prix minimum d'équilibrage.

[127] En effet, le prix minimum calculé au dossier tarifaire 2012 serait de $-5,126 \text{ ¢/m}^3$. Il s'agit du plus bas prix minimum calculé depuis l'instauration de celui-ci au 1^{er} octobre 2005. Ce prix est largement inférieur au prix minimum de $-1,561 \text{ ¢/m}^3$ établi au dossier tarifaire 2011.

[128] Selon le distributeur, un prix minimum établi à $-5,126 \text{ ¢/m}^3$ aurait pour effet d'augmenter considérablement les crédits octroyés aux clients ayant des profils de consommation inverses et, plus particulièrement, ceux octroyés aux clients interruptibles au volet A.

[129] Gaz Métro juge non souhaitable l'effet à la hausse du crédit octroyé à ces clients. Cette hausse va à contre sens des réflexions à venir sur le tarif d'équilibrage qui pourraient conduire à une baisse éventuelle des crédits d'équilibrage.

[130] Gaz Métro propose donc le maintien du prix minimum d'équilibrage à $-1,561 \text{ ¢/m}^3$ tel qu'établi au dossier R-3720-2010, de façon à éviter l'accroissement des crédits octroyés et la volatilité du prix d'équilibrage.

[131] La FCEI propose de modifier, dès cette année, le nombre de jours d'interruption utilisé dans le calcul du prix de l'équilibrage des clients interruptibles. L'intervenante propose de maintenir la clause des 10 jours, mais de soustraire ces 10 jours du nombre maximum de jours d'interruption inscrit au texte des *Conditions de service et Tarif*. De cette façon, le distributeur a toujours accès au même nombre de jours d'interruption, sauf que s'il souhaite utiliser les 10 derniers jours, il doit verser une compensation aux clients.

[132] En réponse à une demande de renseignements de la Régie, la FCEI mentionne qu'il est envisageable de ne pas limiter à 10 le nombre de jours pour lesquels une compensation devrait être versée aux clients dans la formule de calcul du prix d'équilibrage qu'elle propose⁵⁴.

⁵⁴ Pièce C-FCEI-0030, page 2.

[133] De plus, la FCEI constate que Gaz Métro inclut dans l'établissement du nombre de jours maximum d'interruption une marge opérationnelle permettant de compenser les erreurs de prévisions météorologiques et les interruptions en bloc. L'intervenante juge que la partie de la marge opérationnelle prévue pour les interruptions en bloc ne sert qu'à accommoder les clients interruptibles et que ces jours d'interruption ne sont pas utiles au distributeur. Elle propose donc de ne pas inclure ces jours d'interruption dans le calcul du tarif d'équilibrage.

[134] L'UMQ propose de considérer, dans le calcul du prix d'équilibrage, dès cette année, le nombre maximum de jours d'interruption sous le scénario de l'hiver extrême après prise en compte de la marge opérationnelle. L'intervenante propose d'appliquer cette méthode, de façon temporaire en 2012, dans l'attente des conclusions de la réflexion sur le tarif d'équilibrage.

[135] L'UMQ indique toutefois ne pas s'opposer à ce que la notion d'un hiver maximum⁵⁵ soit considérée dans le plan d'approvisionnement et pour déterminer le nombre maximum de jours d'interruption à inscrire aux *Conditions de service et Tarif*.

[136] En réponse à une demande de renseignements de la Régie, Gaz Métro indique qu'il est possible d'utiliser un nombre de jours d'interruption inférieur au nombre maximum prévu aux *Conditions de service et Tarif* dans le calcul du prix d'équilibrage. Le distributeur indique que, dans cette situation, il pourrait envisager une compensation pour les clients interruptibles lorsque le nombre réel de jours d'interruption dépasse le nombre de jours utilisé dans le calcul du prix d'équilibrage. Dans le contexte où le groupe de travail n'a pas terminé ses réflexions sur le service d'équilibrage, Gaz Métro juge toutefois prématuré la mise en place d'une telle modification potentiellement temporaire.

[137] Compte tenu que les travaux du groupe de travail sur le tarif d'équilibrage ne sont pas complétés, **la Régie accepte la proposition de Gaz Métro de ne pas apporter de changement à la formule de calcul du prix d'équilibrage de la clientèle interruptible. Elle accepte également de maintenir, pour 2012, le tarif minimum d'équilibrage à -1,561 ¢/m³ de façon à éviter un accroissement des crédits d'équilibrage accordés aux clients interruptibles.**

⁵⁵ Un hiver défini en majorant les degrés-jour (DJ) et les vitesses de vent normaux des mois de novembre à mars d'un pourcentage, spécifique à chacun des mois, basé sur les maximums historiques de chaque mois au cours des 20 dernières années.

[138] **La Régie demande toutefois à Gaz Métro de retenir, dans la réflexion sur la révision du tarif d'équilibrage, le principe visant à dissocier le nombre de jours d'interruption maximum à inscrire au texte des *Conditions de service et Tarif* et le nombre de jours d'interruption à utiliser pour établir le tarif d'équilibrage. Elle lui demande également de retenir le principe visant à compenser les clients interruptibles dans les cas où le nombre de jours d'interruption réel est plus grand que le nombre de jours utilisé dans le calcul du tarif.**

[139] Gaz Métro propose une méthode pour réviser annuellement le tarif d'équilibrage des clients consommant du GAC. Dans le cadre du dossier tarifaire 2003, ce tarif avait été fixé au prix moyen d'équilibrage appliqué au tarif D₄ et n'a pas été modifié depuis.

[140] À partir du profil annuel de consommation de l'ensemble des clients consommant du GAC pour 2009-2010, le distributeur établit que le prix d'équilibrage 2011-2012 serait de 0,356 ¢/m³. Il note que ce prix se situe entre celui appliqué à un client ayant un profil de consommation parfaitement stable (0,00 ¢/m³) et le prix pour le profil de consommation moyen de l'ensemble de la clientèle du tarif D₄ (0,518 ¢/m³)⁵⁶.

[141] Ne pouvant pas présumer du futur profil de consommation de l'ensemble de la clientèle consommant du GAC, Gaz Métro propose d'établir le tarif d'équilibrage de ces clients à la moyenne entre le prix pour un profil de consommation parfaitement stable (0,00 ¢/m³) et le prix pour un profil de consommation moyen de l'ensemble de la clientèle du tarif D₄ et de réviser ce tarif, sur cette base, à chaque dossier tarifaire.

[142] **La Régie approuve la méthode d'établissement du tarif d'équilibrage pour les clients consommant du GAC proposée par Gaz Métro.**

4.1.5 SUIVI DES MARCHÉS RÉGIONAUX

[143] L'ACIG, dans sa preuve, souligne l'importance que revêtent à ses yeux les prix du gaz naturel dans la région du nord-est américain.

⁵⁶ Pièce B-0197, page 69.

« Il devient donc important de suivre l'évolution des prix dans les marchés régionaux et à Iroquois. Cette comparaison des prix se fait en termes d'un différentiel de lieu par rapport au prix de référence en Amérique du Nord qui est le prix NYMEX. Le prix livré à GMI EDA doit lui aussi être cité en termes de prix NYMEX.

La Régie devrait encourager Gaz Métro à inclure ce type d'information dans son plan d'approvisionnement gazier. Cette information serait un indicateur de l'effet de certains changements sur la dynamique régionale de marché⁵⁷. »

[144] Gaz Métro invoque deux arguments pour ne pas fournir les informations demandées par l'ACIG sur les prix régionaux du gaz naturel dans le nord-est américain :

- ces informations ne sont pas pertinentes;
- des clauses de confidentialité empêchent la publication de certaines données.

[145] Compte tenu de l'ensemble des changements au contexte du gaz naturel touchant le nord-est américain, la Régie considère qu'il serait hasardeux d'affirmer que les prix du gaz naturel à divers points dans le nord-est américain ne sont pas pertinents pour le plan d'approvisionnement. Ces comparaisons de prix se font généralement sur la base des prix NYMEX⁵⁸ ajustés pour un différentiel de lieu.

[146] La Régie considère que les orientations touchant les plans d'approvisionnement de Gaz Métro sont stratégiques et ne doivent pas être limitées par des questions techniques, comme, par exemple, la confidentialité des banques de données sur des prix de marché.

[147] La Régie ordonne, par conséquent, à Gaz Métro de prendre les mesures requises pour que les informations touchant les prix du gaz naturel dans le nord-est américain puissent être divulguées dans le cadre de la revue annuelle du plan d'approvisionnement.

⁵⁷ Pièce C-ACIG-0013, page 5.

⁵⁸ New York Mercantile Exchange (NYMEX).

4.1.6 SUIVIS DIVERS

[148] La Régie prend acte des suivis suivants déposés par le distributeur :

- comparaison des prévisions des ventes avec les données réelles (volumes normalisés) (décision D-2008-140⁵⁹);
- comparaison des prévisions de la journée de pointe avec les données réelles (décision D-2008-140);
- prévision de la journée de pointe en utilisant 39 DJ et des conditions moyennes de vent à cette température (décision D-2010-144).

4.2 APPROBATION DES COÛTS ASSOCIÉS À L'ACTIVITÉ DE VENTE DE GNL

[149] Dans la décision D-2010-144⁶⁰, la Régie demandait à Gaz Métro de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, une description détaillée des méthodes d'établissement des coûts utilisés pour chacun des éléments énoncés à la décision D-2010-057⁶¹, tant en mode prévisionnel qu'en mode réel, au moment de l'examen du rapport annuel.

[150] Dans cette même décision, la Régie établissait certains principes relatifs à l'évaluation des coûts de fourniture, compression, transport, équilibrage et distribution (F, C, T, E et D) à allouer aux clients GNL.

[151] Dans la décision D-2011-030⁶², la Régie précisait plusieurs règles régissant l'évaluation des coûts relatifs à l'utilisation de l'usine LSR⁶³ et au maintien de la fiabilité pour la clientèle de l'activité réglementée.

[152] Dans le cadre du présent dossier, Gaz Métro présente les méthodes d'établissement des coûts reliés à l'approvisionnement du client GNL et l'évaluation de ces coûts pour l'année tarifaire 2012.

⁵⁹ Dossier R-3662-2008 Phase 2.

⁶⁰ Décision D-2010-144, dossier R-3720-2010 Phase 2, page 50.

⁶¹ Décision D-2010-057, dossier R-3727-2010, page 9.

⁶² Dossier R-3751-2010.

⁶³ Liquéfaction, stockage et regazéification (LSR).

4.2.1 MÉTHODES D'ÉTABLISSEMENT DES COÛTS

Coûts reliés à l'utilisation de l'usine LSR

[153] Le distributeur calcule la portion des coûts d'entreposage et de liquéfaction à allouer au client GNL en tenant compte des pertes par évaporation. Il répartit les pertes par évaporation au prorata de la capacité d'entreposage réservée pour les clients réguliers et le client GNL.

[154] Tenant compte de l'évaporation, Gaz Métro évalue que les coûts d'utilisation de l'usine LSR à allouer au client GNL sont de 179 000 \$⁶⁴ pour un volume total de GNL de 2 10⁶m³ prévu pour 2012.

[155] La Régie approuve les coûts d'utilisation de l'usine LSR de 179 000 \$ à allouer au client GNL pour l'année 2012.

Coûts reliés aux composantes F, C, T, E, D et au Fonds vert

[156] Le distributeur calcule le coût de chacune des composantes F, C, T, E et D, conformément à la décision D-2010-144, à partir des coûts unitaires moyens établis au présent dossier.

[157] Pour les composantes E et D, il retient le coût unitaire moyen d'un client ayant un profil de consommation similaire à celui de l'usine LSR dans son ensemble. Pour 2012, ce profil correspond à un client au palier 5.8, volet A du tarif D₅.

[158] Gaz Métro établit le coût du service du Fonds vert en appliquant le tarif du Fonds vert du distributeur établi au dossier tarifaire 2012.

[159] La Régie approuve la méthode d'établissement des coûts liés aux composantes fourniture, compression, transport, équilibrage, distribution et au Fonds vert.

⁶⁴ Pièce B-0031, page 16.

4.2.2 TRAITEMENT DU DOSSIER TARIFAIRE 2012

[160] Gaz Métro indique avoir ajusté son revenu requis de façon à considérer la projection du remboursement de l'ensemble des coûts attribués à Gaz Métro Solution Transport (GMST) pour l'année 2012. Elle précise que le revenu requis ajusté servira à l'établissement des tarifs pour l'année 2012.

[161] Gaz Métro mentionne également avoir ajusté son revenu plafond en ajoutant un facteur exogène équivalent aux coûts de distribution attribués à GMST et avoir ajusté l'exogène relatif au Fonds vert afin de refléter la portion du coût de service attribué à GMST.

[162] **La Régie juge ce traitement conforme à ses décisions passées⁶⁵.**

4.2.3 COÛT DE MAINTIEN DE LA FIABILITÉ

[163] Dans la décision D-2011-030, la Régie prévoyait que Gaz Métro devait appliquer un coût de maintien de la fiabilité aux ventes de GNL à GMST. Elle avait demandé que ce coût soit basé sur le coût des outils de transport à acquérir avant le début de l'année pour maintenir la fiabilité des ventes du distributeur en cas d'hiver extrême. En effet, la totalité de la provision additionnelle requise pour assurer les ventes de Gaz Métro en cas d'hiver extrême est acquise de cette façon.

[164] Gaz Métro propose une option applicable seulement aux ventes de GNL à GMST. Cette dernière s'engagerait à rembourser les coûts reliés aux outils d'approvisionnement seulement s'il s'avérait dans les faits qu'ils étaient requis, c'est-à-dire après la fin de l'année, seulement si l'hiver extrême se matérialisait. GMST n'aurait donc pas à payer un coût de maintien de la fiabilité si aucun coût additionnel n'était encouru.

[165] En audience, Gaz Métro indique qu'elle n'envisage pas étendre cette façon de procéder à la clientèle des services réglementés. Les arguments invoqués par Gaz Métro sont les suivants :

⁶⁵ Décision D-2010-057, dossier R-3727-2010; décision D-2010-144, dossier R-3720-2010 Phase 2; décision D-2011-030, dossier R-3751-2010.

- si l'hiver extrême se matérialise et qu'il s'avère impossible de se procurer sur le marché au cours de cet hiver les outils requis pour répondre aux besoins, les conséquences pour les clients de Gaz Métro et le réseau seraient catastrophiques;
- la situation de GMST est différente, les clients de GMST pourraient, le cas échéant, être interrompus puisqu'ils ont des solutions de rechange comme, par exemple, des camions utilisant du diesel.

[166] L'audience permet cependant de faire ressortir qu'au moment de la constatation de l'hiver extrême, des livraisons de GNL à GMST auraient déjà été effectuées à même le réservoir de GNL servant à garantir la fiabilité des ventes réglementées du distributeur. En effet, la constatation d'un hiver extrême prend un certain temps et les livraisons à GMST se dérouleraient normalement dans l'intervalle. Par conséquent, si jamais les outils d'approvisionnement ne sont pas disponibles sur le marché, la clientèle des services réglementés du distributeur serait à risque.

[167] Confrontée à ce scénario, Gaz Métro indique que la disponibilité des outils d'approvisionnement sur le marché n'est qu'une question de prix et que GMST est prête à payer des sommes considérables.

« Solutions Transport va avoir une absolue obligation de nous le rembourser, ils vont être prêts à payer, peu importe ce que ça coûte. Et ce n'est pas tout le monde dans le marché qui est prêt à payer n'importe quel prix⁶⁶. »

[168] La FCEI affirme que si c'est possible pour GMST, ce devrait l'être également pour la clientèle des services réglementés.

[169] La Régie constate que, si des situations où il n'y a pas d'outils disponibles sur le marché sont possibles, la proposition de Gaz Métro sur le maintien de la fiabilité comporte des risques pour la clientèle des services réglementés et le réseau, qui ont d'ailleurs été amplement décrits par Gaz Métro. Dans un tel contexte, la Régie ne peut accepter la proposition de Gaz Métro.

[170] Par ailleurs, si la philosophie qui prévaut est que les outils sont toujours disponibles et qu'il ne s'agit que d'une question de prix, la Régie considère qu'il devrait

⁶⁶ Pièce A-0040, page 51.

alors être possible pour la clientèle des services réglementés de bénéficier du même traitement. Dans ce contexte, la Régie ne peut non plus accepter la proposition de Gaz Métro.

[171] La Régie rejette la proposition de Gaz Métro et établit le coût de la fiabilité pour GMST selon la décision D-2011-030.

[172] La Régie invite le distributeur à lui soumettre, dans le cadre d'un dossier tarifaire ultérieur, un rapport qui traiterait spécifiquement de la question de la fiabilité globale des ventes du distributeur en cas d'hiver d'extrême et de la possibilité d'acquérir, au besoin seulement, une partie ou l'ensemble des outils requis pour assurer cette fiabilité. Toute proposition découlant de ce rapport devra accorder le même traitement à la clientèle des services réglementés et à GMST.

[173] Conformément à la décision D-2011-030⁶⁷, pour l'année 2011-2012, le distributeur détermine qu'il devra faire un achat supplémentaire de $26 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ de transport FTSH sur la période d'hiver pour compenser la vente de GNL et maintenir la sécurité d'approvisionnement de sa clientèle régulière. Il évalue le coût de cet approvisionnement additionnel à 100 000 \$ en considérant le tarif de transport FTSH de TCPL à 100 % de CU⁶⁸ ($2,489 \text{ ¢/m}^3$)⁶⁹.

[174] La Régie approuve le coût de maintien de la fiabilité de 100 000 \$ pour l'année 2012.

4.3 TAUX DE RENDEMENT

4.3.1 CADRE JURIDIQUE

[175] En vertu de l'article 31 de la Loi, la Régie réglemente les activités de distribution de gaz naturel au Québec, dont celles pour lesquelles Gaz Métro détient un droit exclusif.

⁶⁷ Décision D-2011-030, dossier R-3751-2010, page 14.

⁶⁸ Coefficient d'utilisation (CU).

⁶⁹ Pièce B-0031, page 10.

[176] Diverses dispositions de la Loi encadrent l'exercice de la fixation d'un taux de rendement par la Régie. Lorsqu'elle fixe un tarif de gaz naturel, ce dernier doit être juste et raisonnable [article 49 (7)]. Le tarif qu'elle fixe doit permettre l'atteinte, par le distributeur, d'un rendement raisonnable sur la base de tarification [article 49 (3)]. De plus, la Régie doit 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).

[177] Dans le cadre du présent dossier, la norme du rendement raisonnable et les critères utilisés pour l'établir n'ont fait l'objet d'aucun débat. Dans sa décision D-2009-156⁷⁰, la Régie précisait son rôle et ses pouvoirs lorsqu'elle fixe un taux de rendement pour un distributeur. Après avoir passé en revue la jurisprudence élaborée au cours des ans par les tribunaux supérieurs canadiens et américains, la Régie rappelait les trois critères qui ont été historiquement reconnus par les régulateurs comme base pour l'établissement de la norme du rendement raisonnable, soit les critères de l'investissement comparable, de l'intégrité financière et de l'attraction des capitaux.

[178] 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).

[179] Dans sa décision D-2009-156, la Régie concluait 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.

⁷⁰ Dossier R-3690-2009.

[180] Par ailleurs, dans cette même décision, la Régie considérait que son devoir était de déterminer un taux de rendement raisonnable et que la méthode qu'elle utilisait relevait de sa discrétion. À cet égard, la Régie rappelait que les tribunaux ont reconnu la grande latitude et la discrétion des organismes de régulation dans le choix de la meilleure méthode pour fixer un taux de rendement raisonnable sur l'avoir de l'actionnaire.

4.3.2 TAUX DE RENDEMENT

4.3.2.1 Modèles utilisés pour établir le coût de l'avoir propre

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

[182] L'expert retenu par Gaz Métro, le D^r Morin, utilise le modèle d'évaluation des actifs financier (MÉAF), le modèle empirique d'évaluation des actifs financiers (MEÉAF), le modèle d'actualisation des flux monétaires (AFM), l'historique de la prime de risque des sociétés réglementées à partir des rendements réalisés d'indices américains et l'historique de la prime de risque des sociétés réglementées à partir des rendements autorisés américains. Pour sa part, l'expert retenu par l'ACIG, le D^r Booth, utilise le MÉAF. Il valide l'estimation obtenue à l'aide du modèle AFM⁷¹. Ce dernier porte sur l'ensemble du marché canadien et non sur un titre en particulier.

[183] Le MÉAF est représenté par l'équation suivante :

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

[184] 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 (β).

⁷¹ Pièce C-ACIG-0015, page 66.

[185] Le taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire résultant des calculs du D^r Booth en vertu du MÉAF se situe dans une fourchette allant de 6,75 % à 7,80 %, avant la prise en compte des frais d'émission, de l'ajustement pour le risque de Gaz Métro et des écarts de crédit entre les rendements des obligations à long terme des sociétés réglementées canadiennes et ceux des obligations du gouvernement. Après la prise en compte de ces éléments, le D^r Booth recommande, pour Gaz Métro, un taux de rendement autorisé sur l'avoir de l'actionnaire de 8,1 %, soit le point-milieu de sa fourchette allant de 7,5 % à 8,7 %.

[186] Le taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire résultant des calculs du D^r Morin en vertu du MÉAF est de 9,09 %, avant la prise en compte des frais d'émission et de l'ajustement pour le risque de Gaz Métro.

[187] Le MEÉAF est représenté par l'équation suivante :

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

[188] 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 qui utilisent comme estimateur du taux sans risque le rendement de 30 jours des bons du trésor (T-Bills) de 90 jours. La correction obtenue par l'introduction d'un facteur alpha (α) dans l'équation du MEÉAF se traduit par une hausse de l'ordonnée à l'origine et une réduction de la pente de la relation linéaire.

[189] Selon l'expert de l'ACIG, la correction pour ce biais n'est plus justifiée lorsqu'on utilise, comme estimateur du taux sans risque, les rendements des obligations de long terme des gouvernements. De plus, il qualifie le MEÉAF du D^r Morin de modèle d'ajustement à double bêta⁷² lorsque celui-ci utilise le MEÉAF et des bêta ajustés. Il indique que les résultats empiriques ne justifient pas l'utilisation des bêta ajustés dans le MEÉAF.

[190] 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 question⁷³.

⁷² Pièce C-ACIG-0015, page 46.

⁷³ Pièce B-0058, page 42.

[191] Le D^r Morin utilise le modèle AFM pour estimer le taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire de Gaz Métro. Le D^r Booth utilise ce modèle uniquement aux fins de validation des résultats produits par le MÉAF pour l'ensemble du marché canadien. Ce modèle indique que le prix (P) d'une action est égal à la valeur actualisée au taux (k) de ses dividendes futurs qui croissent indéfiniment au taux (g).

[192] Le modèle AFM s'exprime donc par l'équation :

$$P = D_1 / (k - g)$$

ou, écrit d'une autre façon

$$k = D_1 / P + g$$

où

k = taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire

D₁ = dividende versé à l'année 1

P = prix au marché de l'action

g = taux de croissance des dividendes

[193] Le D^r Morin utilise le modèle AFM à partir des prévisions d'analystes financiers, pour différents indices américains. Selon le D^r Morin, les résultats de l'application du modèle AFM pour les sociétés réglementées canadiennes serait probablement peu fiable. En effet, il explique qu'il y a peu de sociétés canadiennes réglementées, qu'il y a eu beaucoup de changements de propriétaire et beaucoup de restructurations corporatives, que leurs titres sont peu transigés, qu'il y a peu de comparables avec un historique de données financières homogènes et, finalement, qu'il est difficile d'obtenir un estimateur fiable du taux de croissance des dividendes étant donné que les analystes financiers ne produisent pas de prévisions de croissance pour les sociétés réglementées canadiennes⁷⁴.

