

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2010-144

R-3720-2010
Phase 2

4 novembre 2010

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 2010*

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 (ROEEÉ);
- 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	8
3.1 Rapport déposé par le Groupe de travail	8
3.2 Application du Mécanisme.....	8
3.3 Particularités pour l'année tarifaire 2011	11
3.4 Fonctionnalisation des revenus d'extraction de liquides.....	12
3.5 Calcul du taux de rendement selon la formule d'ajustement automatique.....	13
3.6 Traitement des sommes accumulées à la suite des dépôts non réclamés	15
3.7 Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)	17
3.8 Création d'un groupe de travail relatif à la participation des MFR et des MBM aux programmes d'efficacité énergétique	21
3.9 Programme de flexibilité tarifaire	22
3.10 Modifications aux dispositions tarifaires et au texte des <i>Conditions de service et Tarif</i>	22
3.11 Établissement des tarifs	23
3.12 Conclusion sur le rapport du Groupe de travail.....	27
4. SUJETS TRAITÉS EN AUDIENCE.....	28
4.1 Plan d'approvisionnement gazier — horizon 2011-2013.....	28
4.2 Établissement des coûts associés à l'activité de vente de GNL	42
4.3 Mécanisme pour minimiser l'impact du changement de la normale climatique	51
4.4 Stratégie de gestion des actifs.....	52
4.5 Modification du traitement du GAC dans le calcul du revenu plafond.....	54
4.6 Modalités de traitement des pertes de productivité	55
4.7 Modifications aux tarifs D_M , D_3 et D_1	56
4.8 FEÉ	58
4.9 Rapport d'évaluation du Programme de rabais à la consommation (PRC) et du Programme de rétention par voie de rabais à la consommation (PRRC)	62
4.10 Proposition tarifaire de S.É./AQLPA	63
5. MODALITÉS D'APPLICATION DE LA PRÉSENTE DÉCISION	64
DISPOSITIF	65
ANNEXE 1.....	69
ANNEXE 2.....	79

1. INTRODUCTION

[1] Le 22 janvier 2010, Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro ou le distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande de modification des tarifs et de certaines conditions auxquelles le gaz naturel est fourni, transporté et livré dans sa franchise à compter du 1^{er} octobre 2010 (la Demande). Gaz Métro propose que la Demande soit traitée en deux phases, ce que la Régie accepte dans la décision D-2010-015. La Demande est amendée à trois reprises, soit les 30 avril, 11 juin et 2 septembre 2010.

[2] La phase 1 porte sur l'harmonisation du texte des Conditions de service approuvé par la Régie dans sa décision D-2009-136¹ et du texte des Tarifs dont Gaz Métro propose l'adoption.

[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) de Gaz Métro 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 ROEÉ, S.É./AQLPA, TCE, l'UC et l'UMQ.

[5] Le 23 juillet 2010, la Régie rend la décision D-2010-100 dans le cadre de la phase 1 du dossier dans laquelle elle approuve la version française du texte harmonisé appelé *Conditions de service et Tarif*.

[6] Le 5 août 2010, le distributeur indique à la Régie que la décision D-2010-100 contient certaines erreurs d'écriture et demande à la Régie de rectifier sa décision en conséquence. Le 18 août 2010, la Régie indique au distributeur qu'elle tiendra compte de ses commentaires lors de la décision finale portant sur la phase 2.

[7] L'audience s'est déroulée sur quatre jours, soit les 8, 9, 10 et 13 septembre 2010.

¹ Dossier R-3523-2003.

[8] Le 30 septembre 2010, la Régie rend la décision D-2010-133 dans laquelle elle fixe l'entrée en vigueur de tarifs provisoires à compter du 1^{er} octobre 2010 et reporte l'entrée en vigueur des Conditions de service à une date ultérieure. Dans cette même décision, elle se prononce également sur le Programme de produits financiers dérivés et partiellement sur le plan d'approvisionnement de Gaz Métro.

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

2. CONCLUSIONS RECHERCHÉES

[10] Les conclusions recherchées par Gaz Métro en phase 2, selon la demande ré-amendée du 2 septembre 2010, sont :

*« **RECONDUIRE** jusqu'au 30 septembre 2012 le programme de flexibilité tarifaire mazout pour les clients des tarifs D_1 , D_3 et D_M déjà reconduit jusqu'au 30 septembre 2011 par la décision D-2009-156;*

***APPROUVER** l'entente intervenue entre les membres du Groupe de travail ainsi que toutes les pièces s'y rapportant, sous réserves de la dissidence de Gaz Métro;*

***AUTORISER** la tenue de deux rencontres techniques afin d'y expliquer les méthodes d'allocation du coût de service employées par Gaz Métro;*

***AUTORISER** la création d'un groupe de travail qui traitera de la problématique entourant la participation des ménages à faible revenu aux programmes et activités en efficacité énergétique;*

***APPROUVER** le plan d'approvisionnement de Gaz Métro pour l'exercice 2011, tel que prévu à l'article 72 de la Loi;*

***APPROUVER**, pour l'exercice financier 2011, les volumes totaux pouvant être protégés en vertu du «Programme de produits financiers dérivés», ainsi que le plafond applicable aux contrats d'échange à prix fixes, avant le 1^{er} octobre 2010;*

APPROUVER l'application à l'exercice 2011 du mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance approuvé par la Régie dans sa décision D-2007-47;

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

AUTORISER un coût en capital moyen de 7,65 % sur la base de tarification;

AUTORISER, dans l'évaluation des projets d'investissements prévus par Gaz Métro pour l'exercice financier 2011, le coût en capital prospectif de 6,55 % résultant de l'utilisation des taux déterminés selon les paramètres contenus dans la décision D-97-25;

MODIFIER, à compter du 1^{er} octobre 2010, les tarifs de Gaz Métro de façon à ce qu'ils génèrent les revenus requis s'élevant à environ 868 247 000 \$, de façon à permettre à Gaz Métro de récupérer l'ensemble de ses coûts;

AUTORISER la stratégie tarifaire qui est proposée;

APPROUVER les Conditions de service et Tarif proposés;

APPROUVER les réponses fournies par Gaz Métro aux suivis 1, 5, 6 et 7 requis par la Régie dans les diverses décisions;

AUTORISER le report du dépôt du rapport d'évaluation du Programme de rabais à la consommation (PRC) et du Programme de rétention par voie de rabais à la consommation (PRRC) à la cause tarifaire 2012;

PRENDRE ACTE des réponses fournies par Gaz Métro aux suivis 2, 3, 4, 8 et 9 requis par la Régie dans les diverses décisions. »

3. PROCESSUS D'ENTENTE NÉGOCIÉE

3.1 RAPPORT DÉPOSÉ PAR LE GROUPE DE TRAVAIL

[11] Dans sa décision D-2010-045, la Régie autorise la mise en place d'un Groupe de travail pour étudier le dossier tarifaire 2011 de Gaz Métro. Le 10 juin 2010, les membres du Groupe de travail indiquent être d'accord avec le contenu des documents décrits à la pièce B-17, Gaz Métro-2, document 4, page 1. Le Groupe de travail est d'avis que les documents produits par Gaz Métro respectent le Mécanisme approuvé dans la décision D-2007-47².

[12] Le rapport du Groupe de travail fait état d'une entente qui n'est pas unanime. Gaz Métro, OC, TCE et l'UC expriment leurs dissidences relativement à certains sujets. De plus, l'ACIG, la FCEI, OC, le RNCREQ, le ROÉÉ et S.É./AQLPA expriment leur abstention sur certains sujets.

3.2 APPLICATION DU MÉCANISME

3.2.1 ÉTABLISSEMENT DU REVENU REQUIS

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

[14] 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.

[15] 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 dette³ envers ses clients équivalente à l'écart entre les revenus plafond et le revenu requis.

² Dossier R-3599-2006.

³ Décision D-2007-47, dossier R-3599-2006, annexe, page 14, lignes 1 à 3.

[16] 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 productivité⁴. 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.

[17] 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.

[18] 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 2011, 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.

[19] L'an dernier, le dossier tarifaire 2010 présentait une situation de perte de productivité, c'est-à-dire que le revenu requis était supérieur au revenu plafond calculé selon les modalités de l'entente en vigueur. Les tarifs de 2010 avaient donc été établis selon le revenu requis. Le Mécanisme en vigueur prévoit que la perte de productivité prévue en 2010 doit être remboursée avant que Gaz Métro ne puisse bénéficier de nouveaux gains de productivité ou trop-perçus. Le gain de productivité prévu en 2011 servira donc en premier à rembourser une partie de cette perte de productivité qui s'élève à 19 M\$.

⁴ Pièce B-35, Gaz Métro-8, document 1, page 1.

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

	2010	2011				TOTAL
	TOTAL ⁽¹⁾	Distribution (D)	Inventaires (F, C)	Transport (T)	Équilibrage (É)	
Revenu plafond	823 672	533 019	6 935	265 037	69 961	874 951
Revenu requis	842 648	526 315	6 935	265 037	69 961	868 247
Gain (perte) de productivité	(18 976)	6 704	-	-	-	6 704
Part des clients	(18 976)	6 704	-	-	-	6 704
Part de Gaz Métro	0	0	-	-	-	0
Rendement additionnel de Gaz Métro après impôts	0,0 %	0,0 %	-	-	-	0,0 %

⁽¹⁾ Selon la décision D-2009-162, dossier R-3690-2009, page 6.

Source : Pièce B-35, Gaz Métro-8, documents 1, 3 et 4

[20] Le revenu plafond de distribution pour l'année tarifaire 2011 s'établit à 533,0 M\$ alors que le revenu requis de distribution est de 526,3 M\$. L'ensemble des activités de Gaz Métro lui permet d'anticiper des gains de productivité de son activité de distribution de 6,7 M\$ qu'elle attribue entièrement aux clients.

3.2.2 PRINCIPAUX ÉLÉMENTS DU REVENU REQUIS

[21] Les dépenses d'exploitation s'élèvent à 158,6 M\$ en 2011, soit une hausse nette de 4,1 M\$ ou de 2,6 % par rapport à l'année précédente. La variation est attribuable aux éléments suivants :

- l'inflation des salaires, 1,8 M\$;
- les cotisations aux régimes de retraite des employés, 2,0 M\$;
- les assurances collectives et autres avantages marginaux, 1,1 M\$;
- l'inspection, le diagnostic et l'entretien du réseau, 0,7 M\$;

- la révision de la gestion des outils de communication, -0,9 M\$.
- les autres activités spécifiques, -0,6 M\$.

[22] La valeur moyenne mensuelle de la base de tarification s'établit à 1 772,5 M\$, soit une diminution de 9,5 M\$ par rapport à l'année précédente. Les additions à la base de tarification s'élèvent à 135,2 M\$ en 2011, en hausse de 10,0 M\$ par rapport à la projection de l'année précédente. Cette progression s'explique principalement par la hausse des montants relatifs aux améliorations du réseau en lien avec la *Stratégie de gestion des actifs* et les investissements en installations générales.

3.3 PARTICULARITÉS POUR L'ANNÉE TARIFAIRE 2011

[23] Dans son rapport, le Groupe de travail présente un nouveau document faisant brièvement état des sujets ayant suscité le plus de discussions lors des journées de négociation. La Régie prend acte du contenu du document, apprécie l'initiative du Groupe de travail et considère utile à ses délibérations un tel rapport.

[24] Dans le cadre du PEN, la Régie se prononce sur les demandes spécifiques du Groupe travail de même que sur les dissidences. Ces demandes ont trait aux éléments suivants :

- la fonctionnalisation des revenus d'extraction de liquides;
- le calcul du taux de rendement selon la formule d'ajustement automatique;
- les dépôts non réclamés;
- le PGEÉ;
- les programmes de flexibilité tarifaire;
- les modifications aux dispositions tarifaires et au texte des *Conditions de service et Tarif*;
- l'interfinancement au tarif D₁;
- la demande de rencontres techniques au sujet de l'allocation des coûts.

[25] Quatre intervenants au Groupe de travail émettent des dissidences sur les sujets suivants :

- la création d'un groupe de travail relatif à la participation des ménages à faibles revenus (MFR) et des ménages à budgets modestes (MBM) aux programmes d'efficacité énergétique, dissidence d'OC;
- l'exogène pour les dépôts non réclamés, dissidence de Gaz Métro;
- la correction de l'interfinancement au tarif D₁, dissidences de TCE et de l'UC;
- le niveau de critères présentés pour justifier les tarifs proposés, dissidence de TCE;
- le traitement des dépôts non réclamés, dissidence de l'UC.

3.4 FONCTIONNALISATION DES REVENUS D'EXTRACTION DE LIQUIDES

[26] Le Groupe de travail a convenu de fonctionnaliser les revenus générés par l'extraction de liquides de gaz à la fourniture plutôt qu'à l'équilibrage. Ces revenus, provenant de l'extraction de liquides de gaz contenus dans le gaz naturel acheté à AECO ont historiquement été comptabilisés comme des revenus d'optimisation résultant de transactions financières et fonctionnalisés à l'équilibrage. Il apparaît plus logique au Groupe de travail de comptabiliser les revenus liés à ces transactions à la fourniture plutôt qu'à l'équilibrage. Ce changement serait effectif dès l'exercice tarifaire 2011.

[27] Aux fins de la détermination du prix de la fourniture, il a donc été convenu d'inclure, dès le mois suivant la présente décision, les revenus d'extraction prévus pour l'année 2011 au rapport mensuel établissant le prix de la fourniture et du gaz de compression.

[28] Pour le dossier tarifaire 2011, cette modification représente un écart de 0,006 \$/GJ sur le prix de la fourniture. Le faible impact de cette modification sur les autres pièces du dossier tarifaire ne justifiait pas le traitement complet du dossier. Le Groupe de travail propose, pour le dossier 2011, que seule la reclassification des revenus d'extraction de l'équilibrage à la fourniture soit effectuée, mais qu'à partir du prochain dossier tarifaire, cette modification soit reflétée dans toutes les pièces du dossier tarifaire.

[29] En audience, le Groupe de travail fournit la méthode d'intégration des revenus d'extraction au calcul du tarif de fourniture, en mode prévisionnel et réel. Il mentionne que les revenus totaux d'extraction réalisés au cours de l'année, tels qu'intégrés au calcul du tarif de fourniture et du gaz de compression, pourront être identifiés lors du dépôt du rapport annuel de Gaz Métro.

[30] Advenant une décision favorable de la Régie, le Groupe de travail mentionne que le *Document explicatif du calcul du service du tarif de fourniture du gaz naturel et du gaz de compression* (suivi de la décision D-2008-083⁵) sera révisé et intégrera les modifications liées à l'extraction de liquides de gaz.

[31] La Régie juge que, dans la mesure où les revenus de liquides de gaz proviennent essentiellement du gaz naturel livré à AECO et donc du gaz naturel contracté pour les clients s'approvisionnant en gaz naturel de réseau, le principe de la causalité des coûts est mieux appliqué en fonctionnalisant ces revenus à la fourniture du gaz naturel. **Elle accepte donc la proposition du Groupe de travail ainsi que la méthode d'intégration proposée qui devra tenir compte des revenus prévus et des revenus réels.**

[32] **La Régie demande à Gaz Métro d'identifier, lors du dépôt du rapport annuel, les revenus totaux d'extraction de liquides de gaz naturel réalisés au cours de l'année, tels qu'intégrés au calcul du tarif de fourniture et du gaz de compression. De plus, elle prend acte du fait que le *Document explicatif du calcul du service du tarif de fourniture du gaz naturel et du gaz de compression* (suivi de la décision D-2008-083) sera révisé et intégrera les modifications liées à l'extraction de liquides.**

3.5 CALCUL DU TAUX DE RENDEMENT SELON LA FORMULE D'AJUSTEMENT AUTOMATIQUE

[33] Dans le cadre de la rencontre d'information du PEN du 18 mai 2010, le Groupe de travail s'est questionné sur le calcul du taux de rendement autorisé pour le dossier tarifaire 2011. Certains membres faisaient valoir que la formule d'ajustement automatique (FAA) devrait être utilisée avec un taux sans risque de 4,30 % pour 2010, plutôt que le taux de 4,228 % utilisé par Gaz Métro et établi à l'aide des données du Consensus Forecasts du mois d'août 2009.

⁵ Dossier R-3662-2008 Phase 1.

[34] Le Groupe de travail mentionne que la Régie dans la décision D-2009-156 indiquait qu'elle « *fixe le taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire de Gaz Métro à 9,20 %* » et qu'elle reconduisait « *la formule d'ajustement automatique du taux de rendement* ». La Régie indiquait aussi, au paragraphe 302 de cette décision, que sur la base « *d'un taux sans risque de 4,30 %, le taux de rendement autorisé correspond à une prime de risque implicite de 4,90 % pour le distributeur* ».

[35] Le Groupe de travail souligne également que la décision de la Régie, dans le cadre de laquelle la FAA a été mise en place (D-99-11⁶), indiquait qu'il fallait utiliser « *la projection la plus récente du Consensus Forecasts pour déterminer, lors des causes tarifaires, le taux obligataire sans risque* ».

[36] Le Groupe de travail considère que la Régie n'a pas spécifié qu'elle désirait modifier la FAA. Il mentionne que si la Régie désirait que le Consensus Forecasts du mois d'août ne soit pas utilisé pour déterminer le taux sans risque en 2010, elle devrait aussi préciser quel devrait être le taux sans risque en 2011.

[37] Le Groupe de travail conclut qu'il ne serait pas approprié d'utiliser un taux sans risque de 4,30 % pour 2010, puisqu'il ne s'agit pas du taux provenant du Consensus Forecasts du mois d'août. Il juge préférable de maintenir cette référence afin de permettre d'avoir un repère constant année après année. Le Groupe de travail conserve donc 4,228 % comme taux sans risque de référence pour l'application de la FAA au dossier tarifaire 2011.

