D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2013-106	R-3809-2012 Phase 2	15 juillet 2013
------------	------------------------	-----------------

PRÉSENTS :

Marc Turgeon
Françoise Gagnon

Régisseurs

Société en commandite Gaz Métro
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision

Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1^{er} octobre 2012

Intervenants :

Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG);

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI);

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);

Option consommateurs (OC);

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ);

Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ/AQLPA);

TransCanada Energy Ltd. (TCE);

TransCanada Pipelines Limited (TCPL);

Union des consommateurs (UC);

Union des municipalités du Québec (UMQ).

TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION.....	7
2.	CONCLUSIONS RECHERCHÉES.....	8
3.	DÉVELOPPEMENT DES VENTES	12
4.	REVENU REQUIS.....	16
5.	FRAIS DE TRANSPORT, D'ÉQUILIBRAGE ET DE DISTRIBUTION	21
6.	DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION	28
	6.1 Charges d'exploitation	29
	6.2 Amortissement.....	59
	6.3 Compte d'aide au soutien social (CASS).....	60
7.	BASE DE TARIFICATION.....	61
	7.1 Additions	61
	7.2 Immobilisations corporelles	62
	7.3 Fonds de roulement	64
	7.4 Développement des systèmes informatiques et brevets	66
	7.5 Coûts non amortis.....	67
	7.6 Évolution	69
8.	STRATÉGIE DE GESTION DES ACTIFS	70
9.	STRATÉGIE FINANCIÈRE	72
	9.1 Transfert de la dette liée aux activités non réglementées vers l'activité réglementée.....	72
	9.2 Calcul du coût des actions privilégiées présumées	76
	9.3 Coût en capital moyen.....	79
	9.4 Coût en capital prospectif.....	79

10. MÉTHODE DE PARTAGE DES TROP-PERÇUS OU DES MANQUES À GAGNER	79
11. FONDS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	86
11.1 Introduction	86
11.2 Position du Distributeur.....	87
11.3 Position des intervenants	88
11.4 Opinion de la Régie	91
12. PGEÉ.....	103
13. PROJET CÔTE-NORD.....	111
14. PRÉVISIONS, RÉPARTITION DES COÛTS ET VISION TARIFAIRE	114
14.1 Prévisions du nombre de clients et du volume de vente	114
14.2 Répartition des coûts	118
14.3 Vision tarifaire.....	122
15. STRATÉGIE TARIFAIRE	125
16. CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF.....	134
DISPOSITIF	139
ANNEXE 1.....	143

1. INTRODUCTION

[1] Le 6 juillet 2012, Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro ou le distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des *Conditions de service et Tarif* à compter du 1^{er} octobre 2012. Elle propose de traiter ce dossier en deux phases.

[2] Le 19 juillet 2012, la Régie rend sa décision D-2012-084 accueillant la proposition de Gaz Métro de procéder à l'examen de la demande en deux phases.

[3] Les 23 novembre et 18 décembre 2012, la Régie rend ses décisions sur la phase 1 de la demande, à l'exception des sujets relatifs à l'indicateur de performance¹.

[4] Le 14 décembre 2012, le distributeur dépose à la Régie une « 2^{ème} demande ré-amendée »² présentant les différents sujets prévus dans le cadre de la phase 2 de la demande, soit :

- I. Développement des ventes;
- II. Gestion des actifs;
- III. Investissements;
- IV. Stratégie financière;
- V. Établissement du revenu requis incluant le coût de service en distribution;
- VI. Substitution et efficacité énergétique;
- VII. Allocation des coûts;
- VIII. Vision, stratégie et grilles tarifaires;
- IX. Modifications aux *Conditions de service et Tarif*;
- X. Texte des *Conditions de service et Tarif*.

[5] Le 5 mars 2013, la Régie suspend l'application de la formule d'ajustement automatique pour l'année 2013 et maintient le taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire fixé en 2012, soit 8,90 %³.

¹ Décisions D-2012-158 et D-2012-175.

² Pièce B-0123.

³ Décision D-2013-036.

[6] Le 16 avril 2013, la Régie approuve des bonifications à l'égard des transactions financières visant l'incitatif de transport et de l'équilibrage pour l'année 2013⁴.

[7] L'audience de la phase 2 du dossier s'est déroulée sur une période de huit jours, soit du 24 avril au 3 mai 2013.

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

[9] Le mandat du régisseur Jean-François Viau s'étant terminé avant que la présente décision soit rendue, les deux autres régisseurs procèdent à rendre cette décision conformément à l'article 17 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁵ (la Loi).