⁷⁴ Pièce B-0058, page 52.

[194] Le D^r Morin présente la prévision des analystes financiers pour la croissance viable à l'infini, pour différents indices américains :

- modèle AFM - Natural Gas Utilities Value Line Growth – 4,6 %;
- modèle AFM - Natural Gas Utilities Zacks Growth – 4,7 %;
- modèle AFM - Combination Gas & Elec Utilities Value Line Growth – 6,9 %;
- modèle AFM - Combination Gas & Elec Utilities Zacks Growth – 5,8 %.

[195] À partir de ces estimations de croissance, il présente des estimations de rendements des sociétés réglementées américaines pour différents indices américains avant toute prise en compte de frais d'émission et d'un ajustement pour le risque spécifique d'une société :

- modèle AFM - Natural Gas Utilities Value Line Growth – 8,6 %;
- modèle AFM - Natural Gas Utilities Zacks Growth – 8,6 %;
- modèle AFM - Combination Gas & Elec Utilities Value Line Growth – 10,8 %;
- modèle AFM - Combination Gas & Elec Utilities Zacks Growth – 10,3 %.

[196] Le D^r Morin utilise également les rendements réalisés de l'indice Standard & Poor's *S&P utility* pour la période 1930-2010, afin de calculer une prime de risque historique. Celui-ci est constitué de sociétés réglementées américaines de l'industrie du gaz naturel et de l'électricité. À partir du rendement annuel de cet indice, il soustrait annuellement les revenus d'intérêts des obligations à long terme du gouvernement américain en excluant le gain ou la perte en capital, afin de calculer la prime de risque pour la période. Par la suite, il additionne cette prime de risque à sa prévision du taux de rendement des obligations de 30 ans du gouvernement du Canada pour l'année 2012, qu'il établit à 4,4 %. Il refait le même exercice à partir de l'indice *Moody Natural Gas* pour la période de 1955-2001.

[197] Le taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire résultant des calculs du D^r Morin est de 9,9 % pour l'indice *S&P utility* et 10,1 % pour l'indice *Moody Natural Gas*, avant toute prise en compte de frais d'émission et d'un ajustement pour le risque spécifique d'une société.

[198] Enfin, le D^r Morin calcule une prime de risque implicite pour les sociétés réglementées américaines à partir de près de 600 décisions de régulateurs américains sur le taux de rendement couvrant la période de 1986 à 2010. Il calcule cette prime de risque entre les rendements autorisés par les régulateurs américains et les rendements des obligations américaines à long terme en excluant le gain ou la perte en capital. Par la suite, il additionne cette prime de risque à sa prévision du taux de rendement des obligations de 30 ans du gouvernement du Canada pour l'année 2012, qu'il établit à 4,4 %. Les frais d'émissions sont inclus dans la prime étant donné qu'ils sont inclus dans les rendements autorisés des régulateurs américains.

[199] Dans ce dernier cas, le taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire résultant des calculs du D^r Morin est de 10,6 %, incluant les frais d'émission mais avant toute prise en compte d'un ajustement pour le risque spécifique d'une société.

[200] La Régie a déjà statué sur le MEÉAF⁷⁵. Elle est d'avis qu'il n'y a pas de nouveaux éléments pouvant la mener à reconsidérer ce modèle.

[201] Quant au modèle reposant sur l'historique de la prime de risque des sociétés réglementées à partir des rendements réalisés d'indices américains, la Régie constate que les rendements des indices *S&P utility* et *Moody Natural Gas* sont calculés à partir des rendements réalisés des sociétés de gestion américaines. Ces dernières peuvent inclure autant des actifs réglementés que non réglementés.

[202] Par ailleurs, la Régie s'interroge sur le résultat produit par ce modèle. En effet, la Régie constate un écart important entre le résultat de 5,5 % à 5,7 % pour la prime de risque calculée à partir de ces indices, alors que dans l'application du MÉAF présentée par le D^r Morin, cette prime de risque est de 4,7 % sur la base d'une prime de risque du marché de 6,7 % et d'un bêta de 0,70. En utilisant ce même bêta et les primes de risque de 5,5 % à 5,7 % découlant des indices américains *S&P utility* et *Moody Natural Gas*, on en déduit une prime de risque de marché de l'ordre de 7,8 % à 8,1 %. La Régie juge que ces primes de risque de marché ne reflètent pas la réalité historique observée.

[203] Pour ce qui est du modèle s'appuyant sur l'historique de la prime de risque des sociétés réglementées à partir des rendements autorisés américains, la Régie souligne la

⁷⁵ Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, page 71.

circularité de cet exercice. Lors de l'audience, le D^r Morin indique ce qui suit au sujet de la circularité⁷⁶ :

« R. Votre question soulève des points très intéressants en matière de réglementation. C'est le fameux argument de circularité. Si on se regarde dans des miroirs, il n'y a jamais rien qui va changer. L'économie pourrait s'effondrer puis si tout le monde a le même taux de rendement comme si on se regarde dans des miroirs.

Alors, l'expert financier ce qu'il fait pour essayer de contourner cette difficulté de circularité c'est qu'il va examiner des données de marché, des bêtas, des cours boursiers, des méthodes MÉAF, méthode AFM qui, elles, minimisent cet élément de circularité. Vous avez sans doute remarqué dans mon témoignage que je fais rarement et même jamais référence à ce que les autres régulateurs ont fait en matière de taux de rendement parce que ça devient circulaire. Alors, l'on l'évite cette circularité-là en s'appuyant sur des données de marché. »

[204] Quant au modèle AFM, la Régie est d'avis que ce modèle comporte certaines difficultés pratiques, notamment quant à l'estimation du taux de croissance des dividendes des titres choisis. La Régie note que l'estimation du taux de croissance des dividendes est prospective et qu'elle repose sur les prévisions des analystes financiers. La Régie note également que l'application de ce modèle se fait à partir de données américaines uniquement.

[205] **En regard de la preuve soumise, la Régie retient principalement aux fins de sa décision le MÉAF.** Il s'agit de l'approche retenue dans ses décisions antérieures. 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.

[206] L'utilisation de ce modèle comporte cependant des difficultés que la Régie aborde plus en détail dans les sections suivantes.

[207] 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, aux fins de son appréciation du taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire de Gaz Métro, les résultats du modèle AFM, malgré les faiblesses mentionnées précédemment.

⁷⁶ Pièce A-0051, pages 159 et 160.

TAUX SANS RISQUE

[208] Le MÉAF requiert l'établissement d'un taux sans risque (R_f) auquel s'ajoute 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.

[209] Le D^r Morin propose un taux sans risque de 4,40 %⁷⁷ pour l'application du MÉAF, tandis que le D^r Booth propose un taux sans risque de 4,50 %⁷⁸.

[210] Enfin, le taux sans risque découlant du Consensus Forecasts du mois d'août 2011 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, se situe à 3,91 %⁷⁹.

[211] Sur la base de la preuve au dossier, la Régie établit le taux sans risque dans une fourchette variant de 3,91 % à 4,50 %.

PRIME DE RISQUE DU MARCHÉ

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

[213] Le D^r Morin présente une prime de risque du marché de 6,70 % à partir d'études sur la base de données historiques ou sur la base de données prévisionnelles⁸⁰. Les dates de début et de fin des données historiques varient d'une étude à l'autre.

[214] Le D^r Booth présente des estimations de la prime de risque du marché à partir de séries de données couvrant des périodes débutant en 1926 et en 1957 et se terminant en 2010⁸¹. Il établit ses estimations à partir des moyennes arithmétique et géométrique et de la méthode des moindres carrés ordinaires. Il recommande une prime de risque du marché de 5,5 %. Sa recommandation est corroborée par une étude du professeur

⁷⁷ Pièce B-0058, pages 22 à 25.

⁷⁸ Pièce C-ACIG-0015, pages 31 à 33.

⁷⁹ Pièce B-0304.

⁸⁰ Pièce B-0273, page 17.

⁸¹ Pièce C-ACIG-0017, pages 14, 15 et 26.

Fernandez. Les résultats de cette étude sont établis à partir des opinions d'un échantillon de professeurs de finance, d'analystes financiers et de dirigeants de sociétés⁸².

[215] La Régie souligne qu'elle a statué dans le passé sur l'établissement de la prime de risque de marché à partir de moyennes arithmétiques des données historiques ainsi que sur les sources de données pour établir cette prime de risque de marché⁸³. La Régie décide de faire porter son appréciation sur les données historiques à partir d'études autant canadiennes qu'américaines qui lui donnent accès à des données fiables et mises à jour de façon régulière.

[216] La Régie maintient 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. Dans ce contexte, la Régie choisit d'accorder une prépondérance aux moyennes de longues périodes.

[217] La Régie souligne également que dans sa décision D-2009-156⁸⁴, aux fins d'estimer la prime de risque du marché, elle utilisait des proportions égales pour les données canadiennes et américaines. La Régie utilise la même approche en tenant compte de la preuve au présent dossier.

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

RISQUE D'UN DISTRIBUTEUR REPÈRE

[219] Aux fins d'application du principe d'isolement, la Régie définit le distributeur repère comme étant une société de service public dont 100 % des activités sont réglementées et présentant un niveau de risque faible. Ce risque est mesuré par le facteur bêta. Celui-ci représente le différentiel de risque entre la société repère et le marché en général.

⁸² Pièce C-ACIG-0015, page 52.

⁸³ Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, pages 73 et 74.

⁸⁴ Décision D-2009-156, dossier R-3690-2009, page 62.

[220] 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 permettant de définir le distributeur repère qu'à l'obtention de séries de données valables pour procéder à une estimation robuste.

[221] Le D^f Morin présente un bêta ajusté de 0,70 calculé à partir de différents indices canadiens et américains. Il motive l'utilisation de ces bêta ajustés sur le fait qu'ils sont publiés et accessibles aux investisseurs.

[222] Le D^f Booth présente diverses estimations basées 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 des bêta des sociétés réglementées qu'il évalue entre 0,45 et 0,55. Le D^f Booth utilise des bêta bruts pour le calcul de ces estimations. Il indique que les bêta bruts sont publiés par des maisons de courtage comme celle de la Banque Royale⁸⁵.

[223] Le D^f Morin utilise des bêta ajustés pour tenir compte des recherches empiriques montrant la tendance des bêta à converger vers un. Le D^f Booth soutient plutôt que les sociétés réglementées étant habituellement des sociétés moins risquées, leurs bêta convergent vers la moyenne des bêta de leur groupe et non vers un qui correspond à la moyenne des bêta de l'ensemble des sociétés du marché.

[224] En ce qui a trait à l'utilisation de bêta ajustés, la Régie retient la conclusion qu'elle a déjà exprimée dans ses décisions antérieures⁸⁶. L'explication couramment utilisée dans les milieux de la recherche financière pour justifier un ajustement des bêta bruts, soit la tendance observée sur le plan empirique pour les bêta en général d'évoluer à terme vers la moyenne du marché qui est de un, ne peut être valablement retenue dans le cas d'une entreprise réglementée. En présence de droits exclusifs de distribution, il apparaît difficile de concevoir comment le risque propre à cette activité pourrait se modifier substantiellement à la hausse et évoluer vers le risque du marché au fil des ans.

[225] Ceci ne résout toutefois pas nécessairement de façon entière la problématique reliée à la qualité des bêta bruts et à leur capacité à prédire correctement les rendements

⁸⁵ Pièce C-ACIG-0075.

⁸⁶ Décision D-2010-147, dossier R-3724-2010; décision D-2009-156, dossier R-3690-2009; décision D-2007-116, dossier R-3630-2007; décision D-2003-93, dossier R-3492-2002.

dans le cadre de 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. **En conséquence, sur la base de la preuve au dossier, la Régie établit le bêta d'un distributeur repère dans une fourchette de 0,50 à 0,60.**

RISQUE DE GAZ MÉTRO

[226] Le risque d'affaires du distributeur a fait l'objet d'un examen en profondeur en 2007 et 2009. Sur la base de la preuve au dossier, la Régie refait, en 2011, l'examen de ce risque.

[227] Le D^r Morin évalue qu'un ajustement de 40 points de base à la hausse est justifié par le différentiel des bêta ajustés, le différentiel d'avoir propre requis selon le pointage du risque d'affaires évalué par *S&P utility* et son jugement informé d'expert⁸⁷. Il attribue ce risque supérieur à la composition de la clientèle et à la position concurrentielle par rapport aux autres formes d'énergie.

[228] De plus, le D^r Morin indique qu'il y a deux façons d'ajuster le risque supérieur de Gaz Métro, soit par un taux de rendement plus élevé ou par un ratio de capitalisation plus élevé ou un levier financier moins élevée. Le D^r Morin indique que ces 40 points de base sont équivalents à une augmentation de 4 % d'avoir propre selon des études théoriques et empiriques⁸⁸.

[229] Gaz Métro demande d'augmenter de 4 % le niveau d'avoir propre pour le faire passer de 38,5 % à 42,5 % et de diminuer de 7,5 % à 3,5 % les actions privilégiées. Le D^r Morin présente une recommandation différente qu'il explique ainsi⁸⁹ :

« Q.80 WHAT BUSINESS RISK AND FINANCIAL RISK PROFILE HAS S&P CURRENTLY ASSIGNED TO GMLP?

A. S&P classifies GMLP as having "excellent" business risk and "significant" financial risk. This profile indicates an implied rating of A-, that is, low single A, based on the table above. Based on this profile, the debt ratio guideline is 45%-50%, that is, an equity ratio of 50%-55%. GMLP's equity ratio of 46% (common 38.5% plus preferred 7.5%) places the company outside those

⁸⁷ Pièce B-0058, page 64.

⁸⁸ Pièce B-0058, page 77.

⁸⁹ Pièce B-0058, pages 75 et 76.

guidelines. My recommended common equity ratio in the range of 40%-45%, or 47.5% - 52.5% inclusive of preferred equity, would place the Company close to the bottom end of the S&P debt targets. » [nous soulignons]

[230] Selon le D^r Booth, le risque de Gaz Métro a baissé depuis la dernière décision de la Régie en 2009⁹⁰. Selon l'expert, le développement des gaz de schiste est un changement important qui se traduit par une augmentation de l'offre. De plus, il indique que la baisse du prix du gaz naturel a augmenté sa compétitivité par rapport au pétrole et à l'électricité.

[231] Le D^r 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, qu'un ratio de capitalisation plus élevé et une couverture plus étendue des risques assurée par la présence de nombreux comptes de frais reportés viennent contrebalancer ce risque d'affaires plus élevé.

[232] Selon la Régie, le risque pour l'investisseur correspond à l'incertitude liée, sur un horizon de placement, à la réalisation du rendement sur son capital ainsi qu'à la récupération de son capital.

[233] La Régie constate que l'historique de rendements réalisés montre la constance de Gaz Métro à réaliser son rendement autorisé⁹¹. La Régie constate également que la compétitivité du gaz naturel, face aux autres sources d'énergie, s'est améliorée depuis 2009⁹².

[234] Selon la Régie, les détenteurs d'obligations et de parts de Gaz Métro ont, par rapport au contexte de 2009, des perspectives très semblables en ce qui a trait au risque à long terme. Dans les rapports des agences de crédit, on ne retrouve pas de constat quant à la matérialisation du risque de ne pas récupérer le capital pour les activités réglementées au Québec⁹³.

[235] La Régie considère le risque global de l'entreprise supérieur à celui du distributeur repère, notamment en raison de la composition de sa clientèle et de la concurrence de

⁹⁰ Pièce C-ACIG-0015, page 2.

⁹¹ Pièce B-0178, Gaz Métro-7, document 12.5, page 3.

⁹² Pièce B-0178, Gaz Métro-7, document 12.2.

⁹³ Pièce B-0308, pages 7 et 8.

l'électricité au Québec. Cependant, elle tient compte dans son appréciation de la structure de capital présumée de Gaz Métro, soit 38,5 % d'avoir propre et 7,5 % d'actions privilégiées, qui est supérieure à celle du distributeur repère, ainsi que de la couverture plus étendue de ces mêmes risques par des comptes de frais reportés.

[236] La Régie juge que le risque de l'entreprise ne s'est pas modifié significativement depuis la décision D-2009-156, bien qu'il soit toujours supérieur à celui d'un distributeur repère. **Sur la base de la preuve au dossier, la Régie considère 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.**

[237] **La Régie considère également que le risque supérieur à celui d'un distributeur repère est compensé par sa structure de capital présumée. La Régie maintient la structure de capital présumée de 38,5 % d'avoir propre, de 7,5 % d'actions privilégiées et de 54 % de dette.**

FRAIS D'ÉMISSION ET AUTRES COÛTS D'ACCÈS AU MARCHÉ DES CAPITAUX

[238] En 2009, les frais d'émissions ont fait l'objet d'un examen détaillé qui reposait sur une évaluation des coûts d'émission réels depuis 1993, tels que fournis par Gaz Métro.

[239] Le D^r Morin recommande 30 points de base pour ces frais.

[240] Le D^r Booth recommande 50 points de base pour ces frais. Il soutient qu'un tel ajustement est compatible avec la pratique appliquée par plusieurs régulateurs.

[241] **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.**

RÉSULTATS DES AUTRES MODÈLES

[242] 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 sur l'avoir de l'actionnaire.

[243] 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 le modèle AFM, malgré les faiblesses mentionnées plus haut.

[244] Par ailleurs, la Régie rappelle que, dans sa décision D-2007-116⁹⁴, 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 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.

[245] 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 MÉAF est justifié dans les circonstances.

COMPARAISON AVEC LES DISTRIBUTEURS CANADIENS

[246] Dans le cadre du présent dossier, Gaz Métro a produit une preuve sur la comparaison des rendements autorisés et des structures de capitaux présumées des distributeurs canadiens⁹⁵.

[247] En réponse à une demande de renseignements, Gaz Métro explique les éléments importants qui ont changé depuis la décision D-2009-156 et qui ont un impact significatif aux fins de la détermination du taux de rendement.

« Depuis la décision D-2009-156, les autres distributeurs canadiens ont vu leur taux de rendement et leur structure de capital évoluer et s'ajuster à la hausse de façon plus marquée que Gaz Métro. »

⁹⁴ Dossier R-3630-2007.

⁹⁵ Pièce B-0057.

De plus, dans le cadre du dossier EB-2009-0084, l'Ontario Energy Board a remis à niveau le taux de rendement pour mettre en place une nouvelle formule d'ajustement automatique qui prévoit un taux de 9,66 % en 2011. Gaz Métro prévoit donc une augmentation des rendements des distributeurs repères en raison des taux qui seront octroyés à Enbridge Gas Distribution et Union Gas à compter de 2012⁹⁶. »

[248] La Régie examine, ci-après, la preuve présentée par Gaz Métro. Elle rappelle cependant le risque de circularité que cet exercice comporte, tel qu'exprimé par le D^r Morin⁹⁷.

Structure de capital

[249] La Régie constate que la comparaison des structures de capital présentée par Gaz Métro exclut les actions privilégiées⁹⁸. En réponse à une demande de renseignements, Gaz Métro produit un tableau⁹⁹ indiquant la portion d'actions privilégiées dans la structure de capital des distributeurs comparables qu'elle a identifiés. La Régie souligne que lorsque l'on considère à la fois les actions ordinaires et les actions privilégiées de Gaz Métro, cette dernière est le distributeur ayant le moins de dette dans sa structure de capital présumée, si on exclut Western Division de la société Pacific Northern Gas Ltd.

[250] Gaz Métro indique que si on augmentait la proportion de dette de 54 % à 57,5 %, le risque financier augmenterait vraisemblablement¹⁰⁰.

[251] Le D^r Morin explique, dans une réponse à une demande de renseignements¹⁰¹, les effets d'un ratio de dette élevé dans une structure de capital :

« All else remaining constant [...] The results of empirical studies and theoretical studies indicate that equity costs increase from 7.6 to 13.8 basis points per one percentage point increase in the debt ratio. The more recent studies indicate that the upper end of that range is more indicative of the effect on equity costs. »

⁹⁶ Pièce B-0178, Gaz Métro-7, document 12.2, page 1.

⁹⁷ Pièce A-0051, pages 159 et 160.

⁹⁸ Pièce B-0057, page 7.

⁹⁹ Pièce B-0181, page 22.

¹⁰⁰ Pièce A-0051, page 18.

¹⁰¹ Pièce B-0178, Gaz Métro-7, document 12.1, page 7.

[252] Selon le D^r Morin, une cote de crédit A est celle qui minimise les coûts de financement¹⁰². Or, la Régie constate que Gaz Métro a une cote de crédit A stable, selon l'agence de notation *S&P utility*, avec un ratio d'environ 70 % de dette dans sa structure de capital réelle. La Régie estime que la cote de crédit et les informations contenues dans le rapport de *S&P utility*, notamment sur les activités réglementées de distribution de gaz naturel au Québec, sont des informations pertinentes que le marché utilise dans l'évaluation du risque de Gaz Métro, comme le D^r Morin l'exprime¹⁰³.

[253] Dans sa preuve, le D^r Morin indique que pour obtenir une cote de crédit A selon les paramètres de S&P, le ratio de dette doit être entre 45 % et 50 %. Il indique également que le ratio de capitaux propres de Gaz Métro devrait se situer entre 40 % et 45 % et entre 47,5 % et 52,5 %, lorsqu'on y inclut les actions privilégiées¹⁰⁴.

[254] La Régie conclut qu'aucun des comparables canadiens identifiées par Gaz Métro ne respecte les paramètres de *S&P utility*.

[255] Dans son argumentation, l'ACIG mentionne ce qui suit en ce qui a trait au ratio de dette des comparables :

« Pour les fins de son analyse, M. Cabana fait également défaut de tenir compte du niveau élevé d'avoir privilégié dans la structure de capital présumé de Gaz Métro. La preuve démontre que, contrairement à Gaz Métro, les sociétés Atco Gas, Terasen Gas, Enbridge Gas et Union Gas ne disposent d'aucun avoir privilégié dans leur structure de capital présumée pour fins réglementaires, ce qui a évidemment pour effet d'augmenter considérablement le poids de leur dette par rapport à Gaz Métro. Ainsi, [...] on apprend que pour les années 2010 et 2011, les composantes dette dans la structure de capital présumée de ces sociétés étaient les suivantes :

- *ATCO Gas 61,0 %*
- *Terasen Gas 60,0 %*
- *Enbridge Gas 64,00 %*
- *Union Gas 64,00 %*

¹⁰² Pièce B-0058, page 71.

¹⁰³ Pièce A-0051, pages 159 et 160.

¹⁰⁴ Pièce B-0058, pages 75 et 76.

On ne saurait sous-estimer l'importance que comporte ces niveaux de dettes plus élevés dans l'appréciation du risque financier de ces sociétés aux yeux de la communauté des investisseurs¹⁰⁵. »

[256] À propos des actions privilégiées, le D^r Booth mentionne :

« In the case of Gaz Metro, the 7.5% preferred share component is deemed and does not represent an increase in financial risk to the common shareholder. That is, there are no preferred share dividends that have to be paid prior to a dividend to the common shareholder. To all intents and purposes, Gaz Metro has a 46% common equity component at a cost equal to a weighted average of its allowed ROE and preferred share cost. In Dr. Booth's judgment, the additional 10% common equity component over Union and EGD offsets Gaz Metro's higher business risk so that also allowing a higher ROE amounts to double counting. Consequently Dr. Booth does not recommend a premium to his estimate of a fair ROE for a benchmark utility¹⁰⁶. » [nous soulignons]

[257] La Régie détermine que Gaz Métro, avec 54 % de dette présumée, a nettement moins de dette dans sa structure de capital présumée que ses comparables, ce qui reflète son risque supérieur à celui d'un distributeur repère.