[38] Dans la décision D-2009-156, la Régie mentionnait que :

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

[39] Dans la décision D-2009-156, le taux sans risque de 4,228 % établi à l'aide des données du Consensus Forecasts du mois d'août 2009, correspondait donc à la limite inférieure de la fourchette retenue.

⁶ Dossier R-3397-98.

[40] Par ailleurs, tel que mentionné par le Groupe de travail, dans cette même décision, la Régie fixait le taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire à 9,20 % en précisant que ce chiffre se décomposait en un taux sans risque de 4,3 % et une prime de risque implicite de 4,9 %. Le taux sans risque utilisé par la Régie dans sa décision D-2009-156 n'était donc pas établi uniquement sur la base des données du Consensus Forecasts.

[41] La Régie considère que le taux sans risque de 4,3 % constitue le point d'ancrage sur lequel doit reposer la formule d'ajustement automatique. En effet, dans la mesure où c'est le taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire de 9,20 % qui doit être ajusté selon la formule établie, l'utilisation d'un taux sans risque autre que celui utilisé par la Régie dans la décision D-2009-156 irait à l'encontre de cette décision et présupposerait que le taux de rendement de départ serait différent de celui fixé par la Régie.

[42] En conséquence, la Régie demande au distributeur d'utiliser, pour l'application de la formule d'ajustement automatique du taux de rendement de l'actionnaire de l'année tarifaire 2011, un taux sans risque de 4,3 % comme point d'ancrage.

3.6 TRAITEMENT DES SOMMES ACCUMULÉES À LA SUITE DES DÉPÔTS NON RÉCLAMÉS

[43] Afin d'assurer le paiement des factures de gaz naturel, Gaz Métro demande à certains clients une garantie, soit un dépôt, conformément à *l'Ordonnance sur les dépôts exigés par les distributeurs de gaz*⁷ (l'Ordonnance).

[44] Depuis 1977, les dépôts, ainsi que les intérêts cumulés, sont versés dans un compte en fidéicommiss. Malgré tous les efforts pour retracer et rembourser les propriétaires de ces dépôts, Gaz Métro, selon la preuve déposée, dispose d'un solde toujours impayé au 30 septembre 2010 totalisant 2 M\$, soit 1,1 M\$ en dépôts non réclamés et 0,9 M\$ en intérêts cumulés.

⁷ *Ordonnance sur les dépôts exigés par les distributeurs de gaz naturel*, 9 juin 1977, R.R.Q., R-6.01, r.0.06.1, telle que modifiée par les décisions D-90-31, dossier R-3164-89, D-90-68, dossier R-3179-90 et D-93-51, dossier R-3260-93.

[45] Gaz Métro propose de renverser le solde au compte en réduction du revenu requis et d'appliquer cette réduction aux clients à petit et moyen débits. Elle propose, par ailleurs, de laisser la possibilité aux déposants de récupérer leur dépôt en se manifestant d'eux-mêmes par la suite, et ce, pour une période de temps indéterminée.

[46] Tout en retenant la proposition du distributeur, le Groupe de travail soumet qu'un exogène devrait être mis en place pour tenir compte de ce remboursement dans le cadre du Mécanisme. Cette solution permettrait d'éviter que le renversement n'affecte les résultats obtenus dans le calcul du gain de productivité. Les soldes venant à échéance en 2011 et les années subséquentes n'ayant aucun impact significatif sur le calcul du gain de productivité, le Groupe de travail propose de limiter l'exogène au solde de 2 M\$ dont l'échéance est le 30 septembre 2010.

[47] L'UC exprime sa dissidence relativement au traitement des dépôts non réclamés tel que proposé par le Groupe de travail. Elle souligne, lors de son argumentation, avoir des réserves quant à la légalité de la procédure proposée par le distributeur pour disposer des dépôts non réclamés, notamment en ce qui a trait à la position de Gaz Métro quant à la non-applicabilité de la *Loi sur le curateur public*⁸. En effet, l'intervenante est d'avis que cette loi s'applique au cas présent. L'UC considère également que le droit au remboursement des dépôts non réclamés ne devrait pas courir indéfiniment et inconditionnellement et que l'exercice de ce droit au remboursement devrait être limité dans le temps.

[48] Gaz Métro, pour sa part, exprime sa dissidence quant à l'emploi d'un exogène pour assurer le traitement des dépôts non réclamés. À son avis, la somme des dépôts non réclamés qu'elle propose de retourner à l'ensemble de la clientèle ne constitue pas un exogène au sens du Mécanisme. Quant à la dissidence de l'UC sur la limite de temps relative au remboursement, Gaz Métro s'en remet à la discrétion de la Régie, jugeant toutefois à-propos d'offrir cette possibilité à un client qui réclamerait son dépôt quelques années plus tard.

[49] La Régie ne juge pas opportun de se prononcer sur l'applicabilité ou non de la *Loi sur le curateur public* au traitement, par Gaz Métro, des dépôts non réclamés. En effet, la Régie est d'avis que cette question relève des tribunaux de droit commun.

⁸ L.R.Q., c. C-81.

[50] **En vertu de l'article 5 de l'Ordonnance qui prévoit que : « Dans tous les cas non prévus par la présente ordonnance expressément ou implicitement, la Régie adjugera au fur et à mesure des besoins », la Régie accepte la proposition du Groupe de travail de renverser le solde du compte en fidéicommiss et d'appliquer cette réduction au revenu requis des clients à petit et moyen débits, en pourcentage des revenus de distribution. La Régie considère que le traitement retenu ne doit pas avoir d'incidence sur le gain de productivité et, en conséquence, retient également la proposition du Groupe de travail de mettre en place un exogène dans le cadre du dossier tarifaire de l'année 2011.**

[51] **Enfin, la Régie juge approprié de limiter à 36 mois la période pendant laquelle le droit au remboursement des dépôts non réclamés peut être exercé par le client.**

3.7 PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PGEÉ)

3.7.1 RÉSULTATS DU PGEÉ 2010

[52] Après cinq mois d'opération, Gaz Métro a dépensé 5 448 137 \$, soit 43 % du budget autorisé de 12 737 062 \$ du PGEÉ. Le pourcentage de réalisation du PGEÉ, en termes d'économie de gaz naturel, atteint 46 % de l'objectif annuel initial de 2010, ce qui correspond à près de $13,8 \cdot 10^6 \text{m}^3$ ⁹. Le tableau suivant présente les résultats du PGEÉ obtenus au 28 février 2010.

⁹ Pièce B-17, Gaz Métro-9, document 1, page 10.

TABLEAU 2
Rapport de suivi du PGEÉ au 28 février 2010¹⁰

Clientèle <i>Autres activités</i>	Prévisions (12 mois)			Réel (5 mois)		
	Participants (n)	Économies (m ³)	Budgets (\$)	Participants (n)	Économies (m ³)	Dépenses (\$)
Résidentielle	3 359	980 844	1 447 585	2 746	873 616	963 045
CII	1 853	12 666 462	8 589 075	1 162	4 285 508	3 345 078
VGE	70	16 023 713	2 105 865	31	8 629 264	1 003 958
<i>Programmes intangibles</i>			394 537			130 175
<i>Autres activités</i>			200 000			5 881
Total	5 282	29 671 019	12 737 062	3 939	13 788 387	5 448 137
Clientèle <i>Autres activités</i>	Taux de réalisation					
	Participants	Économies	Dépenses			
Résidentielle	82 %	89 %	67 %			
CII	63 %	34 %	39 %			
VGE	44 %	54 %	48 %			
<i>Programmes intangibles</i>			33 %			
<i>Autres activités</i>			3 %			
Total	75 %	46 %	43 %			

3.7.2 OBJECTIFS D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE ET BUDGET DEMANDÉ EN 2011

[53] Pour le PGEÉ 2011, les objectifs d'économie d'énergie sont de 32,0 10⁶m³ de gaz naturel. Cet objectif correspond à une économie nette de 99,0 M\$ pour les participants sur la durée de vie utile des programmes. Afin de mettre en œuvre le PGEÉ 2011, le budget demandé s'élève à près de 12,5 M\$, dont 10,3 M\$ d'aide financière et 2,2 M\$ de dépenses d'exploitation¹¹.

¹⁰ Pièce B-17, Gaz Métro-9, document 2, page 1.

¹¹ Pièce B-17, Gaz Métro-9, document 1, page 4.

[54] La Régie constate qu'il s'agit d'une hausse de 7,7 % des objectifs et d'une baisse de 1,6 % des budgets par rapport aux montants autorisés pour 2010¹².

[55] La Régie autorise le budget proposé par le Groupe de travail pour le PGEÉ 2011.

3.7.3 RENTABILITÉ DES PROGRAMMES

[56] À la suite d'une demande de renseignements de la Régie, lors du rapport annuel 2009¹³, Gaz Métro modifie la façon de calculer le test du coût total en ressources (TCTR). La méthodologie révisée est utilisée dans le cadre du présent dossier¹⁴.

[57] La Régie constate que l'ensemble du PGEÉ 2011-2013 est rentable. Cependant, l'effet combiné d'une baisse du coût du gaz naturel et de l'application de la nouvelle méthode de calcul a pour effet de réduire considérablement la rentabilité du PGEÉ en 2011. En effet, le résultat du TCTR s'élève, en 2011, à plus de 36 M\$, comparativement à 60 M\$, en 2010. De la même façon, la rentabilité calculée sur la base du test du participant (TP) passe de 134 M\$, en 2010, à 99 M\$, en 2011. La Régie est préoccupée par cette baisse de la rentabilité globale du PGEÉ et s'attend à ce que Gaz Métro considère cet élément lors de l'évaluation de ses programmes ainsi qu'au moment d'ajuster les modalités de ces derniers, dans le cadre des dossiers tarifaires à venir¹⁵.

3.7.4 RÉPARTITION ET IMPACT TARIFAIRES

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

¹² Décision D-2009-156, dossier R-3690-2009, page 16 : les économies d'énergie sont de 29,7 10⁶m³ et le budget autorisé est de 12,7 M\$.

¹³ Dossier R-3717-2009.

¹⁴ Pièce B-17, Gaz Métro-2, document 3, page 3.

¹⁵ Pièce B-17, Gaz Métro-9, document 2, page 7; décision D-2009-156, dossier R-3690-2009, page 16; Pièce B-17, Gaz Métro-9, document 1, page 4.

[59] La Régie note que l'impact tarifaire annuel du PGEÉ sur les tarifs de distribution 2011, excluant les frais reportés, est de 2,7 %, alors qu'il est de 2,1 % incluant les frais reportés¹⁶.

3.7.5 MODIFICATIONS AUX PROGRAMMES

[60] **La Régie approuve les ajouts et modifications suivants apportés au PGEÉ :**

- l'ajout du programme *PE224-Hotte à débit variable*;
- l'ajout du projet-pilote *PE225-Aérotherme à condensation*;
- l'ajout du projet-pilote *PE226-Recommissioning*;
- la modification aux programmes *PE207-Études de faisabilité (marché affaires)*, *PE208-Encouragement à l'implantation (marché affaires)*, *PE211-Études de faisabilité (marché VGE)*, *PE218-Encouragement à l'implantation (marché VGE-industriels)* et *PE219-Encouragement à l'implantation (marché VGE-institutionnels)* afin que ces derniers incluent les projets de géothermie, d'aérothermie et de récupération de chaleur¹⁷.

[61] **La Régie autorise les paramètres des nouveaux programmes et projets-pilotes** (*PE224*, *PE225* et *PE226*) mais s'attend à ce que ceux-ci, notamment pour le taux d'opportunité, fassent l'objet d'une évaluation prochaine.

3.7.6 ÉVALUATION DES PROGRAMMES

[62] La Régie note que Gaz Métro présentera, en même temps que son rapport annuel 2010, les résultats des rapports d'évaluation des programmes *PE103-Thermostat électronique programmable*, *PE202-Chaudière à efficacité intermédiaire* et *PE210-Chaudière à condensation*. Elle note également que Gaz Métro déposera, au même moment, de l'information relative aux effets de distorsion des programmes *PE103-Thermostat électronique programmable*, *PE111-Chaudière efficace*, *PE113-Chauffe-eau instantané*, *PE202-Chaudière à efficacité intermédiaire*,

¹⁶ Pièce B-17, Gaz Métro-9, document 1, pages 45 et 46.

¹⁷ Pièce B-17, Gaz Métro-9, document 1, pages 13 à 16.

PE210-Chaudière à condensation, PE212-Chauffe-eau à condensation et PE215-Infrarouge.

[63] **La Régie accepte le calendrier d'évaluation des programmes du PGEÉ proposé par Gaz Métro¹⁸.**

3.8 CRÉATION D'UN GROUPE DE TRAVAIL RELATIF À LA PARTICIPATION DES MFR ET DES MBM AUX PROGRAMMES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[64] Le Groupe de travail demande à la Régie d'autoriser la création d'un groupe de travail spécifique, dont le mandat serait d'entreprendre, dès l'hiver 2011, une série de rencontres visant à identifier et décrire les principales problématiques limitant la participation des MFR et des MBM aux programmes d'efficacité énergétique de Gaz Métro. Ce mandat inclurait également l'élaboration de solutions adaptées à ces problématiques¹⁹.

[65] OC est dissidente quant à cette demande du Groupe de travail, notamment parce qu'elle juge que l'exercice serait inefficace, ce qui en ferait une proposition coûteuse²⁰.

[66] La Régie considère qu'il existe un risque de double emploi entre la proposition du Groupe de travail et une étude précédente de même nature, dont la synthèse avait été déposée dans le cadre du dossier tarifaire 2008²¹. En outre, la Régie ne croit pas que les résultats obtenus par un tel groupe de travail permettraient d'augmenter le taux de participation des MFR aux programmes d'efficacité énergétique de Gaz Métro. De plus, le coût associé à ce groupe de travail serait élevé, considérant le résultat attendu.

[67] **Par conséquent, la Régie refuse la création d'un groupe de travail spécifique à l'étude de la participation des MFR et des MBM aux programmes d'efficacité énergétique de Gaz Métro.**

¹⁸ Pièce B-17, Gaz Métro-9, document 1, pages 8 et 9.

¹⁹ Pièce B-17, Gaz Métro-2, document 3, pages 1 et 2.

²⁰ Pièce B-17, Gaz Métro-2, document 4, page 3; pièce C-6-10, pages 16 et 17.

²¹ Dossier R-3630-2007, pièce B-16, Gaz Métro-9, document 1, pages 27 à 33.

3.9 PROGRAMME DE FLEXIBILITÉ TARIFAIRE

[68] Gaz Métro demande à la Régie de reconduire, jusqu'au 30 septembre 2012, le programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie pour les clients des tarifs D₁, D₃ et D_M déjà reconduit jusqu'au 30 septembre 2011 par la décision D-2009-156.

[69] 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.

[70] Le programme de flexibilité tarifaire mazout et biénergie pour les clients du tarif D_M a déjà été reconduit jusqu'au 30 septembre 2011 par la décision D-2009-156. Puisque, conformément à la présente décision, le tarif D_M sera aboli au 30 septembre 2011, la Régie considère qu'il n'y a pas lieu de reconduire le programme de flexibilité tarifaire au-delà de cette date pour ce tarif. **En ce qui a trait aux clients des tarifs D₁ et D₃, la Régie reconduit, jusqu'au 30 septembre 2012, les programmes de flexibilité tarifaire mazout et biénergie.**

3.10 MODIFICATIONS AUX DISPOSITIONS TARIFAIRES ET AU TEXTE DES *CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF*

[71] Le Groupe de travail propose diverses modifications au texte des *Conditions de service et Tarif* pour notamment faire suite aux décisions D-2009-136²² et D-2010-043²³ et pour fins d'uniformisation avec la version anglaise.

[72] **La Régie approuve les propositions du Groupe de travail relatives aux dispositions tarifaires, au texte des *Conditions de service et Tarif*.**

[73] Par ailleurs, la Régie a pris connaissance des commentaires de Gaz Métro du 5 août 2010 relativement au texte des *Conditions de service et Tarif* approuvé dans la

²² Dossier R-3523-2003.

²³ Dossier R-3690-2009.

phase 1 du dossier par la décision D-2010-100²⁴. **Elle modifie le texte des *Conditions de service et Tarif* en conséquence.**

[74] **La Régie apporte également quelques modifications de forme au texte français des *Conditions de service et Tarif* telles qu'indiquées à l'annexe 1 de la présente décision.**

[75] Dans la décision D-2008-155 rendue dans le cadre du dossier R-3523-2003, la Régie s'exprimait comme suit en ce qui a trait à la notion de contrat présumé entre le client et Gaz Métro :

« De fait, en utilisant le service dès son occupation de l'immeuble ou du local situé à l'adresse de service, l'occupant manifeste tacitement sa volonté d'accepter l'offre de service qui lui est faite par le distributeur, par le biais de la mise à la disposition immédiate et continue du service. »

[76] Par ailleurs, dans sa décision D-2010-130, la Régie accueillait partiellement une plainte, en reconnaissant qu'aucun contrat n'était intervenu entre Gaz Métro et le plaignant pour une période antérieure à la demande de service dudit plaignant.

[77] **Compte tenu de ces deux décisions, la Régie demande à Gaz Métro, dans le cadre de son prochain dossier tarifaire, de lui faire part de sa position quant à la nécessité, ou non, qu'il y ait utilisation du service pour qu'un contrat présumé intervienne entre l'occupant d'un local et le distributeur.**

3.11 ÉTABLISSEMENT DES TARIFS

3.11.1 AJUSTEMENT TARIFAIRE GLOBAL

[78] Les tarifs sont fixés de manière à générer un revenu requis totalisant 868,2 M\$. Ce montant correspond au revenu plafond duquel est déduite la part des clients des gains de productivité.