2. CONCLUSIONS RECHERCHÉES

[10] Les conclusions recherchées par Gaz Métro en phase 2, selon la demande amendée du 19 avril 2013⁶, sont :

« À l'égard du développement des ventes [...] »

RECONDUIRE le programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie et ce, jusqu'au 30 septembre 2014;

PRENDRE ACTE de la rentabilité du plan de développement 2012-2013;

PRENDRE ACTE de la réponse fournie par Gaz Métro au suivi exigé par la décision D-2011-182 avec l'analyse à jour des surcoûts des équipements au gaz naturel et des grilles de subventions;

⁴ Décision D-2013-054.

⁵ L.R.Q., c. R-6.01.

⁶ Pièce B-0320.

À l'égard de la gestion des actifs [...]

PRENDRE ACTE de la réponse fournie par Gaz Métro au suivi exigé par la décision D-2011-182 eu égard à la stratégie des actifs;

À l'égard des investissements [...]

ÉTABLIR la base de tarification à des fins d'établissement des tarifs à 1 837 129 000 \$;

PRENDRE ACTE de la nouvelle méthode utilisée par Gaz Métro afin d'établir le délai moyen de perception des revenus de ventes de gaz;

PRENDRE ACTE de la nouvelle méthode utilisée par Gaz Métro afin d'établir le délai de remise des taxes à la consommation perçues des clients;

À l'égard de la stratégie financière [...]

APPROUVER la méthode visant à neutraliser l'effet pour la clientèle de l'activité réglementée associé au transfert de la dette liée aux activités non réglementées vers l'activité réglementée;

PRENDRE ACTE de la réponse fournie par Gaz Métro au suivi exigé par la décision D-2012-071 eu égard à la répartition des frais liés aux sociétés ouvertes entre les activités réglementées et non réglementées;

[...]

APPROUVER un coût en capital moyen de 7,36 %;

APPROUVER un coût en capital prospectif de 5,66 %;

À l'égard de l'établissement du revenu requis [...]

APPROUVER le revenu requis de 999 000 000 \$;

APPROUVER les coûts établis liés à la vente de GNL;

APPROUVER la méthode de partage des trop-perçus ou des manques à gagner pour l'année tarifaire 2013;

PRENDRE ACTE de la réponse fournie par Gaz Métro au suivi exigé par la Régie au sujet du compte d'aide au soutien social (« CASS ») et du fait qu'elle fera un nouveau suivi dans le cadre de la cause tarifaire 2014 ou présentera ses propositions à ce sujet;

À l'égard de la substitution et de l'efficacité énergétique [...]

PRENDRE ACTE des réponses fournies par Gaz Métro aux divers suivis exigés par la Régie eu égard au PGEÉ;

APPROUVER les programmes du PGEÉ et les budgets en découlant pour l'année tarifaire 2013;

APPROUVER l'élargissement des programmes PE126 – Bonification résidentielle et PE236 – Bonification CII permettant d'appliquer l'approche visant les MRF aux autres programmes du PGEÉ;

APPROUVER les modifications proposées aux programmes existants du PGEÉ incluant le retrait des programmes PE133, PE141 et PE213;

PRENDRE ACTE du balisage des méthodes de calcul du test du coût total en ressources effectué par Gaz Métro;

PRENDRE ACTE du portrait de la situation dans laquelle se trouve le FEÉ au 30 septembre 2012;

PRENDRE ACTE des réponses fournies par Gaz Métro aux divers suivis exigés par la Régie dans sa décision D-2012-116;

APPROUVER un budget de 1 000 000 \$ pour le compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes (« CASEP »);

À l'égard de l'allocation des coûts [...]

APPROUVER l'utilisation du facteur IMMOBILD pour l'allocation des coûts A échoués et de leurs dépenses d'amortissement dans le cas où ceux-ci doivent être alloués aux seuls clients consommateurs;

APPROUVER l'utilisation du facteur IMMOBILD-CP pour l'allocation des coûts A échoués et de leurs dépenses d'amortissement dans le cas où ceux-ci doivent être alloués aux clients consommateurs et producteurs;

PRENDRE ACTE du rapport d'avancement des travaux relatifs aux pistes de réflexion et d'ajustements aux méthodes d'allocation des coûts répondant à un suivi exigé par la Régie dans sa décision D-2011-182;

APPROUVER le facteur d'allocation BASETARD-13 pour les tarifs D_1 et D_3 qui serait applicable pour la cause tarifaire 2014 aux fins de l'allocation des coûts pour l'année 2011-2012;

APPROUVER l'allocation des coûts associés au projet SAP 2B à 50 % selon le facteur BASETARD et 50 % selon le nouveau facteur BASETARD-13;

APPROUVER les modifications et ajouts proposés à la pièce Gaz Métro 14, Document 3 qui fournit des renseignements au sujet des méthodes et calculs des facteurs d'allocation;

À l'égard de la vision tarifaire, de la stratégie tarifaire et des grilles tarifaires [...]