Taux de rendement

[258] Gaz Métro utilise le résultat produit par la formule de l'Ontario Energy Board (OEB), en application depuis 2010 pour les distributeurs d'électricité, pour calculer les rendements autorisés d'Enbridge Gas Distribution Inc. (Enbridge) et de Union Gas, pour 2010 et 2011. Or, il n'est pas acquis que cette formule s'appliquera à Enbridge et Union Gas. Par ailleurs, la Régie constate que la durée du mécanisme incitatif d'Enbridge est de cinq ans, soit de 2008 à 2012 avec une possibilité d'extension jusqu'en 2014¹⁰⁷. Tel que confirmé en audience, les rendements autorisés pour Enbridge et Union Gas, pour 2010 et 2011, sont plutôt de 8,39 % et 8,54 % respectivement¹⁰⁸. Ainsi, la Régie juge que, dans sa comparaison, Gaz Métro anticipe les décisions de l'OEB relatives aux taux de rendement autorisés pour Enbridge et Union Gas.

¹⁰⁵ Pièce C-ACIG-0084, page 15.

¹⁰⁶ Pièce C-ACIG-0022, pages 5 et 6.

¹⁰⁷ C-FCEI-0034, page 25.

¹⁰⁸ Pièce A-0057, pages 188 et 189.

[259] Gaz Métro reproduit sa comparaison¹⁰⁹ en utilisant les rendements autorisés d'Enbridge et de Union Gas. De plus, elle retire de son échantillon la société Fortis BC, étant donné que cette entreprise est un distributeur d'électricité. Enfin, elle justifie la taille de son échantillon de sociétés canadiennes ainsi : sur une base statistique, un régulateur ne pourrait établir un taux de rendement à l'aide d'un échantillon de quelques sociétés¹¹⁰.

[260] En audience, Gaz Métro indique que pour les fins de comparaison, on ne devrait pas utiliser un taux de rendement autorisé qui n'a pas été mis à jour depuis cinq ans.

[261] La Régie constate que dans le cadre du dossier R-3690-2009, l'expert de Gaz Métro, le D^r Carpenter, avait utilisé, aux fins de comparaison, des taux de rendement autorisés par les régulateurs américains provenant de décisions remontant aussi loin que l'année 1999¹¹¹. La Régie est d'avis que pour servir de comparaison, c'est le taux de rendement autorisé tiré de la dernière décision disponible qui doit être utilisé.

[262] Gaz Métro ajoute que les rendements réalisés par Enbridge et Union Gas ont été substantiellement plus élevés que les rendements autorisés¹¹².

[263] Le D^r Morin indique que le sujet des rendements réalisés dépasse le cadre de sa preuve¹¹³.

[264] Le D^r Booth, pour sa part, émet plusieurs commentaires sur l'échantillon de comparables présentés par Gaz Métro. Il ne comprend pas pourquoi on inclut un distributeur d'électricité, soit Fortis BC, sans inclure les autres. Il indique que les sociétés P&G, Alta Gas, Gazifère, P&G Western, P&G Fort St. John, P&G Tumbler Ridge ne sont pas de bons comparables, étant donné qu'elles sont des petites sociétés. Il indique également que les comparables adéquats de Gaz Métro sont plutôt ATCO Gas, Terasen Gas, Union Gas et Enbridge¹¹⁴.

¹⁰⁹ Pièce B-0306.

¹¹⁰ Pièce B-0309, page 57.

¹¹¹ Dossier R-3690-2009, pièce B-28.

¹¹² Pièce A-0057, pages 175 et 176.

¹¹³ Pièce B-0178, Gaz Métro-7, document 12.5, page 3.

¹¹⁴ Pièce A-0051, pages 265 à 271.

[265] À partir des distributeurs comparables identifiés par le D^r Booth, la FCEI produit une comparaison des taux de rendement autorisés de ces sociétés sur la période de 2004 à 2011. Le tableau indique que Gaz Métro a un rendement supérieur à la moyenne de ces sociétés¹¹⁵.

[266] La Régie est d'avis qu'il est préférable d'avoir un échantillon de plusieurs sociétés comparables. Cependant, elle considère que l'inclusion ou non de sociétés dans un échantillon aux fins d'appréciation de comparaison doit prendre en compte, notamment, la taille du marché, le niveau de risque, le cadre réglementaire, etc.

[267] En conclusion de cet exercice de comparaison avec des distributeurs canadiens, la Régie constate que Gaz Métro se positionne favorablement, en tenant compte de la structure de capital présumée et du taux de rendement autorisé.

COMPARAISON AVEC LES DISTRIBUTEURS AMÉRICAINS

[268] En audience, il a été question 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.

[269] Selon la Régie, la preuve présentée à cet égard au présent dossier n'est pas très différente de celle dont elle a été saisie en 2009. La Régie est d'avis que la preuve soumise ne lui permet pas d'en arriver à des conclusions différentes de celles auxquelles elle était arrivée en 2009.

[270] 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 faible 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.

¹¹⁵ Pièce C-FCEI-0038, page 7.

[271] La Régie constate que la preuve du D^r Morin inclut des rendements réalisés calculés à partir de données consolidées. Le D^r Morin n'a pas calculé les rendements réalisés pour la partie réglementée uniquement des sociétés de son échantillon, étant donné qu'il ne possède pas cette information¹¹⁶. La Régie juge pertinentes ces informations. Elle juge également pertinente, aux fins de son appréciation, la comparaison, sur une longue période, entre les rendements autorisés et les rendements réalisés pour la partie des activités de distribution de gaz naturel des sociétés réglementées américaines de risque comparable.

[272] La preuve présentée ne permet donc pas à la Régie 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 et pour les sociétés à tarifs réglementés.

4.3.3 FORMULE D'AJUSTEMENT AUTOMATIQUE (FAA)

4.3.3.1 Preuve de l'experte McShane dans le cadre du dossier R-3724-2010

[273] Lors de son plaidoyer sur le taux de rendement, le procureur de Gaz Métro a soulevé l'irrecevabilité et l'illégalité de la mise en preuve, par le D^r Booth, du contenu du témoignage de l'experte McShane dans le cadre du dossier R-3724-2010 relatif à Gazifère.

« Et au paragraphe 267, je vous dis ceci. Cette volonté du témoin Booth de contrer le modèle "94 McShane", c'est comme ça qu'il l'a appelé dans son rapport lui-même, des deux côtés de l'Outaouais constitue un exercice qui est inutile parce que la Régie n'est pas saisie de la preuve versée au dossier de Gazifère et deuxièmement c'est un exercice qui est malheureusement irrecevable en droit parce que madame McShane n'est pas devant vous pour défendre sa formule.

Le docteur Booth a oublié de répondre au docteur Morin. Il s'est malheureusement employé à dire que la preuve de madame McShane est irrecevable. Mais il s'est trompé de dossier parce que la preuve de madame McShane n'est pas devant vous. Donc, tout son témoignage est irrecevable parce que, malheureusement, vous n'avez pas l'autre côté de la médaille.

¹¹⁶ Pièce B-0178, Gaz Métro-7, document 12.5, page 3.

Si vous vouliez écouter le témoignage de monsieur Booth qui tente de crucifier littéralement madame McShane, bien, il faudrait avoir la preuve de madame McShane qui, sauf erreur, et maître Sarault pourra peut-être me le confirmer, n'est pas au dossier de la Régie. Et madame McShane n'est pas là devant vous pour répondre. Parce que Gaz Métro ne l'a pas embauchée parce que... bien, je ne le sais pas pourquoi, mais Gaz Métro ne l'a pas embauchée. Je dis ça comme ça, puis je n'ai aucune idée. Mais il ne l'a pas embauchée. Elle a eu beaucoup de succès en Ontario, par contre, madame McShane. Je n'aurais pas dû dire ça, moi. Je sens que je ne connais pas toute l'histoire. Mais tout ce que je veux vous dire, Monsieur le Président, c'est que de deux choses l'une, ou bien on ajourne, on fait venir madame McShane et on nous donne la possibilité de répondre aux arguments de monsieur Booth, ou bien, malheureusement pour lui, la preuve de monsieur Booth est irrecevable. Pourquoi? Parce qu'il répond à une preuve qui n'est pas au dossier et on n'a pas la possibilité d'y répondre en l'absence de madame McShane.

C'est un peu juridique, là, mais c'est le genre d'affaire qui cause problème à un moment donné. Alors, malheureusement pour le docteur Booth, et je le soumets, la Régie ne peut pas retenir comme recevable cette preuve en l'absence de la preuve de madame McShane, parce que, malheureusement, vous n'avez qu'un côté de la médaille¹¹⁷. »

[274] La Régie ne retient pas ces prétentions. Tout d'abord, la Régie considère que les commentaires du procureur de Gaz Métro sont de la nature d'une objection à la preuve formulée tardivement. Gaz Métro ne s'est nullement objectée à cette preuve en cours d'audience. Ce n'est que lors de son plaidoyer, une fois la preuve close, de part et d'autre, qu'elle soulève l'illégalité. Une telle objection, non formulée en temps opportun, mais lors du plaidoyer, ne peut être accueillie.

[275] En référant au témoignage de M^{me} McShane, l'expert de l'ACIG ne faisait que rapporter les paramètres d'un débat scientifique ayant cours chez les régulateurs canadiens depuis plusieurs années quant à la meilleure méthode à utiliser pour fixer un taux de rendement raisonnable, en d'autres mots, du oui-dire. À cet effet, il est depuis fort longtemps reconnu qu'un expert devant témoigner devant un tribunal puisse recourir au oui-dire, ce qu'a fait l'expert de l'ACIG en rapportant la position de M^{me} McShane. La Cour d'appel s'est prononcée sur la question de la façon suivante :

¹¹⁷ Pièce A-0061, pages 250 à 252.

« Now, expert witnesses, in giving opinions within their fields of expertise, are entitled to base these opinions on second-hand evidence and this will not affect the admissibility of their opinions although it may affect their weight or probative value¹¹⁸. »

[276] La Régie juge que Gaz Métro, en acceptant subsidiairement que la formule adoptée par la Régie dans la décision D-2010-147, la « formule Gazifère », lui soit appliquée pour l'année témoin 2012, donnait ouverture à l'expert de l'ACIG de recourir à la preuve ayant menée à l'adoption de cette formule, d'autant plus qu'aucune objection n'a été formulée à cet égard.

[277] Enfin, le procureur de Gaz Métro insiste sur le fait que le D^r Booth n'a pas répondu au bon expert en répondant à M^{me} McShane, alors qu'il aurait dû s'employer à répondre au D^r Morin. Est-ce vraiment le cas? Un expert doit-il nécessairement répondre à un autre dans le cadre d'un dossier tarifaire? La Régie ne le croit pas.

[278] Lorsqu'elle procède à la fixation des tarifs, la Régie effectue un vaste exercice de consultation auprès de tous les participants, y incluant le distributeur. Il ne s'agit pas d'un litige faisant l'objet d'un débat contradictoire, mais plutôt d'un travail d'inquisition par lequel la Régie se doit d'obtenir toute l'information nécessaire pour lui permettre d'établir un taux de rendement raisonnable. Dans un tel contexte, il est souhaitable qu'un expert fasse valoir son opinion, indépendamment de celles des autres experts au dossier, sans avoir à leur répondre spécifiquement.

4.3.3.2 Formule d'ajustement retenue

[279] À la suite d'une demande de la Régie, Gaz Métro dépose le calcul du taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire pour 2012 résultant de l'application de la formule d'ajustement actuelle et de l'ajustement de 25 à 55 points de base, pour tenir compte de l'effet de la crise financière, retenu pour les années tarifaires 2010 et 2011. Ce taux de rendement s'établit, après avoir soustrait l'ajustement de 55 ou 25 points pour les années 2010 et 2011, dans une fourchette de 8,36 % à 8,66 %¹¹⁹.

¹¹⁸ *Paillé c. Lorcon Inc.*, [1985] C.A. 528.

¹¹⁹ Pièce B-0304.

[280] Le D^r Morin recommande une nouvelle formule d'ajustement du taux de rendement pour tenir compte des écarts de crédit corporatif et d'une sensibilité moindre du coût de l'avoir propre aux variations des rendements des obligations du gouvernement. Le D^r Morin recommande également que cette formule soit révisée aux trois ans.

[281] Le D^r Morin présente deux analyses au soutien de sa conclusion selon laquelle la sensibilité du coût de l'avoir propre aux variations des taux de rendement des obligations à long terme du gouvernement est plus petite que le facteur 0,75 de la présente formule.

[282] Dans la première analyse, le D^r Morin fait une régression entre la prime de risque implicite des sociétés réglementées américaines, à partir de près de 600 décisions de régulateurs américains sur le taux de rendement, et les rendements des obligations américaines à long terme pour la période de 1986 à 2010.

[283] Dans la deuxième analyse, le D^r Morin, fait une régression entre la prime de risque implicite des sociétés réglementées canadiennes, à partir de 31 décisions de l'Office national de l'énergie (ONÉ) sur le taux de rendement de 1980 à 1994, et les rendements des obligations à long terme du gouvernement canadien.

[284] À partir de ces résultats, le D^r Morin recommande la formule d'ajustement suivante, soit qu'à partir de la deuxième année, le taux de rendement serait égal :

- au taux de rendement initial;
- plus 50 % de la variation du taux de rendement des obligations de 30 ans du gouvernement du Canada par rapport à celui fixé initialement;
- plus 50 % de la variation du taux de rendement des obligations à long terme de l'ensemble des sociétés canadiennes réglementées de cote A, par rapport à celui fixé initialement.

[285] Le D^r Booth recommande l'application de la formule adoptée par la Régie pour Gazifère¹²⁰. Il précise que le facteur de 0,50 pour tenir compte des écarts de crédit lui semble excessif. Il le conserve cependant, en précisant que sur la durée d'un cycle

¹²⁰ Décision D-2010-147, dossier R-3724-2010, annexe 1.

économique complet, l'effet est neutre. Selon un rapport de la Banque du Canada, le facteur d'ajustement dû aux changements des écarts de rendement des obligations corporatives relié au risque de défaut, qui peut être lié à un changement du coût de l'avoir propre, serait de l'ordre de 37 %¹²¹.

[286] À partir de cette formule, le D^r Booth compare le taux de rendement sur l'avoir propre, selon sa formule, avec les rendements autorisés par l'ONÉ de 1995 à 2011.

[287] Selon le D^r Booth, avec un facteur d'ajustement de 50 % de la variation du taux de rendement des obligations de 30 ans du gouvernement du Canada, tel que proposé par le D^r Morin, les taux de rendement produits par cette formule sont supérieurs aux taux de rendement autorisés par l'ONÉ de 1995 à 2011. Selon le D^r Booth, cela implique qu'aucun régulateur canadien n'aurait autorisé des rendements raisonnables durant cette période. Par ailleurs, il rappelle que pendant la même période, les régulateurs canadiens ont refait l'exercice plus d'une fois, sur la base de preuves d'experts.

[288] Enfin, le D^r Booth considère que l'économie canadienne a récupéré de la dernière récession, mais que les problèmes reliés à la dette de pays souverains ont des impacts sur la situation économique mondiale. Il estime que les écarts de crédit sont supérieurs à ce qu'ils devraient être dans un cycle économique normal. Il recommande un ajustement de 25 à 40 points de base pour les effets liés aux écarts de crédit.

[289] La Régie retient le point de vue du D^r Booth selon lequel les écarts de crédit sont encore supérieurs à ce qu'ils devraient être dans un cycle économique normal. Compte tenu de la preuve au dossier et de 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 écarts de crédit.

[290] **Par conséquent, la Régie établit, pour tenir compte des écarts de crédit, une fourchette variant de 25 à 40 points de base.**

[291] La Régie est d'avis que la formule qu'elle a retenue pour Gazifère permet de faire fluctuer adéquatement le taux de rendement autorisé en fonction de la variation du taux

¹²¹ Pièce C-ACIG-0015, page 77.

de rendement des obligations de 30 ans des sociétés réglementées canadiennes, tout en tenant compte des écarts de crédit auxquels est soumise Gaz Métro.

[292] La Régie considère que la formule qu'elle a retenue pour Gazifère aurait permis, malgré une volatilité accrue des rendements autorisés, d'établir des rendements autorisés mieux adaptés durant la crise financière. **La Régie conclut qu'il y a lieu, pour établir le taux de rendement de Gaz Métro à compter de l'année tarifaire 2013, de remplacer la formule actuelle par celle qu'elle a retenue pour Gazifère.**

[293] **La Régie estime que, pour l'année tarifaire 2013 et les années subséquentes, l'ajustement pour les écarts de crédit est pris en compte par le deuxième membre de la nouvelle FAA.** Ainsi, dans l'éventualité où les écarts de crédit demeurent élevés, l'ajustement sera maintenu. À l'inverse, si les écarts de crédit reviennent à leur normale, l'ajustement diminuera.

[294] La Régie est d'avis que les écarts de rendement des obligations des sociétés réglementées de cote A ne réagissent pas de la même façon que les écarts de rendement des obligations des sociétés non réglementées de cote A pendant les cycles économiques, particulièrement pendant une crise financière. **La Régie retient l'indice C29530Y de Bloomberg comme estimateur des écarts de crédit des sociétés réglementées canadiennes. Pour les prochains dossiers tarifaires, la Régie demande donc à Gaz Métro de fournir les données de Bloomberg du mois de juillet aux fins de l'application de la nouvelle formule.**

[295] En audience, le D^f Booth indique que l'indice Bloomberg est respectivement pour juillet et août de 1,44 % et 1,51 %¹²². **La Régie retient la valeur de 1,5 % de l'indice Bloomberg aux fins de l'application de la nouvelle formule.**

[296] **La Régie fixe également, aux fins de l'application de la nouvelle formule, le taux sans risque à 4,0 %.**

[297] Ainsi, le taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire pour l'année tarifaire 2013 et les années subséquentes sera calculé selon la formule présentée à l'annexe 2.

¹²² Pièce C-ACIG-0083.

[298] La Régie précise que le taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire résultant de l'application de cette formule devra être exprimé en pourcentage arrondi à deux décimales.

4.3.3.3 Période d'application de la FAA

[299] Lors de son plaidoyer¹²³, le procureur d'OC, s'appuyant sur des décisions de l'OEB et du témoignage de l'expert Booth, soumet que les demandes répétitives de Gaz Métro pour modifier la FAA, trois fois dans les derniers cinq ans, vont à l'encontre des bienfaits, sur le plan de l'efficacité et de l'efficience réglementaire, de l'application d'une FAA. De plus, l'intervenante est préoccupée par les coûts liés à ces demandes. Ces coûts étant supportés par la clientèle, il n'y aurait aucun incitatif pour Gaz Métro de freiner ses demandes. L'intervenante assimile la stratégie de Gaz Métro à cet égard à de la « réglementation par l'usure ». Sur ce point, OC reçoit l'appui d'autres intervenants, notamment l'ACIG et l'UMQ.

[300] Lors de sa réplique¹²⁴, le procureur de Gaz Métro soumet que la Régie a le devoir de s'assurer que le taux de rendement est raisonnable à chaque année. Gaz Métro soutient que cette année, elle s'est présentée devant la Régie sur cet enjeu parce qu'elle n'avait pas le choix. Compte tenu de la durée limitée à deux ans de l'ajustement pour tenir compte de l'effet de la crise économique, il y avait une invitation à revenir pour discuter de l'ajustement de la FAA. Gaz Métro ajoute que la présente formule, qui était la même que Gazifère avant la décision D-2010-147¹²⁵, n'est plus applicable puisque la situation a évolué depuis 2009 et que les marchés connaissent une période de très forte volatilité.

[301] Gaz Métro assimile la demande d'OC et de l'ACIG de limiter sa capacité à revoir les modes d'ajustement de son taux de rendement comme bon lui semble, comme une mise en demeure, voire une clause punitive manifestement illégale, contraire aux principes établis dans la Loi.

[302] Selon Gaz Métro, il s'agit là d'une approche de tarification qui n'est pas sérieuse ni raisonnable.

¹²³ Pièce A-0059, pages 112 à 118.

¹²⁴ Pièce A-0063, pages 203 à 208.

¹²⁵ Dossier R-3724-2000 Phases 2 et 4.

[303] D'abord, la Régie tient à rappeler que Gaz Métro a, au cours des dernières années, présenté une preuve à l'appui de diverses méthodes d'établissement du taux de rendement. Au dossier R-3630-2007, elle a proposé l'utilisation de la méthode Fama-French. Dans le cadre du dossier R-3662-2008, elle a proposé que la Régie n'applique pas la FAA et augmente les frais d'émission. Au dossier R-3690-2009, elle a proposé l'utilisation de l'ATWACC¹²⁶, soutenant que la FAA était brisée. Finalement, au présent dossier, Gaz Métro demande que la Régie ajuste son taux de rendement et sa structure de capital présumée et qu'elle modifie la FAA. Gaz Métro s'est adressée à la Régie quatre fois durant les cinq dernières années pour une révision de son taux de rendement.

[304] Contrairement à ce que plaide le procureur d'OC, les demandes de Gaz Métro ne visaient pas nécessairement à modifier la FAA, mais visaient plutôt la recherche de la méthode appropriée pour établir un taux de rendement raisonnable. Tout en reconnaissant que Gaz Métro a droit à un taux de rendement raisonnable, la Régie est préoccupée par ses demandes répétitives et les coûts règlementaires qui y sont associés.

[305] Sans vouloir empêcher Gaz Métro de présenter une demande en matière de taux de rendement si la situation le requiert, la Régie juge que l'efficacité, l'efficience et la stabilité du processus règlementaire militent en faveur d'une période d'application d'une FAA suffisamment longue avant de réviser ses paramètres ou encore, avant de revoir la méthode d'établissement du taux de rendement. **C'est pourquoi la Régie approuve l'application de la nouvelle FAA pour une période de trois ans à compter du dossier tarifaire 2013.**

[306] Au terme de cette période, Gaz Métro pourra, si elle le souhaite, demander à ce que la Régie revoie les paramètres de la FAA ou encore, demander une révision de son taux de rendement. La Régie considère cette période raisonnable, compte tenu du degré de sophistication de la formule retenue ainsi que de l'importance des charges règlementaires assumées par la clientèle de Gaz Métro depuis 2007.

RÉSULTATS DE L'ANALYSE

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

¹²⁶ *After tax weighted average cost of capital (ATWACC).*

TABLEAU 4
Valeur retenue pour chacun des paramètres

Paramètres	Bas de la fourchette	Haut de la fourchette
Taux sans risque	3,91 %	4,50 %
Prime de risque de marché	5,50 %	5,75 %
Bêta d'un distributeur repère	0,50	0,60
Ajustement pour le risque de Gaz Métro	0,25 %	0,35 %
Frais d'émissions	0,30 %	0,40 %
Sous total n° 1 : Résultat produit par le MÉAF	7,21 %	8,70 %
Ajustement pour tenir compte des résultats des autres modèles	0,25 %	0,50 %
Sous total n° 2 : Taux de rendement de l'avoir propre avant ajustement pour tenir compte des écarts de crédit	7,46 %	9,20 %
Ajustement pour tenir compte des écarts de crédit	0,25 %	0,40 %
Total : Taux de rendement de l'avoir propre après ajustement pour tenir compte des écarts de crédit	7,71 %	9,60 %

[308] Ainsi, en tenant compte de l'ensemble des conclusions précédentes, le taux de rendement raisonnable à autoriser pour le distributeur se situe dans une fourchette allant de 7,71 % à 9,60 %.