²⁴ Pièce B-31.

[79] La baisse des tarifs de distribution qui s'ensuit s'établit à 4,66 %. Cette baisse provient de l'effet combiné des variations des volumes de gaz naturel consommés et du revenu requis.

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

TABLEAU 3
Calcul de l'ajustement tarifaire global demandé en 2011
(000 \$)

	Distribution (D)	Inventaires (F, C)	Transport (T)	Équilibrage (É)	TOTAL
Revenu plafond	533 019	6 935	265 037	69 961	874 951
Gains de productivité (à rembourser aux clients)	(6 704)				(6 704)
Revenu requis ⁽¹⁾	526 315	6 935	265 031	69 961	868 247
Tarifs 2009-2010 ⁽²⁾	552 031	7 583	273 264	89 504	922 382
Ajustement tarifaire	(25 716)	(648)	(8 227)	(19 543)	(54 134)
Variation	-4,66 %	-8,55 %	-3,01 %	-21,84 %	-5,87 %

⁽¹⁾ Revenu requis à récupérer dans les tarifs.

⁽²⁾ Tarifs en vigueur en 2010 appliqués aux volumes projetés de 2011.

Sources : Pièce B-35, Gaz Métro-8, document 6, page 1

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

3.11.2 STRATÉGIE TARIFAIRE, INTERFINANCEMENT ET GROUPE DE TRAVAIL SUR L'ALLOCATION DES COÛTS

[82] Dans la décision D-2007-116²⁵ la Régie autorisait une hausse des frais de base pour les tarifs D₁ et D_M et une répartition de cette dernière sur une période de quatre ans à compter du 1^{er} octobre 2008. La méthode de répartition avait été approuvée par la Régie dans sa décision D-2008-140²⁶.

[83] Le troisième ajustement de 25 % est prévu à compter du 1^{er} octobre 2010. Le dernier ajustement sera présenté dans le cadre du dossier tarifaire 2012 et permettra d'atteindre la cible de correction des frais de base au 1^{er} octobre 2011.

[84] Par ailleurs, le Groupe de travail propose une stratégie tarifaire comportant des corrections aux tarifs D₁, D₄, D₅ et D_M dont notamment une correction au tarif D₁ en vue de réduire l'interfinancement dont bénéficient les clients assujettis au premier palier de ce tarif²⁷.

[85] Dans le but d'éviter l'accroissement du niveau d'interfinancement au premier palier du tarif D₁ et de ne pas nuire aux efforts visant à améliorer la rentabilité du marché résidentiel entrepris dans le cadre du dossier tarifaire 2008²⁸, le Groupe de travail propose de ne pas octroyer, au premier palier du tarif D₁, la totalité de la baisse tarifaire préconisée par la répartition tarifaire et de baisser davantage, et de façon croissante, les paliers subséquents. Cette proposition fait l'objet de deux dissidences au sein de Groupe de travail.

[86] En relation avec les discussions portant sur l'interfinancement du tarif D₁, l'étude de coûts associés à l'activité GNL-GNV²⁹ (D-2010-057) et autres enjeux, le Groupe de travail demande à la Régie d'autoriser la tenue de réunions techniques dont le but serait de permettre à Gaz Métro de faire une démonstration quantitative de la méthode d'allocation du coût de service. Ces rencontres pourront également contribuer à valider la description des méthodes relatives au calcul des facteurs d'allocation. Le Groupe de travail suggère que deux journées de travail pourraient être suffisantes à cette activité.

²⁵ Dossier R-3630-2007.

²⁶ Dossier R-3662-2008 Phase 2.

²⁷ Pièce B-35, Gaz Métro-13, document 1

²⁸ Dossier R-3630-2007, Gaz Métro 2, document 7.

²⁹ Gaz naturel liquéfié et gaz naturel pour véhicule (GNL-GNV).

[87] TCE exprime sa dissidence à l'égard de la correction de l'interfinancement du tarif D_1 estimant qu'il est nécessaire de procéder aux réunions techniques sur la méthode d'allocation du coût de service de Gaz Métro avant toute correction tarifaire. Selon l'intervenante, la correction de l'interfinancement du tarif D_1 est prématurée tant qu'une démonstration quantitative de la méthode menant à la répartition tarifaire n'aura pas été faite par le distributeur pour le bénéfice du Groupe de travail.

[88] L'UC exprime elle aussi une dissidence relativement à la correction de l'interfinancement du tarif D_1 estimant que le Groupe de travail n'avait pas le mandat d'aborder ce sujet, celui-ci n'ayant pas fait l'objet d'une référence explicite de la part de la Régie dans sa décision procédurale D-2010-045. Aussi, l'intervenante estime que la correction proposée contrevient au Mécanisme, privant une partie de la clientèle des gains de productivité qui devraient lui revenir.

[89] La Régie partage la préoccupation du Groupe de travail en ce a trait au niveau de l'interfinancement entre les tarifs, dont notamment l'augmentation du niveau de l'interfinancement du premier palier du tarif D_1 .

[90] En conséquence, la Régie autorise la tenue de réunions techniques visant à permettre à Gaz Métro de faire une démonstration quantitative de la méthode d'allocation du coût de service. Elle juge que les intervenants reconnus au présent dossier et le personnel technique de la Régie devront y participer.

[91] De plus, la Régie considère que le groupe de travail devra aussi examiner les liens entre les résultats de l'étude de répartition des coûts et les structures tarifaires existantes pour les tarifs de distribution. Elle demande au distributeur de lui fournir, lors du prochain dossier tarifaire, un rapport faisant état des discussions qui auront cours lors de ces rencontres et, le cas échéant, des pistes d'améliorations qui pourraient être apportées aux structures tarifaires.

[92] En ce qui a trait la stratégie tarifaire présentée par le Groupe de travail, la Régie accepte la proposition, à l'exception de la correction de l'interfinancement du premier palier du tarif D_1 . La Régie considère que dans la mesure où le tarif D_1 fait déjà l'objet de corrections de sa structure tarifaire par un troisième ajustement consécutif de 25 % de ses frais de base à la suite des modifications approuvées au dossier R-3630-2007, il n'y a pas lieu d'apporter une correction supplémentaire.

3.11.3 INCLUSION DES CRITÈRES DE DÉCISIONS MENANT À LA DÉTERMINATION DES TARIFS D₃ ET D₄

[93] Dans le cadre de sa dissidence déposée avec le rapport du Groupe de travail, TCE souligne que, lors de son dépôt, le dossier tarifaire ne donnait aucune base de comparaison pour évaluer l'écart entre le tarif proposé et celui qui respecterait les courbes tarifaires « *logiques* » ou « *théoriques* » et les points de croisement associés à ces tarifs.

[94] Cette situation a donc donné lieu à la demande de renseignements n° 1 de TCE au Groupe de travail. Les informations demandées ont été fournies, ce qui a permis de compléter le dossier³⁰.

[95] TCE prend note de la position des membres non-dissidents du Groupe de travail lors de l'audience du 8 septembre 2010 selon laquelle ces informations ne seraient pas nécessaires au dossier tarifaire. TCE soulève qu'il n'y a eu aucune problématique particulière à produire ces renseignements au présent dossier et que ceux-ci permettent d'évaluer à son plein mérite la proposition du distributeur, en fonction des critères soumis par ce dernier.

[96] La Régie juge que les informations demandées par TCE sont pertinentes à la compréhension de la détermination de la stratégie tarifaire. **La Régie demande au Groupe de travail d'inclure, lors des prochains dossiers tarifaires, les informations demandées par TCE dans sa demande de renseignements n° 1 au présent dossier.**

3.12 CONCLUSION SUR LE RAPPORT DU GROUPE DE TRAVAIL

[97] **La Régie approuve, pour l'année tarifaire 2011, la proposition du Groupe de travail concernant l'application du mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance approuvé dans sa décision D-2007-47³¹, sous réserve des modifications à apporter conformément à la présente décision.**

[98] **La Régie demande au distributeur de réviser et de déposer, au plus tard le 19 novembre 2010 à 12 h, après consultation du Groupe de travail, l'ensemble des**

³⁰ Pièce B-21, Gaz Métro-13 document 1.1.

³¹ Dossier R-3599-2006.

pièces nécessaires à l'établissement des tarifs de l'année 2011, en y appliquant les modifications contenues à la présente décision.

[99] **Compte tenu que la date de la présente décision est postérieure au 1^{er} octobre 2010 et que les tarifs en vigueur ont été déclarés provisoires par la décision D-2010-133, la Régie autorise Gaz Métro à porter à un compte de frais reportés le trop-perçu résultant du report de l'application des nouveaux tarifs.**

4. SUJETS TRAITÉS EN AUDIENCE

4.1 PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER — HORIZON 2011-2013

4.1.1 RÔLE ET RESPONSABILITÉ DE LA RÉGIE

[100] Tel que requis par le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*³² (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*³³ (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.

[101] En audience, le distributeur fait état de son interprétation des rôles et responsabilités de Gaz Métro et de la Régie à l'égard du plan d'approvisionnement. Son argumentation repose sur les articles 31 et 72 de la Loi, ainsi que sur le Règlement sur le plan.

[102] Le distributeur soutient qu'il a la responsabilité de préparer annuellement le plan d'approvisionnement et, qu'en contrepartie, la Loi donne à la Régie compétence exclusive pour s'assurer que les approvisionnements prévus sont suffisants pour répondre à la demande des consommateurs.

[103] Dans le cadre d'un dossier tarifaire, la Régie doit ultimement approuver le revenu requis du distributeur incluant la fourniture, la compression, le transport, l'équilibrage, la distribution ainsi que les tarifs applicables à chaque catégorie tarifaire du distributeur.

³² (2001) 133 G.O. II, 6037.

³³ L.R.Q., c. R-6.01.

De plus, la Régie autorise un taux de rendement auquel peut s'ajouter la bonification découlant de l'application du Mécanisme. En fin d'année, cette bonification sera fonction des résultats qui tiendront compte de l'utilisation des différents outils d'approvisionnement en cours d'année, par rapport à ce qui avait été prévu au plan d'approvisionnement présenté au dossier tarifaire. L'approbation par la Régie du plan d'approvisionnement a donc des impacts directs sur les résultats du distributeur et sur les tarifs.

[104] Pour l'ensemble de ces considérations, la Régie doit s'assurer que le plan d'approvisionnement est optimal et qu'il conduit à l'établissement de tarifs justes et raisonnables pour les consommateurs et que son impact sur le rendement de l'actionnaire est tout aussi raisonnable. En conséquence, l'approbation du plan d'approvisionnement doit s'effectuer non seulement en s'assurant que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants, mais également en considérant son impact sur la fixation des tarifs et sur les principes qui la sous-tendent.

4.1.2 DEMANDE DE GAZ NATUREL

[105] Les livraisons globales, avant interruptions, pour les années 2011 à 2013 sont présentées au tableau suivant.

TABLEAU 4
Livraisons globales de gaz naturel 2011–2013
(avant interruptions)
(millions de m³)

	2011	2012	2013
Service continu	4 100,1	4 103,6	4 057,7
Service interruptible	987,7	991,4	1 007,7
Total	5 087,8	5 095,0	5 065,4*

Source : Pièce B-22, Gaz Métro-4, document 1, page 44

* Pièce B-22, Gaz Métro-4, document 1, page 44, corrigée par la Régie.

4.1.3 CONTEXTE ET STRATÉGIES D'APPROVISIONNEMENT

[106] 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. Spécifiquement, le distributeur contracte les outils nécessaires afin de rencontrer la demande continue des clients en journée de pointe, la demande saisonnière des clients en service continu et, dans la mesure du possible, celle des clients en service interruptible. Ces approvisionnements doivent être suffisamment flexibles pour faire face aux fluctuations dues au climat et à l'activité économique.

[107] 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.

[108] Concurremment 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.

Fourniture de gaz naturel

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

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

[111] De façon générale, Gaz Métro planifie, pour 2011, contracter entre 40 % et 50 % de ses besoins avant le début de l'année gazière et satisfaire au moins 50 % de ses besoins par des achats sur le marché *spot*, afin d'être en mesure de réagir aux variations de la demande ainsi qu'aux aléas de la température.

Transport

[112] Dans sa décision D-2009-156, la Régie demandait à Gaz Métro de présenter, lors 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).

[113] 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. Gaz Métro est d'avis que le processus de non-renouvellement auprès de TCPL débuté en 2009 se poursuivra. Au cours des deux dernières années, Gaz Métro a décontracté un total de $3\,931\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$. Une partie de cette capacité de transport a cependant été remplacée par des contrats sur le marché secondaire et par des capacités de transport détenues directement par ses clients.

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

Équilibrage

[115] Le portefeuille d'outils d'équilibrage de Gaz Métro est constitué de trois sites d'entreposage souterrain³⁴ et de l'usine de GNL dont elle est propriétaire.

4.1.4 PLANIFICATION ANNUELLE 2011

4.1.4.1 Détermination de la journée de pointe pour l'année tarifaire 2011

[116] Pour l'année 2011, Gaz Métro établit à $27\,628\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ la demande de la journée de pointe. Le distributeur estime à $28\,802\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ les outils d'approvisionnement requis pour répondre à l'hiver extrême.

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

³⁴ Les sites d'entreposage souterrain sont : Dawn (Union Gas), Pointe-du-Lac et Saint-Flavien (Intragaz).

[118] **Cependant, pour des fins de référence et de comparaison avec l'année précédente, la Régie demande au distributeur de présenter, à chaque dossier tarifaire, la prévision de la journée de pointe en utilisant 39 DJ³⁵ et des conditions moyennes de vent à cette température.**

4.1.4.2 Revenus d'optimisation

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

TRANSACTIONS OPÉRATIONNELLES

Revente de transport FTSH a priori

[120] Le distributeur propose une formule pour établir l'hypothèse sur le prix de revente du transport FTSH *a priori*.

[121] La proposition de Gaz Métro est de prendre la valeur minimale parmi les quatre variables suivantes :

- la moyenne des « futures » des hivers 2009, 2010 et 2011;
- la moyenne du « différentiel » Iroquois-Dawn pour les hivers 2008, 2009 et 2010;
- la moyenne des prix moyens de reventes de transport FTSH par Gaz Métro pour les hivers 2008, 2009 et 2010;
- le tarif de TCPL.

[122] La formule génère une hypothèse de prix de revente du transport FTSH de 0,985 cent/m³, soit environ 55 % du tarif moyen de TCPL à 100 % de coefficient d'utilisation (CU).

³⁵ Degrés-jours.

[123] Gaz Métro justifie la modification proposée par le fait qu'une quantité importante de transport FTSH était à vendre sur le marché secondaire.

[124] Depuis le dossier tarifaire 2008, l'hypothèse de prix de revente est établie en fonction du tarif de TCPL à 100 % de CU.

[125] La Régie note que le plan d'approvisionnement présenté par Gaz Métro est fondé sur un contexte où l'approvisionnement à Dawn est plus avantageux qu'à Empress et qu'il n'y a pas de transport FTSH disponible à long terme.

[126] La Régie constate que le transport fourni par les clients de Gaz Métro est passé de $557 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ à $1\,593 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ au cours de la dernière année. La Régie rappelle qu'un client qui veut s'approvisionner ailleurs qu'à Empress doit fournir son propre transport.

[127] La Régie constate également que les valeurs des « futures », présentées par Gaz Métro pour l'année tarifaire 2011, sont presque égales au tarif de TCPL à 100 % de CU.

[128] La Régie conclut que, dans le contexte actuel, la proposition de Gaz Métro génère un résultat qui ne reflète pas la valeur du transport FTSH pour l'année tarifaire 2011.

[129] **La Régie, pour ces motifs, rejette la proposition de Gaz Métro et maintient l'approche utilisée depuis quelques années. Elle demande au distributeur de fixer le prix de revente du transport FTSH en fonction du tarif de TCPL à 100 % de CU.**

Revente en cours d'année du transport excédentaire FTLH

[130] Gaz Métro prévoit des ventes en cours d'année de transport FTLH inutilisé de $20,2 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ à un prix moyen de $2,154 \text{ ¢}/\text{m}^3$, ce qui correspond à un montant total de 0,4 M\$. Les prix de revente ont été projetés en appliquant la méthode retenue dans la décision D-2009-156. Ainsi, les prix de revente seraient de $2,122 \text{ ¢}/\text{m}^3$ pour le mois d'octobre 2010 et de $2,349 \text{ ¢}/\text{m}^3$ pour la période d'avril à septembre 2011.

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

TRANSACTIONS FINANCIÈRES

[132] Les modifications au Mécanisme approuvées en 2007 comportaient les dispositions suivantes relatives aux revenus des transactions financières :

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

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

[134] Gaz Métro propose, comme hypothèse de niveau de revenus d'optimisation, les montants suivants pour un total de 4,5 M\$:

- l'extraction de liquides : 0 M\$;
- les échanges : 2,0 M\$;
- le prêt d'espace : 1,0 M\$;
- les transactions — STS-RAM³⁶ : 1,5 M\$.

[135] Gaz Métro reprend l'approche qu'elle a présentée au cours des récents dossiers tarifaires, soit celle d'établir la projection de revenus à 60 % de la moyenne des revenus réalisés au cours des trois dernières années, sauf en ce qui concerne les revenus DOS-MN³⁷. En effet, Gaz Métro, plutôt que de retenir l'approche des revenus historiques, fait l'hypothèse que ces revenus seront nuls, puisque TCPL a indiqué qu'elle mettrait fin au programme. Il est à noter que les revenus d'extraction ne font plus partie des revenus des transactions financières.