PRENDRE ACTE du rapport d'avancement préparé par Gaz Métro en réponse au suivi exigé par la Régie eu égard à la vision tarifaire;

REPORTER à la cause tarifaire 2014 le suivi relatif à la problématique du seuil d'accès au service d'équilibrage personnalisé;

APPROUVER les taux d'équilibrage;

APPROUVER les taux de transport;

APPROUVER la stratégie tarifaire d'établissement des tarifs de distribution et les taux en découlant;

À l'égard du suivi requis dans la décision D-2012-174

PRENDRE ACTE de la réponse fournie par Gaz Métro au suivi exigé par la décision D-2012-174 eu égard à son interprétation des Conditions de service et Tarif en lien avec l'obligation minimale annuelle nouvelle adresse souscrite par Fibrek S.E.N.C. dans le cadre du dossier R-3825-2012;

À l'égard des modifications aux Conditions de service et Tarif [...]

APPROUVER les modifications proposées aux Conditions de service et Tarif de Gaz Métro contenues à la pièce Gaz Métro-16, Document 1;

À l'égard des Conditions de service et Tarif [...]

APPROUVER les versions française et anglaise des Conditions de service et Tarif de Gaz Métro ».

3. DÉVELOPPEMENT DES VENTES

3.1 PROGRAMME DE FLEXIBILITÉ TARIFAIRE

[11] Gaz Métro demande à la Régie de reconduire, jusqu'au 30 septembre 2014, le programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie pour les clients des tarifs D₁ et D₃ déjà reconduit jusqu'au 30 septembre 2013 par la décision D-2011-182⁷.

[12] Ce programme vise à prévenir des pertes de volumes et de revenus de transport et de distribution. Gaz Métro a démontré que le programme et sa gestion sont à l'avantage des clients en prévenant, notamment, des hausses tarifaires pour ces derniers.

⁷ Dossier R-3752-2011 Phase 2, p. 28.

[13] **La Régie reconduit, jusqu'au 30 septembre 2014, le programme de flexibilité tarifaire mazout et biénergie aux clients des tarifs D₁ et D₃.**

3.2 PLAN DE DÉVELOPPEMENT

[14] Gaz Métro présente la rentabilité du plan de développement 2012-2013 et demande à la Régie d'en prendre acte.

[15] La FCEI est préoccupée par plusieurs aspects de l'analyse de rentabilité et particulièrement de l'analyse de rentabilité résidentielle. Elle se questionne sur les hypothèses de coûts (exploitation et entretien, conduites, branchement) et de revenus (prévision de volume, départs de clients) utilisées dans l'analyse de rentabilité du plan de développement du distributeur. Elle se questionne également sur la validité de l'analyse de rentabilité présentée par Gaz Métro.

[16] La FCEI formule trois recommandations afin que Gaz Métro :

- démontre et explique de façon détaillée comment les diverses hypothèses de coûts et de revenus sont établies et leur évolution dans le temps;
- établisse le profil des clients qu'elle perd, notamment le volume et la durée;
- fasse effectuer une analyse indépendante de rentabilité sur la base d'un coût marginal de long terme et, entre-temps, qu'elle utilise le montant de 157 \$⁸ estimé par l'expert retenu par le Groupe de travail⁹ dans le cadre du dossier R-3693-2009 Phase 2.

[17] La FCEI demande que la rentabilité des projets du secteur résidentiel qui ne comprennent pas de grands condominiums soit présentée distinctement dans l'analyse de rentabilité de ce secteur.

⁸ Dossier R-3693-2009, pièce B-0032, p. 11.

⁹ Composé du distributeur et des intervenants reconnus par la Régie mandatés pour évaluer le mécanisme incitatif.

[18] Gaz Métro présente une version révisée des tableaux de l'analyse des coûts de conduites et de raccordement déposés en preuve par la FCEI. Elle explique l'évolution des coûts des dernières années, tant dans le secteur résidentiel que dans le secteur Commercial, institutionnel et industriel (CII).

[19] Gaz Métro mentionne ne pas être en mesure de connaître le nombre et les caractéristiques de consommation des clients perdus dans les années passées parce qu'elle ne dispose pas des bases de données adéquates. Le distributeur indique toutefois avoir apporté des changements en 2013 de façon à pouvoir disposer de données sur les clients perdus. Il précise que l'information pour la dernière année devrait être disponible dans le dossier tarifaire 2014 mais qu'il ne pourra probablement pas fournir de données historiques¹⁰.