4.3.3.4 Conclusion

[309] Sur la base de la preuve au dossier et pour l'ensemble des motifs exprimés précédemment, la Régie fixe, pour l'année tarifaire 2012, le taux rendement sur l'avoir de l'actionnaire de Gaz Métro à 8,90 %. La Régie maintient la structure de capital présumée de 38,5 % d'avoir propre, 7,5 % d'actions privilégiées et de 54 % de dette.

[310] À partir de l'année tarifaire 2013 et pour les années subséquentes, la Régie retient la FAA décrite à l'annexe 2 de la présente décision. La Régie fixe la période d'application de la nouvelle formule à trois ans à compter de l'année tarifaire 2013.

[311] Sur la base d'un taux sans risque de 4,0 %, le taux de rendement autorisé de Gaz Métro correspond à une prime de risque implicite de 4,90 %. De plus, sur la base de la structure de capital retenue, du taux de rendement sur l'avoir propre de 8,90 %, du taux de rendement des actions privilégiées et du coût de la dette présentés au dossier¹²⁷, la Régie estime à 7,50 % le coût en capital moyen sur la base de tarification et à 6,37 %¹²⁸ le coût en capital prospectif.

4.4 STRATÉGIE TARIFAIRE

4.4.1 DÉMONSTRATION QUANTITATIVE DE L'ALLOCATION DU COÛT DE SERVICE

[312] Dans sa décision D-2010-144, la Régie autorisait la tenue de deux réunions techniques visant à permettre à Gaz Métro de faire une démonstration quantitative de la méthode d'allocation du coût de service. Des rencontres avec les intervenants ont eu lieu les 21 février et 18 mars 2011¹²⁹. Lors de ces rencontres, auxquelles le personnel technique de la Régie a assisté, Gaz Métro fait une démonstration quantitative des méthodes d'allocation des coûts et présente les liens entre les coûts et les tarifs.

[313] À la pièce B-0354, Gaz Métro dépose un rapport faisant état, notamment, des objectifs et principes qui guident l'allocation des coûts ainsi que de la démonstration quantitative de cette allocation et proposant des pistes de réflexion et d'ajustement à cet égard.

[314] L'objectif principal de l'allocation des coûts est de répartir les coûts de l'année témoin entre les différents services et catégories de clients de la façon la plus équitable et raisonnable possible, en fonction des liens de causalité. Gaz Métro réfère à l'ordonnance G-429¹³⁰ de 1985 portant sur les principes d'allocation des coûts et indique que, malgré le fait que plusieurs critères relatifs à l'évaluation des facteurs d'allocation aient été analysés et reconsidérés depuis cette ordonnance, la priorité est encore accordée, le plus possible, à la relation de cause à effet.

¹²⁷ Pièce-B-0048, page 1.

¹²⁸ Pièce-B-0232.

¹²⁹ Pièce B-0354, page 4.

¹³⁰ Régie du gaz et de l'électricité, dossier R-3028-85.

[315] Gaz Métro présente chacune des étapes de l'allocation des coûts et aborde la question de l'allocation des conduites principales. Le distributeur procède aussi à une analyse de sensibilité et conclut que la plus grande part de ses coûts est allouée selon un facteur direct ou mixte qui respecte le principe de causalité des coûts.

[316] La Régie est satisfaite de la démonstration quantitative de la méthode d'allocation des coûts et déclare que celle-ci répond au suivi requis.

4.4.2 PISTES DE RÉFLEXION ET D'AJUSTEMENT PROPOSÉES

[317] À la suite de la démonstration quantitative de l'allocation des coûts, 11 pistes de réflexion sont identifiées. Ce sont les suivantes :

- mise à jour du document de référence sur les méthodes et calculs des facteurs d'allocation;
- impact de l'abolition du tarif D_M sur l'étude d'allocation des coûts;
- ajout de l'étape de classification dans le tableau de fonctionnalisation;
- réflexion sur l'allocation des conduites principales;
- facteur d'allocation CDA¹³¹;
- réflexion sur l'établissement des demandes quotidiennes maximales;
- impact du raccordement de clients producteurs sur les méthodes d'allocation des coûts;
- analyse du poste « Dépenses d'administration »;
- révision des facteurs « revenus » dans l'allocation;
- dépenses d'informatique;
- impact des normes IFRS¹³².

[318] En réponse à une question de TCE, Gaz Métro indique qu'elle est disposée à inclure la méthode de répartition des coûts du PGEÉ à la liste des pistes de réflexion

¹³¹ Facteur d'allocation des autres frais de comptabilité des abonnés.

¹³² *International Financial Reporting Standards* (IFRS).

présentée au tableau 1.3 du Rapport sur l'allocation des coûts, les liens entre les coûts et les tarifs ainsi que la vision tarifaire de Gaz Métro en distribution¹³³.

[319] La Régie prend acte des pistes de réflexion et d'ajustement proposées en lien avec l'étude d'allocation des coûts. Elle demande à Gaz Métro de présenter des recommandations découlant de cette réflexion lors du dossier tarifaire 2014. De plus la Régie demande qu'un suivi soit fait sur le travail en cours lors du dossier tarifaire 2013.

4.4.3 RÉALISATION D'UNE ÉTUDE D'ALLOCATION DES COÛTS AUX DEUX ANS

[320] Afin de faciliter le travail de réflexion envisagé, Gaz Métro propose de produire l'allocation des coûts à tous les deux ans, plutôt qu'annuellement.

[321] Une année sur deux serait dédiée à la réflexion sur les ajustements envisagés. Le cas échéant, des modifications seraient présentées ainsi que l'impact de celles-ci sur l'allocation des coûts de l'année précédente. Gaz Métro demande que cette proposition s'applique dès le prochain dossier tarifaire. Ainsi, la prochaine étude des coûts serait présentée lors du dossier tarifaire 2014 et porterait sur le budget 2012-2013.

[322] La Régie estime important de permettre à Gaz Métro de poursuivre la réflexion entamée en ce qui a trait à la question de l'allocation des coûts et d'explorer les pistes d'ajustement identifiées. Par ailleurs, elle considère que le contexte actuel du marché gazier, incluant la mise en place éventuelle de producteurs de gaz naturel au Québec, n'est pas propice à un changement permanent de la régularité de la production de l'étude de l'allocation des coûts.

[323] La Régie autorise Gaz Métro à reporter la réalisation de l'étude d'allocation des coûts d'une année, soit jusqu'au dossier tarifaire 2014. À ce moment, la demande du distributeur de ne produire l'étude qu'aux deux ans pourra être resoumise et, le cas échéant, réévaluée.

¹³³ Pièce B-0156, page 47; pièce B-0157, pages 23 à 35, tableau XIII; pièce B-0068, pages 26 et 27, tableau 1.3; pièce B-0194, pages 1 et 2.

4.4.4 CORRECTION DU NIVEAU D'INTERFINANCEMENT

[324] Dans le cadre du présent dossier, Gaz Métro propose de corriger le niveau d'interfinancement entre les petits et les grands clients du tarif D₁. Considérant la situation concurrentielle, les impacts tarifaires sur la facture totale et le maintien du développement rentable du marché résidentiel, le distributeur propose donc une augmentation de 2 % des revenus générés au premier palier du tarif (0 – 10 950 m³) compensée par une baisse aux autres paliers du tarif D₁.

[325] Gaz Métro explique que le niveau d'interfinancement du premier palier du tarif D₁, qui se situe actuellement à 41 %¹³⁴, est préoccupant. Elle ajoute que la Régie avait indiqué partager cette préoccupation dans la décision D-2010-144.

[326] Dans la décision D-2010-144, la Régie avait rejeté une proposition du Groupe de travail de corriger l'interfinancement au premier palier du tarif D₁, compte tenu qu'une correction des frais de base était en cours.

[327] Le distributeur indique que la correction aux frais de base, dont la dernière tranche est intégrée aux tarifs cette année, ne change pas le niveau d'interfinancement au premier palier du tarif D₁ dans son ensemble (0 – 10 950 m³). Il note que l'augmentation des frais de base réduit le niveau d'interfinancement des plus petits clients de ce palier (0 - 1 095 m³).

[328] Gaz Métro affirme que l'augmentation des frais de base n'a pas eu d'impact tarifaire significatif pour les clients consommant entre 1 095 et 3 650 m³ et que, comme le développement du marché résidentiel se situe majoritairement dans cet intervalle volumétrique, cette augmentation n'a pas fait en sorte d'améliorer la rentabilité *a posteriori* de ce marché.

[329] L'UC et OC soulignent que la correction de l'interfinancement et la rentabilité du marché résidentiel sont des enjeux distincts qui doivent être traités séparément.

[330] En audience, Gaz Métro indique que la correction de l'interfinancement ne devrait pas être guidée par une volonté d'améliorer la rentabilité du développement résidentiel.

¹³⁴ Pièce B-0354, page 51.

Le distributeur indique que sa demande de corriger l'interfinancement vise à rapprocher les revenus des coûts. Il précise toutefois qu'une correction à l'interfinancement affecte inévitablement la rentabilité du plan de développement résidentiel et qu'il a établi le niveau de correction proposé à partir de l'objectif de rentabilité visé pour ce plan¹³⁵.

[331] L'UC demande de rejeter la proposition de correction de l'interfinancement de Gaz Métro. L'intervenante indique que le taux d'interfinancement du premier palier du tarif D₁ s'est stabilisé et s'est même amélioré au cours des dernières années. Elle soutient également que la demande de Gaz Métro ne respecte pas l'article 7.2 du Mécanisme.

[332] OC recommande d'accepter la proposition de correction de l'interfinancement de Gaz Métro pour l'année tarifaire 2012. L'intervenante précise toutefois que cette recommandation est faite sous réserve du respect des exigences du Mécanisme.

[333] OC souligne, de plus, que sa recommandation ne vaut que pour l'année tarifaire 2012 et que toute demande de correction au cours des prochaines années devrait être analysée au cas par cas.

[334] La Régie note que le taux de rendement interne (TRI) prévisionnel du plan de développement résidentiel 2011-2012 est de 10,1 %, en considérant les nouveaux clients et les ventes en ajout de consommation¹³⁶. Elle constate que ce taux est supérieur à l'objectif de 9,5 % fixé pour le marché résidentiel.

[335] La Régie constate également que le taux d'interfinancement du premier palier du tarif D₁ est demeuré relativement constant au cours des dernières années et s'est même amélioré durant la dernière année¹³⁷.

[336] Par ailleurs, la Régie note que le distributeur, dans le cadre de la mise en œuvre de sa vision tarifaire, prévoit aborder l'enjeu de l'interfinancement au tarif D₁ au cours des deux prochaines années¹³⁸.

¹³⁵ Pièce A-0040, pages 81 à 83.

¹³⁶ Pièce B-0192, Gaz Métro-3, document 2.1, page 3.

¹³⁷ Pièce B-0191, Gaz Métro-13, document 8.2, page 2.

¹³⁸ Pièce B-0178, Gaz Métro-13, document 8.1, page 3.

[337] Bien que l'interfinancement au tarif D_1 demeure une préoccupation, la Régie juge qu'il n'y a pas d'urgence à le corriger dès cette année.

[338] En conséquence, la Régie rejette la proposition de Gaz Métro de corriger l'interfinancement au premier palier du tarif D_1 pour le présent dossier tarifaire.

4.4.5 VISION TARIFAIRE

[339] Dans le cadre de la décision D-2010-144, la Régie demandait également à Gaz Métro d'examiner les liens entre les résultats de la répartition du coût de service et les structures tarifaires existantes.

[340] Gaz Métro a étudié les liens entre les coûts et les tarifs. Elle est d'avis que les structures des tarifs sont en lien, de façon globale et générale, avec les structures des coûts. Plusieurs constats découlent de cette étude, ce qui incite Gaz Métro à amorcer une réflexion sur certains éléments qui pourraient faire l'objet d'améliorations. Ces constats portent, par exemple, sur les points suivants :

- le premier sous-palier du tarif D_1 ;
- la répartition des coûts liés à la pointe et des coûts liés au nombre de clients en lien avec la décroissance de prix unitaires moyens que l'on observe aux tarifs D_3 et D_4 ;
- le niveau de la portion fixe du tarif D_5 via l'obligation minimale annuelle (OMA);
- l'effet de la méthode d'allocation des capacités attribuées et utilisées (CAU) sur la définition des portions fixes et variables des coûts;
- la dégressivité irrégulière observée.

[341] Gaz Métro a entrepris une réflexion visant à développer une vision tarifaire qui la guiderait sur un horizon de moyen et long termes. Cette vision tarifaire comprend trois éléments, soit l'interfinancement, la portion fixe des coûts de distribution et les liens logiques entre les tarifs et les paliers tarifaires.

[342] Le distributeur se dit préoccupé par le niveau d'interfinancement au premier palier du tarif D_1 . Il mentionne que ce niveau est important depuis plus de 10 ans et qu'il ne cesse de s'aggraver. À son avis, cet état de fait constitue une iniquité. Il est également

d'avis que le niveau d'interfinancement doit être réduit afin de permettre l'établissement de tarifs justes et raisonnables. En audience, il mentionne que la correction du niveau d'interfinancement constitue une priorité et qu'il abordera ce sujet lors du prochain dossier tarifaire.

[343] Par ailleurs, le distributeur mentionne que c'est la première fois qu'il effectue une étude de classification. En audience, il précise qu'une analyse plus poussée des coûts soulève des éléments qui peuvent paraître contradictoires et qu'il serait nécessaire de poursuivre la réflexion sur ce sujet¹³⁹.

[344] Pour atteindre ces objectifs, Gaz Métro invite la Régie à lui permettre de poursuivre son travail de réflexion avec les intervenants.

[345] OC est d'avis que la correction de l'interfinancement doit être dictée par les principes d'allocation des coûts ainsi que par les principes de tarification. Elle mentionne que cette correction représente seulement un aspect de la tarification et qu'elle doit être prise en compte dans le contexte général de la demande tarifaire sur une base annuelle. Elle recommande qu'à l'intérieur d'une fourchette raisonnable de plus ou moins 20 %¹⁴⁰, toute correction de l'interfinancement soit implantée de manière lente et graduelle.

[346] Pour sa part, l'UC mentionne que lors des séances de travail, peu de temps a été consacré à l'examen des liens entre la répartition des coûts et les structures tarifaires existantes et que la question du niveau d'interfinancement n'a pas été abordée. De l'avis de l'intervenante, la simple tenue d'une journée et demie de séance de travail ne saurait constituer une justification pour amorcer une correction de l'interfinancement, *a fortiori* si aucune détérioration de l'interfinancement n'est constatée.

[347] La Régie prend note de la vision tarifaire à moyen et long termes du distributeur et des pistes de réflexion à venir. Elle constate que cette vision prévoit que plusieurs éléments de la structure tarifaire devront être examinés pour chacun des tarifs. Cependant, elle comprend que la priorité du distributeur demeure la correction de l'interfinancement.

¹³⁹ Pièce A-0040, page 125, lignes 5 à 15.

¹⁴⁰ Pièce C-OC-0013, page 28.

[348] La Régie souligne qu'au cours des 10 dernières années, plusieurs modifications ont été apportées aux structures tarifaires dans le but de régler des problèmes spécifiques :

- fermeture de TCE;
- venue de client cogénération de pointe;
- assouplissement des tarifs;
- fusion des premiers paliers du tarif D₁;
- baisse de la redevance d'abonnement au tarif D₁, suivie d'une hausse de la redevance d'abonnement au même tarif.

[349] Bien que ces modifications aient permis, de manière ponctuelle, de régler les problèmes identifiés, elles ont aussi causé des distorsions à d'autres niveaux, dont notamment, les liens entre les tarifs, comme le mentionnent Gaz Métro et la Régie en phase 1 du présent dossier¹⁴¹.

[350] Chacune des modifications tarifaires affecte et modifie parfois de façon importante la facture des clients. La Régie a le devoir d'approuver des structures tarifaires justes, équitables, simples et qui reflètent la réalité des coûts. La Régie apprécie dans sa globalité les tarifs et leurs structures et doit s'assurer que les modifications qu'elle autorise ne créent pas d'instabilité inutile et temporaire sur la facture de l'ensemble des clients.

[351] La Régie juge prématuré de s'attaquer prioritairement à la correction de l'interfinancement, alors que l'ensemble des structures tarifaires présente des problèmes soulevés tant par Gaz Métro que par les intervenants et la Régie.

[352] Dans un premier temps, la Régie considère important de s'assurer que les structures tarifaires en place soient toujours adéquates. Elle doit également s'assurer que les différents tarifs et sous-paliers regroupent bien les bonnes catégories de clients, en fonction de caractéristiques de coûts et de profil de consommation similaires. La Régie ne retrouve pas au présent dossier l'analyse détaillée des coûts classifiés, de la segmentation de la clientèle et de l'arrimage des coûts avec les tarifs.

¹⁴¹ Décision D-2011-035.

[353] Le point de départ d'une vision tarifaire doit reposer sur une analyse approfondie des coûts classifiés tels que déposés, pour la première fois, par le distributeur dans le cadre du présent dossier. La Régie juge que cette analyse devrait porter non seulement sur l'examen des coûts fixes et variables, mais aussi sur les coûts unitaires par client, par volume consommé et par CU.

[354] Par la suite, sur la base des résultats identifiés, une analyse minutieuse des liens entre les coûts et les structures des tarifs devrait être effectuée. Des modifications aux structures tarifaires pourront alors être envisagées, accompagnées, au besoin, de mesures transitoires.

[355] Par ailleurs, la Régie demande au distributeur de poursuivre sa réflexion sur la question de l'interfinancement. Cependant, lors de cette réflexion, Gaz Métro devra notamment prendre en compte les niveaux de risque de chacune des catégories tarifaires, la capacité des clients à absorber des hausses tarifaires, la situation concurrentielle et toute autre considération relative au fait que les tarifs doivent refléter plus ou moins parfaitement les coûts. Cette réflexion devra aussi aborder les niveaux d'interfinancement souhaitables entre les différents paliers d'un même tarif.

[356] Pour l'ensemble de ces motifs, la Régie demande à Gaz Métro de compléter sa vision tarifaire, en y incluant les éléments suivants :

- **une analyse plus poussée de l'étude de classification des coûts qui se penchera, notamment, sur :**
 - l'examen de la segmentation de la clientèle,
 - l'examen du comportement des coûts unitaires en \$/client et en ¢/m³,
 - l'examen de la situation des coûts relatifs au CU;
- **le lien entre les analyses de coûts classifiés et les structures tarifaires existantes;**
- **les modifications tarifaires requises accompagnées, si nécessaire, de mesures transitoires;**
- **une réflexion sur les niveaux acceptables d'interfinancement par catégorie tarifaire;**
- **un plan d'action visant à atteindre des niveaux acceptables d'interfinancement.**

[357] Au besoin, la Régie encourage Gaz Métro à recourir aux services d'un expert en tarification pour la préparation de ces analyses, afin de s'inspirer des meilleures pratiques chez les autres distributeurs.

[358] Les résultats devront être présentés dans le cadre d'un groupe de travail, auquel participera le personnel technique de la Régie.

[359] Pour le prochain dossier tarifaire, Gaz Métro devra déposer un rapport d'état d'avancement et proposer un calendrier de réalisation.

4.5 CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF

[360] Gaz Métro propose des modifications au texte des *Conditions de service et Tarif*¹⁴².

[361] La Régie s'est penchée spécifiquement sur les suivis de décisions¹⁴³.

4.5.1 CONTRAT PRÉSUMÉ

[362] Faisant suite à la décision D-2010-144, la Régie, dans sa décision D-2011-048, demandait à Gaz Métro d'expliquer si l'utilisation du service de distribution de gaz naturel était nécessaire pour qu'un contrat présumé intervienne entre l'occupant d'un local et le distributeur.

[363] Gaz Métro indique dans sa preuve qu'il y a « utilisation » du service de gaz naturel par le simple fait que ce service est rendu disponible à l'occupant¹⁴⁴. Par conséquent, il n'est pas nécessaire, selon Gaz Métro, qu'il y ait consommation de gaz naturel pour qu'un contrat se forme entre l'occupant d'un local et Gaz Métro.

¹⁴² Pièce B-0355, sections 1, 2 et 4.

¹⁴³ Pièce B-0355, section 3.

¹⁴⁴ Pièce B-0355.

[364] Selon Gaz Métro, le seul fait que l'occupant puisse bénéficier du service de gaz naturel au moment précis où il en a besoin, sans préavis et sans délai d'alimentation, a pour corollaire la responsabilité de l'occupant de payer les tarifs et les frais associés au maintien de la disponibilité du service, jusqu'à ce qu'il informe Gaz Métro qu'il ne souhaite plus en bénéficier. Sur réception d'un tel avis, Gaz Métro interrompt la disponibilité du service de gaz naturel.

[365] Gaz Métro est d'avis que les frais relatifs au maintien du service de gaz naturel doivent être assumés par le bénéficiaire, soit l'occupant, et non par l'ensemble de la clientèle. Elle est d'avis que le texte actuel de l'article 4.5.2¹⁴⁵ des *Conditions de service et Tarif* reconnaît l'existence d'un contrat présumé sans qu'il y ait consommation de gaz naturel à l'adresse de service, le tout conformément aux exigences du *Code civil du Québec* (C.c.Q.)¹⁴⁶ et des caractéristiques propres du contrat réglementé.

[366] En réponse à une question¹⁴⁷ de la Régie portant sur le nombre de cas où le nouveau résident du local pour lequel le gaz naturel est disponible ne consomme aucun gaz naturel pour une période supérieure à un mois parmi les 30 400 déménagements annuels de clients résidentiels de Gaz Métro, celle-ci indique que cette information n'est pas disponible dans les rapports de gestion usuels et qu'elle n'est donc pas en mesure de la quantifier.

[367] L'UC indique partager l'avis de Gaz Métro selon lequel les frais de base doivent être payés en tout temps lorsque le service de gaz naturel est actif et dessert un local. L'intervenante est préoccupée par le fait que Gaz Métro ne percevrait pas certaines sommes qui lui sont dues, faisant face ainsi à un manque à gagner, si minime soit-il, lorsque des locaux sont vacants ou présumés vacants, la présence et l'identité de l'occupant étant inconnues de Gaz Métro. L'UC ajoute que la perception des frais de base

¹⁴⁵ « 4.5.2. Le contrat est formé lorsque le distributeur informe le nouveau client qu'il accepte sa demande de service de gaz naturel.

En l'absence de demande de service de gaz naturel, l'occupant est présumé avoir conclu un contrat à partir du moment où il commence à occuper l'adresse de service où le gaz naturel est mis à sa disposition.

Lorsque la fin d'un contrat avec un client est survenue et qu'aucun contrat n'a été formé, pour l'adresse de service, avec un nouveau client, le propriétaire de l'immeuble où est située l'adresse de service est présumé avoir conclu un contrat et ce, lorsqu'il fait défaut d'informer le distributeur de ses intentions quant au service de gaz naturel dans les 12 jours ouvrables suivant la transmission par le distributeur d'un avis écrit à cet effet. »

¹⁴⁶ L.Q. 1991, c. 64.

¹⁴⁷ Pièce B-0178, Gaz Métro-3, document 3.1, page 4.

par compteur est incertaine pour environ 2,5 % de l'ensemble de la clientèle résidentielle (environ 5 600 locaux).

[368] Toutefois, l'UC mentionne que le simple fait que le gaz naturel soit disponible ne constitue pas une utilisation et, conséquemment, un contrat présumé. Selon l'intervenante, pour qu'il y ait utilisation, il faut qu'il y ait un geste actif de la part de l'utilisateur du service de gaz naturel et on ne peut présumer de l'existence d'une telle action volontaire du seul fait qu'une personne emménage dans un local.