[136] L'ACIG propose d'utiliser 80 % des revenus historiques. Son analyse est basée sur l'analyse de la période 2007-2008 à 2009-2010. L'ACIG constate que les résultats ont excédé les prévisions à chaque année par plus de 150 %, et ce, même en excluant les revenus d'extraction et les revenus du DOS-MN. Si on applique l'approche de l'ACIG pour 2010-2011, on obtient une prévision de 6,0 M\$.

³⁶ *Storage Transportation Service-Risk Alleviation Mechanims (STS-RAM).*

³⁷ *Dawn Overrun Service-Must Nominate (DOS-MN).*

[137] La Régie constatait dans sa dernière décision qu'au cours des dernières années, l'écart entre les revenus réalisés et les revenus projetés s'était accru de façon régulière et importante et retenait une hypothèse de 6,5 M\$, dont 0,6 M\$ était attribuable aux revenus d'extraction qui ne font maintenant plus partie des revenus d'optimisation³⁸.

[138] La Régie constate également que depuis 2004 les revenus des transactions financières n'ont jamais diminué d'une année à l'autre.

[139] La Régie, compte tenu des règles prévues au Mécanisme, doit s'assurer de la vraisemblance de la prévision.

[140] **En conséquence, la Régie retient comme estimation vraisemblable des revenus de transactions financières une prévision de 5,9 M\$.** La Régie demande au distributeur de modifier le plan d'approvisionnement pour tenir compte de la présente décision.

4.1.5 PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2013

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

[142] En ce qui a trait à la fourniture du gaz naturel, le RNCREQ s'intéresse à la part des achats *spots* par rapport à l'approvisionnement global. Il s'inquiète du fait que l'approvisionnement *spot* pourrait être plus coûteux et pourrait inciter la clientèle à changer de source d'énergie pour une source plus polluante. Au cours du dossier, il est apparu que la part des achats *spots* était influencée, entre autres, par les migrations possibles de la clientèle en achat direct. Le RNCREQ précise sa position et, en argumentation, il indique qu'il se préoccupe de l'impact du comportement de la clientèle en achat direct sur les coûts encourus par les autres clients. Il demande, à cet effet, que Gaz Métro présente un relevé des frais encourus résultant du comportement des clients en achat direct dont, entre autres, le coût de la fourniture.

[143] Gaz Métro explique en audience que les prix des achats *spots* ne sont pas nécessairement plus volatils que les prix des achats contractés d'avance. De fait, les prix des achats contractés d'avance sont établis selon un indice AECO plus une prime; l'indice

³⁸ Décision D-2009-156, dossier R-3690-2009, pages 34 et 35.

AECO peut être mensuel ou quotidien. L'indice quotidien par exemple est composé de tous les achats *spots* qui ont été réalisés au cours de la journée.

[144] Gaz Métro explique également que la nécessité d'avoir des achats *spots* découle des divers facteurs d'incertitude touchant la demande, soit la température, les fluctuations des achats directs, etc.

[145] Gaz Métro considère qu'il n'y a pas de lien entre les achats *spots* et la migration des clients vers une autre source d'énergie.

[146] La Régie retient les arguments de Gaz Métro selon lesquels il n'y a pas de lien entre les achats *spots* et la migration des clients vers d'autres sources d'énergie. La Régie ne retient donc pas la demande du RNCREQ.

4.1.5.1 Capacité de transport C1

[147] Gaz Métro a donné un avis de deux ans pour le non-renouvellement d'une tranche de $411 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ de transport C1. Cette tranche correspond exactement à la capacité d'injection associée à la baisse de $54\,782 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$ de la capacité d'entreposage à Dawn.

[148] Gaz Métro a également signé un contrat d'échange prévoyant, pour l'été, des livraisons directement à Dawn. Ce contrat se substitue de fait à de la capacité de transport FTLH. De plus, un contrat d'échange entre Parkway et Dawn n'a pas été renouvelé.

[149] Lorsque l'avis de non-renouvellement d'une tranche de $411 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ aura pris effet, le distributeur disposera d'une capacité de $4\,074 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$.

[150] Le distributeur présente deux méthodes pour évaluer ses besoins en transport C1. Une première méthode donne une capacité requise de $3\,478 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$. La seconde méthode est basée sur les besoins constatés au cours de l'année 2008-2009 et indique que les besoins ont alors dépassé la capacité de $4\,074 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ à 20 reprises.

[151] Gaz Métro cite la décision D-2008-140 qui autoriserait le distributeur à détenir une capacité de transport C1 égale à 1,295 fois la capacité d'injection chez Union Gas pour justifier de conserver une capacité de $4\,070 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$.

[152] La Régie rappelle que le facteur de 1,295 fois avait été retenu pour le dossier tarifaire 2010 et qu'il ne peut être invoqué pour justifier quelque capacité que ce soit à l'occasion du présent dossier ou de dossiers ultérieurs.

[153] La Régie constate que la seconde méthode présentée pour évaluer les besoins est basée sur l'historique 2008-2009. Cette méthode ne pouvait évidemment pas prendre en compte le contrat d'échange de $1\,004\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ signé cette année qui prévoit des livraisons directement à Dawn de mai à octobre à chaque année.

[154] Il a été établi, en audience, que ce contrat d'échange diminue d'autant les besoins de transport C1. Par conséquent, les besoins indiqués par la seconde méthode devraient diminuer de $1\,004\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ de sorte que les deux méthodes convergent vers un besoin de $3\,480\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$.

[155] Pour ces motifs, la Régie demande à Gaz Métro d'ajuster, dès que possible, sa capacité de transport C1 en fonction des besoins réévalués à la suite de la conclusion du contrat d'échange.

4.1.5.2 Capacité de transport M12

[156] Gaz Métro invoque la variabilité du taux de gaz de compression pour justifier des contrats de $7\,575\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ de capacité de transport M12, alors que le besoin s'établit à $7\,485\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$. Le gaz de compression représente $65\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ et la provision demandée est de $90\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$.

[157] Il a été établi en audience que la variation des taux de gaz de compression au cours des dernières années avait été de l'ordre de 10 %.

[158] Pour ce motif, la Régie demande à Gaz Métro de diminuer, dès que possible, la capacité de transport M12 en conséquence.

4.1.5.3 Règles pour la clientèle en achat direct et modifications tarifaires

[159] Les règles actuelles établies au texte des *Conditions de service et Tarif* touchant l'achat direct obligent cette clientèle à s'approvisionner à Empress. Dans le contexte actuel où l'approvisionnement à Dawn est moins coûteux, la modification de ces règles

pourrait être souhaitable. Toutefois, elle entrainerait une remise en question de la totalité des principes tarifaires et administratifs mis en place lors du dégroupement des tarifs. De l'avis du distributeur, la mise en place d'un nouvel ensemble de règles pourrait demander jusqu'à trois ans.

[160] Gaz Métro confirme, en audience, qu'elle considère ce projet prioritaire.

[161] La Régie demande au distributeur d'examiner la possibilité d'inclure au texte des *Conditions de service et Tarif* plus d'un point de livraison pour les clients désirant fournir leur propre gaz naturel. Lorsque le distributeur sera suffisamment avancé dans sa réflexion, la Régie lui demande de présenter le résultat en groupe de travail. Ce groupe devra être composé des représentants des consommateurs et du personnel technique de la Régie. De plus, le distributeur devra présenter, lors du prochain dossier tarifaire, un rapport d'avancement de ce projet.

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

[162] Conformément à la décision D-2009-156, Gaz Métro dépose une étude portant sur le renouvellement des capacités de stockage auprès de Union Gas. La Régie prend acte de ce suivi.

[163] La Régie prend également acte du non-renouvellement d'une capacité d'entreposage de $54,8 \cdot 10^6 \text{m}^3$ auprès de Union Gas.

[164] La Régie constate que des capacités de stockage totalisant $310,7 \cdot 10^6 \text{m}^3$ viendront à échéance au 31 mars 2011. Ces contrats représentent 66 % de la capacité totale de stockage détenue chez Union Gas par le distributeur.

[165] Le distributeur indique que le besoin de flexibilité opérationnelle l'amène à maintenir, dans sa planification, ses capacités d'entreposage chez Union Gas³⁹.

[166] La Régie considère que l'ampleur des capacités d'entreposage requises pour les besoins de flexibilité opérationnelle est importante et demeure un sujet à approfondir. **Dans cette perspective, la Régie est favorable à l'étalement des dates de**

³⁹ Pièce B-4, Gaz Métro-4, document 1, pages 65 et 66.

renouvellement, mais elle demande au distributeur de considérer la première date d'échéance en 2013.

[167] La Régie s'attend à ce que la quantité et les modalités d'entreposage fassent l'objet d'une justification complète lors du prochain dossier tarifaire.

4.1.5.5 Clause des 10 jours supplémentaires d'interruption

[168] Dans la décision D-2009-156, la Régie demandait à Gaz Métro de présenter, lors du présent dossier tarifaire, une réflexion sur les 10 jours d'interruption supplémentaires affichés au *texte des Tarifs*, en incluant notamment :

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

[169] En réponse à cette demande, Gaz Métro dépose une réflexion sur la clause des 10 jours d'interruption supplémentaires au tarif D₅ et la détermination des outils d'approvisionnement requis. Le distributeur conclut qu'il n'y a pas lieu de considérer cette clause dans son évaluation des besoins d'approvisionnement pour l'hiver extrême et propose son maintien au texte des *Conditions de service et Tarif*.

[170] Gaz Métro explique que les 10 jours supplémentaires d'interruption font partie des mesures exceptionnelles et ne sont pas envisagés de prime abord dans la gestion des approvisionnements. Le distributeur décrit une série d'actions qu'il enclencherait avant de faire appel aux 10 jours supplémentaires d'interruption et avant l'effritement de ses outils d'approvisionnement en franchise⁴⁰.

[171] Gaz Métro indique ne s'être jamais prévalu de la clause des 10 jours supplémentaires d'interruption depuis que celle-ci a été intégrée au texte des Tarifs.

[172] Le distributeur présente les nombres de jours d'interruption requis lors d'un hiver normal et lors d'un hiver extrême avec et sans la clause des 10 jours supplémentaires d'interruption pour chaque palier du tarif D₅, volets A et B. Ces résultats sont obtenus à

⁴⁰ Pièce B-7, Gaz Métro-4, document 15, page 10.

partir de simulations réalisées en utilisant la demande prévue au dossier tarifaire. Il présente également les prix d'équilibrage des paliers du tarif D₅ pour chaque scénario⁴¹.

[173] Le distributeur présente les nombres de jours d'interruption prévus pour un hiver normal au dossier tarifaire, les nombres de jours d'interruption maximums indiqués au texte des *Conditions de service et Tarif* et les nombres de jours d'interruption réels, et ce, pour les volets A et B de chaque palier du tarif D₅ depuis 1997-1998⁴².

[174] L'examen des données présentées par le distributeur montre que, depuis 1997-1998, les nombres de jours d'interruption prévus aux dossiers tarifaires sont, à quelques exceptions près, systématiquement inférieurs aux nombres maximums indiqués au texte des Tarifs. Pour l'année tarifaire 2010-2011, les nombres de jours d'interruption prévus pour répondre à une situation d'hiver extrême sont également inférieurs aux maximums indiqués au texte des *Conditions de service et Tarif*. Gaz Métro explique cette situation par le fait que la simulation de l'hiver extrême est un exercice réalisé en mode statique qui ne tient pas compte des contraintes opérationnelles avec lesquelles le distributeur doit composer dans la réalité. Le distributeur indique que les nombres maximums de jours d'interruption indiqués au texte des *Conditions de service et Tarif* sont établis en tenant compte de ces contraintes, en plus d'intégrer une marge afin de faire face à une variation importante de la demande continue et interruptible⁴³.

[175] L'ajout des 10 jours supplémentaires d'interruption dans la détermination des outils d'approvisionnement aurait pour effet de réduire les coûts d'approvisionnement de 1,6 M\$ au total. La diminution des coûts d'équilibrage incluse dans cette somme est de 175 000 \$⁴⁴.

[176] De plus, les prix d'équilibrage pour les clients au tarif D₅ sont établis en utilisant les nombres maximums de jours d'interruption prévus au texte des *Conditions de service et Tarif*. Gaz Métro indique que ces maximums devraient être augmentés si la clause des 10 jours supplémentaires d'interruption était intégrée dans la planification de ses approvisionnements. Ainsi, l'ajout de cette clause a pour effet de diminuer le prix d'équilibrage (augmentation du crédit) pour les clients au tarif D₅. Par contre, pour l'ensemble des autres clients, à l'exception des clients au tarif D₃, l'intégration des

⁴¹ Pièce B-7, Gaz Métro-4, document 15, page 8.

⁴² Pièce B-22, Gaz Métro-4, document 15.6, pages 14 et 15; pièce B-33, Gaz Métro-4, document 15.7, pages 1 et 2

⁴³ Pièce B-22, Gaz Métro-4, document 15.1, page 4.

⁴⁴ Pièce B-7, Gaz Métro-4, document 15, page 6.

10 jours supplémentaires d'interruption dans la planification des approvisionnements se traduit par une augmentation de leur tarif d'équilibrage⁴⁵.

[177] En réponse à des demandes de renseignements de la FCEI, Gaz Métro présente l'impact d'une réduction des nombres de jours d'interruption maximums prévus au texte des Tarifs sur les tarifs d'équilibrage de chaque catégorie tarifaire⁴⁶. Les résultats de ces simulations montrent que toutes les catégories tarifaires en service continu voient leur tarif d'équilibrage augmenter lorsque les nombres de jours d'interruption augmentent.

[178] La FCEI soutient que, dans un contexte d'optimisation, le recours à des interruptions devrait permettre des économies bénéficiant à l'ensemble de la clientèle. L'intervenante constate qu'au contraire, l'augmentation des interruptions fait augmenter le tarif d'équilibrage payé par les clients non interruptibles. La FCEI reconnaît que la solution à ce problème est complexe et recommande la création d'un groupe de travail dont le mandat serait d'analyser cette question et, au besoin, définir une méthode d'établissement du taux d'équilibrage qui produise des résultats équitables pour tous les clients.

[179] En plaidoirie, Gaz Métro précise que:

« Si la Régie le souhaite, la question du nombre de jours additionnels d'interruption pourrait être examinée dans le cadre d'une rencontre technique, avant la tenue des audiences tarifaires. Et lors de laquelle il pourra également être question des impacts tarifaires d'une telle modification dans la planification des approvisionnements gaziers, notamment sur le tarif d'équilibrage⁴⁷. »

[180] La Régie reconnaît que la preuve soumise au présent dossier soulève des questions qui vont au-delà de la clause des 10 jours supplémentaires d'interruption et de son intégration dans la planification des approvisionnements.

[181] La Régie demande à Gaz Métro de maintenir, pour l'année tarifaire 2011, le statut actuel des 10 jours supplémentaires d'interruption au texte des *Conditions de service et Tarif*, tant que la question de l'établissement du nombre de jours d'interruption et du tarif d'équilibrage n'aura pas été abordée.

⁴⁵ Pièce B-7, Gaz Métro-4, document 15, page 12.

⁴⁶ Pièce B-22, Gaz Métro-4, document 15.6, pages 4 à 13.

⁴⁷ Pièce A-27-6, pages 68 et 69.

[182] Elle demande également au distributeur de former un groupe de travail pour examiner la question du nombre de jours d'interruption et des principes d'établissement du tarif d'équilibrage pour la clientèle interruptible. Notamment, Gaz Métro devra aborder les éléments suivants :

- la fixation du nombre de jours supplémentaires d'interruption du texte des *Conditions de service et Tarif*, de l'hiver extrême et 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*.

[183] Par ailleurs, en réponse aux demandes de renseignements de la Régie, il a été démontré que Gaz Métro applique un tarif d'équilibrage pour les clients du gaz d'appoint concurrence (GAC) qui n'a pas été mis à jour depuis 2003. **La Régie demande que le groupe de travail examine aussi cette question. Au terme de ces rencontres, Gaz Métro devra formuler des propositions sur ces questions dans le cadre du prochain dossier tarifaire.**

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

4.2.1 DEMANDE ET MODÈLE PROPOSÉ

[184] Le 31 mars 2010, Gaz Métro fait une demande à la Régie afin d'obtenir l'approbation d'une méthode de calcul des coûts facturés à un tiers, pour l'utilisation de son usine de GNL (l'usine LSR) dans le cadre de l'activité de vente de GNL⁴⁸.

[185] Gaz Métro souhaite utiliser son usine LSR afin de liquéfier du gaz naturel, l'emmagasiner et le vendre à un tiers non réglementé (le client GNL).

⁴⁸ Dossier R-3727-2010.

[186] Dans la décision D-2010-057⁴⁹, en se basant notamment sur l'ordonnance G-339-1983, la Régie juge qu'elle n'a pas juridiction sur l'activité de vente de GNL.

[187] Elle mentionne cependant que :

« La vente de GNL étant une activité non réglementée, la Régie ne peut fixer de tarif pour cette activité et le client GNL ne peut être assujéti à un tarif. Toutefois, la vente de GNL par Gaz Métro à sa filiale devra se faire sans interfinancement de la part ou envers les clients des services réglementés. »

[188] Plus spécifiquement, la Régie écrit qu'elle :

« [...] considère que le dossier tarifaire et le dossier d'examen du rapport annuel constituent le cadre approprié pour exercer son pouvoir de surveillance et de tarification des activités réglementées.