[20] La Régie est d'avis qu'il y a lieu d'examiner le profil des clients perdus. Comme le mentionne la FCEI, cette information pourrait permettre de valider l'hypothèse de durée de consommation de 40 ans utilisée dans l'analyse de la rentabilité du plan de développement. La Régie considère que le distributeur doit fournir des données historiques et que, même si le résultat présente des imperfections, Gaz Métro pourra préciser les limites des résultats obtenus.

[21] La Régie demande à Gaz Métro de présenter les caractéristiques des clients perdus en 2012-2013 dans le dossier tarifaire 2014. Elle lui demande également de procéder à l'analyse des données historiques disponibles pour dresser un portrait des clients perdus avant 2012 et de présenter le résultat de cette analyse dans le dossier tarifaire 2014.

[22] La Régie constate que les grands condominiums ont un impact considérable sur la rentabilité dans le secteur résidentiel. Ainsi, Gaz Métro confirme qu'en 2012, des 2 220 nouveaux clients en nouvelle construction résidentielle, 61 clients grands condominiums comptent pour plus de 3,5 millions de m³ de consommation alors que les 2 160 clients restants (unifamilial) comptent pour un peu plus de 2,2 millions de m³¹¹.

¹⁰ Pièce A-0139, p. 33.

¹¹ Pièce A-0139, p. 60 et 61.

[23] Questionnée sur la possibilité de présenter distinctement la rentabilité des grands immeubles à condominiums, Gaz Métro indique que lorsqu'un de ces immeubles se retrouve dans un projet où il y a également des résidences unifamiliales, elle n'est pas en mesure de l'exclure de l'analyse de rentabilité du projet. Par contre, sa rentabilité peut être évaluée distinctement, si l'immeuble est sur le réseau.

[24] Tenant compte de ces limites, la Régie considère qu'il y a lieu de présenter distinctement, comme le suggère la FCEI, la rentabilité des projets d'investissement du secteur résidentiel qui ne comprennent que des petits clients résidentiels en unifamilial, de façon à obtenir un portrait plus juste de la rentabilité de ce type de clientèle.

[25] La Régie demande à Gaz Métro de présenter de façon distincte, dans le secteur résidentiel, la rentabilité des projets ne comprenant que des petits clients résidentiels en unifamilial.

[26] La Régie partage l'opinion de la FCEI sur l'utilisation de coûts marginaux de long terme. L'analyse de rentabilité du plan de développement portant sur une période de 40 ans, il apparaît donc logique d'utiliser des coûts de long terme. La Régie considère qu'à défaut d'une évaluation précise des coûts marginaux d'opération de long terme, il y a lieu de retenir la valeur de 157 \$ proposée par la FCEI.

[27] La Régie demande à Gaz Métro d'utiliser un coût marginal d'opération de long terme de 157 \$ dans l'analyse de rentabilité du plan de développement résidentiel et CII. Cette valeur pourra être revue dans un prochain dossier tarifaire lorsque le distributeur produira une évaluation de ces coûts.

3.3 SUIVI SUR LE SURCOÛT DES ÉQUIPEMENTS

[28] Dans sa décision D-2011-182¹², la Régie demandait à Gaz Métro de déposer, lors du prochain dossier tarifaire, une analyse à jour des surcoûts des équipements au gaz naturel et des grilles de subventions du programme de rabais à la consommation (PRC) et du programme de rabais et de rétention à la consommation (PRRC).

¹² Dossier R-3752-2011 Phase 2, p. 99, par. 433.

[29] Gaz Métro présente un suivi de la demande de la Régie et conclut :

« Tel que le démontre le présent suivi, l'analyse à jour des surcoûts et des grilles d'aides financières doit être complétée au cours des prochains mois, notamment en utilisant une nouvelle méthodologie ainsi qu'à la lumière de nouvelles données rendues disponibles récemment. Dans les circonstances, Gaz Métro verra à compléter le présent suivi dans le cadre de la Cause tarifaire 2014, notamment en :

- *présentant une analyse détaillée des surcoûts des équipements à gaz naturel et des grilles de subventions; et*
- *formulant, si requis, des propositions de modification aux critères d'octroi des aides financières »¹³.*

[30] **La Régie prend acte du suivi et accepte le report à 2014 du dépôt de l'analyse détaillée des surcoûts des équipements au gaz naturel et des grilles de subventions pour les programmes commerciaux PRC et PRRC.**

4. REVENU REQUIS

[31] Pendant la période 2000 à 2012, les dossiers tarifaires de Gaz Métro étaient traités sur la base d'un mécanisme incitatif. Le revenu requis projeté soumis à la Régie à chaque année découlait d'une entente négociée par le groupe de travail dont faisait partie Gaz Métro et les intervenants signataires de cette entente.