[369] Selon l'UC, en vertu de l'article 1910¹⁴⁸ C.c.Q., il appartient au propriétaire de délivrer un immeuble en bon état d'habitabilité, c'est-à-dire où les installations fonctionnent. Il appartient également au propriétaire d'informer les locataires, ou les occupants de l'immeuble, des services dont il ne peut ignorer l'existence. L'acceptation du contrat présumé est donc facilement démontrée avec le propriétaire. L'intervenante propose que les *Conditions de service et Tarif* soient modifiés afin de s'assurer que le propriétaire d'un immeuble demeure l'ultime responsable du service de gaz naturel, tant et aussi longtemps qu'il ne met pas fin à ce service.

[370] L'UC demande à la Régie d'ordonner à Gaz Métro de proposer des modifications aux *Conditions de service et Tarif*, telles que celles qu'elle suggère, et qui s'inspirent des conditions de service d'Hydro-Québec, afin que le propriétaire assume la responsabilité du service de gaz naturel lorsque son immeuble est vacant ou présumé vacant par Gaz Métro, aucun occupant ne s'étant déclaré responsable du service de gaz naturel.

[371] La Régie est d'avis que les montants liés à des redevances non versées sont minimales et que cette situation n'est susceptible de survenir, principalement, que pendant la période où les déménagements sont nombreux, soit en juillet, août et septembre. Elle constate qu'il est impossible pour Gaz Métro de chiffrer ces pertes. Lors de l'audience, Gaz Métro indique faire un *blitz* en septembre afin de retracer les occupants inconnus ou, en cas de vacance d'un local, le propriétaire de l'immeuble, réduisant ainsi le montant de base non perçu par compteur. La Régie est d'avis que la préoccupation de l'UC et de Gaz Métro relative à des sommes dues et qui ne seraient pas perçues en raison de l'impossibilité de retracer certains occupants de locaux n'est pas un enjeu majeur.

¹⁴⁸ « **1910.** Le locateur est tenu de délivrer un logement en bon état d'habitabilité; il est aussi tenu de le maintenir ainsi pendant toute la durée du bail

La stipulation par laquelle le locataire reconnaît que le logement est en bon état d'habitabilité est sans effet. »

[372] Contrairement à ce que Gaz Métro soutient, la Régie est d'avis que le simple fait que le service de gaz naturel soit mis à la disposition de l'occupant d'un local, sans aucun retrait de gaz naturel, ne peut mener à une présomption de relation contractuelle.

[373] En effet, pour qu'il y ait formation d'un contrat, il doit y avoir manifestation expresse ou tacite de la volonté de contracter (article 1386 C.c.Q.)¹⁴⁹. Or, la Régie est d'avis que le seul fait d'habiter un local pour lequel le service de gaz naturel est disponible ne constitue ni l'expression tacite, ni l'expression expresse de la volonté de l'occupant d'être lié contractuellement à Gaz Métro. Ceci est d'autant plus évident lorsque le gaz naturel ne sert qu'à l'alimentation de périphériques, comme un barbecue ou un foyer au gaz naturel. Dans ces cas, il est possible que l'occupant ignore que son logement est relié au service de gaz naturel.

[374] Aux fins de l'existence d'un contrat présumé, la Régie est d'avis que la manifestation de la volonté de contracter avec Gaz Métro doit minimalement émaner d'une utilisation du gaz naturel mis à la disposition de l'occupant.

[375] La Régie juge qu'il serait davantage équitable et conforme au droit que le propriétaire soit l'ultime responsable du compte d'un local vacant ou, encore, d'un local dont l'occupant est inconnu de Gaz Métro.

[376] **La Régie demande donc à Gaz Métro de lui soumettre, le 7 décembre 2011 à 12 h, une proposition de modification de l'article 4.5.2 des *Conditions de service et Tarif* afin que l'ultime responsabilité du service de gaz naturel, d'un local vacant ou, encore, d'un local dont l'occupant est inconnu de Gaz Métro, soit assumée par le propriétaire de l'immeuble desservi par le gaz naturel.**

4.5.2 UTILISATION DU MOT « CONTRAT »

[377] La Régie est d'avis que l'analyse de Gaz Métro, présentée à la pièce B-0355, annexe A, relativement à l'utilisation du mot « contrat », répond au suivi demandé à la décision D-2010-100.

¹⁴⁹ « **1386** L'échange de consentement se réalise par la manifestation, expresse ou tacite, de la volonté d'une personne d'accepter l'offre de contracter que lui fait une autre personne. »

[378] **La Régie approuve également les modifications proposées par Gaz Métro aux articles 4.5.1 et 16.1.1 ainsi qu'au 2^e alinéa de l'article 18.2.2 du texte des *Conditions de service et Tarif*.**

4.5.3 DÉFINITION DU MOT « JOUR »

[379] **La Régie est satisfaite des explications apportées par Gaz Métro relativement à ce suivi demandé à la décision D-2011-048. Par ailleurs, la Régie approuve la proposition de modification à la définition du mot « jour » ainsi que la définition de « jour ouvrable ».**

4.5.4 DÉFINITIONS DES NOTIONS DE « BRANCHEMENT » ET DE « POINT DE RACCORDEMENT »

[380] Gaz Métro, en réponse à un suivi demandé à la décision D-2011-048, propose de modifier le titre des articles 4.3.3 et 17.1.1.2 comme suit : « frais pour raccordement non standard ». Gaz Métro propose également de remplacer le libellé de l'article 4.3.3 par le suivant :

« Les frais prévus à l'article 17.1.1.2 sont exigée du demandeur pour le raccordement d'une adresse de service :

Lorsque le point de raccordement est situé à une distance de plus de 3 mètres du coin de la façade de celle-ci; ou

Lorsque la longueur du branchement entre la ligne de propriété du terrain, sur lequel est située la bâtisse, et le point de raccordement excède 50 mètres linéaires¹⁵⁰. »

[381] **La Régie est satisfaite de la réponse de Gaz Métro à ce suivi. La Régie approuve également les propositions de modification déposées par Gaz Métro relativement aux articles 4.3.3 et 17.1.1.2.**

¹⁵⁰ Pièce B-0355, page 33.

[382] **Par ailleurs, la Régie accepte l'ensemble des modifications au texte des Conditions de service et Tarif proposé par Gaz Métro aux sections 1, 2 et 4 de la pièce B-0355.**

4.5.5 SEUIL D'ACCÈS À L'ÉQUILIBRAGE PERSONNALISÉ

[383] L'abolition du tarif D_M et les modifications au calcul du service de l'équilibrage pour les clients consommant plus de 75 000 m³/an au tarif D_1 impliquent l'établissement de modalités de gestion d'un seuil d'accès.

[384] Le distributeur propose de maintenir l'application d'un seuil annuel ferme de 75 000 m³/an pour l'établissement du calcul du prix d'équilibrage au 1^{er} octobre 2012.

[385] Il indique que les clients dont la consommation annuelle est près du volume annuel de « transition » pourraient se voir facturer une année selon le taux moyen et une autre année selon leur profil individuel de consommation. Il précise que l'impact de ce changement sur le tarif payé par le client pourrait être important dans le cas des clients dont le profil est saisonnier et des clients ayant un CU élevé.

[386] Le distributeur mentionne avoir examiné des aménagements pour minimiser les impacts, mais que, peu importe la solution envisagée, deux inconvénients subsistent, soit un alourdissement des systèmes de facturation et un traitement inéquitable de certains clients.

[387] En réponse à une demande de renseignements de la Régie, Gaz Métro indique que 854 clients ont des consommations prévues de 70 000 à 80 000 m³/an pour 2011-2012. Elle précise que, de ce nombre, 446 subiraient un impact tarifaire de moins de 1 ¢/m³ s'ils passaient le seuil de 75 000 m³/an¹⁵¹.

[388] En réponse à une demande de renseignements de la FCEI, le distributeur présente le nombre de clients dont la consommation annuelle a traversé le seuil de 75 000 m³ au cours des cinq dernières années, réparti selon le nombre d'occurrences. Ces chiffres

¹⁵¹ Pièce B-0178, Gaz Métro-14, document 1.1, page 2.

montrent que plus de 3 000 clients ont vu leur consommation augmenter au-delà ou descendre en deçà du seuil, au moins une fois depuis cinq ans¹⁵².

[389] En audience, Gaz Métro indique que le seuil de 75 000 m³/an qu'elle propose n'est pas normalisé et que la rigueur de l'hiver pourrait avoir un impact sur le nombre de clients qui accèdent ou perdent le droit au tarif d'équilibrage personnalisé.

[390] La FCEI estime qu'environ 800 clients pourraient subir, d'année en année, des impacts monétaires importants si la proposition de Gaz Métro était mise en place¹⁵³. Elle demande que le distributeur soumette, dans le cadre du dossier tarifaire 2013, des solutions permettant de limiter la problématique des chevauchements du seuil de 75 000 m³. Elle demande également que, pour l'année tarifaire 2012, les clients ayant présentement accès au tarif individuel conservent le droit à ce mode de tarification.

[391] La Régie constate que le nombre de clients qui pourraient subir un impact tarifaire significatif est de plusieurs centaines. Même si, dans les faits, l'application d'un seuil ferme de 75 000 m³/an ne signifie pas que tous les clients susceptibles d'être affectés le seront année après année, elle juge que la portion de clients affectée serait non négligeable.

[392] La Régie demande à Gaz Métro d'analyser plus à fond la problématique du seuil d'accès et de proposer une solution permettant de minimiser les impacts pour les clients dans le cadre du prochain dossier tarifaire. Elle lui demande également de maintenir le droit au tarif personnalisé aux clients bénéficiant de ce droit au 30 septembre 2011.

4.5.6 VERSION ANGLAISE DES CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF

[393] Gaz Métro soumet ses commentaires¹⁵⁴ relativement aux suggestions du réviseur et indique être d'accord avec l'ensemble de ces suggestions, sous réserve de quelques commentaires relatifs aux articles 6.1.1, 7.2.2, 8.4, 11.3.2, 18.2.1, 18.2.2, et 18.2.10.

¹⁵² Pièce B-0184, Gaz Métro-14, document 1.4, page 1.

¹⁵³ Pièce A-0059, pages 89 et 90.

¹⁵⁴ Pièce B-0363.

[394] **La Régie accueille l'ensemble des commentaires soumis par Gaz Métro le 17 novembre 2011 relativement aux suggestions du réviseur¹⁵⁵ et lui demande de les intégrer à la version anglaise qu'elle devra soumettre au plus tard le 7 décembre 2011 à 12 h.**

4.6 STRATÉGIE DE GESTION DES ACTIFS

[395] Dans sa décision D-2009-010¹⁵⁶, la Régie prenait acte de l'intention de Gaz Métro de poursuivre le développement de l'approche de gestion des actifs et de l'intégrité des réseaux déjà amorcée, afin d'assurer la sécurité et la pérennité de ses installations. Elle exprimait cependant sa préoccupation quant à la période de développement prévue pour cette approche. Elle demandait à Gaz Métro de faire le point, lors du dossier tarifaire 2011, sur cette approche de gestion des actifs et sur les actions réalisées et à venir.

[396] Dans sa décision D-2010-144, la Régie prenait acte de l'état de développement de la Stratégie de gestion des actifs et demandait à Gaz Métro de déposer, dans le cadre du dossier tarifaire 2012, une mise à jour du document faisant le point, entre autres, sur la grille de priorisation utilisée dans la gestion des risques de même qu'un échéancier plus précis et une évaluation des coûts anticipés pour les prochaines années.

[397] Dans le cadre du présent dossier tarifaire, Gaz Métro soumet, sous pli confidentiel, un rapport présentant l'état d'avancement de la Stratégie de gestion des actifs. Les grandes lignes de la stratégie avaient été arrêtées au moment du dossier tarifaire 2011, mais un certain nombre de processus ont été élaborés et mis en place au cours de la dernière année. Notamment, une réflexion a été amorcée quant à la présentation d'un plan pluriannuel touchant les investissements qui seront requis durant les cinq prochaines années. Un exemple du plan est fourni à titre informatif seulement.

[398] La Régie prend acte de l'état de développement de la Stratégie de gestion des actifs. Elle constate que le plan pluriannuel présente un échéancier des investissements avec une estimation des coûts à titre informatif seulement. Ainsi, l'état actuel du

¹⁵⁵ Pièce A-0069.

¹⁵⁶ Dossier R-3681-2008, Demande afin d'obtenir l'autorisation de la Régie pour réaliser la réfection d'une conduite principale à Senneville.

développement de la Stratégie de gestion des actifs ne répond pas entièrement à la demande de la Régie exprimée dans sa décision D-2010-144¹⁵⁷.

[399] La Régie reconnaît le caractère évolutif de la Stratégie de gestion des actifs. Elle demande à Gaz Métro, dans le cadre du dossier tarifaire 2013, un rapport complet présentant la Stratégie de gestion des actifs, incluant un échéancier, une évaluation des coûts totaux et des coûts anticipés pour les prochaines années.

[400] Afin de favoriser un allègement de la procédure, la Régie demande à Gaz Métro de limiter les éléments d'informations qui devront être traités de façon confidentielle.

4.7 FONDS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (FEÉ)

4.7.1 SUIVI 2011

[401] Au cours des cinq premiers mois de l'année financière 2011, le FEÉ a dépensé environ 1,2 M\$, soit 30 % du budget autorisé par la Régie. Les économies d'énergie réalisées correspondent, quant à elles, à un peu plus de 28 % des objectifs pour 2011. Tenant compte du taux d'opportunisme appliqué, les résultats obtenus par le FEÉ sont similaires aux résultats obtenus pour la même période en 2010. Le FEÉ croit qu'il sera en mesure d'atteindre ses objectifs d'économie d'énergie comme il l'a fait en 2010 et prévoit que le nombre de participants augmentera plus rapidement au cours des sept derniers mois de son exercice financier¹⁵⁸.

4.7.2 OBJECTIF D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE ET BUDGET DEMANDÉ EN 2012

[402] Le Plan d'action 2012 du FEÉ présente des prévisions pour un an plutôt que trois, pour tenir compte de la décision D-2010-116 dans laquelle la Régie précisait que le FEÉ cessera ses activités le 30 septembre 2012¹⁵⁹.

¹⁵⁷ Décision D-2010-144, dossier R-3720-2010 Phase 2, page 54.

¹⁵⁸ Pièce B-0060, pages 4 et 5.

¹⁵⁹ Décision D-2010-116, dossier R-3693-2009, page 35; pièce B-0061, page 6.

[403] Le Plan d'action 2012 du FEÉ propose des investissements de près de 4,2 M\$ pour mettre en œuvre 10 programmes qui généreront des économies de près de 2,2 Mm³ de gaz naturel par année¹⁶⁰.

[404] La Régie constate que le budget demandé est supérieur au budget de 3,9 M\$ autorisé pour 2011. Cependant, plus de 82 % du budget demandé est associé à l'aide financière directe des programmes. La Régie note également que des modifications importantes ont été apportées aux modalités d'aide financière des programmes du FEÉ en 2011 et que l'impact de ces changements est plus significatif en 2012 qu'en 2011¹⁶¹. Une partie de l'augmentation de budget observée en 2012 découle donc de décisions antérieures de la Régie. **En conséquence, la Régie approuve le budget 2012 du FEÉ.**

4.7.3 SUIVI DE DÉCISIONS ANTÉRIEURES

[405] En suivi de la décision D-2010-144, le FEÉ applique les taux d'opportunisme autorisés pour le PR330-Rabais à l'achat de fenêtres certifiées ENERGY STAR® et le PC420-Aide financière à la rénovation éconergétique de l'enveloppe des bâtiments. Il maintient la valeur des jetons de présence versés aux membres du Comité de gestion (COGE) à 500 \$, en plus de demander le remboursement des sommes versées en trop aux membres du COGE entre le 1^{er} octobre et le 4 novembre 2010¹⁶².

[406] **La Régie considère que ces actions répondent adéquatement aux demandes contenues à la décision D-2010-144.**

[407] Dans la décision D-2010-116, la Régie demandait au groupe de travail responsable de la négociation du prochain mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance de Gaz Métro de soumettre, à la fin de celui-ci et dans le cadre du dossier tarifaire 2012, un plan d'action prévoyant la dissolution du FEÉ. Ce plan devait inclure les règles applicables à la réallocation du solde du FEÉ aux clients y ayant contribué ainsi qu'une proposition relative au transfert de certains programmes au PGEÉ¹⁶³.

¹⁶⁰ Pièce B-0061, page 4.

¹⁶¹ Décision D-2010-144, dossier R-3720-2010 Phase 2, page 60; pièce B-0061, page 31, tableau 2 : l'aide financière correspond à plus de 3,4 M\$ en 2012; pièce B-0061, page 7.

¹⁶² Décision D-2010-144, dossier R-3720-2010 Phase 2, pages 61 et 62; pièce B-0061, page 8.

¹⁶³ Décision D-2010-116, dossier R-3693-2009, page 35.

[408] En avril 2011, Gaz Métro informe la Régie que le Groupe de travail « *n'est pas encore parvenu à une position à ce sujet*¹⁶⁴ ». Le distributeur dépose cependant, en audience, un extrait de la proposition relative au plan d'action en vue de la dissolution du FEÉ. Selon Gaz Métro, ce document fait état du processus qui doit être mis en place au cours des prochains mois en vue de la dissolution du FEÉ au 30 septembre 2012¹⁶⁵.

[409] Le FEÉ indique, pour sa part, que des travaux d'analyse sont en cours afin d'identifier le potentiel d'intégration de ses programmes au PGEÉ¹⁶⁶.

[410] L'UC demeure préoccupée par le fait que les négociations du Groupe de travail ne puissent être conclues en temps opportun pour que les modalités de dissolution du FEÉ soient examinées dans le cadre du présent dossier tarifaire¹⁶⁷. L'intervenante demande à la Régie de déterminer un calendrier de transfert des programmes du FEÉ au PGEÉ ainsi qu'une date de tombée pour la disposition du solde, faisant valoir que « *si on tarde trop, [...] on va s'éloigner de plus en plus de cette équité intergénérationnelle puisque les clients qui pourraient bénéficier du retour du solde ne seront plus les clients qui ont contribué au FEÉ*¹⁶⁸ ».

[411] **La Régie prend acte de l'état d'avancement du dossier R-3693-2009 en ce qui a trait au plan d'action sur la dissolution du FEÉ.** Cependant, la Régie considère que l'établissement du calendrier de transfert des programmes du FEÉ au PGEÉ ainsi que la date de tombée pour la disposition du solde du FEÉ ne relèvent pas du présent dossier.

4.7.4 PROGRAMMES DU FEÉ

[412] La Régie note que, pour 2012, le FEÉ prévoit reconduire tous ses programmes sans changement, à l'exception de l'activité Nouvelles technologies pour laquelle il n'accepte plus de nouvelles demandes et ne fait plus de promotion depuis le 28 février 2011¹⁶⁹.

¹⁶⁴ Pièce B-0062, page 2.

¹⁶⁵ Pièce B-0265; pièce A-0059, pages 74 et 75.

¹⁶⁶ Pièce B-0178, Gaz Métro-9, document 7.1, pages 1 et 2.

¹⁶⁷ Pièce C-UC-0017, pages 17 à 19.

¹⁶⁸ Pièce A-0059, pages 206 à 209.

¹⁶⁹ Pièce B-0061, pages 4 à 7.

[413] La Régie note également que pour établir la consommation et le cas-type des participants au PFR160-Aide financière à l'achat d'un système de récupération de la chaleur des eaux de drainage (RCED) pour les MFR, le FEÉ a utilisé les mêmes données que pour le programme résidentiel PR340-Aide financière à l'achat d'un système de RCED¹⁷⁰. Or, en établissant le cas-type du PFR160, qui vise pourtant les MFR, le FEÉ a utilisé la même proportion de propriétaires d'unifamiliale, de duplex et de triplex que pour l'ensemble de la clientèle résidentielle de Gaz Métro, sans vérifier que cette proportion était adéquate.

[414] **La Régie demande donc, advenant le transfert du PFR160 au PGEÉ, que le cas-type du programme soit ajusté pour tenir compte du fait qu'il vise une clientèle de MFR.**

4.7.5 RENTABILITÉ

[415] **Par souci d'uniformité de traitement entre le PGEÉ et le FEÉ, la Régie autorise, pour 2012, un taux d'actualisation réel uniforme de 4,53 % aux fins du calcul de la rentabilité des programmes du FEÉ, tel que proposé par Gaz Métro¹⁷¹.**

[416] Par ailleurs, jugeant que cet ajustement est requis pour éviter une surévaluation de la rentabilité, **la Régie prend acte de la correction apportée à la méthode de calcul du TP, afin de tenir compte des coûts incrémentaux complets des mesures du Plan d'action 2012 du FEÉ.**

4.7.6 ÉVALUATION

[417] La Régie note que le FEÉ a suspendu, en 2011, les évaluations du PS151-Système de préchauffage solaire de l'air ou de l'eau dans les bâtiments à vocation sociocommunautaire et du PC440-Système de préchauffage solaire de l'air ou de l'eau ainsi que de l'activité Nouvelles technologies. **La Régie prend acte de la suspension**

¹⁷⁰ Pièce B-0178, Gaz Métro-9, document 8.1, page 1.

¹⁷¹ Pièce B-0156, pages 16 et 17; pièce B-0207, page 9.

définitive de l'évaluation de ces programmes et activité ainsi que celle du PR330, prévue pour 2012¹⁷².

4.8 ÉVALUATION DU PROGRAMME DE RABAIS À LA CONSOMMATION (PRC) ET DU PROGRAMME DE RÉTENTION PAR VOIE DE RABAIS À LA CONSOMMATION (PRRC)

[418] Dans le cadre du dossier tarifaire 2010 (dossier R-3690-2009), le groupe de travail constatait, dans son rapport à la Régie, qu'il était justifié d'évaluer les programmes commerciaux PRC et PRRC, compte tenu des montants relativement importants alloués à ces programmes.

[419] Dans ce même rapport, Gaz Métro indiquait son intention de déposer un rapport d'évaluation de ces programmes dans le cadre du dossier tarifaire 2011. Le distributeur précisait que ce rapport inclurait, notamment, des évaluations des taux d'opportunisme, des ratios coûts/bénéfices et du déploiement des programmes dans les différents marchés. La Régie prenait acte de cette intention dans la décision D-2009-156¹⁷³.

[420] Dans sa décision D-2010-144¹⁷⁴, la Régie acceptait de reporter le dépôt du rapport d'évaluation au dossier tarifaire 2012.

[421] Dans le cadre du présent dossier, Gaz Métro dépose un rapport d'évaluation des programmes PRC et PRRC préparé à partir des résultats d'une étude de marché réalisée par la firme Abscisse Recherche.

[422] La Régie constate que l'évaluation ne couvre que l'aspect marché et ne comporte aucune évaluation de la performance économique des deux programmes au cours des dernières années.

¹⁷² Pièce B-0061, pages 23 et 24.

¹⁷³ Décision D-2009-156, dossier R-3690-2009, page 12.

¹⁷⁴ Décision D-2010-144, dossier R-3720-2010 Phase 2, page 62.

[423] En audience, le distributeur indique ne pas s'être limité à une analyse de marché et précise avoir également examiné ses données internes et procédé à une évaluation de l'impact tarifaire que pourrait avoir une diminution des aides financières¹⁷⁵.

[424] La Régie note que, pour le secteur de la nouvelle construction résidentielle, les aides financières ne sont pas établies en fonction de la rentabilité pour le client, mais en fonction du coût des équipements.

[425] Le distributeur mentionne que, pour le secteur résidentiel, le coût de l'énergie n'est pas un critère important dans le choix de l'équipement. Il explique que, considérant qu'environ 85 % des nouvelles ventes résidentielles sont faites en nouvelle construction et que la majorité des projets sont réalisés par des constructeurs promoteurs, les subventions PRC, sont surtout versées à ces derniers¹⁷⁶. Il précise que ceux-ci n'étant pas les propriétaires finaux de l'immeuble, ils ne bénéficient pas de la rentabilité liée à la position concurrentielle du gaz naturel et cherchent simplement à minimiser le coût de l'équipement pour rester compétitif dans le marché de la construction.