Ainsi, dans le dossier tarifaire, Gaz Métro devra déposer sa prévision de vente de GNL pour l'année témoin projetée et établir une prévision de coûts pour cette activité qui devra être déduite de son revenu requis. Ces coûts devraient notamment comprendre :

- les coûts de fourniture, transport, gaz de compression et équilibrage;*
- le coût d'utilisation du réseau de distribution pour amener le gaz à l'usine LSR;*
- le coût d'utilisation de l'usine LSR;*
- le coût relié à l'utilisation du site pour les installations de transfert de GNL;*
- les taxes et contributions applicables, le cas échéant;*
- tout autre coût que l'activité de vente de GNL pourrait générer par l'utilisation d'actifs réglementés.*

De plus, Gaz Métro devra expliquer comment les activités de vente de GNL affecteront son plan d'approvisionnement, détailler les actions qu'elle devra mettre en œuvre pour maintenir la fiabilité d'approvisionnement de sa clientèle régulière lors des journées de pointe et de l'hiver extrême et établir une prévision

⁴⁹ Dossier R-3727-2010.

de coûts pour ces actions. Ces coûts devront également être déduits du revenu requis.

Lors du dossier d'examen du rapport annuel, Gaz Métro devra produire un rapport détaillant les volumes et coûts réels reliés à la vente de GNL et traiter des écarts. »

[189] En suivi de la décision, Gaz Métro propose un modèle commercial à deux niveaux. Dans un premier temps, le distributeur vend, dans un contexte règlementé, du gaz naturel sous forme gazeuse à un client GNL qui, dans un second temps, liquéfie ce gaz et le vend sous forme liquide dans le cadre d'une activité non règlementée. Ainsi, selon ce modèle, Gaz Métro ne vend pas de GNL.

[190] Le distributeur soutient que :

« [...] la vente de GNL est une activité non réglementée en aval du gaz naturel livré par canalisation, et que le client final de cette vente ne peut donc pas être assujéti aux services offerts par Gaz Métro. En ce qui concerne l'utilisation du réseau en amont de l'usine, l'opinion de la Régie, exprimée à la section 25 de la D-2010-057, précise que "... le gaz naturel livré ou destiné à être livré par canalisation est soumis à la juridiction de la Régie, tel qu'il appert de l'article 1 de la Loi"⁵⁰. »

[191] Gaz Métro ajoute que le client GNL aurait le choix d'obtenir les services de fourniture, de compression, de transport et d'équilibrage du distributeur ou de prendre en charge ceux-ci directement avec un ou plusieurs fournisseurs, sous réserve du texte des *Conditions de service et Tarif* en vigueur.

[192] Le distributeur explique que le modèle proposé reproduit la situation où un client règlementé possède sa propre usine de liquéfaction et vend du GNL dans un marché non règlementé. En audience, il ajoute que l'usine LSR est un actif règlementé et qu'avec le modèle proposé, la partie de l'usine LSR servant à la gestion du réseau demeurerait règlementée⁵¹.

⁵⁰ Pièce B-24, Gaz Métro-13, document 18.2, page 2.

⁵¹ Pièce A-27-2, page 44.

[193] **La Régie ne retient pas le modèle proposé par Gaz Métro. Elle considère que l'usine LSR est un tout indissociable ainsi qu'un actif réglementé alimenté et opéré par le distributeur pour assurer la sécurité d'approvisionnement de ses clients. C'est donc Gaz Métro, dans ses activités réglementées au Québec, qui reçoit le gaz naturel à l'usine LSR, le liquéfie, l'entrepouse et le regazéifie lorsque les besoins de la clientèle régulière le justifient. Par ailleurs, dans le cadre du projet-pilote associé à une activité non réglementée, le distributeur vend le GNL à un tiers. En demandant, dans la décision D-2010-057⁵², de déduire du revenu requis l'ensemble des coûts de l'activité GNL, incluant le coût des composantes fourniture, compression, transport et équilibrage, la Régie considère que ces coûts sont encourus par le distributeur, ce qui implique que c'est ce dernier qui fournit l'alimentation en gaz naturel de l'usine LSR et non pas un tiers.**

4.2.2 COÛTS

[194] Gaz Métro identifie trois grandes catégories de coûts à considérer dans l'établissement du coût du GNL :

- les coûts reliés à l'utilisation de l'usine LSR, incluant le coût relié à l'utilisation du site pour les installations de transfert de GNL et les taxes et contributions applicables;
- les coûts reliés à la fourniture, la compression, le transport et l'équilibrage (F, C, T et É), incluant les taxes et contributions applicables;
- les coûts reliés à l'utilisation du réseau de distribution, incluant les taxes et contributions applicables.

Coûts reliés à l'utilisation de l'usine LSR

[195] Gaz Métro indique que les coûts d'utilisation de l'usine LSR peuvent être scindés en deux, soit les coûts reliés à la liquéfaction et ceux reliés à l'entreposage. Pour le service de liquéfaction, le distributeur propose d'allouer au client GNL les coûts variables de l'usine LSR sur la base du coût marginal. Pour le service d'entreposage il soumet que le client GNL devrait se voir allouer une partie de l'ensemble des coûts fixes de l'usine LSR, au prorata des volumes entreposés pour la période d'hiver.

⁵² Décision D-2010-057, dossier R-3727-2010, page 9.

[196] En audience, Gaz Métro indique que, l'usine LSR ayant été constituée pour fournir un service d'entreposage, c'est dans cette catégorie de coûts que l'ensemble des coûts fixes ont été alloués⁵³. Le distributeur ajoute que le client GNL n'utilisera pas nécessairement de la capacité d'entreposage au cours de l'été et que cette utilisation sera fonction de la rigueur de l'hiver précédent⁵⁴.

[197] La Régie rappelle que, dans l'ordonnance G-339-1983, la Régie de l'électricité et du Gaz avait établi certains principes touchant la vente de GNL :

« La Régie précise également que tous les biens et services fournis par l'entreprise de gaz à cette activité indépendante devront être facturés et en particulier que le prix de transfert du gaz naturel liquéfié devra être établi sur la base du coût moyen plutôt que du coût marginal; ce coût moyen comprenant tous les coûts de liquéfaction y compris l'amortissement de l'usine de liquéfaction et des réservoirs de GNL. »

[198] **La Régie est d'accord avec la proposition du distributeur visant à séparer les coûts relatifs à l'utilisation de l'usine LSR en deux fonctions soit la liquéfaction et l'entreposage.**

[199] **Cependant, les coûts relatifs à la fonction liquéfaction devront comprendre l'ensemble des coûts variables de liquéfaction de même que la portion des coûts fixes de l'usine LSR attribuable à ce service. À partir de ce montant, la Régie demande à Gaz Métro, conformément à l'ordonnance G-339-1983⁵⁵, de déterminer un coût unitaire moyen de liquéfaction. Enfin, ce coût unitaire devra être appliqué à tous les volumes liquéfiés pour le client GNL afin d'établir le coût total de liquéfaction devant lui être alloué.**

[200] **Les coûts relatifs à la fonction entreposage devront comprendre les coûts attribuables à ce service.** La Régie considère que les coûts associés à la fonction entreposage ne devraient pas seulement être alloués au prorata des volumes consommés en hiver par le client GNL. En pratique, cette fonction est requise pour le client GNL tout au long de l'année, puisque le gaz liquéfié vendu au client GNL provient nécessairement du réservoir. Ainsi, les coûts relatifs à l'entreposage devraient être alloués en fonction du

⁵³ Pièce A-27-2, page 68.

⁵⁴ Pièce A-27-2, pages 71 et 72.

⁵⁵ Ordonnance G-339-1983, pages 38 et 39.

volume annuel du client GNL. **La Régie demande donc à Gaz Métro d'allouer au client GNL la portion des coûts de l'usine LSR attribuable au service d'entreposage au prorata du volume annuel total requis pour ce client sur la capacité totale d'entreposage de l'usine.**

Coûts reliés à la fourniture, la compression, le transport et l'équilibrage

[201] Gaz Métro évalue les coûts des composantes F, C, T et É pour le GNL en 2011 basé sur un volume prévu de $2\,048\,10^3\text{m}^3$ ⁵⁶ :

- Fourniture 475 934 \$;
- Compression 18 610 \$;
- Transport 125 088 \$;
- Équilibrage (15 753) \$.

[202] Ces coûts sont évalués en utilisant les taux moyens de fourniture et de compression (zone sud) de Gaz Métro, le tarif de transport (zone sud) et le taux moyen d'équilibrage pour un nouveau client au tarif D₅, volet A.

[203] **La Régie accepte l'utilisation des taux moyens de fourniture, de compression et de transport tels que proposés par Gaz Métro pour 2011. Elle demande au distributeur de maintenir cette approche lors des prochains dossiers tarifaires.**

[204] **Pour la composante équilibrage, la Régie accepte l'utilisation d'un taux sur la base du tarif d'équilibrage du distributeur, puisque celui-ci reflète effectivement le coût de ce service.** Cependant, comme il n'est pas possible de faire la distinction dans l'alimentation de l'usine LSR entre le gaz naturel qui est utilisé pour l'activité GNL et celui pour l'approvisionnement des clients réguliers du distributeur, **la Régie considère que le coût d'équilibrage devrait être établi en prenant comme hypothèse le taux moyen du tarif d'équilibrage associé au profil de consommation de l'ensemble de l'usine LSR.**

⁵⁶ Pièce B-24, Gaz Métro-13, document 18.15.

Coûts relatifs à la distribution

[205] Gaz Métro établit les coûts liés à l'utilisation du réseau de distribution en utilisant l'étude d'allocation de coûts 2009-2010 et les données prévues pour le client GNL en 2011. Pour les coûts ne pouvant être alloués en fonction des facteurs de base (nombre de clients, volumes et revenus), le distributeur utilise les ratios d'allocation du tarif D₅ palier 5. Suivant cette analyse, le coût total lié à l'utilisation du réseau de distribution par le client GNL est de 91 435 \$⁵⁷. Considérant le volume prévu pour le client GNL en 2011 de 2 086 10³m³, le coût unitaire moyen, obtenu selon cette méthode, est de 4,383 ¢/m³⁵⁸.

[206] En réponse à une demande de la Régie, Gaz Métro établit le coût unitaire moyen de distribution pour alimenter la totalité de l'usine LSR. Le distributeur utilise le niveau de consommation de l'usine prévu en 2011 de 10 966 10³m³ et suppose qu'un client, ayant ce profil de consommation, serait assujéti au tarif D₅ volet A sous-tarif 5.7. À partir de ces données, il obtient un coût unitaire de 2,828 ¢/m³⁵⁹.

[207] La Régie considère que le coût unitaire moyen de distribution doit être établi en prenant comme hypothèse le coût unitaire de distribution d'un client ayant un profil de consommation similaire à celui de l'usine LSR dans son ensemble. Pour 2011, la Régie retient la valeur de 2,828 ¢/m³ comme coût unitaire de distribution, soit le coût unitaire d'un client interruptible au palier 5.7.

Coût de maintien de la fiabilité

[208] Pour l'année tarifaire 2011, Gaz Métro n'a prévu aucun outil d'approvisionnement supplémentaire pour compenser la perte de capacité de l'usine LSR. Le distributeur explique ne pas avoir réservé de capacité à l'usine LSR pour le client GNL, compte tenu de l'incertitude existant quant aux volumes à desservir⁶⁰.

[209] Gaz Métro décrit toutefois les outils qui seraient requis dans le cas où une partie de la capacité de l'usine LSR était réservée pour le client GNL. Le distributeur estime la consommation totale du client GNL pour l'année tarifaire 2011 à 2 086 10³m³ et prévoit que le client GNL devrait débiter sa consommation au mois de février 2011. La consommation pour la période de l'hiver est estimée à 377 10³m³. Ainsi, pour une

⁵⁷ Pièce B-30, Gaz Métro-13, document 18, page 5.

⁵⁸ Pièce B-30, Gaz Métro-13, document 18.26, page 3.

⁵⁹ Pièce B-30, Gaz Métro-13, document 18.25, page 3.

⁶⁰ Pièce B-7, Gaz Métro-4, document 1, pages 73 et 74.

demande en hiver de $377 \cdot 10^3 \text{m}^3$, le distributeur devrait contracter une capacité supplémentaire de transport FTSH de $9,2 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$. La capacité supplémentaire à contracter atteindrait $242,8 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$ dans le cas où la demande annuelle de GNL atteignait $24 \cdot 10^6 \text{m}^3$ ⁶¹. En réponse à des demandes de renseignements de la Régie, Gaz Métro indique que la capacité supplémentaire serait contractée en début d'année pour sécuriser la desserte de la demande⁶².

[210] Le distributeur explique que les coûts pour ce transport supplémentaire seront compensés par les revenus obtenus du client GNL pour l'utilisation de l'usine LSR. Il ajoute qu'il y aura un écart entre les revenus obtenus et les coûts encourus (en plus ou en moins) et propose que ce risque (ou opportunité) soit assumé par la clientèle régulière⁶³. Gaz Métro indique que les outils supplémentaires contractés seront pleinement utilisés par la clientèle, peu importe que l'hiver extrême se produise ou non, compte tenu de l'ordonnement des outils d'approvisionnement.

[211] En audience, le distributeur indique que le fait de céder une portion de la capacité de l'usine LSR au client GNL l'amènera à modifier sa structure d'approvisionnement et à contracter du transport supplémentaire pour compenser la perte de cet outil traditionnel⁶⁴.

[212] La Régie considère qu'il y a clairement un lien de cause à effet entre la présence du client GNL et les coûts de transport supplémentaire encourus par le distributeur. Elle juge que les revenus obtenus du client GNL pour l'utilisation de l'usine LSR servent à compenser spécifiquement cette utilisation et que le coût pour contracter du transport supplémentaire doit être assumé entièrement par le client GNL, en plus des coûts d'utilisation de l'usine. **La Régie demande au distributeur d'évaluer, à chaque dossier tarifaire, le coût des mesures qu'il devra mettre en place pour assurer la sécurité d'approvisionnement de sa clientèle, compte tenu de la présence du client GNL. Elle lui demande également d'allouer la totalité de ce coût à l'activité de vente de GNL.**

⁶¹ Pièce B-24, Gaz Métro-13, document 18.1, page 2.

⁶² Pièce B-30, Gaz Métro-13, document 18.27, page 5.

⁶³ Pièce B-30, Gaz Métro-13, document 18.27, page 8.

⁶⁴ Pièce A-27-2, pages 78 et 79.

4.2.3 TRAITEMENT DANS LE DOSSIER TARIFAIRE

[213] Dans la décision D-2010-057, la Régie demandait au distributeur d'établir, au dossier tarifaire, une prévision des coûts reliés à l'activité de vente de GNL et de soustraire ces coûts de son revenu requis. En réponse à une demande de S.É./AQLPA, le distributeur explique avoir, pour fins de simplicité, ajouté les revenus provenant de la vente de gaz naturel au client GNL plutôt que d'avoir soustrait les coûts de son revenu requis⁶⁵.

[214] En réponse à une demande de renseignements⁶⁶, Gaz Métro dépose un exercice tarifaire basé sur une soustraction des coûts relatifs à l'activité de vente de GNL.

[215] Compte tenu que la Régie ne retient pas le modèle commercial proposé par Gaz Métro, elle lui demande d'établir une prévision pour tous les coûts reliés à la vente de GNL, conformément aux exigences de la présente décision, pour l'année tarifaire 2011 et de soustraire ces coûts de son revenu requis, tel que demandé dans la décision D-2010-057.

[216] Le distributeur devra effectuer un traitement similaire à ce qui a été fait en réponse à la demande de renseignements de la Régie, sauf en ce qui concerne le plan d'approvisionnement⁶⁷. À cet égard, la Régie lui demande d'inclure dans son plan les volumes prévus pour l'activité de vente de GNL. Par la suite, dans le revenu requis, le distributeur devra retrancher les coûts relatifs à chacune des fonctions de transport et d'équilibrage associés au client GNL et établis sur la base du coût moyen tel que défini précédemment.

[217] Enfin, le distributeur devra s'assurer que ces opérations n'ont pas d'impact sur le gain de productivité en introduisant un exogène pour ajuster le revenu plafond.

[218] Lors du dossier d'examen du rapport annuel, le distributeur devra établir les coûts réellement encourus pour l'activité de vente de GNL, en prenant en compte les volumes de GNL réellement consommés. En ce qui concerne les coûts de transport supplémentaire requis pour assurer la fiabilité du réseau, la Régie considère que le

⁶⁵ Pièce B-24, Gaz Métro-13, document 18.11, page 2.

⁶⁶ Pièce B-32, Gaz Métro-13, document 18.26.

⁶⁷ Pièce B-32, Gaz Métro-13, document 18.26.

coût identifié au dossier de fermeture devra être le même que celui prévu au dossier tarifaire.

[219] **La Régie demande à Gaz Métro de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, une description détaillée des méthodes d'établissement des coûts qu'il utilisera pour chacun des éléments énoncés à la décision D-2010-057, tant en mode prévisionnel qu'en mode réel au moment de l'examen du rapport annuel.**

[220] **Enfin, elle demande au distributeur de présenter sa proposition en réunion technique, préalablement au dépôt du prochain dossier tarifaire.**

4.3 MÉCANISME POUR MINIMISER L'IMPACT DU CHANGEMENT DE LA NORMALE CLIMATIQUE

[221] Dans sa décision D-2009-156⁶⁸ la Régie demandait à Gaz Métro de mettre en place une nouvelle normale climatique basée sur la méthode Ouranos, dès le présent dossier tarifaire. Elle lui demandait également de former un groupe de travail pour examiner les mécanismes à mettre en place pour minimiser l'impact du changement de la normale climatique pour elle et ses clients et de formuler une proposition en ce sens dans le cadre du présent dossier tarifaire. Elle demandait aussi au distributeur d'établir le lien entre la solution qu'il entend proposer et les facteurs exogènes mis en place par le passé qui ont pu tenir compte du réchauffement climatique.