[32] Dans sa décision D-2012-076¹⁴, la Régie décidait que le présent dossier tarifaire serait traité sur la base du coût de service.

¹³ Pièce B-0132, p. 9.

¹⁴ Dossier R-3693-2009, p. 53, par. 231.

[33] Pour l'année témoin 2013, Gaz Métro projette un revenu requis de 999,0 M\$, en hausse de 61,4 M\$ ou 6,5 %, comparativement au revenu requis projeté 2012 de 937,6 M\$. En excluant la part de Gaz Métro du gain de productivité 2012 de 7,4 M\$, la hausse du coût de service en 2013 s'élève à 68,8 M\$ ou 7,4 %.

Tableau 1
Évolution du revenu requis 2011-2013

Revenu requis <i>(en millions de \$)</i>	2011 <i>réel</i>	2012 <i>réel</i>	2012 <i>projeté</i>	2013 <i>projeté</i>	Hausse <i>projetée</i>
Dépenses nécessaires à la prestation du service					
de distribution	390,1	372,2	376,9	420,4	
de fourniture, compression, transport et équilibrage	3,6	4,2	4,0	3,5	
Frais de transport, d'équilibrage et de distribution	387,2	423,3	418,6	442,0	
Casep / Rabais à la consommation et autres	1,0	1,0	1,0	1,0	
Autres revenus d'exploitation	(5,5)	(3,1)	(3,1)	(3,1)	
Dépenses nécessaires à la prestation du service	776,4	797,6	797,4	863,8	66,4
Rendement sur la base de tarification	134,3	136,4	132,8	135,2	
Gain de productivité - part de Gaz Métro	-	5,5	7,4	s/o	
Rendement	134,3	141,9	140,2	135,2	(5,0)
Revenu requis avant trop-perçu	910,7	939,5	937,6	999,0	61,4
Trop-perçu	20,8	8,2			
Revenu requis	931,5	947,7	937,6	999,0	61,4

Tableau établi à partir de la pièce B-0329 du dossier R-3809-2012; des pièces B-0031 et B-0033 du dossier R-3831-2012; et des pièces B-0023 et B-0024 du dossier R-3782-2011.

[34] Le revenu requis de Gaz Métro est réparti entre les services de distribution, d'ajustement d'inventaire de fourniture, de compression, de transport et d'équilibrage. Le tableau suivant présente l'évolution du revenu requis pour la période 2011-2013 par service.

Tableau 2
Évolution du revenu requis 2011-2013 par service

Revenu requis par service <i>(en millions de \$)</i>	2011 <i>réel</i>	2012 <i>réel</i>	2012 <i>projeté</i>	2013 <i>projeté</i>	Hausse <i>projetée</i>
Distribution	524,0	503,9	508,1	547,3	39,2
Fourniture	6,3	5,2	4,9	3,5	(1,4)
Compression	0,2	0,1	0,2	0,1	(0,1)
Transport	313,4	338,7	317,9	307,6	(10,3)
Équilibrage Pointe	36,4	26,4	27,1	19,4	(7,7)
Équilibrage Espace	30,4	65,2	79,4	121,1	41,7
Revenu requis avant trop-perçu	910,7	939,5	937,6	999,0	61,4

Tableau établi à partir de la pièce B-0329 du dossier R-3809-2012; de la pièce B-0032 du dossier R-3831-2012; et de la pièce B-0024 du dossier R-3782-2011.

[35] La Régie demande au distributeur de mettre à jour et de déposer, pour approbation, les données relatives au revenu requis 2013, en tenant compte des dispositions de la présente décision, au plus tard le 23 juillet 2013.

4.1 REVENU REQUIS DU SERVICE DE DISTRIBUTION

[36] Le revenu requis 2013 du service de distribution s'élève à 547,3 M\$. Il comprend un montant de 464,7 M\$, comparativement à 447,6 M\$ en 2012, pour des éléments que Gaz Métro considère comme étant sous son contrôle¹⁵. Selon le distributeur, il s'agit donc d'une croissance de 3,8 %¹⁶.

[37] Gaz Métro indique avoir fait un exercice pour déterminer son revenu requis projeté sous son contrôle, en tenant compte du nombre de clients, selon une méthode spécifique, non présentée. Le résultat obtenu est de 465,7 M\$, ce qui est presque équivalent au revenu requis sous son contrôle soumis au présent dossier.