[426] Gaz Métro soumet que la position concurrentielle du gaz naturel permet d'avoir plus de conversions et peut amener plus d'intérêt pour le gaz naturel, mais elle n'a pas d'impact sur la rentabilité pour le constructeur, laquelle dépend directement du PRC. Abaisser le PRC, parce que la situation concurrentielle du gaz naturel est meilleure, amènerait rapidement une baisse assez importante des nouvelles ventes¹⁷⁷.

[427] Dans le cadre du dossier R-3630-2007, Gaz Métro présentait un plan d'ajustement des aides financières qui prévoyait une baisse des subventions du PRC pour le secteur résidentiel au cours des années 2007 et 2008. Le distributeur justifiait ces baisses par l'amélioration de la position concurrentielle du gaz naturel :

« La hausse du prix du mazout et les augmentations des tarifs d'électricité depuis 2004, combinées à la baisse du prix moyen du gaz naturel en 2007, positionnent le gaz naturel en 2007 dans une situation concurrentielle plus favorable que lors des années antérieures. De plus, la croissance du taux de pénétration du gaz naturel dans le marché résidentiel depuis 2001 indique que le gaz naturel est de plus en plus populaire auprès des clients du marché résidentiel. »

¹⁷⁵ Pièce A-0045, page 84.

¹⁷⁶ Pièce A-0045, pages 70 et 71.

¹⁷⁷ Pièce A-0045, page 53.

Ces changements, dans le contexte du marché résidentiel, ont permis un réajustement à la baisse des subventions (PRC), autant pour la nouvelle construction que pour la conversion sur réseau afin de les calibrer en fonction de la situation concurrentielle. Pour la nouvelle construction résidentielle, le plan mis en place en novembre 2006 prévoit une réduction des subventions moyennes de 2 % pour 2007 et de 3 % pour 2008. Le plan d'ajustement sera calibré à nouveau en fonction du contexte concurrentiel pour les années suivantes. Pour le marché de la conversion, le montant de subvention moyen par client "chauffage" a été réduit de 500 \$ dès septembre 2006¹⁷⁸. »

[428] La Régie constate que le rapport d'évaluation ne permet pas d'apprécier l'impact des baisses des subventions en 2007 et 2008 sur la performance des programmes.

[429] Le distributeur indique également que, pour le secteur résidentiel et le petit commercial, c'est la rentabilité du projet (pour le distributeur) qui limite le montant de la subvention. Il précise que, même si les modalités du programme permettent de subventionner 100 % des dépenses admissibles, qui sont le coût de l'équipement et l'installation, cette limite est rarement atteinte¹⁷⁹.

[430] La Régie comprend donc que pour plusieurs projets du secteur résidentiel, le montant de la subvention ramène la rentabilité du projet au seuil requis par le distributeur, soit son coût en capital prospectif. Le rapport ne fournit pas de données sur la rentabilité réelle de ces projets par rapport à leur rentabilité prévisionnelle.

[431] **La Régie prend acte du dépôt, par Gaz Métro, du rapport d'évaluation de marché des PRC et PRRC.** Le rapport d'évaluation permet de voir que les PRC et PRRC sont importants pour le marché. Il ne permet toutefois pas d'apprécier les résultats de ceux-ci au cours des dernières années parce qu'il ne traite pas des résultats réels observés. Le rapport présente une analyse de sensibilité, basée sur un sondage auprès des participants, pour évaluer l'impact sur les ventes et calculer l'impact tarifaire de changements du niveau des subventions par rapport à la situation actuelle, mais n'évalue pas cette situation actuelle.

[432] En réponse à une demande de la Régie, le distributeur indique ne pas être en mesure de produire une analyse de rentabilité réelle des PRC et PRRC pour les années

¹⁷⁸ Dossier R-3630-2007, pièce B-15, Gaz Métro-2, document 7, pages 28 et 29.

¹⁷⁹ Pièce A-0045, page 88.

2006 à 2010, parce qu'il ne dispose pas des données nécessaires à une telle analyse¹⁸⁰. Il ajoute que la Régie avait accepté, dans la décision D-2011-073¹⁸¹, la proposition de Gaz Métro de présenter, à compter du plan de ventes 2009, pour le marché résidentiel, le résultat de l'analyse *a posteriori* du plan de vente à la troisième année ainsi qu'à la sixième année, après la présentation du plan de développement *a priori*.

[433] **Pour pallier aux déficiences de l'évaluation, compte tenu que, comme l'a mentionné Gaz Métro, les données réelles des dernières années ne sont pas disponibles, la Régie lui demande de :**

- **déposer, lors du prochain dossier tarifaire, une analyse à jour des surcoûts des équipements au gaz naturel et des grilles de subventions;**
- **présenter, lors des prochains rapports annuels, un suivi des subventions des PRC et PRRC versées et des volumes prévus liés à ces subventions ainsi que la rentabilité des projets subventionnés, par marché, en distinguant pour le PRC les nouvelles constructions et les conversions;**
- **présenter, lors du rapport annuel 2012, une méthode de suivi *a posteriori* des volumes et de la rentabilité liés aux projets subventionnés similaire au suivi *a posteriori* du plan de développement.**

4.9 TAUX D'AMORTISSEMENT

[434] Dans la décision D-2010-030¹⁸², la Régie jugeait raisonnable de reporter la révision des taux d'amortissement au présent dossier tarifaire.

[435] Dans le cadre du présent dossier, Gaz Métro demande à la Régie d'autoriser les taux d'amortissement qu'elle utilisera à compter du 1^{er} octobre 2011¹⁸³. Elle présente, au soutien de sa demande, l'étude de la firme d'experts Gannett Fleming, laquelle porte sur les immobilisations en service au 30 septembre 2009.

[436] En se basant sur les conclusions de cette étude, le distributeur propose une nouvelle méthode pour la détermination des taux d'amortissement ainsi qu'une révision à

¹⁸⁰ Pièce B-0178, Gaz Métro-3, document 4.2, pages 1 et 2.

¹⁸¹ Décision D-2011-073, dossier R-3745-2010, page 17.

¹⁸² Dossier R-3720-2010.

¹⁸³ Pièce B-0063, page 4.

la baisse du taux moyen d'amortissement pour les actifs de distribution, de stockage et de transmission, se traduisant par une hausse des durées de vie proposées pour ces catégories d'immobilisation.

MÉTHODE

[437] La nouvelle méthode d'amortissement que le distributeur propose de retenir, soit la méthode ELG¹⁸⁴, est plus précise que la méthode ASL¹⁸⁵ utilisée pour les études précédentes. En effet, la méthode ELG tient compte du fait que certains actifs sont retirés avant la fin de leur durée de vie utile. Il en résulte un niveau plus élevé de charge d'amortissement plus tôt dans la vie d'un groupe d'actifs. De plus, cette méthode est conforme à la fois aux IFRS et aux principes comptables généralement reconnus (PCGR) américains, le référentiel comptable que Gaz Métro prévoit adopter à partir du 1^{er} octobre 2012.

[438] L'expert retenu par le distributeur, M. Kennedy, recommande l'utilisation de la méthode ELG car elle conduit à une charge d'amortissement qui reflète mieux la durée d'utilisation des actifs. De plus, il indique que le recours à cette méthode élimine l'iniquité entre les générations de clients découlant de l'utilisation de la méthode ASL.

[439] L'UMQ recommande à la Régie d'accepter la demande d'utilisation de la méthode ELG, tandis que l'UC recommande de la rejeter en faveur du maintien de la méthode ASL. Selon l'UC, il existe deux aspects distincts et indissociables inhérents à l'application de toute politique d'amortissement du capital investi, soit la récupération et la rémunération du capital investi. L'intervenante est d'avis que l'étude d'amortissement produite par l'expert est centrée sur le seul volet récupération du capital, sans égard au volet complémentaire de la rémunération du capital¹⁸⁶.

[440] Selon l'expert Kennedy, une politique d'amortissement ne devrait pas être utilisée pour manipuler le montant de rendement qui sera reconnu pour l'utilité¹⁸⁷.

[441] La Régie est d'avis que la méthode ELG est une méthode plus précise que la méthode ASL, en plus d'être conforme aux PCGR américains. Cette méthode comporte

¹⁸⁴ *Equal life group* (ELG).

¹⁸⁵ *Average service life* (ASL).

¹⁸⁶ Pièce C-UC-0017, page 13.

¹⁸⁷ Pièce B-0216, page 27.

également l'avantage de constater une charge d'amortissement plus élevée en début de période, ce qui permet de réduire l'accroissement des soldes de déviations futurs. **En conséquence, la Régie approuve l'utilisation de la méthode ELG.**

TAUX

[442] Le distributeur propose de modifier les taux d'amortissement de certains postes.

[443] Les principaux postes d'immobilisation sont les conduites principales (50 % des immobilisations) et les branchements d'immeubles (27 % des immobilisations).

TABLEAU 5

Taux d'amortissement des principaux postes des immobilisations

	Taux proposés	Taux actuels
Conduites principales en acier	2,82 %	3,06 %
Conduites principales en plastique direct	1,98 %	2,21 %
Branchements d'immeubles en acier	2,66 %	3,77 %
Branchements d'immeubles en plastique direct	3,19 %	3,63 %

Source : B-0096, page 11

[444] Selon Gaz Métro, l'étude proposée des taux ne cause pas d'impact significatif sur la charge d'amortissement annuelle projetée pour l'année 2012.

[445] Pour les actifs de distribution en acier, soit les conduites et les branchements, l'expert Kennedy recommande une durée de vie moins élevée que celle résultant des analyses statistiques, en raison de sa politique de modération. Selon cet expert, des changements significatifs à la durée de vie de ces actifs ne sont pas conseillés, car ils pourraient mener à des fluctuations considérables lorsque les causes du changement ne sont pas de nature permanente¹⁸⁸.

[446] Quant aux branchements et conduites en plastique direct, l'expert Kennedy recommande des durées de vie plus élevées que dans le passé. Il soutient que la nouvelle

¹⁸⁸ Pièce B-0193, Gaz Métro-6, document 8.12, page 1.

génération de plastique montre des indications d'une durée de vie plus longue. Ainsi, il est convaincu qu'il n'est pas nécessaire de modérer la hausse de la durée de vie de ces actifs¹⁸⁹.

[447] L'UMQ considère que la politique de modération s'apparente à une politique de report de l'amortissement¹⁹⁰. Elle s'oppose à la durée de vie proposée de 45 ans pour les branchements d'immeubles en acier et soumet que la durée de vie de cet actif aurait dû être portée au minimum à 50 ans¹⁹¹, soit la durée de vie statistique.

[448] La Régie considère raisonnables les taux d'amortissement demandés pour les conduites principales et les branchements d'immeubles. Elle constate que Gaz Métro possède des comptes séparés pour les conduites et branchements en plastique et en acier, alors que ce n'est pas le cas pour les distributeurs comparables. Dans ces circonstances, une validation des taux avec les comparables est plus difficile.

[449] La Régie approuve la modification des taux d'amortissement proposés par Gaz Métro pour les actifs de distribution, de stockage et de transmission.

[450] Gaz Métro demande des changements visant à maintenir une saine gestion de ses immobilisations. Ces changements se composent majoritairement d'ajouts de catégories relatives aux actifs de stockage (bâtiments et équipements) et aux installations générales.

[451] Gaz Métro a effectué une étude portant sur les installations générales. Dans cette étude, elle constate qu'un changement de taux pour les catégories machinerie lourde et remorques est requis. Celui-ci devrait passer de 10 % à 12,5 %. Le distributeur demande aussi l'ajout d'une catégorie pour l'équipement et l'outillage amortie au taux de 8,33 %. Ces améliorations ont été identifiées par Gaz Métro à la suite de la revue des catégories dans le cadre des analyses sur l'approche par composante. Selon Gaz Métro, ces modifications ont un impact non significatif sur la charge d'amortissement.

[452] La Régie approuve la création des nouvelles catégories d'immobilisation, la modification des taux d'amortissement applicables à certaines catégories d'immobilisation déjà existantes ainsi que les taux d'amortissement afférents.

¹⁸⁹ Pièce A-0045, pages 173 et 174.

¹⁹⁰ Pièce C-UMQ-0013, page 27.

¹⁹¹ Pièce C-UMQ-0013, pages 25 à 27.

DURÉE DE VIE UTILE DES ACTIFS DU POSTE SENNEVILLE

[453] Dans sa décision D-2011-048, la Régie demandait à Gaz Métro de valider la vie utile des actifs du poste Senneville dans le cadre de la mise à jour de l'étude d'amortissement. Gaz Métro indique que la durée de vie utile des actifs dudit projet est de 50 ans.

[454] **Le résultat de la validation de la vie utile des actifs touchés par le projet Senneville répond au suivi requis.**

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

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE partiellement la demande ré-amendée en date du 31 août 2011;

RECONDUIT jusqu'au 30 septembre 2013, le programme de flexibilité tarifaire mazout pour les clients aux tarifs D₁ et D₃;

APPROUVE l'entente intervenue entre les membres du Groupe de travail ainsi que toutes les pièces s'y rapportant;

APPROUVE le budget de 12,3 M\$ proposé par le Groupe de travail pour le PGEÉ 2012;

AUTORISE l'utilisation d'un montant de 4,2 M\$ provenant des sommes imputées au FEÉ, conformément au Plan d'action 2012 du FEÉ;

APPROUVE le plan d'approvisionnement de Gaz Métro pour l'exercice 2012, tel que prévu à l'article 72 de la Loi, sous réserve des précisions énoncées à la section 4.2.3 de la présente décision;

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

- un ratio de dette de 54 %,
- un ratio d'avoir propre de 38,5 %,
- un ratio d'actions privilégiées de 7,50 %,
- un taux de rendement sur l'avoir propre de 8,90 %;

RÉSERVE SA DÉCISION sur la stratégie tarifaire et les grilles tarifaires en découlant pour les tarifs D₁, D₃, D₄ et D₅;

RÉITÉRE 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 *Conditions de service et Tarif* pour tenir compte de la présente décision, au plus tard le 7 décembre 2011 à 12 h et **RÉSERVE** sa décision à ces égards.

Gilles Boulianne
Régisseur

Marc Turgeon
Régisseur

Jean-François Viau
Régisseur

Représentants :
.....

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

ANNEXE 1

Suivis découlant de la présente décision

Annexe 1 (2 pages)

G. B. _____

M. T. _____

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

1. Proposer, dans le cadre du PGEÉ 2013, une nouvelle approche résidentielle qui optimiserait les contacts avec les participants et assurerait une meilleure rentabilité future à tous les programmes, notamment le PE103.
2. Présenter ses recommandations à l'égard de l'impact énergétique des programmes PE202 et PE210 dans le cadre du PGEÉ 2013.
3. Appliquer un taux de bénévolat de 0 % au PE212 jusqu'à l'obtention des résultats de l'exercice de vérification proposé par le distributeur.
4. Poser une hypothèse documentée et différente de 0 % à l'égard du tendancier associé aux PE207 et PE211, dans le cadre du PGEÉ 2013.
5. Présenter un suivi sur le travail en cours découlant des pistes de réflexion et d'ajustement proposées lors du dossier tarifaire 2014.
6. Déposer un rapport d'état d'avancement et proposer un calendrier de réalisation visant à compléter la vision tarifaire en y incluant les éléments mentionnés par la Régie. Présenter les résultats dans le cadre d'un groupe de travail auquel participera le personnel technique de la Régie.
7. Analyser plus à fond la problématique du seuil d'accès au tarif d'équilibrage personnalisé pour les clients du tarif D₁ et proposer une solution permettant de minimiser les impacts pour les clients.
8. Déposer une analyse à jour des surcoûts des équipements au gaz naturel et des grilles de subventions des PRC et PRRC.

B. LA RÉGIE DEMANDE QUE LES ÉLÉMENTS SUIVANTS SOIENT DÉPOSÉS PAR GAZ MÉTRO LORS D'UN DOSSIER TARIFAIRE ULTÉRIEUR

1. Présenter les recommandations découlant des pistes de réflexion et d'ajustement proposées lors du dossier tarifaire 2014.

C. LA RÉGIE DEMANDE QUE LES ÉLÉMENTS SUIVANTS SOIENT DÉPOSÉS PAR GAZ MÉTRO LORS DES RAPPORTS ANNUELS

1. Compléter sa réponse quant à la part des économies d'énergie associée au PE207 et au PE211, lors du rapport annuel 2011. La Régie demande également de justifier tout écart majeur entre les objectifs fixés et les résultats observés, pour ces deux programmes.
2. Présenter, lors des rapports annuels à compter du rapport annuel 2011, un suivi des subventions des PRC et PRRC versées et des volumes prévus liés à ces subventions et de la rentabilité des projets subventionnés, par marché, en distinguant pour le PRC les nouvelles constructions et les conversions;
3. Présenter, lors du rapport annuel 2012, une méthode de suivi *a posteriori* des volumes et de la rentabilité liés aux projets subventionnés comme pour le suivi *a posteriori* du plan de développement.

ANNEXE 2

FORMULE D'AJUSTEMENT AUTOMATIQUE DU TAUX DE RENDEMENT SUR L'AVOIR DE L'ACTIONNAIRE DE GAZ MÉTRO POUR L'ANNÉE 2013 ET LES ANNÉES SUBSÉQUENTES

Annexe 2 (3 pages)

G. B. _____

M. T. _____

J.-F. V. _____

**FORMULE D'AJUSTEMENT AUTOMATIQUE DU TAUX DE RENDEMENT
SUR L'AVOIR DE L'ACTIONNAIRE DE GAZ MÉTRO
POUR L'ANNÉE 2013 ET LES ANNÉES SUBSÉQUENTES**

Taux de rendement sur

l'avoir de l'actionnaire = $8,90 \% + 0,75 * (POCL_t - 4,0 \%) + 0,5 * (ECSR_t - 1,5 \%)$
pour l'année témoin t

où :

$POCL_t$ = Prévision du taux de rendement des obligations du Canada de long terme pour l'année témoin t.

$ECSR_t$ = Écart de crédit des obligations de long terme des sociétés réglementées canadiennes de cote de crédit A par rapport aux obligations du Canada de long terme pour l'année témoin t.

Le facteur $POCL_t$ est calculé comme suit :

$$POCL_t = \left[\frac{PO_{10}C_{nov,t} + PO_{10}C_{août,t}}{2} \right] + \left[\frac{\sum_i (O_{30} C_{i,t-1} - O_{10} C_{i,t-1})}{I} \right]$$

où :

$PO_{10}C_{nov,t}$ = Prévision du taux de rendement des obligations 10 ans du gouvernement du Canada à la fin du mois de novembre de l'année témoin t-1, telle qu'elle apparaît dans la publication du mois d'août de l'année tarifaire t-1 du Consensus Forecasts.

$PO_{10}C_{août,t}$ = Prévision du taux de rendement des obligations 10 ans du gouvernement du Canada à la fin du mois d'août de l'année témoin t, telle qu'elle apparaît dans la publication du mois d'août de l'année tarifaire t-1 du Consensus Forecasts.

- $O_{30}C_{i,t-1}$ = Taux de rendement des obligations 30 ans du gouvernement du Canada à la clôture de chaque journée ouvrable i du mois de juillet de l'année tarifaire $t-1$ tel que publiés par la Banque du Canada (Cansim Series V39056).
- $O_{10}C_{i,t-1}$ = Taux de rendement des obligations 10 ans du gouvernement du Canada à la clôture de chaque journée ouvrable i du mois de juillet de l'année tarifaire $t-1$ tels que publiés par la Banque du Canada (Cansim Series V39055).
- I = Nombre de journées ouvrables dans le mois de juillet de l'année tarifaire $t-1$ pour lesquelles les taux de rendement des obligations du gouvernement du Canada et les taux de rendement des obligations 30 ans des sociétés réglementées canadiennes de cote de crédit A sont publiés.

Le facteur $ECSR_t$ correspond à la moyenne des écarts de rendement quotidiens entre les obligations 30 ans des sociétés réglementées canadiennes de cote de crédit A et les obligations 30 ans du gouvernement du Canada, constatés chaque journée ouvrable i du mois de juillet de l'année tarifaire $t-1$. Le facteur $ECSR_t$ est calculé comme suit :

$$ECSR_t = \frac{\sum_i (O_{30}SR_{i,t-1} - O_{30}C_{i,t-1})}{I}$$

où :

- $O_{30}SR_{i,t-1}$ = Moyenne quotidienne des taux de rendement des obligations 30 ans des sociétés réglementées canadiennes de cote de crédit A à la clôture de chaque journée ouvrable i du mois de juillet de l'année tarifaire $t-1$, telle qu'elle apparaît à l'indice C29530Y publié par Bloomberg.
- $O_{30}C_{i,t-1}$ = Taux de rendement des obligations 30 ans du gouvernement du Canada à la clôture de chaque journée ouvrable i du mois de juillet de l'année tarifaire $t-1$ tel que publiés par la Banque du Canada (Cansim Series V39056).

I = Nombre de journées ouvrables dans le mois de juillet de l'année tarifaire t-1 pour lesquelles les taux de rendement des obligations du gouvernement du Canada et les taux de rendement des obligations 30 ans des sociétés réglementées canadiennes de cote de crédit A sont publiés.

ANNEXE 3

Cette annexe est confidentielle

Annexe 3	
G. B.	_____
M. T.	_____
J.-F. V.	_____

RÉGI DECISION D-2011-182
SECTION 4.3 RATE OR RETURN

Régie de l'énergie

Decision D-2011-182/File R-3752-2011

English Version

« Section 4.3 – Rate of return »

Note : This document provides a translation of pages 46 to 75 of Decision D-2011-182 rendered on November 25, 2011. It in no way replaces the Decision. Only the full French text of the Decision has legal force.

4.3 RATE OF RETURN

4.3.1 LEGAL FRAMEWORK

[175] Pursuant to section 31 of the Act, the Régie regulates natural gas distribution activities in Québec, including those to which Gaz Métro holds exclusive rights.

[176] The process by which the Régie establishes a rate of return on equity (ROE) is governed by various provisions of the Act. When the Régie fixes natural gas rates, those rates must be fair and reasonable [subsection 49(7)]. The rates it fixes must allow the Distributor a reasonable return on the rate base [subsection 49(3)]. Furthermore, in setting rates, the Régie must ensure that financial ratios are maintained [subsection 49(5)]. However, the tariffs must not impose higher rates or more onerous conditions than are necessary to cover capital and operating costs, to maintain the Distributor's stability and the normal development of its distribution system, and to provide a reasonable return on the rate base (section 51).

[177] The reasonable return standard and the three criteria on which it is based were not at issue in this case. In Decision D-2009-156,⁷⁰ the Régie described its role and powers with respect to setting a distributor's rate of return. After reviewing the case law established over the years by higher courts in Canada and the US, the Régie referred to the three criteria that regulators have historically applied to determine the reasonable return standard, namely the comparable investment, financial integrity and capital attraction requirements.

[178] Based on these three criteria, a reasonable return on equity (ROE) should:

- be comparable to the return available from the application of the invested capital to other enterprises of like risk (comparable investment requirement);
- permit incremental capital to be attracted to the enterprise on reasonable terms and conditions (capital attraction requirement);
- enable the financial integrity of the regulated enterprise to be maintained (financial integrity requirement).

⁷⁰ File R-3690-2009.

[179] In Decision D-2009-156, the Régie found that these criteria enjoy consensus support and may be used to guide the exercise of its authority to determine a reasonable rate of return.