[222] Gaz Métro démontre en preuve⁶⁹ l'impact du changement de la normale climatique et propose la mise en place d'un exogène. Le distributeur explique que l'exogène proposé est indépendant des corrections appliquées dans le passé pour corriger les effets du réchauffement climatique et présente les ajustements qui devront être apportés dans son calcul, pour tenir compte de la variation des volumes liés à la cohorte de clients pour l'année 2013.

[223] Le distributeur estime à $36,9 \times 10^6 \text{ m}^3$ la réduction des volumes liés à la modification du calcul de la normale, soit une réduction de 5,5 M\$ en revenus de distribution, entraînant une réduction de 5,3 M\$ du revenu plafond devant être compensée par

⁶⁸ Décision D-2009-156, dossier R-3690-2009, page 25.

⁶⁹ Pièce B-16, Gaz Métro-8, document 7.

l'exogène proposé. Il recommande que la totalité de la baisse du revenu plafond soit absorbée dans l'année tarifaire 2011.

[224] Aucun intervenant ne s'oppose au calcul de l'exogène ou à la proposition de Gaz Métro de l'amortir en entier dans l'année tarifaire 2011.

[225] **La Régie accepte la proposition de Gaz Métro.**

4.4 STRATÉGIE DE GESTION DES ACTIFS

[226] Dans sa décision D-2009-010⁷⁰, 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.

[227] En suivi de cette décision, Gaz Métro soumet un rapport intitulé *Stratégie de gestion des actifs* dans lequel elle présente un changement de philosophie axée sur l'évaluation du risque et élabore sur les nouveaux outils et processus devant être développés pour soutenir la *Stratégie de gestion des actifs*. Les bénéfices envisagés par la mise en place de cette stratégie sont ensuite énumérés.

[228] Gaz Métro insiste sur le fait que la nouvelle philosophie est basée sur l'évaluation des risques à partir de diagnostics de son réseau. Cette évaluation vise à gérer l'équilibre entre les risques, les coûts et la performance, à partir d'une meilleure compréhension du profil actuel et de l'identification du profil souhaité de son réseau ainsi que de la détermination des façons de combler les écarts entre ces deux profils.

[229] La nouvelle approche adoptée par Gaz Métro vise non seulement à respecter les exigences réglementaires principalement liées à la sécurité et la fiabilité du réseau de distribution. Elle vise également à intégrer d'autres intrants dans la prise de décision, en

⁷⁰ Dossier R-3681-2008, *Demande afin d'obtenir l'autorisation de la Régie pour réaliser la réfection d'une conduite principale à Senneville.*

évaluant également les risques des menaces observées sur l'ensemble des valeurs d'affaires de l'entreprise. Les six valeurs identifiées sont :

- la sécurité;
- la fiabilité d'approvisionnement;
- les impacts financiers;
- la conformité légale et réglementaire;
- la réputation de l'entreprise;
- la protection de l'environnement.

[230] Gaz Métro précise enfin que l'implantation de la *Stratégie de gestion des actifs* fera l'objet d'un rapport annuel. Ce rapport portera sur l'état d'avancement du déploiement du système de gestion des actifs. Il fera également un suivi des indices de mesures de la performance des programmes et identifiera les axes d'amélioration ainsi que les besoins futurs.

[231] Le GRAME est satisfait des informations fournies et recommande la poursuite de la conception de la *Stratégie de gestion des actifs*. Il souligne que cette stratégie doit favoriser les actions préventives et s'inquiète des répercussions environnementales des matériaux utilisés. Il recommande qu'un rapport soit préparé par Gaz Métro sur chacun de ces deux aspects et déposé avec le plan de la *Stratégie de gestion des actifs* lors du prochain dossier tarifaire.

[232] S.É./AQLPA approuve la philosophie proactive présentée par Gaz Métro ainsi que son choix de six valeurs d'entreprise, mais recommande que le distributeur explique le fonctionnement et justifie les matrices de risques reliées à chacune des valeurs. Il requiert que Gaz Métro dépose davantage d'informations quant à la réalisation de sa *Stratégie de gestion des actifs* et, finalement, que soit ajoutée une quatrième catégorie d'investissements, soit celle de l'amélioration des actifs, à celles déjà reconnues.

[233] L'UMQ constate, pour sa part, que la nouvelle approche, telle que dévoilée, est très peu spécifique et qu'elle ne permet pas de jauger les interrelations entre l'état de santé des actifs, la nature des risques qui en découlent, les outils de mesure et le niveau acceptable du risque ainsi que les investissements requis pour mitiger ce risque. L'UMQ recommande d'envisager la tenue d'une réunion technique afin que la *Stratégie de gestion des actifs* soit explicitée. Cette réunion devrait se tenir à un stade avancé du processus afin

de pouvoir apprécier, le plus globalement possible, comment les différentes étapes interagissent.

[234] La Régie prend acte de l'état de développement de la *Stratégie de gestion des actifs*. Tout en reconnaissant le caractère évolutif de cette dernière, **la Régie demande à Gaz Métro de déposer, dans le cadre du dossier tarifaire 2012, une mise à jour de la *Stratégie de gestion des actifs* faisant le point, en 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.**

[235] **La Régie demande que lui soit communiqué le rapport annuel relatif à l'état d'avancement du déploiement du système de gestion des actifs dans le cadre de ses prochains dossiers tarifaires.**

4.5 MODIFICATION DU TRAITEMENT DU GAC DANS LE CALCUL DU REVENU PLAFOND

[236] Dans sa décision D-2009-156⁷¹, la Régie demandait au distributeur de modifier, pour le présent dossier tarifaire, le traitement du GAC dans le calcul du revenu plafond, de telle sorte que l'inflation ne soit pas appliquée aux revenus du GAC. La Régie demandait aussi au distributeur qu'il lui fasse part de la méthode appliquée pour apporter cette correction.

[237] La modification proposée au traitement du GAC dans le calcul du revenu plafond consiste à établir un revenu plafond de base⁷² excluant les revenus du GAC.

[238] La Régie juge que la proposition du distributeur s'assimile à un changement dans le calcul du revenu plafond de base et ne constitue pas une solution adéquate à la problématique soulevée dans la décision D-2009-156.

[239] **En conséquence, la Régie ne retient pas la méthodologie proposée par le distributeur. Elle demande à Gaz Métro de continuer d'inclure le GAC dans le**

⁷¹ Dossier R-3690-2009.

⁷² Le revenu plafond de base représente le revenu plafond obtenu avant inflation, facteur X, exogènes et exclusions.

calcul du revenu plafond de base, comme cela était le cas dans les années antérieures, et de n'appliquer un traitement particulier à ces revenus qu'au moment de l'indexation pour tenir compte du facteur *Inflation* (IPC moins facteur X). Le traitement retenu devra être conforme à ce qui a été soumis en réponse à la demande de renseignements de la Régie sur le sujet⁷³.

4.6 MODALITÉS DE TRAITEMENT DES PERTES DE PRODUCTIVITÉ

[240] Dans sa décision D-2009-156, la Régie demandait à Gaz Métro de former un groupe de travail pour examiner, en réunion technique, les modalités de traitement de la perte de productivité prévue au dossier tarifaire 2010. Le 18 mars 2010, une réunion technique a été tenue, au cours de laquelle Gaz Métro a présenté la méthode de remboursement des pertes de productivité.

[241] Le principal enjeu à la base des discussions sur ce sujet touchait la question de la remise des gains de productivité. Un des membres du groupe de travail était d'avis que les gains de productivité prévus au dossier tarifaire 2011 devraient éventuellement être remis dans les tarifs, malgré le fait qu'ils aient servis à rembourser les pertes encourues en 2010, plutôt qu'à permettre une bonification pour 2011.

[242] Gaz Métro présente les modalités de traitement des pertes de productivité. Le distributeur argumente que les gains de productivité utilisés pour rembourser les pertes des années antérieures ne doivent pas être retournés dans les tarifs, étant donné qu'ils n'ont pas servis à bonifier ceux-ci⁷⁴. Gaz Métro est d'avis que les gains doivent avoir servi à bonifier le rendement afin d'être soumis aux conditions de l'article 3.1.6 du Mécanisme.

[243] Aucun intervenant ne s'est opposé à l'interprétation du distributeur, à l'exception de la FCEI qui estime que l'esprit du Mécanisme est tel que la remise des gains de productivité doit être faite indépendamment du fait que les gains aient ou non bonifié les tarifs et servi ou non à rembourser les pertes de productivité des années antérieures.

⁷³ Pièce B-26, Gaz Métro-13, document 2.1.

⁷⁴ Pièce B-7, Gaz Métro-8, document 5.

[244] La Régie partage l'avis du distributeur selon lequel le Mécanisme doit être interprété de telle sorte que les gains de productivité qui n'ont pas entraîné une bonification de rendement n'ont pas à être retournés aux clients et, en conséquence, **accepte les modalités de traitement des pertes de productivité proposées.**

4.7 MODIFICATIONS AUX TARIFS D_M , D_3 ET D_1

[245] Dans sa décision D-2009-156⁷⁵, la Régie demandait à Gaz Métro de présenter, dans le cadre du présent dossier tarifaire, une solution intégrée pour les clients aux tarifs D_M , D_3 et D_1 (paliers supérieurs à 75 000 m³) ainsi que des propositions permettant d'améliorer la grille des tarifs et le traitement équitable de l'ensemble des clients.

[246] En réponse à cette demande, Gaz Métro dépose une proposition de modifications des tarifs D_M , D_3 et D_1 dont les principaux éléments sont :

- la fermeture du projet-pilote du tarif D_M et transfert de la majorité des clients du tarif D_M au tarif D_1 ;
- l'ouverture élargie du tarif D_3 et transfert de certains clients du tarif D_M au tarif D_3 ;
- l'application d'un prix d'équilibrage personnalisé aux clients du tarif D_M devenus « grands clients D_1 » déterminé en fonction de leur profil de consommation;
- l'application d'un prix d'équilibrage personnalisé à l'ensemble des « grands clients D_1 » déterminé en fonction de leur profil de consommation;
- l'étalement dans le temps des hausses tarifaires causées par l'élimination des modules contractuels de réduction au tarif D_M en utilisant des rabais transitoires sur une période de cinq ans;
- aucun étalement dans le temps des hausses tarifaires découlant du calcul d'un prix d'équilibrage personnalisé pour les grands clients du tarif D_1 .

[247] Le distributeur propose également un calendrier d'implantation de ces changements, lequel inclut, notamment, l'abolition du tarif D_M au 30 septembre 2011.

⁷⁵ Décision D-2009-156, dossier R-3690-2009, page 77.

[248] Le GRAME est d'accord avec la solution intégrée proposée par Gaz Métro, mais s'oppose au maintien de rabais transitoires. En audience, Gaz Métro explique que des rabais transitoires seront accordés aux clients du tarif D_M transférant au tarif D_1 , pour adoucir l'effet des augmentations de tarifs que la mise en place de la solution intégrée fera subir à ces clients. Le distributeur indique vouloir maintenir les augmentations sur la facture totale à un niveau voisin du taux d'inflation et ajoute que la période d'étalement pourra varier selon la situation concurrentielle du gaz naturel⁷⁶.

[249] La FCEI se questionne sur la possibilité d'améliorer le signal de prix de l'ensemble des clients du tarif D_1 en appliquant à tous un tarif d'équilibrage personnalisé. Ainsi, la FCEI recommande à la Régie d'ordonner à Gaz Métro de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, des analyses de différents scénarios portant sur la reconnaissance des profils de consommation des clients du tarif D_1 consommant moins de 75 000 m³/an.

[250] Une fois que la solution intégrée, présentée au présent dossier, aura été complètement implantée, Gaz Métro se dit prête à analyser les implications de reconnaître le profil de consommation des plus petits clients. Le distributeur indique, toutefois, que l'application d'un taux personnalisé amène des problèmes de complexité pour lui et ses clients. Il souligne qu'au-delà de l'équité, les tarifs doivent aussi respecter des principes de stabilité et de simplicité⁷⁷.

[251] La Régie souligne que sa demande, dans la décision D-2009-156, ne portait que sur les tarifs s'appliquant aux clients consommant plus de 75 000 m³/an. Elle juge que le principe de la simplicité tarifaire est important lorsqu'il s'agit des petits clients et, en conséquence, retient l'argument du distributeur quant à la complexité qu'entraînerait l'application d'un taux d'équilibrage personnalisé pour les clients du tarif D_1 consommant moins de 75 000 m³/an. **En conséquence, la Régie considère qu'il n'est pas utile de faire des analyses supplémentaires sur la reconnaissance du profil de consommation de ces clients et ne retient pas la recommandation de la FCEI à cet égard.**

[252] **La Régie autorise la mise en place de la solution intégrée pour les clients aux tarifs D_M , D_3 et D_1 (paliers supérieurs à 75 000 m³), incluant l'application de rabais transitoires pour les clients du tarif D_M transférant au tarif D_1 ainsi que le calendrier**

⁷⁶ Pièce A-27-2, pages 117 et 118.

⁷⁷ Pièce A-27-2, pages 110 à 112.

d'implantation, telle que proposée par Gaz Métro. Elle considère que cette proposition permet d'éliminer les situations d'iniquité qui prévalaient avec le tarif D_M .

4.8 FEÉ

4.8.1 SUIVI 2010

[253] Pour 2010, le budget du FEÉ, autorisé par la Régie dans la décision D-2009-156, était de 3,1 M\$, pour des économies de gaz naturel prévues de $2,4 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ⁷⁸.

[254] Après 11 mois d'opération, les dépenses du FEÉ s'élèvent à près de 2,2 M\$, soit près de 71 % du budget autorisé et le FEÉ estime les dépenses du dernier mois de 2010 à 0,5 M\$ ou 0,6 M\$. Par ailleurs, le FEÉ croit être en mesure d'atteindre ses objectifs d'économie d'énergie en 2010⁷⁹. Au 30 juin 2010, le solde du FEÉ était d'environ 14,4 M\$⁸⁰. **La Régie prend acte des résultats obtenus par le FEÉ en 2010.**

4.8.2 MODIFICATIONS AUX PROGRAMMES

[255] Le FEÉ modifie certains de ses programmes par rapport au Plan d'action 2010. Plus spécifiquement, le FEÉ demande :

- d'autoriser la création d'un nouveau programme (*PFR160*) qui s'adresse directement aux MFR pour l'installation gratuite de récupérateurs de la chaleur des eaux de drainage (RCED);
- d'autoriser la création de deux programmes sociocommunautaires distincts : le *PS150* pour l'installation de RCED et le *PS151* pour l'installation de système de préchauffage solaire;
- d'autoriser une augmentation de l'aide financière du *PS150* de 3 \$/m³ à 3,50 \$/m³;
- d'autoriser une augmentation de l'aide financière du *PS151* de 3 \$/m³ à 6 \$/m³;

⁷⁸ Décision D-2009-156, dossier R-3690-2009, page 42.

⁷⁹ Pièce B-22, Gaz-Métro-9, document 6.2; pièce A-27-2, pages 231 et 232.

⁸⁰ Pièce A-27-2, page 271.

- d'autoriser, pour le *PR330-Remplacement de fenêtres et portes-fenêtres par des fenêtres et portes-fenêtres certifiées ENERGY STAR®*, une augmentation du niveau d'aide financière de :
 - 5 \$/m² à 6 \$/m² de fenêtre pour les clients résidant dans la zone climatique B (le montant d'aide maximum passe de 500 \$ à 600 \$),
 - 5 \$/m² à 10 \$/m² de fenêtre pour les clients de la zone climatique C (le montant d'aide maximum passe de 500 \$ à 1 000 \$);
- d'autoriser une augmentation de 1 \$/m³ à 1,50 \$/m³ de l'aide financière du *PC410-Aide à la construction de nouveaux bâtiments efficaces*;
- d'autoriser une augmentation de l'aide financière du *PC440-Préchauffage solaire de l'air ou de l'eau* de 1 \$/m³ à 3 \$/m³;
- d'autoriser une augmentation de l'aide financière du *PC460-Systèmes de récupération de la chaleur des eaux de drainage* de 1 \$/m³ à 3 \$/m³;
- d'autoriser une augmentation du montant maximal de l'aide financière pour les *PC410*, *PC440* et *PC460* de 100 000 \$ à 300 000 \$ par année et de 75 % du coût total des projets⁸¹.

[256] La Régie accepte les modifications proposées.

[257] En outre, le FEÉ demande à la Régie d'autoriser un budget spécial de 1 100 000 \$ pour la réalisation du projet-pilote *PS170-Construction de logements communautaires à haute efficacité*. Dans le cas de ce projet de construction de 40 unités de logement communautaires en deux projets distincts, l'aide financière du FEÉ couvre la totalité des surcoûts liés à la construction d'unités de logement 25 % plus efficaces que *Novoclimat*. La performance globale visée est de 50 % supérieure aux critères du Code modèle national de l'énergie pour les bâtiments — Canada 1997⁸².

[258] La Régie constate que la nature et les objectifs du projet-pilote *PS170* sont imprécis. Comme, par ailleurs, certaines des mesures promues par ce projet-pilote semblent également être couvertes par d'autres programmes du FEÉ⁸³, elle considère qu'il n'est pas justifié ni prudent d'autoriser un budget d'une telle ampleur. **La Régie rejette donc la demande du FEÉ en lien avec le projet-pilote *PS170-Construction de logements communautaires à haute efficacité*.**

⁸¹ Pièce B-13, Gaz Métro-9, document 7, pages 35 et 36.

⁸² Pièce B-13, Gaz Métro-9, document 7, pages 29 et 30.

⁸³ Les programmes *PS120*, *PS150* et *PS151*.