¹⁵ La Régie examine le détail des dépenses nécessaires à la prestation de service, soit 420,4 M\$, à la section 6 de la présente décision.

¹⁶ Pièce A-0133, p. 80, 81 et 207.

[38] Gaz Métro considère que la hausse des éléments sous son contrôle est raisonnable, compte tenu de l'indice des prix à la consommation (IPC), la croissance des activités, incluant le nombre de clients, la complexité et les nouvelles exigences. Le distributeur souligne de plus que tenter d'isoler la complexité et les nouvelles exigences, comme le font certains intervenants, représente une grande problématique, cet exercice étant très fastidieux et nécessitant des experts¹⁷.

[39] Pour le revenu requis du service de distribution, Gaz Métro explique la hausse projetée de 39,2 M\$ en 2013 comme suit :

Tableau 3
Hausse du revenu requis 2013 pour le service de distribution

Hausse du revenu requis / Service de distribution	en M\$	%
Hausse des charges d'exploitation	20,1	3,9
Remise d'un trop-perçu moins élevé en 2013	19,8	3,8
Hausse de la charge d'amortissement des immobilisations	8,2	1,6
Hausse du rendement et des impôts, liée à l'augmentation de la base de tarification	4,6	0,9
Hausse du budget en efficacité énergétique	4,5	0,9
Absence de gain de productivité en début d'année	(7,4)	-1,5
Remise aux clients du solde du FEÉ	(5,9)	-1,1
Autres	(4,7)	-0,9
	39,2	7,6
Prévision à la hausse des volumes de consommation	(8,2)	-1,6
Hausse du revenu requis à inclure dans les tarifs de distribution	31,0	6,0

Tableau établi à partir de la pièce B-0321, p. 5.

[40] À la suite de la décision D-2013-063¹⁸, l'ACIG, tout comme les autres intervenants au dossier, en arrive à la conclusion que Gaz Métro sera soumise à une réglementation basée sur le coût de service pour quelques années.

¹⁷ Pièce A-0133, p. 204 à 208.

¹⁸ Dossier R-3693-2009.

[41] Selon l'ACIG, une réglementation basée sur le coût de service n'est pas une situation optimale. L'intervenante est d'avis qu'il y a une tentation évidente et subliminale, pour le distributeur, d'être conservateur au chapitre de ses projections de dépenses, de même qu'au chapitre de ses prévisions de volumes de ventes et de revenus¹⁹.

[42] OC considère qu'une croissance de 3,0 % est généreuse, compte tenu du niveau très bas d'efficience pris en compte pour 2013. L'intervenante arrive à ce constat en prenant en compte les inducteurs de coûts quantifiables, tels que l'IPC à 2,1 %, la croissance des activités représentée généralement par la croissance des clients, ajustée à 1 % afin de tenir compte des revenus générés par les nouveaux clients, ainsi qu'un indice de productivité de 0,1 %²⁰.

[43] Questionnée par la Régie sur la pertinence d'appliquer une approche de type formule paramétrique, tel que celle utilisée dans les dossiers tarifaires du transporteur d'électricité pour évaluer les charges d'exploitation, l'ACIG considère qu'une telle approche est intéressante, car elle se situe à mi-chemin entre un coût de service et un mécanisme incitatif²¹.

[44] Selon Gaz Métro, le concept de formule paramétrique, soulevé par la Régie, s'apparente à l'exercice de validation du revenu requis effectué par Gaz Métro et OC au présent dossier.

[45] Considérant qu'il a fallu quelques années pour développer la formule paramétrique du transporteur d'électricité et le contexte actuel où Gaz Métro sera vraisemblablement soumise à un nouveau mécanisme incitatif au cours des prochaines années, la Régie considère que les exercices de validation présentés par Gaz Métro et OC pourraient constituer un exercice intéressant et complémentaire à l'examen des charges d'exploitation.

[46] La Régie demande à Gaz Métro de présenter et d'expliquer un tel exercice de validation du revenu requis, afin d'appuyer ses prochaines demandes tarifaires, en complémentarité avec l'examen détaillé des charges d'exploitation.

¹⁹ Pièce A-0148, p. 108 et 109.

²⁰ Pièce A-0143, p. 21.

²¹ Pièce A-0148, p. 134.

5. FRAIS DE TRANSPORT, D'ÉQUILIBRAGE ET DE DISTRIBUTION

[47] Les frais de transport, d'équilibrage et de distribution s'élèvent à 442,0 M\$ pour 2013, après prise en compte des coûts de 1,3 M\$ liés à la vente de gaz naturel liquéfié (GNL)²².