[180] In the same Decision, the Régie noted that its duty in this respect is to determine a reasonable rate of return and that the method it uses is a matter of discretion. The Régie mentioned that the courts have allowed regulatory agencies wide latitude and discretion in choosing the best method for setting a reasonable ROE.

4.3.2 RATE OF RETURN

4.3.2.1 Cost of equity models

[181] The experts who testified used different approaches and models to calculate Gaz Métro's ROE.

[182] The expert retained by Gaz Métro, Dr. Morin, used the Capital Asset Pricing Model (CAPM), the Empirical Capital Asset Pricing Model (ECAPM), the Discounted Cash Flows model (DCF), the historical risk premium of regulated companies based on realized returns on US indices and the historical risk premium of regulated companies, based on authorized ROEs in the US. The IGUA expert, Dr. Booth, used the CAPM and checked the results using the DCF model,⁷¹ applied to the Canadian market as a whole rather than a specific security.

[183] The CAPM is expressed by the following equation:

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

[184] This equation represents the rate of return (K) that an investor expects to receive on an investment in a security with a specified level of risk. The expected return on this security (K) equals the return on a risk-free investment (R_f) plus a risk premium. The risk premium is specific to the security under consideration and is proportionate to the market

⁷¹ Exhibit C-ACIG-0015, page 66.

risk ($R_m - R_f$), which is estimated on the basis of the difference between the rates of return generated by a diversified portfolio (R_m) and by a risk-free investment (R_f). The relationship between market risk and the risk associated with the security under consideration is expressed by the beta factor (β).

[185] Dr. Booth's calculations using the CAPM produced a ROE in the 6.75%-7.80% range, before flotation costs, the adjustment for Gaz Métro's risk and the credit spreads between the yields on long-term bonds issued by Canadian regulated companies and on government bonds. After taking these factors into account, Dr. Booth recommended an authorized ROE of 8.1% for Gaz Métro, the mid-point of his 7.5%-8.7% range.

[186] Dr. Morin's calculations using the CAPM produced a ROE of 9.09%, before flotation costs and the adjustment for Gaz Métro's risk.

[187] The ECAPM is expressed by the following equation:

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

[188] The ECAPM aims to correct the downward bias produced by the CAPM for companies with a beta less than 1. In the literature, this bias has been reported by studies of the risk-free rate calculated on the basis of the 30-day return on 90-day T-Bills. The correction produced by the introduction of an alpha factor (α) in the case of the ECAPM results in an increase in the ordinate at the origin and a reduction of the slope of the linear relationship.

[189] According to the IGUA expert, there is no longer any reason to correct for this bias when government long bond yields are used to calculate the risk-free rate. He described Dr. Morin's ECAPM as a double-beta adjustment model⁷² when the ECAPM is used with adjusted betas. He argued that empirical data does not warrant the use of adjusted betas in the ECAPM.

[190] The Gaz Métro expert disagreed with this position and argued that using long-term bond yields only partially corrects the bias.⁷³

⁷² Exhibit C-ACIG-0015, page 46.

⁷³ Exhibit B-0058, page 42.

[191] Dr. Morin used the DCF model to calculate Gaz Métro's ROE. Dr. Booth used the DCF model only to check the results produced by the CAPM for the Canadian market as a whole. Under the DCF model, the price (P) of a share equals the present value of its future dividends, which are discounted at rate k and grow at rate g indefinitely.

[192] The DCF model is therefore expressed by the equation:

$$P = D_1 / (k - g)$$

or, written another way

$$k = D_1 / P + g$$

where

k = rate of return on equity

D₁ = dividend paid in year 1

P = market price of share

g = dividend growth rate

[193] Dr. Morin applied the DCF model using financial analysts' forecasts, for different US indices. According to Dr. Morin, applying the DCF model to Canadian regulated companies would probably be unreliable as there are few regulated Canadian companies, there have been many changes in ownership and corporate restructurings, their securities are not heavily traded, there are few comparables with a history of homogeneous financial data, and finally it is difficult to obtain a reliable estimator of the dividend growth rate as financial analysts do not produce growth forecasts for Canadian regulated companies.⁷⁴

[194] Dr. Morin submitted financial analysts' constant growth rate forecasts with infinite periods for different US indices:

- DCF model - Natural Gas Utilities Value Line Growth – 4.6%;
- DCF model - Natural Gas Utilities Zacks Growth – 4.7%;

⁷⁴ Exhibit B-0058, page 52.

- DCF model - Combination Gas & Elec Utilities Value Line Growth – 6.9%;
- DCF model - Combination Gas & Elec Utilities Zacks Growth – 5.8%.

[195] Based on these growth estimates, he submitted regulated US companies' estimated returns for different US indices, before flotation costs and adjustment for a specific company's risk:

- DCF model - Natural Gas Utilities Value Line Growth – 8.6%;
- DCF model - Natural Gas Utilities Zacks Growth – 8.6%;
- DCF model - Combination Gas & Elec Utilities Value Line Growth – 10.8%;
- DCF model - Combination Gas & Elec Utilities Zacks Growth – 10.3%.

[196] Dr. Morin also used realized returns over the 1930-2010 period of the S&P Utility Index, which is made up of regulated US natural gas and electricity companies, to calculate an historical risk premium. From the Index's annual returns, he subtracted annual interest income on US government long bonds, excluding capital gains and losses, to calculate the risk premium for the period. He then added this risk premium to his projected yield on 30-year Canada bonds for the year 2012, which was 4.4%. He repeated the same calculation using the Moody's Natural Gas Distribution index for the 1955-2001 period.

[197] Dr. Morin's calculations produced a ROE of 9.9% with the S&P Utility Index and 10.1% with the Moody's Natural Gas Distribution index, before flotation costs and the adjustment for a specific company's risk.

[198] Finally, Dr. Morin calculated an implied risk premium for US regulated companies based on nearly 600 rate of return decisions by US regulatory agencies over the 1986-2010 period, by comparing the returns allowed by US regulatory agencies with US long bond yields, excluding capital gains and losses. He then added this risk premium to his projected yield on 30-year Canada bonds for the year 2012, which was 4.4%. Flotation costs are included in the premium as they are included in the ROE authorized by US regulatory agencies.

[199] In the latter case, Dr. Morin's calculations produced a ROE of 10.6%, including flotation costs but before factoring in the adjustment for a specific company's risk.

[200] The Régie has already ruled on the ECAPM.⁷⁵ In the Régie's view, there is no new information that would warrant a reconsideration of this model.

[201] Regarding the model based on the historical risk premium of regulated companies calculated on realized returns on US indices, the Régie notes that returns on the S&P Utility and Moody's Natural Gas Distribution indices are based on the realized returns of US holding companies, which may have both regulated and non-regulated assets.

[202] The Régie has misgivings about the results produced by this model. The Régie notes a significant difference between the 5.5%-5.7% risk premium calculated on the basis of these indices and the 4.7% figure produced by the CAPM calculation submitted by Dr. Morin, based on a 6.7% market risk premium and a beta of 0.70. Using this same beta and the 5.5%-5.7% risk premiums yielded by the S&P Utility and Moody's Natural Gas Distribution indices in the US, we obtain a market risk premium in the order of 7.8%-8.1%, which the Régie does not consider to be consistent with observed historical facts.

[203] Regarding the model that calculates the historical risk premium of regulated companies on the basis of authorized ROEs in the US, the Régie notes that the logic is circular. At the hearing, Dr. Morin stated the following with respect to circularity:⁷⁶

[translation]

A. Your question raises some very interesting points about regulation. It is the well-known circular argument problem. If you look at yourself in a mirror, nothing will ever change. The economy could collapse and if everyone has the same rate of return it is as if you are looking in a mirror.

So, what financial experts do to try to get around this circularity problem is to examine market data, betas, stock market prices, the CAPM method, the DCF method, which minimize the circularity factor. You have probably noticed that in my testimony I rarely if ever refer to what other regulators have done with respect to the rate of return because it becomes circular. So, we avoid this circularity by using market data.

⁷⁵ Decision D-2003-93, file R-3492-2002, page 71.

⁷⁶ Exhibit A-0051, pages 159-160.

[204] With respect to the DCF model, the Régie is of the view that it entails some practical difficulties, including calculation of the dividend growth rates for the selected securities. The Régie notes that the dividend growth rate calculation is a projection based on financial analysts' forecasts. The Régie also notes that application of this model is based solely on US data.

[205] **In light of the evidence, the Régie has decided to rely primarily on the CAPM in this decision.** This is the method the Régie has applied in previous decisions. The CAPM is recognized and used both in financial circles and by the majority of the experts appearing before regulatory bodies.

[206] However, the use of this model does entail difficulties which the Régie addresses in greater detail below.

[207] For reasons of caution, as no one model can perfectly reproduce investor expectations of return, the Régie will take into account, for the purpose of determining Gaz Métro's ROE, the results of the DCF model, despite the weaknesses noted above.

RISK-FREE RATE

[208] The CAPM model requires the establishment of a risk-free rate (R_f), to which the company's risk premium is then added. The usual practice is to use the 30-year Government of Canada bond yield.

[209] Dr. Morin suggested a risk-free rate of 4.40%⁷⁷ for calculating the CAPM while Dr. Booth suggested 4.50%.⁷⁸

[210] Finally, the risk-free rate based on the Consensus Forecasts of August 2011 and the yield spread between Government of Canada 10-year and 30-year bonds for the previous month, as filed by Gaz Métro, is 3.91%.⁷⁹

[211] **Based on the evidence in the record, the Régie determines the risk-free rate to be in the range of 3.91%-4.50%.**

⁷⁷ Exhibit B-0058, pages 22-25.

⁷⁸ Exhibit C-ACIG-0015, pages 31-33.

⁷⁹ Exhibit B-0304.

MARKET RISK PREMIUM

[212] The CAPM requires the establishment of a market risk premium ($R_m - R_f$), based on which a risk premium is determined for a benchmark utility.

[213] Dr. Morin submitted a market risk premium of 6.70% based on studies using historical data or forecasts.⁸⁰ The beginning and ending dates of the historical data series vary from one study to another.

[214] Dr. Booth submitted market risk premium estimates based on data series covering periods beginning in 1926 and 1957, and ending in 2010.⁸¹ His calculations were based on arithmetic and geometric means and the ordinary least squares method. He proposed a market risk premium of 5.5%. His recommendation is supported by a study by Professor Fernandez, the results of which were based on the opinions of a sample of finance professors, financial analysts and corporate executives.⁸²

[215] The Régie notes that it has ruled in the past on the use of arithmetic means of historical data series for the purpose of establishing the market risk premium, and on data sources for establishing that premium.⁸³ The Régie will base its assessment on historical data derived from both Canadian and US studies that provide access to reliable, regularly updated numbers.

[216] The Régie will continue calculating the market risk premium on the basis of the arithmetic mean return observed on the markets. However, the choice of reference period for establishing the risk premium raises certain issues: the mean may vary significantly depending on the beginning and ending dates of the selected data series. Therefore, the Régie has chosen to assign the greatest weighting to long-period means.

[217] The Régie also notes that in Decision D-2009-156,⁸⁴ it used Canadian and US data in equal proportions for the purpose of assessing the market risk premium. In view of the evidence in the present case, the Régie will use the same approach.

⁸⁰ Exhibit B-0273, page 17.

⁸¹ Exhibit C-ACIG-0017, pages 14, 15 and 26.

⁸² Exhibit C-ACIG-0015, page 52.

⁸³ Decision D-2003-93, file R-3492-2002, pages 73-74.

⁸⁴ Decision D-2009-156, file R-3690-2009, page 62.

[218] Based on the evidence in the record, the Régie determines the market risk premium to be in the range of 5.50%-5.75%.

RISK FOR A BENCHMARK UTILITY

[219] For the purposes of the standalone principle, the Régie defines the benchmark utility as a utility with 100% regulated operations and a low risk level. The risk level is measured by the beta factor (β), which represents the risk differential between the benchmark utility and the broad market.

[220] Establishing the beta is one of the major difficulties in applying the CAPM. The problems relate both to establishing a reference sample that is representative of the risk associated with regulated companies in order to define the benchmark utility, and to obtaining valid data series that can support a robust estimate.

[221] Dr. Morin submitted an adjusted beta of 0.70, based on different Canadian and US indices. He justified the use of the adjusted betas on the grounds that they are published and available to investors.

[222] Dr. Booth submitted various calculations based on recent data but stated that judgement must be applied and suggested that the beta value of the benchmark utility be established on the basis of the historic mean beta of regulated companies, which he estimated at between 0.45 and 0.55. Dr. Booth used raw betas for the calculations. He stated that raw betas are published by brokerage firms such as the Royal Bank's brokerage arm.⁸⁵

[223] Dr. Morin used adjusted betas to reflect empirical research showing the tendency of beta values to converge towards 1. Dr. Booth argued, on the contrary, that as regulated companies generally have lower risk, their beta values converge towards the average beta for their group and not towards 1, which is the average beta for all companies on the market.

⁸⁵ Exhibit C-ACIG-0075.

[224] With respect to the use of adjusted betas, the Régie maintains the position it has taken in previous decisions.⁸⁶ The explanation commonly used in financial research to support an adjustment to raw beta, namely the empirically observable tendency of betas in general to converge in the long term towards the market mean of 1, does not apply in the case of regulated companies. Given the existence of exclusive distribution rights, it is difficult to see how the risk associated with the operation could increase significantly and converge towards the market risk over the years.

[225] However, this does not necessarily entirely resolve the problem of the quality of raw betas and their ability to accurately predict realized returns when applying the CAPM. It is difficult to objectively deduce the beta value from observed market data for the companies in the samples. **Therefore, based on the evidence in the record, the Régie determines the benchmark utility beta to be in the 0.50 to 0.60 range.**

GAZ MÉTRO'S LEVEL OF RISK

[226] Gaz Métro's business risk was thoroughly analyzed in 2007 and 2009. The Régie has reviewed this risk in 2011, based on the evidence in the record.

[227] Dr. Morin argued that a 40 basis-point upward adjustment is warranted because of the adjusted beta differential, the equity requirement differential according to the S&P business risk score, and his informed expert judgement.⁸⁷ He ascribed the higher risk to the make-up of Gaz Métro's customer base and its competitive position in relation to other forms of energy.

[228] Dr. Morin also stated that there are two ways to adjust for Gaz Métro's higher risk, namely through a higher rate of return or through a higher capitalization ratio or lower financial leveraging. Dr. Morin indicated that the 40 basis points are equivalent to a 4% increase in equity according to theoretical and empirical studies.⁸⁸

⁸⁶ Decision D-2010-147, file R-3724-2010; Decision D-2009-156, file R-3690-2009; Decision D-2007-116, file R-3630-2007; Decision D-2003-93, file R-3492-2002.

⁸⁷ Exhibit B-0058, page 64.

⁸⁸ Exhibit B-0058, page 77.

[229] Gaz Métro is asking for a 4-percentage-point increase in common equity from 38.5% to 42.5% and a decrease in preferred shares from 7.5% to 3.5%. Dr. Morin made a different recommendation, which he explained as follows⁸⁹:

Q.80 WHAT BUSINESS RISK AND FINANCIAL RISK PROFILE HAS S&P CURRENTLY ASSIGNED TO GMLP?

A. S&P classifies GMLP as having “excellent” business risk and “significant” financial risk. This profile indicates an implied rating of A-, that is, low single A, based on the table above. Based on this profile, the debt ratio guideline is 45%-50%, that is, an equity ratio of 50%-55%. GMLP’s equity ratio of 46% (common 38.5% plus preferred 7.5%) places the company outside those guidelines. My recommended common equity ratio in the range of 40%-45%, or 47.5% - 52.5% inclusive of preferred equity, would place the Company close to the bottom end of the S&P debt targets. [emphasis added]

[230] According to Dr. Booth, Gaz Métro’s risk has decreased since the Régie’s last decision in 2009.⁹⁰ He argued that shale gas development is an important change which has had the effect of increasing supply, and further stated that lower natural gas prices have increased its competitiveness in relation to oil and electricity.

[231] Dr. Booth noted that Gaz Métro has a higher level of business risk than its counterparts due to the make-up of its customer base. He argued, however, that its higher capitalization ratio and greater risk coverage through a number of deferred charge accounts counterbalance the higher business risk.

[232] The Régie understands that investors regard risk as consisting in the uncertainty of realizing a return on their capital within a given horizon and of recovering their capital.

[233] The Régie observes that the history of realized returns shows that Gaz Métro has been consistent in realizing its authorized ROE.⁹¹ The Régie also observes that the competitiveness of natural gas in relation to other energy sources has improved since 2009.⁹²

⁸⁹ Exhibit B-0058, pages 75-76.

⁹⁰ Exhibit C-ACIG-0015, page 2.

⁹¹ Exhibit B-0178, Gaz Métro-7, Document 12.5, page 3.

⁹² Exhibit B-0178, Gaz Métro-7, document 12.2.

[234] In the Régie's view, Gaz Métro bondholders and unitholders' perceptions of long-term risk are very similar today to what they were in 2009. The credit-rating agencies do not report any materialization of capital recovery risk in the case of regulated businesses in Québec.⁹³

[235] The Régie considers the company's overall risk to be higher than that of the benchmark utility, due to, among other things, the composition of its customer base and competition from electric power in Québec. However, its assessment also takes into account Gaz Métro's deemed capital structure, i.e. 38.5% common equity and 7.5% preferred shares, which is higher than that of the benchmark utility, and the increased risk coverage provided by deferred charge accounts.

[236] The Régie finds the company's risk has not changed materially since Decision D-2009-156, although it is still higher than that of the benchmark utility. **Based on the evidence in the record, the Régie determines that the higher risk warrants maintaining an upward adjustment, in comparison with the risk premium of the benchmark utility, in the amount of 25 to 35 basis points.**

[237] **The Régie also considers Gaz Métro's higher risk, compared with a benchmark utility, to be offset by its deemed capital structure. The Régie maintains the deemed capital structure of 38.5% common equity, 7.5% preferred shares and 54% debt.**

FLOTATION COSTS AND OTHER CAPITAL MARKET ACCESS COSTS

[238] In 2009, a detailed examination of flotation costs was conducted, based on a calculation of actual flotation expenses since 1993, as provided by Gaz Métro.

[239] Dr. Morin recommended 30 basis points in consideration of these costs.

[240] Dr. Booth recommended 50 basis points in consideration of these costs, which he stated was compatible with the practices of many other regulatory agencies.

⁹³ Exhibit B-0308, pages 7-8.

[241] Based on the evidence in the record, the Régie determines a provision for flotation costs and other costs of accessing capital markets ranging from 30 to 40 basis points, with a greater weighting at the lower end of the range.

RESULTS OF OTHER MODELS

[242] In the Régie's view, the CAPM remains the most appropriate base model to guide the determination of a reasonable rate of return on equity.

[243] However, all the experts also acknowledged that no one model can correctly represent investor expectations under all circumstances and in all phases of the economic and financial cycles. Therefore, the Régie believes that the results produced by the DCF model must be taken into account, despite the weaknesses noted above.

[244] The Régie also mentions that in its Decision D-2007-116,⁹⁴ it noted that application of the CAPM raises an additional difficulty when ROE determination occurs at a time when government bond rates diverge significantly from average rates over long periods. Since the risk premium is calculated over a long period and represents the difference between the arithmetic mean market return and the arithmetic mean government bond yield, it basically reflects prevailing conditions over that same period. The Régie concluded that an adjustment was necessary when bond market conditions varied from this mean.

[245] In view of the evidence in the present case and the comments made in its Decision D-2007-116, the Régie considers that an adjustment in the order of 25 to 50 basis points to the results produced by the CAPM is warranted under the circumstances.

COMPARISON WITH CANADIAN DISTRIBUTORS

[246] In the case at hand, Gaz Métro has produced comparative evidence on the authorized ROEs and deemed capital structures of Canadian utilities.⁹⁵

⁹⁴ File R-3630-2007.

⁹⁵ Exhibit B-0057.

[247] In response to an information request, Gaz Métro described the significant factors that have changed since Decision D-2009-156 and that have a material impact on setting the rate of return.

[translation]

Since Decision D-2009-156, the other Canadian distributors have seen much more significant changes and upward adjustments to their rates of return and capital structures than has Gaz Métro.

Furthermore, in file EB-2009-0084, the Ontario Energy Board upgraded the ROE and introduced a new automatic adjustment formula which calls for a 9.66% rate in 2011. Gaz Métro therefore expects an increase in the benchmark utilities' returns in view of the rates that Enbridge Gas Distribution and Union Gas will be allowed as of 2012.⁹⁶

[248] Below, the Régie reviews the evidence submitted by Gaz Métro. It points out, however, the risk of circularity that this exercise entails, as described by Dr. Morin.⁹⁷

Capital structure

[249] The Régie notes that the comparison of capital structures submitted by Gaz Métro does not include preferred shares.⁹⁸ In response to an information request, Gaz Métro produced a table⁹⁹ showing the proportion of preferred shares in the capital structures of the comparable utilities it identified. The Régie observes that when both common shares and preferred shares are considered, Gaz Métro is the distributor with the smallest proportion of debt in its deemed capital structure, apart from Pacific Northern Gas Ltd.'s Western Division.

[250] Gaz Métro stated that if the proportion of debt were increased from 54% to 57.5%, the financial risk would be expected to rise.¹⁰⁰

⁹⁶ Exhibit B-0178, Gaz Métro-7, Document 12.2, page 1.

⁹⁷ Exhibit A-0051, pages 159-160.

⁹⁸ Exhibit B-0057, page 7.

⁹⁹ Exhibit B-0181, page 22.

¹⁰⁰ Exhibit A-0051, page 18.

[251] In response to an information request,¹⁰¹ Dr. Morin described the effects of a high debt ratio in a capital structure:

All else remaining constant...the results of empirical studies and theoretical studies indicate that equity costs increase from 7.6 to 13.8 basis points per one percentage point increase in the debt ratio. The more recent studies indicate that the upper end of that range is more indicative of the effect on equity costs.

[252] According to Dr. Morin, an A credit rating minimizes financing costs.¹⁰² The Régie notes that Gaz Métro has a stable A credit rating, according to the S&P rating agency, with a ratio of approximately 70% debt in its actual capital structure. The Régie considers the credit rating and the information in the S&P Utility report, particularly with respect to regulated natural gas distribution activities in Québec, to be relevant information that the market uses in assessing Gaz Métro's risk, as Dr. Morin described.¹⁰³

[253] In his evidence, Dr. Morin testified that to obtain an A credit rating under S&P's guidelines, the debt ratio must be between 45% and 50%. He also testified that Gaz Métro's equity ratio should be between 40% and 45%, and between 47.5% and 52.5% counting preferred shares.¹⁰⁴

[254] The Régie is of the view that none of the Canadian comparables cited by Gaz Métro are within the S&P Utility guidelines.

[255] In its arguments, IGUA stated the following with respect to the debt ratios of the comparables:

[translation]

Mr. Cabana also failed to take into account, in his analysis, the high proportion of preferred shares in Gaz Métro's deemed capital structure. The evidence shows that Atco Gas, Terasen Gas, Enbridge Gas and Union Gas, unlike Gaz Métro, have no preferred shares in their deemed capital structure for regulatory purposes, which clearly has the effect of considerably increasing their proportion of debt when compared to Gaz Métro. [...] We see that for the years

¹⁰¹ Exhibit B-0178, Gaz Métro-7, document 12.1, page 7.

¹⁰² Exhibit B-0058, page 71.

¹⁰³ Exhibit A-0051, pages 159-160.

¹⁰⁴ Exhibit B-0058, pages 75-76.