4.8.3 OBJECTIF D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE ET BUDGET DEMANDÉ EN 2011

[259] Le FEÉ se fixe un objectif d'économie d'énergie annuel de près de $2,3 \cdot 10^6 \text{m}^3$ de gaz naturel pour 2011. Pour atteindre cet objectif, le Plan d'action 2011 du FEÉ requiert un budget de près de 5,0 M\$⁸⁴. **Compte tenu des ajustements demandés à la section précédente, la Régie limite ce budget à 3,9 M\$.**

4.8.4 RENTABILITÉ

[260] Compte tenu du fait que la nouvelle méthode de calcul de la rentabilité a eu pour effet que la quasi-totalité des programmes du FEÉ sont non rentables, le ROÉÉ propose, lors du calcul de la valeur actualisée nette du TCTR, que le FEÉ utilise un taux d'actualisation de 3,95 % réel et de 5,05 % nominal, plutôt que le taux d'actualisation de 6 % réel utilisé par Gaz Métro pour le PGEÉ. Le ROÉÉ suggère également de tenir compte des baisses des prix du gaz naturel dans la variable « *coût évité* ». Enfin, le ROÉÉ recommande de juger de la rentabilité des programmes s'adressant aux MFR en utilisant le test du coût social, qui inclut les externalités environnementales et sociales⁸⁵.

[261] La Régie considère que le PGEÉ et le FEÉ partagent les mêmes objectifs de long terme. Compte tenu que la clientèle desservie par le FEÉ est également desservie par Gaz Métro via son PGEÉ, les paramètres économiques doivent être les mêmes afin de permettre une comparaison. **La Régie rejette donc la proposition du ROÉÉ.**

4.8.5 SUIVI DE LA DÉCISION D-2009-156

[262] À la demande de la Régie⁸⁶, le FEÉ fixe un taux d'opportunité pour chacun de ses programmes et les présente avec les différentes méthodologies appliquées⁸⁷.

[263] Le FEÉ propose un taux d'opportunité nul pour les programmes destinés aux MFR aux bâtiments à vocation sociocommunautaire (*PFR160, PS120, PS150 et PS151*).

⁸⁴ Pièce B-13, Gaz Métro-9, document 7, page 4.

⁸⁵ Pièce C-2-7, pages 23 et 24.

⁸⁶ Décision D-2009-156, dossier R-3690-2009, page 43.

⁸⁷ Pièce B-13, Gaz Métro-9, document 7, pages 11, 12 et 46; pièce B-13, Gaz Métro-9, document 7, annexe B.

Pour les programmes visant des innovations, le FEÉ propose un taux d'opportunisme de 2,5 % (*PR340, PC410 et PC460*).

[264] En ce qui concerne les programmes d'acquisition de ressources, le FEÉ propose un taux d'opportunisme de 11,5 % pour le programme *PC440-Aide financière à l'achat d'un système de préchauffage solaire de l'air ou de l'eau*. Pour le programme *PR330-Aide financière à l'achat de fenêtres certifiées ENERGY STAR®*, même si un taux d'opportunisme de 39,1 % a été mesuré, le FEÉ propose d'utiliser un taux d'opportunisme de 10 %, compte tenu des modifications apportées à ce programme à partir du 1^{er} juin 2010⁸⁸.

[265] Par ailleurs, le FEÉ traite le programme *PC420-Rénovation* différemment des autres programmes, parce qu'il est présentement en évaluation. Le FEÉ pose donc l'hypothèse d'un taux d'opportunisme nul pour le *PC420*, en attendant l'évaluation complète du programme, prévue pour 2010.

[266] **La Régie retient les taux d'opportunisme proposés par le FEÉ en suivi de la décision D-2009-156, à l'exception de ceux des programmes *PR330-Aide financière à l'achat de fenêtres certifiées ENERGY STAR®* et *PC420-Rénovation*. Pour le *PR330-Aide financière à l'achat de fenêtres certifiées ENERGY STAR®*, la Régie retient le taux initial d'opportunisme de 39 %, obtenu en évaluation, jusqu'à ce qu'un autre cycle d'évaluation ou des résultats spécifiques permettent au FEÉ d'ajuster ce taux. Pour le *PC420-Rénovation*, la Régie fixe un taux d'opportunisme de 30 %, jusqu'à ce que les résultats d'évaluation soient disponibles.**

4.8.6 JETONS DE PRÉSENCE

[267] Selon le Mécanisme actuellement en vigueur, le comité de gestion du FEÉ est constitué de neuf membres nommés par chacun des intervenants reconnus à cette fin par la Régie. Des jetons de présence sont versés aux membres : « *Leur valeur est approuvée par la Régie lors de la présentation du plan d'action annuel du FEÉ⁸⁹* ».

⁸⁸ Pièce B-13, Gaz Métro-9, document 7, annexe B, pages 4 et 5.

⁸⁹ Décision D-2007-047, dossier R-3599-2006, annexe, page 32.

[268] Dans la décision D-2005-171, la Régie acceptait la proposition du FEÉ, eu égard au versement d'un montant forfaitaire de 500 \$ par réunion aux représentants des intervenants au comité de gestion⁹⁰.

[269] Or, le FEÉ confirme que le budget de son Plan d'action 2011 tient compte du fait que les membres du comité de gestion ont droit à un jeton de présence d'une valeur de 525 \$ par réunion⁹¹.

[270] Compte tenu qu'aucune demande spécifique à cet effet n'a été soumise, **la Régie maintient la valeur des jetons de présence versés aux membres du comité de gestion du FEÉ à 500 \$ par réunion.**

4.9 RAPPORT D'ÉVALUATION DU PROGRAMME DE RABAIS À LA CONSOMMATION (PRC) ET DU PROGRAMME DE RÉTENTION PAR VOIE DE RABAIS À LA CONSOMMATION (PRRC)

[271] Lors du dossier tarifaire 2010⁹², le Groupe de travail indiquait à la Régie qu'il était d'avis qu'une évaluation des PRC et PRRC de Gaz Métro était justifiée. Plus précisément, l'importance des montants alloués à ces programmes commerciaux et le fait que ceux-ci n'aient pas fait l'objet d'une évaluation depuis au moins l'instauration du Mécanisme ont motivé cette recommandation du Groupe de travail. Dans sa décision D-2009-156, la Régie prenait acte de la demande du Groupe de travail.

[272] Gaz Métro n'est toutefois pas en mesure de déposer l'évaluation des PRC et PRRC au dossier tarifaire 2011 et en demande le report au dossier tarifaire 2012.

[273] La Régie autorise le report du dépôt du rapport d'évaluation des PRC et PRRC au dossier tarifaire 2012.

⁹⁰ Décision D-2005-171, dossier R-3559-2005, page 38; dossier R-3559-2005, pièce SCGM-9, document 7, page 69.

⁹¹ Pièce B-22, Gaz Métro-9, document 7.21, page 2.

⁹² Dossier R-3690-2009.

4.10 PROPOSITION TARIFAIRE DE S.É./AQLPA

[274] Dans le cadre du dossier R-3481-2002, le Groupe de travail recommandait de prévoir au texte des Tarifs de Gaz Métro des modalités permettant aux abonnés de conserver leurs avantages tarifaires malgré une diminution de consommation de gaz naturel résultant d'une participation aux programmes d'efficacité énergétique du PGEÉ ou du FEÉ. Cette recommandation avait été acceptée dans la décision D-2003-206⁹³ et avait été intégrée au texte des Tarifs lors des dossiers tarifaires subséquents.

[275] S.É./AQLPA propose d'amender de nouveau le texte des *Conditions de service et Tarif* en ajoutant, aux articles traitant de la révision des obligations minimales annuelles (OMA) à la suite de l'implantation d'une mesure d'efficacité énergétique, la notion de programmes d'efficacité énergétique encadrés par l'Agence de l'efficacité énergétique (AEÉ) ou par un autre organisme gouvernemental ou paragouvernemental⁹⁴.

[276] Gaz Métro ne remet pas en cause le fondement de la proposition de S.É./AQLPA. Cependant, elle doit s'assurer que les informations permettant d'ajuster les OMA soient de qualité, que les économies soient quantifiables et vérifiables et qu'il ne s'agisse pas d'économie d'énergie tendancielle. À cette fin, Gaz Métro devrait mettre en place des ententes d'échanges d'informations entre les différents organismes et ces ententes ne garantiraient pas que l'information fournie soit de la même qualité que celle du PGEÉ de Gaz Métro. Le distributeur fait également valoir qu'il n'y a pas urgence quant à une telle modification, tenant compte du contexte actuel. D'une part, si la Régie accepte l'abolition du tarif D_M , il ne restera de possibilité de révision des OMA que pour le tarif D_5 et des volumes souscrits pour le tarif à débit stable. Or, ces clients à grand volume ne sont actuellement pas visés par les programmes de l'AEÉ. D'autre part, l'incertitude qui entoure l'avenir de l'AEÉ est également un argument qui appuie la position du distributeur.

[277] Gaz Métro propose que le Groupe de travail examine les mesures de neutralité de manière à s'assurer que celles-ci couvrent l'ensemble des situations proposées ou des situations visées par la recommandation de S.É./AQLPA. Par la suite, Gaz Métro pourrait évaluer la nécessité de proposer des modifications au texte des *Conditions de service et*

⁹³ Dossier R-3481-2002.

⁹⁴ Pièce C-5-14-S.É./AQLPA-6, document 1, page 8 : la recommandation 6-1 s'applique aux articles 1,4, 13.1.3.5, 16.3.1, 16.3.3.3.2, 16.4.1, 16.4.5.2, 16.5.1 et 16.5.3.3.2 du texte des Tarifs.

Tarif et de mettre en place des structures administratives simples et adéquates, afin d'opérationnaliser les clauses tarifaires⁹⁵.

[278] Bien que S.É./AQLPA tienne compte d'une possible validation des économies d'énergie par Gaz Métro, l'intervenant considère que le distributeur ne peut refuser, sans motif valable, de valider les économies de gaz naturel associées à un programme d'efficacité énergétique de l'AEÉ ou d'un autre organisme : « *en cas de refus total ou partiel, le client peut loger une plainte selon la procédure de plainte prévue, il peut également, le cas échéant, s'adresser au tribunal compétent*⁹⁶ ».

[279] Considérant le contexte qui prévaut ainsi que le fait que le texte des *Conditions de services et Tarifs* actuel intègre déjà une certaine indemnité pour les abonnés qui contractent des OMA et qui participent aux programmes d'efficacité énergétique du PGEÉ ou du FEÉ, **la Régie rejette la proposition de S.É./AQLPA.**

5. MODALITÉS D'APPLICATION DE LA PRÉSENTE DÉCISION

[280] **Étant donné que les tarifs actuellement en vigueur ont été déclarés provisoires à compter du 1^{er} octobre 2010 par la décision D-2010-133, la Régie demande au distributeur de proposer des dates et des modalités d'application des nouveaux tarifs et conditions découlant de la présente décision.**

[281] **Compte tenu de la présente décision en ce qui a trait à l'adoption des versions française et anglaise du texte des *Conditions de service et Tarif*, la Régie demande au distributeur de déposer, au plus tard le 19 novembre 2010 à 12 h, une version française pour fin d'approbation finale et une version anglaise pour approbation provisoire.**

⁹⁵ Pièce A-27-4, pages 210 à 227.

⁹⁶ Pièce A-27-6, pages 177 à 182.

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

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE partiellement la demande ré-amendée;

RECONDUIT jusqu'au 30 septembre 2012 le programme de flexibilité tarifaire mazout et biénergie pour les clients des tarifs D₁ et D₃ déjà reconduit jusqu'au 30 septembre 2011 par la décision D-2009-156;

APPROUVE l'entente intervenue entre les membres du Groupe de Travail ainsi que toutes les pièces s'y rapportant, sous réserve des décisions rendues à la section 3 de la présente décision;

APPROUVE le plan d'approvisionnement de Gaz Métro pour l'exercice 2011, tel que prévu à l'article 72 de la Loi, sous réserve des décisions rendues à la section 4.1 de la présente décision et de la décision D-2010-133;

APPROUVE l'application à l'exercice 2011 du mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance de Gaz Métro approuvé par la Régie dans la décision D-2007-47, sous réserve des décisions rendues à la section 3;

AUTORISE le budget de 12,5 M\$ proposé par le Groupe de travail pour le PGEÉ 2011;

AUTORISE l'utilisation d'un montant de 3,9 M\$ provenant des sommes imputées au FEÉ, conformément au plan d'action du FEÉ;

RÉSERVE sa décision sur le coût en capital moyen sur la base de tarification pour l'exercice financier 2011;

RÉSERVE sa décision quant au coût en capital prospectif résultant de l'utilisation des taux déterminés selon les paramètres énoncés à la décision D-97-25⁹⁷ dans l'évaluation des projets d'investissements prévus par Gaz Métro pour l'exercice financier 2011;

AUTORISE la répartition tarifaire proposée, à l'exception des corrections à l'interfinancement tel que prescrit à la section 3.11.2 de la présente décision;

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

DEMANDE à Gaz Métro de déposer, pour approbation, les pièces révisées, la grille tarifaire et les versions française et anglaise du texte des *Conditions de service et Tarif* pour tenir compte de la présente décision, au plus tard le **19 novembre 2010 à 12 h** et **RÉSERVE** sa décision à ces égards.

Gilles Boulianne

Régisseur

Marc Turgeon

Régisseur

Jean-François Viau

Régisseur

⁹⁷ Dossier R-3371-97.

Représentants :

- Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) représentée par M^e Guy Sarault et M^e Nicolas Plourde;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI) représentée par M^e André Turmel et madame Pascale Boucher-Meunier;
- 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 (ROÉÉ) 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^e Vincent Regnault et M^e Hugo Sigouin-Plasse;
- 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

Modification au texte des *Conditions de service* *et Tarif*

Annexe 1 (9 pages)

G. B.

M. T.

J.-F. V.

<u>Texte proposé par Gaz Métro</u>	<u>Texte modifié par la présente décision</u>
<p><u>1.3 DÉFINITION</u></p> <p><u>OBLIGATION MINIMALE ANNUELLE (OMA)</u></p> <p>Volume minimal annuel de gaz naturel, pour chaque année du contrat, que le client s'engage à payer, conformément au Tarif, qu'il le retire ou non.</p>	<p><u>1.3 DÉFINITION</u></p> <p><u>OBLIGATION MINIMALE ANNUELLE (OMA)</u></p> <p>Volume minimal annuel de gaz naturel, pour chaque année du contrat, que le client s'engage à payer, conformément au texte des Conditions de service et Tarifau Tarif, qu'il le retire ou non.</p>
<p><u>1.3 DÉFINITION</u></p> <p><u>RETRAITS EXEMPTÉS DE LA CONTRIBUTION AU FONDS VERT</u></p> <p>Volumes de biogaz distribués par canalisation utilisée uniquement pour la distribution de biogaz;</p> <p>Volumes de gaz naturel lorsqu'ils sont utilisés comme matière première sans combustion de gaz naturel tels qu'ils auront été déclarés par le client et reçus par le distributeur au plus tard le troisième jour ouvrable suivant la fin du mois visé par la facturation et tels que confirmés, au terme de l'année, au plus tard le 15 octobre de chaque année par déclaration assermentée du client, ou si ce dernier est une personne morale ou une société, d'un dirigeant en autorité de celle-ci.</p>	<p><u>1.3 DÉFINITION</u></p> <p><u>RETRAITS EXEMPTÉS DE LA CONTRIBUTION AU FONDS VERT</u></p> <p>Volumes de biogaz distribués par canalisation utilisée uniquement pour la distribution de biogaz;</p> <p>Volumes de gaz naturel lorsqu'ils sont utilisés comme matière première sans combustion de gaz naturel tels qu'ils auront été déclarés par le client et dont les déclarations auront été reçues par le distributeur au plus tard le troisième jour ouvrable suivant la fin du mois visé par la facturation et tels que confirmés, au terme de l'année, au plus tard le 15 octobre de chaque année par déclaration assermentée du client, ou si ce dernier est une personne morale ou une société, d'un dirigeant en autorité de celle-ci.</p>

<p>3.1 SERVICES DE GAZ NATUREL</p> <p>Le service de distribution est offert exclusivement par le distributeur sur son territoire, tel que prévu à la <i>Loi sur la Régie de l'énergie</i>.</p> <p>Les services suivants peuvent, au choix du client, être obtenus du distributeur ou, sous réserve du Tarif, être pris en charge par le client auprès d'un ou plusieurs fournisseurs :</p> <p>1° le service de fourniture, incluant le service de gaz d'appoint;</p> <p>2° le service de gaz de compression;</p> <p>3° le service de transport;</p> <p>4° le service d'équilibrage.</p> <p>Le distributeur fournit par défaut ces services, conformément au Tarif, à moins que le client ne l'avise de son intention de prendre en charge un ou plusieurs de ces services.</p>	<p>3.1 SERVICES DE GAZ NATUREL</p> <p>Le service de distribution est offert exclusivement par le distributeur sur son territoire, tel que prévu à la <i>Loi sur la Régie de l'énergie</i>.</p> <p>Les services suivants peuvent, au choix du client, être obtenus du distributeur ou, sous réserve <u>de la section III du présent document</u>du Tarif, être pris en charge par le client auprès d'un ou plusieurs fournisseurs :</p> <p>1° le service de fourniture, incluant le service de gaz d'appoint;</p> <p>2° le service de gaz de compression;</p> <p>3° le service de transport;</p> <p>4° le service d'équilibrage.</p> <p>Le distributeur fournit par défaut ces services, conformément <u>à la section III du présent document</u>au Tarif, à moins que le client ne l'avise de son intention de prendre en charge un ou plusieurs de ces services.</p>
<p>3.2 CHOIX DE SERVICES</p> <p>Les conditions relatives à l'obtention ou à la prise en charge de services par le client sont prévues au Tarif.</p>	<p>3.2 CHOIX DE SERVICES</p> <p>Les conditions relatives à l'obtention ou à la prise en charge de services par le client sont prévues <u>à la section III du présent document</u>au Tarif.</p>

4.3.2 FRAIS DE RACCORDEMENT

Lorsque le raccordement au réseau de distribution de gaz naturel est demandé pour une adresse de service pour laquelle le tarif D₁ sera applicable et dont le volume annuel projeté sera inférieur à 10 950 m³, les frais de raccordement dont le montant est prévu à l'article 17.1.1.1 sont exigés du demandeur.