5.1 COÛTS LIÉS À LA VENTE DE GNL

[48] Gaz Métro présente la prévision des ventes de GNL pour les activités non réglementées (ANR) ainsi que les coûts liés à la production de GNL qui sont soustraits de son revenu requis, conformément aux décisions passées de la Régie²³.

[49] Elle établit à 671 000 k\$ le coût d'utilisation de l'usine de liquéfaction, stockage et regazéification (LSR) et à 40 000 k\$ le coût relatif au maintien de la fiabilité. Pour 2013, le coût d'utilisation de l'usine LSR est calculé en appliquant le coût unitaire moyen de l'entreposage, de la liquéfaction en été et de la liquéfaction en hiver, aux capacités ou quantités respectives propres à l'activité de la vente de GNL pour chacune de ces fonctions de l'usine LSR.

[50] Gaz Métro indique que les coûts des services de fourniture et de compression sont directement pris en charge par l'activité non réglementée associée au GNL et ne sont pas considérés dans l'évaluation du revenu requis. Le coût des services de transport, d'équilibrage et du Fonds vert est établi en fonction des tarifs du présent dossier. Le coût de la distribution est établi en fonction du coût moyen évalué à l'étude d'allocation du coût de service pour un client interruptible au volet A. Pour 2013, le coût de ces services s'élève à 570 000 \$.

[51] La Régie approuve les coûts projetés de 1 281 000 \$ qui doivent être soustraits du revenu requis de Gaz Métro pour l'ANR liée à la vente de GNL.

²² Ces coûts sont relatifs à l'utilisation de l'usine LSR, au maintien de la fiabilité ainsi qu'aux services de fourniture, de compression, de transport et de distribution. Voir la pièce B-0329.

²³ Dossier R-3727-2010, décision D-2010-057; dossier R-3720-2010 Phase 2, décision D-2010-144; dossier R-3751-2010, décision D-2011-030; dossier R-3752-2011 Phase 2, décision D-2011-182; et dossier R-3800-2012, décision D-2012-171.

5.2 TRANSFERT DES COÛTS DE FOURNITURE VERS LES COÛTS D'ÉQUILIBRAGE

[52] La décision D-2007-116²⁴ a introduit le concept de transfert d'une partie des coûts de fourniture aux coûts d'équilibrage et prévoit une méthodologie précise pour établir ce transfert.

[53] La justification de ce transfert est la suivante : les coûts de fourniture incluent le coût de tous les achats de gaz naturel effectués en hiver par Gaz Métro. Implicitement, ces coûts de fourniture incorporent des coûts d'équilibrage.

[54] Les coûts d'équilibrage devraient être partagés avec tous les utilisateurs du service d'équilibrage, c'est-à-dire les clients de gaz de réseau ainsi que ceux en achat direct.

[55] Étant donné que les clients en gaz de réseau sont les seuls clients à qui Gaz Métro facture des coûts de fourniture, ce transfert est requis pour respecter le principe d'un tarif de fourniture juste et raisonnable.

[56] Le montant transféré est établi ainsi :

$$\begin{aligned} &+ \text{Coût de l'approvisionnement en gaz naturel selon le profil mensuel réel} \\ &- \text{Coût de l'approvisionnement selon un profil uniforme, sur toute l'année} \\ &= \text{Montant transféré vers l'équilibrage} \end{aligned}$$

5.2.1 PRISE EN COMPTE DES COÛTS DES PRODUITS DÉRIVÉS

[57] Des documents déposés dans le cadre de l'examen du rapport annuel 2012²⁵, la Régie constate que, selon la décision D-2007-116, la mécanique de calcul du montant à transférer est basée sur le coût des achats de fourniture, après effet des produits dérivés.

²⁴ Dossier R-3630-2007, p. 47 et 48.

²⁵ Dossier R-3831-2012, pièce B-0036, p. 1.

[58] En effet, les produits dérivés sont acquis pour les seuls clients en gaz de réseau, mais le montant transféré aux coûts d'équilibrage est réparti entre tous les clients de ce service, qu'ils soient en achat direct ou au gaz de réseau. La Régie s'interroge sur le bien-fondé d'utiliser le coût des achats de fourniture après impact des produits dérivés.

[59] En réponse aux questions de la Régie, Gaz Métro indique qu'elle n'aurait pas d'objection à utiliser le coût des achats de fourniture avant l'effet des produits dérivés²⁶.