2010 and 2011, the debt component in those companies' deemed capital structures was:

- *ATCO Gas 61.0%*
- *Terasen Gas 60.0%*
- *Enbridge Gas 64.00%*
- *Union Gas 64.00%*

*We should not underestimate the importance that the investing community attaches to these higher debt levels in assessing these companies' financial risk.*¹⁰⁵

[256] With respect to preferred shares, Dr. Booth's view is as follows:

*In the case of Gaz Metro, the 7.5% preferred share component is deemed and does not represent an increase in financial risk to the common shareholder. That is, there are no preferred share dividends that have to be paid prior to a dividend to the common shareholder. To all intents and purposes, Gaz Metro has a 46% common equity component at a cost equal to a weighted average of its allowed ROE and preferred share cost. In Dr. Booth's judgment, the additional 10% common equity component over Union and EGDI offsets Gaz Metro's higher business risk so that also allowing a higher ROE amounts to double counting. Consequently Dr. Booth does not recommend a premium to his estimate of a fair ROE for a benchmark utility.*¹⁰⁶ [emphasis added]

[257] The Régie finds that with a 54% deemed debt component, Gaz Métro has significantly less debt in its deemed capital structure than do its comparables, which reflects the fact that its risk is higher than that of a benchmark utility.

Rate of return

[258] To calculate the authorized ROE for Enbridge Gas Distribution Inc. (Enbridge) and Union Gas for 2010 and 2011, Gaz Métro used the formula that the Ontario Energy Board (OEB) has been applying since 2010 to electric power distributors. However, it is not certain that this formula will be applied to Enbridge and Union Gas. The Régie also notes that Enbridge's incentive mechanism has a five-year term, 2008-2012, with a

¹⁰⁵ Exhibit C-ACIG-0084, page 15.

¹⁰⁶ Exhibit C-ACIG-0022, pages 5 and 6.

possible extension to 2014.¹⁰⁷ As confirmed at the hearing, the authorized ROEs for Enbridge and Union Gas for 2010 and 2011 are in fact 8.39% and 8.54% respectively.¹⁰⁸ Therefore, it is the Régie's view that Gaz Métro's comparison anticipates the OEB's decisions on the allowed rate of return for Enbridge and Union Gas.

[259] Gaz Métro updated its comparison¹⁰⁹ using the authorized ROEs for Enbridge and Union Gas. It also removed Fortis BC from its sample, as it is an electric power distributor. Finally, it defended the size of its sample of Canadian companies on the grounds that, from a statistical point of view, a regulatory agency cannot establish a rate of return using a sample of just a few companies.¹¹⁰

[260] At the hearing, Gaz Métro argued that an authorized rate of return that has not been updated in five years should not be used for comparative purposes.

[261] The Régie notes that in file R-3690-2009, Gaz Métro's expert, Dr. Carpenter, used ROEs authorized by US regulatory agencies in decisions dating back as far as 1999 for purposes of comparison.¹¹¹ In the Régie's view, the ROE authorized in the last available decision should be the one used for comparison.

[262] Gaz Métro added that the realized returns of Enbridge and Union Gas were significantly higher than their authorized returns.¹¹²

[263] Dr. Morin said that the subject of realized returns was outside the scope of his testimony.¹¹³

[264] For his part, Dr. Booth made several comments on the sample of comparables submitted by Gaz Métro. He did not understand why one electric power distributor, Fortis BC, was included but not the others. He argued that P&G, Alta Gas, Gazifère, P&G Western, P&G Fort St. John and P&G Tumbler Ridge were not good comparables

¹⁰⁷ C-FCEI-0034, page 25.

¹⁰⁸ Exhibit A-0057, pages 188-189.

¹⁰⁹ Exhibit B-0306.

¹¹⁰ Exhibit B-0309, page 57.

¹¹¹ File R-3690-2009, exhibit B-28.

¹¹² Exhibit A-0057, pages 175-176.

¹¹³ Exhibit B-0178, Gaz Métro-7, Document 12.5, page 3.

because they are small companies. He further argued that the appropriate comparables for Gaz Métro are rather ATCO Gas, Terasen Gas, Union Gas and Enbridge.¹¹⁴

[265] Based on the comparable utilities identified by Dr. Booth, the Canadian Federation of Independent Business (CFIB) produced a comparison of their authorized ROEs over the 2004-2011 period. The table shows that Gaz Métro has a higher ROE than the mean for those companies.¹¹⁵

[266] The Régie deems it preferable to have a sample of a number of comparable companies. However, it believes that the decision to include or not include a company in a sample for comparative purposes must take into account factors such as market size, risk level, regulatory framework and so forth.

[267] In conclusion, the Régie finds, on the basis of this comparison with Canadian distributors, that Gaz Métro is favourably positioned in view of its deemed capital structure and authorized ROE.

COMPARISON WITH US DISTRIBUTORS

[268] The authorized ROEs of regulated Canadian companies and their US counterparts were compared at the hearing. Both Gaz Métro and IGUA officials and experts testified on the related issues.

[269] In the Régie's view, the evidence on this point filed in this case is not materially different from the evidence submitted to the Régie in 2009. The Régie does not believe that the evidence supports a different determination than the one it reached in 2009.

[270] The Régie believes that while it is clear that the ROEs authorized in the US are higher, on average, than those granted in Canada, the evidence in support of the proposition that the rates authorized in the US should be used as the yardstick for rate-setting in Québec is unconvincing. The evidence with respect to recent data on US decisions and with respect to analysis of US regulatory and institutional systems is indeed very weak. Among other things, the distributor has not demonstrated that the opportunities available on the US market are comparable in terms of risk.

¹¹⁴ Exhibit A-0051, pages 265-271.

¹¹⁵ Exhibit C-FCEI-0038, page 7.

[271] The Régie observes that Dr. Morin's evidence included realized returns calculated on the basis of consolidated data. Dr. Morin did not calculate realized returns limited to regulated operations of the companies in his sample, since he did not have that information.¹¹⁶ The Régie deems that information to be relevant. It also considers a comparison between the authorized and realized returns of the natural gas distribution operations of regulated US companies with comparable risk, over a long period, to be relevant for the purposes of this assessment.

[272] Therefore, the Régie has not seen sufficient evidence to support a finding that the two countries' regulatory, institutional, economic and financial environments, and their impact on the resulting opportunities for investors and for the regulated-rate companies, are comparable.

4.3.3 AUTOMATIC ADJUSTMENT FORMULA (AAF)

4.3.3.1 Expert McShane's evidence in file R-3724-2010

[273] In his argument on the rate of return, counsel for Gaz Métro submitted that it was inadmissible and contrary to due process for Dr. Booth to enter into evidence Ms. McShane's expert testimony in file R-3724-2010, the subject of which was Gazifère.

[translation]

And regarding paragraph 267, I say this. Witness Booth's desire to argue against the "94 McShane" model, as he referred to it in his report, on both sides of the Ottawa River is a futile exercise because the evidence in the Gazifère file is not being submitted to the Régie, and secondly it is, unfortunately, an exercise that is inadmissible in law because Ms. McShane is not here to defend her formula.

Dr. Booth neglected to respond to Dr. Morin. He has unfortunately applied himself to arguing that Ms. McShane's evidence is inadmissible. But he has the wrong case because Ms. McShane's evidence is not before you. So all his testimony is inadmissible because, unfortunately, you do not have the other side of the coin.

¹¹⁶ Exhibit B-0178, Gaz Métro-7, document 12.5, page 3.

If you want to hear Mr. Booth's testimony, in which he tries to literally crucify Ms. McShane, then you would need to have Ms. McShane's evidence, and unless I am mistaken – M^e Sarault might be able to confirm this – Ms. McShane is not a witness in this file. And Ms. McShane is not before you to respond. Because Gaz Métro did not hire her because – well, I don't know why, but Gaz Métro didn't hire her. I'm just saying. I have no idea. But it didn't hire her. On the other hand, Ms. McShane has been very successful in Ontario. I shouldn't have said that. I feel I don't know the whole story. But all I want to say, Mr. Chairman, is that it has to be one or the other: either we adjourn and bring Ms. McShane here and give us the opportunity to respond to Mr. Booth's arguments or, unfortunately for him, Mr. Booth's evidence is inadmissible. Why? Because he is responding to evidence that is not in the record and we do not have the opportunity to respond, given that Ms. McShane is not present.

*It's a bit legalistic, but this is the kind of thing that ends up causing problems. So, unfortunately for Dr. Booth, I submit that the Régie cannot accept this evidence as admissible in the absence of Ms. McShane's evidence, because unfortunately you have only one side of the coin.*¹¹⁷

[274] The Régie does not accept this argument. First, the Régie considers the comments by counsel for Gaz Métro to be a belated objection to the evidence. Gaz Métro failed to object to this evidence at the hearing. Only in its oral argument, after the submission of evidence by both sides was closed, did it raise the issue of due process. An objection of this type, made not at the appropriate time but in oral argument, cannot be accepted.

[275] In referring to Ms. McShane's testimony, the IGUA expert was only reporting the broad lines of a scientific debate that has been underway among Canadian regulators for several years concerning the best method for fixing a reasonable rate of return; in other words, he was giving hearsay testimony. It has long been recognized that an expert testifying before a tribunal may give hearsay evidence, which is what the IGUA expert did in reporting Ms. McShane's position. The Court of Appeal has ruled on this issue:

*Now, expert witnesses, in giving opinions within their fields of expertise, are entitled to base these opinions on second-hand evidence and this will not affect the admissibility of their opinions although it may affect their weight or probative value.*¹¹⁸

¹¹⁷ Exhibit A-0061 pages 250-252.

¹¹⁸ *Paillé v. Lorcon Inc.*, [1985] C.A. 528.

[276] The Régie finds that by accepting, in the alternative, that the formula used by the Régie in Decision D-2010-147, the “Gazifère formula,” be applied to it for the 2012 test year, Gaz Métro opened up for the IGUA expert discussion of the evidence that led to the adoption of that formula, particularly since no objection was raised.

[277] Finally, counsel for Gaz Métro argued that Dr. Booth did not respond to the right expert by replying to Ms. McShane, when he should have replied to Dr. Morin. Is this true? Must an expert necessarily respond to another in a rate case? The Régie does not believe so.

[278] When it fixes rates, the Régie carries out a broad consultation with all stakeholders, including the distributor. This is not a dispute giving rise to an adversarial debate but rather an inquiry through which the Régie seeks to obtain all the information needed to establish a reasonable ROE. In this context, it is desirable for experts to express their opinions, independently of all the other experts in the case, without having to respond to them specifically.

4.3.3.2 Selected adjustment formula

[279] At the Régie’s request, Gaz Métro filed its ROE calculation for 2012, based on the current adjustment formula and the 25-55 basis point adjustment for the effects of the financial crisis that was applied in the 2010 and 2011 rate years. After subtracting the 55 or 25 point adjustment for the years 2010 and 2011, the resulting rate of return is in the 8.36%-8.66% range.¹¹⁹

[280] Dr. Morin recommended a new ROE adjustment formula to take into account corporate credit spreads and the decreased sensitivity of the cost of equity to changes in government bond yields. Dr. Morin also recommended that this formula be reviewed every three years.

[281] Dr. Morin presented two analyses in support of his conclusion that the cost of equity is less sensitive to variations in government long-term bond yields than the 0.75 factor in the current formula.

¹¹⁹ Exhibit B-0304.

[282] In the first analysis, Dr. Morin performed a regression between the implied risk premium of US regulated companies based on nearly 600 ROE decisions by US regulatory agencies and US long-term bond yields for the 1986-2010 period.

[283] In the second analysis, Dr. Morin performed a regression between the implied risk premium of Canadian regulated companies based on 31 ROE decisions by the National Energy Board (NEB) between 1980 and 1994, and the yield on Government of Canada long-term bonds.

[284] Based on these results, Dr. Morin recommended the following adjustment formula, under which, as of the second year, the ROE would be equal to:

- the initial ROE;
- plus 50% of the change in the Government of Canada 30-year bond yield compared with the initial rate;
- plus 50% of the change in the yield on all long-term A-rated bonds issued by regulated Canadian companies, compared with the initial yield.

[285] Dr. Booth recommended that the formula adopted by the Régie for Gazifère be applied.¹²⁰ He commented that a factor of 0.50 for credit spreads struck him as excessive. He accepted it, however, noting that over the length of a full economic cycle, the effect is neutral. According to a Bank of Canada report, the adjustment factor for changes in the yield spread on corporate bonds related to default risk, which may be associated with a change in the cost of equity, is in the order of 37%.¹²¹

[286] Using this formula, Dr. Booth compared the ROE produced by his formula with the ROE allowed by the NEB over the 1995-2011 period.

[287] According to Dr. Booth, with an adjustment factor equal to 50% of the change in the yield on Government of Canada 30-year bonds, as suggested by Dr. Morin, this formula produces ROEs that are higher than those authorized by the NEB between 1995 and 2011. Dr. Booth argued that this implies that no Canadian regulatory agency allowed a reasonable ROE during this period. He also noted that, during the same period, Canadian regulatory agencies repeated the exercise more than once, on the basis of expert evidence.

¹²⁰ Decision D-2010-147, file R-3724-2010, Appendix 1.

¹²¹ Exhibit C-ACIG-0015, page 77.

[288] Finally, Dr. Booth believes that the Canadian economy has recovered from the last recession but that problems related to sovereign debt are impacting the global economic environment. He considers the credit spreads to be wider than what they should be in a normal economic cycle. He recommended a 25-40 basis-point adjustment for the effects of the credit spreads.

[289] The Régie accepts Dr. Booth's view that the credit spreads are still wider than what they should be in a normal economic cycle. In view of the evidence in the record and the objective of maintaining market access on reasonable terms, the Régie considers it appropriate, under the circumstances of the present case, to authorize an adjustment in consideration of the effects of credit spreads.

[290] Therefore, the Régie is setting a range of 25 to 40 basis points for the credit spread adjustment.

[291] In the Régie's view, the formula it applied for Gazifère makes it possible to appropriately adjust the authorized ROE on the basis of changes in the yield on 30-year bonds issued by regulated Canadian companies, while factoring in the credit spread that applies to Gaz Métro.

[292] The Régie is of the view that the formula it applied for Gazifère would have produced more suitable allowed ROEs during the financial crisis, although the allowed ROE would also have been more volatile. **The Régie finds that, to calculate Gaz Métro's ROE as of the 2013 rate year, it would be appropriate to replace the current formula by the formula it applied for Gazifère.**

[293] The Régie considers that, for the 2013 rate year and subsequent years, the adjustment for credit spreads will be covered by the second term of the new AAF. Therefore, if credit spreads remain wide, the adjustment will be maintained. On the other hand, if credit spreads return to normal, the adjustment will decrease.

[294] In the Régie's opinion, the yield spreads for A-rated bonds issued by regulated companies do not react in the same way as the yield spreads for A-rated bonds issued by unregulated companies throughout the economic cycle, particularly during a financial crisis. **The Régie adopts the Bloomberg C29530Y index as an estimator of the credit spreads of regulated Canadian companies. For future rate cases, the Régie therefore**

requests that Gaz Métro provide the Bloomberg data for the month of July for the purpose of applying the new formula.

[295] At the hearing, Dr. Booth testified that the Bloomberg index stood at 1.44% and 1.51% for July and August respectively.¹²² **The Régie will use the 1.5% value from the Bloomberg index for the purpose of applying the new formula.**

[296] **For the purpose of applying the new formula, the Régie also sets the risk-free rate at 4.0%.**

[297] ROE for the 2013 rate year and subsequent years will therefore be calculated in accordance with the formula shown in Appendix 2.

[298] The Régie specifies that the ROE produced by this formula will be expressed as a percentage rounded off to two decimal points.

4.3.3.2 AAF application period

[299] In oral argument,¹²³ counsel for Option Consommateur (OC), citing Ontario Energy Board (OEB) decisions and Dr. Booth's expert testimony, submitted that Gaz Métro's repeated applications to amend the AAF – three times in the last five years – undermine the benefits, in terms of regulatory effectiveness and efficiency, of applying an AAF. The intervenor was also concerned about the costs of these applications. It argued that, as the costs are borne by customers, there is no incentive for Gaz Métro to limit the number of applications. The stakeholder described Gaz Métro's strategy as the "wearing-down approach to regulation." On this point, OC was supported by other intervenors, including IGUA and Union des Municipalités du Québec (UMQ).

[300] In his response,¹²⁴ counsel for Gaz Métro argued that the Régie has a duty to ensure that the rate of return is reasonable every year. Gaz Métro submitted that it appeared before the Régie on this issue this year because it had no choice. In view of the two-year limit on the adjustment for the effects of the economic crisis, there had been an invitation to come back to discuss the adjustment to the AAF. Gaz Métro added that the

¹²² Exhibit C-ACIG-0083.

¹²³ Exhibit A-0059 pages 112-118.

¹²⁴ Exhibit A-0063 pages 203-208.

current formula, which was the same as the one used for Gazifère prior to Decision D-2010-147,¹²⁵ is no longer applicable because the situation has changed since 2009 and markets are going through a highly volatile period.

[301] Gaz Métro described the request by OC and IGUA to limit its ability to apply for review of ROE adjustment methods at its discretion as a clearly illegal and indeed punitive demand that is contrary to the principles set forth in the Act.

[302] According to Gaz Métro, this approach to rate-setting is neither serious nor reasonable.

[303] First, the Régie notes that Gaz Métro has submitted evidence in support of various methods of establishing ROE in recent years. In file R-3630-2007, it suggested using the Fama-French method. In file R-3662-2008, it suggested that the Régie not apply the AAF and increase flotation costs. In file R-3690-2009, it suggested using the ATWACC,¹²⁶ arguing that the AAF was broken. Finally, in the current case, Gaz Métro is asking the Régie to adjust its ROE and its deemed capital structure, and to amend the AAF. Gaz Métro has come to the Régie four times in five years for a review of its ROE.

[304] Contrary to the comments by counsel for OC, the purpose of Gaz Métro's applications was not necessarily to amend the AAF but rather to find the appropriate method for establishing a reasonable rate of return. While recognizing that Gaz Métro is entitled to a reasonable rate of return, the Régie is concerned about its repeated applications and the related regulatory costs.

[305] Without wanting to prevent Gaz Métro from filing an application with respect to the rate of return if the situation so warrants, the Régie believes that the effectiveness, efficiency and stability of the regulatory process support application of the AAF for a reasonably lengthy period before the factors in the formula are reviewed or before the method by which the rate of return is established is reconsidered. **Therefore, the Régie approves application of the new AAF for a period of three years starting with the 2013 rate case.**

¹²⁵ File R-3724-2000 Phases 2 and 4.

¹²⁶ After tax weighted average cost of capital (ATWACC).

[306] After that period, Gaz Métro may, if it wishes, ask the Régie to review the AAF factors or to review its rate of return. The Régie considers this to be a reasonable period in view of the sophisticated nature of the formula it has adopted and the high regulatory costs borne by Gaz Métro's customers since 2007.

RESULTS OF ANALYSIS

[307] The table below shows the values the Régie has decided to authorize for each factor.

TABLE 4
Authorized value for each factor

Factor	Bottom of range	Top of range
Risk-free rate	3.91%	4.50%
Market risk premium	5.50%	5.75%
Beta of benchmark utility	0.50	0.60
Adjustment for Gaz Métro's risk level	0.25%	0.35%
Flotation costs	0.30%	0.40%
Subtotal 1: Result produced by CAPM	7.21%	8.70%
Adjustment for results of other models	0.25%	0.50%
Subtotal 2: Return on equity before adjustment for credit spreads	7.46%	9.20%
Adjustment for credit spreads	0.25%	0.40%
Total: Return on equity after adjustment for credit spreads	7.71%	9.60%

[308] Therefore, in view of all the above conclusions, the reasonable rate of return to be authorized for the Distributor is in the range of 7.71%-9.60%.

1.1.1.1 Conclusion

[309] Given the evidence in the record and all the reasons set out above, the Régie sets Gaz Métro's return on equity (ROE) for the 2012 rate year at 8.90%. The Régie

maintains the deemed capital structure of 38.5% common equity, 7.5% preferred shares and 54% debt.

[310] Starting with the 2013 rate year and for subsequent years, the Régie adopts the AAF described in Appendix 2 to this Decision. The Régie sets the application period of the new formula at three years, starting with the 2013 rate year.

[311] Based on a risk-free rate of 4.0%, Gaz Métro's authorized ROE reflects an implied risk premium of 4.90%. Moreover, based on the determined capital structure, an 8.90% ROE, the rate of return on preferred shares and the cost of debt, according to the record,¹²⁷ the Régie calculates the average cost of capital on the rate base at 7.50% and the projected cost of capital at 6.37%.¹²⁸

¹²⁷ Exhibit-B-0048, page 1.

¹²⁸ Exhibit-B-0232.

APPENDIX 2

AUTOMATIC ROE ADJUSTMENT FORMULA FOR GAZ MÉTRO INC. FOR 2013 AND SUBSEQUENT YEARS

Appendix 2 (3 pages)

G. B. _____

M. T. _____

J.-F. V. _____

**AUTOMATIC ROE ADJUSTMENT FORMULA FOR GAZ MÉTRO INC.
FOR 2013 AND SUBSEQUENT YEARS**

$$\text{ROE for test year } t = 8.90\% + 0.75 * (\text{PYCL}_t - 4.0\%) + 0.5 * (\text{CSRC}_t - 1.5\%)$$

where

- PYCL_t = Projected yield on Canada long-term bonds for test year t .
 CSRC_t = Credit spread between A-rated long-term bonds issued by Canadian regulated corporations and Canada long-term bonds for test year t .

The PYCL_t factor is calculated as follows:

$$\text{PYCL}_t = \left[\frac{\text{PY}_{10\text{C}_{\text{nov}, t}} + \text{PY}_{10\text{C}_{\text{aug}, t}}}{2} \right] + \left[\frac{\sum_i (Y_{30\text{C}_{i, t-1}} - Y_{10\text{C}_{i, t-1}})}{I} \right]$$

where

- $\text{PY}_{10\text{C}_{\text{nov}, t}}$ = Projected yield on Canada 10-year bonds at the end of November in test year $t-1$, according to Consensus Forecasts published in August of rate year $t-1$.
 $\text{PY}_{10\text{C}_{\text{aug}, t}}$ = Projected yield on Canada 10-year bonds at the end of August in test year t , according to Consensus Forecasts published in August of rate year $t-1$.
 $Y_{30\text{C}_{i, t-1}}$ = Yield on Canada 30-year bonds at the close of business on each day i in July of rate year $t-1$, as published by the Bank of Canada (Cansim Series V39056).
 $Y_{10\text{C}_{i, t-1}}$ = Yield on Canada 10-year bonds at the close of business on each day i in July of rate year $t-1$, as published by the Bank of Canada (Cansim Series V39055).
 I = Number of business days in July of rate year $t-1$ for which the yield on Canada bonds and the yield on A-rated 30-year bonds issued by Canadian regulated corporations are published.

The CSRC_t factor shows the daily average yield spread between A-rated 30-year bonds issued by Canadian regulated corporations and Canada 30-year bonds, observed each business day i in July of rate year $t-1$. The CSRC_t factor is calculated as follows:

$$CSRC_t = \frac{\sum_i (Y_{30RC_{i,t-1}} - Y_{30C_{i,t-1}})}{I}$$

where

$Y_{30RC_{i,t-1}}$ = Daily average yield on A-rated 30-year bonds issued by Canadian regulated corporations at the close of business on each day i in July of rate year $t-1$, as shown on the Bloomberg C29530Y index.

$Y_{30C_{i,t-1}}$ = Yield on Canada 30-year bonds at the close of business on each day i in July of rate year $t-1$, as published by the Bank of Canada (Cansim Series V39056).

I = Number of business days in July of rate year $t-1$ for which the yield on Canada bonds and the yields on A-rated 30-year bonds issued by Canadian regulated corporations are published.