Dans le cas où le raccordement au réseau de distribution de gaz naturel est demandé par le promoteur immobilier ou le constructeur de l'immeuble où est située l'adresse de service, le demandeur est alors présumé être le propriétaire de l'immeuble au moment de la demande de service.

Ces frais de raccordement sont payables en un seul versement ou, lorsque le demandeur est client du distributeur, sur une période de 24 mois ou, si le client le demande, en un seul versement. Si le paiement des frais de raccordement est étalé sur 24 mois et que le contrat prend fin avant le paiement complet des frais de raccordement, le solde de ceux-ci est exigible immédiatement.

4.3.2 FRAIS DE RACCORDEMENT

Lorsque le raccordement au réseau de distribution de gaz naturel est demandé pour une adresse de service pour laquelle le tarif D₁ sera applicable et dont le volume annuel projeté sera inférieur à 10 950 m³, les frais de raccordement dont le montant est prévu à l'article 17.1.1.1 sont exigés du demandeur.

Dans le cas où le raccordement au réseau de distribution de gaz naturel est demandé par le promoteur immobilier ou le constructeur de l'immeuble où ~~le service est requis est située à l'adresse de service~~, le demandeur est alors présumé être le propriétaire de l'immeuble au moment de la demande de service.

Ces frais de raccordement sont payables en un seul versement ou, lorsque le demandeur est client du distributeur, sur une période de 24 mois ou, ~~encore~~, si le client le demande, en un seul versement. Si le paiement des frais de raccordement est étalé sur 24 mois et que le contrat prend fin avant le paiement complet des frais de raccordement, le solde de ceux-ci est exigible immédiatement.

<p>5.3.2 FRÉQUENCE DES LECTURES</p> <p>Le distributeur procède à la lecture de l'appareil de mesurage avec toute la diligence raisonnable et selon un mode de fonctionnement compatible avec l'exploitation efficace de son entreprise.</p> <p>Le distributeur lit l'appareil de mesurage tous les deux mois.</p> <p>Cependant, dans le cas du client facturé au tarif D₁ et qui retire un volume de moins de 1 000 m³ par année de gaz naturel, le distributeur lit l'appareil de mesurage tous les 12 mois.</p> <p>De plus, dans les cas où le gaz naturel est facturé aux tarifs D₄, D₅ ou D₃ et D₅ en combinaison, le distributeur lit l'appareil de mesurage tous les jours. Dans le cas où le gaz naturel est facturé au tarif D_M, le distributeur lit l'appareil de mesurage tous les mois.</p>	<p>5.3.2 FRÉQUENCE DES LECTURES</p> <p>Le distributeur procède à la lecture de l'appareil de mesurage avec toute la diligence raisonnable et selon un mode de fonctionnement compatible avec l'exploitation efficace de son entreprise.</p> <p>Le distributeur lit l'appareil de mesurage tous les deux mois.</p> <p>Cependant, dans le cas d'un client facturé au tarif D₁ et qui retire un volume de moins de 1 000 m³ par année de gaz naturel, le distributeur lit l'appareil de mesurage tous les 12 mois.</p> <p>De plus, dans les cas où le gaz naturel est facturé aux tarifs D₄, D₅ ou D₃ et D₅ en combinaison, le distributeur lit l'appareil de mesurage tous les jours. Dans le cas où le gaz naturel est facturé au tarif D_M, le distributeur lit l'appareil de mesurage tous les mois.</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p>6.2.4 INFORMATIONS APPARAISSANT SUR LA FACTURE</p> <p>La facture doit comporter au moins les éléments suivants :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1° Numéro de téléphone du distributeur; 2° Numéro de téléphone en cas d'urgence; 3° Date de facturation; 4° Nom du client; 5° Numéro de compte; 6° Numéro d'appareil de mesurage; 7° Adresse de service; 8° Tarif applicable; 9° Période facturée; 10° Consommation en précisant si elle est réelle ou estimée; 11° Montant total; 12° Montant en arrérage et supplément de recouvrement; 13° Date d'échéance; 14° Historique de consommation disponible, le cas échéant; 15° Obligation minimale annuelle, le cas échéant; 16° Montant et date du dernier paiement effectué; 17° Montant de la contribution financière demandée au client pour la rentabilisation des investissements, le cas échéant; 18° Montant du dépôt et des intérêts versés, le cas échéant; 19° Ajustement tarifaire découlant d'un programme commercial approuvé par la Régie de l'énergie, le cas échéant. 	<p>6.2.4 INFORMATIONS APPARAISSANT SUR LA FACTURE</p> <p>La facture doit comporter au moins les éléments suivants :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1° Numéro de téléphone du distributeur; 2° Numéro de téléphone en cas d'urgence; 3° Date de facturation; 4° Nom du client; 5° Numéro de compte; 6° Numéro de l'appareil de mesurage; 7° Adresse de service; 8° Tarif applicable; 9° Période facturée; 10° Consommation en précisant si elle est réelle ou estimée; 11° Montant total; 12° Montant en arrérage et supplément de recouvrement; 13° Date d'échéance; 14° Historique de consommation disponible, le cas échéant; 15° Obligation minimale annuelle, le cas échéant; 16° Montant et date du dernier paiement effectué; 17° Montant de la contribution financière demandée au client pour la rentabilisation des investissements, le cas échéant; 18° Montant du dépôt et des intérêts versés, le cas échéant; 19° Ajustement tarifaire découlant d'un programme commercial approuvé par la Régie de l'énergie, le cas échéant.
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p>8.4 DÉLAI DE CONSERVATION</p> <p>Le délai de conservation initial d'un dépôt est de :</p> <ul style="list-style-type: none"> 1° 12 mois consécutifs, s'il s'agit d'un client qui utilise le gaz naturel pour un usage domestique; 2° 36 mois consécutifs, s'il s'agit d'un client qui utilise le gaz naturel pour un autre usage. <p>Lorsque le client fait défaut de payer au moins une facture de gaz naturel à la date d'échéance durant la période de conservation du dépôt, le distributeur renouvelle le délai de conservation du dépôt pour une durée équivalente au délai de conservation initial.</p>	<p>8.4 DÉLAI DE CONSERVATION</p> <p>Le délai de conservation initial d'un dépôt est de :</p> <ul style="list-style-type: none"> 1° 12 mois consécutifs, s'il s'agit d'un client qui utilise le gaz naturel pour un usage domestique; 2° 36 mois consécutifs, s'il s'agit d'un client qui utilise le gaz naturel pour un autre usage. <p>Lorsque, <u>durant la période de conservation du dépôt</u>, le client fait défaut de payer au moins une <u>à la date d'échéance, ne fusse qu'une seule</u> facture de gaz naturel à la date d'échéance durant la période de conservation du dépôt, le distributeur renouvelle le délai de conservation du dépôt pour une durée équivalente au délai de conservation initial.</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

11.3.3 CONDITIONS ET MODALITÉS**11.3.3.1 Volume journalier contactuel (VJC) (avec ou sans transfert de propriété)**

Le VJC en service de gaz d'appoint est égal au volume quotidien moyen estimé de la période correspondante aux livraisons de gaz d'appoint.

Le client en service de « gaz d'appoint pour éviter une interruption » doit s'engager à livrer au distributeur, au cours de la journée prévue d'interruption, un VJC égal à sa consommation de la même journée. Si la consommation de la journée prévue d'interruption diffère du VJC convenu, le volume journalier contractuel (VJC) du client sera égal à sa consommation de la journée prévue d'interruption.

Lors d'une journée d'interruption, le client en service de « gaz d'appoint concurrence » doit s'engager à livrer au distributeur, au cours de cette journée, un VJC égal à sa consommation de la même journée. Si la consommation de la journée prévue d'interruption diffère du VJC convenu, le VJC du client sera égal à sa consommation de la journée prévue d'interruption.

Les dispositions relatives aux révisions des VJC en service de gaz d'appoint sont identiques à celles des services de fourniture de gaz naturel avec ou sans transfert de propriété.

11.3.3 CONDITIONS ET MODALITÉS**11.3.3.1 Volume journalier contractuel (VJC) (avec ou sans transfert de propriété)**

Le VJC en service de gaz d'appoint est égal au volume quotidien moyen estimé de la période correspondante aux livraisons de gaz d'appoint.

Le client en service de « gaz d'appoint pour éviter une interruption » doit s'engager à livrer au distributeur, au cours de la journée prévue d'interruption, un VJC égal à sa consommation de la même journée. Si la consommation de la journée prévue d'interruption diffère du VJC convenu, le volume journalier contractuel (VJC) du client sera égal à sa consommation de la journée prévue d'interruption.

Lors d'une journée d'interruption, le client en service de « gaz d'appoint concurrence » doit s'engager à livrer au distributeur, au cours de cette journée, un VJC égal à sa consommation de la même journée. Si la consommation de la journée prévue d'interruption diffère du VJC convenu, le VJC du client sera égal à sa consommation de la journée prévue d'interruption.

Les dispositions relatives aux révisions des VJC en service de gaz d'appoint sont identiques à celles des services de fourniture de gaz naturel avec ou sans transfert de propriété.

14.1.3 CALCUL DES PARAMÈTRES

Sous réserve l'article 18.1.4, les paramètres de consommation sont calculés comme suit :

14.1.3.1 Paramètres pour les clients en services de distribution D_M , D_3 et D_4

$$A = \frac{\text{volume du 1}^{\text{er}} \text{ octobre 2009}}{\text{au 30 septembre 2010}} \\ \# \text{ jours du 1}^{\text{er}} \text{ octobre 2009} \\ \text{au 30 septembre 2010}$$

$$H = \frac{\text{volume du 1}^{\text{er}} \text{ novembre}}{\text{2009 au 31 mars 2010}} \\ \# \text{ jours du 1}^{\text{er}} \text{ novembre} \\ \text{2009 au 31 mars 2010}$$

$$P = \text{consommation journalière} \\ \text{maximale du 1}^{\text{er}} \text{ novembre} \\ \text{2009 au 31 mars 2010}$$

Pour les clients sans lecture quotidienne, la consommation journalière maximale des mois d'hiver est estimée de la façon suivante :

$$P = (\text{MaxC}) \times \text{multiplicateur}$$

où **MaxC** = Max de la consommation journalière moyenne de chacun de novembre 2009 à mars 2010

où **multiplicateur** = Minimum (2,1 – (1,1 x A ÷ MaxC) ; 1)

14.1.3 CALCUL DES PARAMÈTRES

Sous réserve de l'article 18.1.4, les paramètres de consommation sont calculés comme suit :

14.1.3.1 Paramètres pour les clients en services de distribution D_M , D_3 et D_4

$$A = \frac{\text{volume du 1}^{\text{er}} \text{ octobre 2009}}{\text{au 30 septembre 2010}} \\ \# \text{ jours du 1}^{\text{er}} \text{ octobre 2009} \\ \text{au 30 septembre 2010}$$

$$H = \frac{\text{volume du 1}^{\text{er}} \text{ novembre}}{\text{2009 au 31 mars 2010}} \\ \# \text{ jours du 1}^{\text{er}} \text{ novembre} \\ \text{2009 au 31 mars 2010}$$

$$P = \text{consommation} \\ \text{journalière maximale du 1}^{\text{er}} \\ \text{novembre 2009 au 31 mars} \\ \text{2010}$$

Pour les clients sans lecture quotidienne, la consommation journalière maximale des mois d'hiver est estimée de la façon suivante :

$$P = (\text{MaxC}) \times \text{multiplicateur}$$

où **MaxC** = Maximum de la consommation journalière moyenne de chacun des mois de novembre 2009 à mars 2010

où **multiplicateur** = Minimum (2,1 – (1,1 x A ÷ MaxC) ; 1)

16.4.2.5 Retraits excédant 100 % du volume souscrit (Écrêtement des pointes)

Pour les retraits excédant 100 % du volume souscrit multiplié par le nombre de jours de la période de facturation pour un client sans lecture quotidienne et pour les retraits quotidiens excédant 100 % du volume souscrit pour un client avec lecture quotidienne :

Le taux unitaire moyen est établi à l'aide de la grille de taux ci-dessous à partir du palier auquel correspond le volume souscrit en pondérant les taux de chacun m³ au-delà du volume souscrit jusqu'à concurrence du volume quotidien moyen excédant le volume souscrit.

Première ligne du tableau

somme du volume souscrit et du volume moyen mensuel

16.4.2.5 Retraits excédant 100 % du volume souscrit (~~Écrêtement des pointes~~)

Pour les retraits excédant 100 % du volume souscrit multiplié par le nombre de jours de la période de facturation pour un client sans lecture quotidienne et pour les retraits quotidiens excédant 100 % du volume souscrit pour un client avec lecture quotidienne :

Le taux unitaire moyen applicable aux m³ excédant le volume souscrit est établi à l'aide de la grille de taux ci-dessous à partir du palier auquel correspond le volume souscrit en pondérant les taux de chacun des m³ au-delà du volume souscrit jusqu'à concurrence du volume quotidien moyen excédant le volume souscrit.

Première ligne du tableau

~~somme du volume~~ souscrit et ~~du~~ volume quotidien~~moyen mensuel~~

ANNEXE 2

Suivis découlant de la présente décision

Annexe 2 (3 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. Tenir des réunions techniques visant à permettre à Gaz Métro de faire une démonstration quantitative de la méthode d'allocation du coût de service. Les liens entre les résultats de l'étude de répartition des coûts et les structures tarifaires existantes pour les tarifs de distribution devront être examinés. Le distributeur devra fournir un rapport faisant état des discussions qui auront cours lors de ces rencontres et, le cas échéant, des pistes d'améliorations qui pourraient être apportées aux structures tarifaires.
2. Inclure au dossier tarifaire les informations demandées par TCE dans sa demande de renseignements n° 1 du présent dossier.
3. Présenter, à chaque dossier tarifaire, la prévision de la journée de pointe en utilisant 39 DJ et des conditions moyennes de vent à cette température.
4. Examiner la possibilité d'inclure au texte des *Conditions de service et Tarif* plus d'un point de livraison pour les clients désirant fournir leur propre gaz naturel. Lorsque le distributeur sera suffisamment avancé dans sa réflexion, présenter le résultat en groupe de travail. Ce groupe devra être composé des représentants des consommateurs et du personnel technique de la Régie. De plus, le distributeur devra présenter, lors du prochain dossier tarifaire, un rapport d'avancement de ce projet.
5. Présenter une justification complète quant aux quantités et aux modalités de renouvellement des contrats d'entreposage.
6. 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 devra examiner aussi le tarif d'équilibrage pour les clients en gaz d'appoint concurrence. Au terme de ces rencontres, Gaz Métro devra formuler des propositions sur ces questions dans le cadre du prochain dossier tarifaire.

7. Présenter une description détaillée des méthodes d'établissement des coûts des clients GNL utilisés pour chacun des éléments énoncés à la décision D-2010-057, tant en mode prévisionnel qu'en mode réel. Présenter la proposition en réunion technique, préalablement au dépôt du prochain dossier tarifaire.
8. Déposer une mise à jour de la *Stratégie de gestion des actifs* faisant le point, en outre, 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.
9. Communiquer le rapport annuel relatif à l'état d'avancement du déploiement du système de gestion des actifs dans le cadre des prochains dossiers tarifaires.
10. Déposer le rapport d'évaluation des PRC et PRRC.
11. Présenter, en matière de conditions de service, la position de Gaz Métro quant à la nécessité, ou non, qu'il y ait utilisation du service pour qu'un contrat présumé intervienne entre l'occupant d'un local et le distributeur.

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

1. Ajuster, dès que possible, la capacité de transport C1 en fonction des besoins réévalués à la suite de la conclusion du contrat d'échange de $1\,004\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$.
2. Diminuer, dès que possible, la capacité de transport M12 en fonction de la capacité de transport Parkway — Gmi EDA augmentée du gaz de compression requis.

C. LA RÉGIE DEMANDE QUE LES ÉLÉMENTS SUIVANTS SOIENT DÉPOSÉS PAR GAZ MÉTRO LORS DES DOSSIERS DE FERMETURE À COMPTER DU 30 SEPTEMBRE 2011

1. Identifier les revenus totaux d'extraction de liquides de gaz naturel réalisés au cours de l'année, tels qu'intégrés au calcul du tarif de fourniture et du gaz de compression.

2. Établir les coûts réellement encourus pour l'activité de vente de GNL en prenant en compte les volumes de GNL réellement consommés. En ce qui concerne les coûts de transport supplémentaire requis pour assurer la fiabilité du réseau, le coût identifié au dossier de fermeture devra être le même que celui prévu au dossier tarifaire.

D. LA RÉGIE DEMANDE QUE L'ÉLÉMENT SUIVANT SOIT TRAITÉ PAR GAZ MÉTRO PAR VOIE ADMINISTRATIVE

1. Réviser le document explicatif du calcul du service du tarif de fourniture du gaz naturel et du gaz de compression (suivi de la décision D-2008-083) pour intégrer les modifications liées à l'extraction de liquides de gaz naturel.