[60] La Régie ordonne donc à Gaz Métro d'utiliser, dès le présent dossier, le coût des achats de fourniture avant l'effet des produits dérivés pour calculer le montant du transfert des coûts de fourniture vers les coûts d'équilibrage.

5.2.2 POSSIBILITÉ DE TRANSFERT DES COÛTS D'ÉQUILIBRAGE VERS LES COÛTS DE FOURNITURE

[61] La Régie note également que selon la décision D-2007-116, la méthodologie de calcul retenue peut conduire à des résultats négatifs, c'est-à-dire que des coûts d'équilibrage sont alors transférés vers les coûts de fourniture. C'est d'ailleurs ce qui s'est produit en 2012²⁷. La Régie s'interroge sur l'opportunité de ce résultat.

[62] Les coûts d'équilibrage sont générés par tous les clients utilisateurs du service d'équilibrage, y compris les clients en achat direct, tandis que les coûts de fourniture ne sont assumés que par les clients en gaz de réseau.

²⁶ Pièce B-0315, p. 28.

²⁷ Dossier R-3831-2012, pièce B-0036, p. 1.

[63] En réponse aux questions de la Régie, Gaz Métro considère que la formule actuelle est équitable, pour les motifs suivants :

« Gaz Métro ne voit pas d'incohérence à avoir un transfert de coût de l'équilibrage vers la fourniture en ce sens que les clients en gaz de réseau n'ont pas à être avantagés parce que les coûts résultant de leur profil réel d'achat de gaz naturel sont inférieurs à ceux qui auraient découlé d'un profil d'achat uniforme. [...] »²⁸.

« De l'avis de Gaz Métro, effectuer le transfert uniquement lorsque le montant est positif, c'est-à-dire une réduction des coûts de fourniture et une augmentation des coûts d'équilibrage, vient créer un désavantage direct aux clients qui fournissent leur propre gaz naturel »²⁹.

[64] La Régie note, par ailleurs, que le transfert négatif de 4,9 M\$ constaté en 2012 s'explique par des coûts d'approvisionnement en gaz naturel plus importants de 52,3 M\$ en hiver, selon le profil réel, et des coûts d'approvisionnement moindres de 57,2 M\$ en été, selon le profil réel³⁰.

[65] La Régie en conclut que le montant établi en 2012, selon la méthodologie actuelle, indique que les achats de fourniture en hiver n'ont pas engendré de coût d'équilibrage et qu'il n'y a donc pas lieu de transférer un montant aux coûts d'équilibrage.

[66] La Régie considère également qu'un résultat négatif comme celui constaté en 2012 ne saurait se traduire par un transfert des coûts d'équilibrage vers les coûts de fourniture. En effet, les coûts d'équilibrage sont générés par tous les clients utilisant ce service, y compris les clients en achat direct. La méthodologie actuelle, lorsqu'elle amène un transfert des coûts d'équilibrage vers les coûts de fourniture, conduit à faire assumer par les seuls clients en gaz de réseau des coûts d'équilibrage et à facturer davantage à ces clients que ce qu'il en coûte pour assurer leur service de fourniture.

²⁸ Pièce B-0315, p. 27.

²⁹ Pièce B-0369, p. 3.

³⁰ Pièce B-0315, p. 28.

[67] **La Régie ordonne donc à Gaz Métro de limiter, à compter du dossier d'examen du rapport annuel 2013, les transferts de coûts de fourniture vers les coûts d'équilibrage à des montants non négatifs.**

5.3 COÛTS LIÉS AU DOSSIER TCPL

[68] Gaz Métro mentionne que des coûts totalisant 3,0 M\$, liés au dossier TCPL devant l'Office national de l'énergie (ONÉ), sont inclus dans le coût de service 2013, soit le solde du compte de frais reportés (CFR) au 30 septembre 2012 de 2,3 M\$ et une prévision de 0,7 M\$ pour 2013, dont un montant de 0,5 M\$ relié à l'intervention de l'ACIG.

[69] Gaz Métro indique avoir réussi, avec l'appui de l'ACIG et des distributeurs de l'Ontario, à convaincre l'ONÉ du bien-fondé de ne pas faire assumer la quasi-totalité du coût de Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. par les seuls clients du Québec. Elle estime que cette mesure vaut plus de 50 M\$ par année³¹.

[70] L'ACIG affirme que son mémoire détaillé justifie la pertinence et l'utilité des frais qu'elle a engagés devant l'ONÉ, ce qui répond aux préoccupations de la Régie exprimées dans sa décision D-2013-003³².

[71] L'intervenante indique qu'à la suite de la décision D-2012-088, Gaz Métro et l'ACIG en sont arrivées à une entente écrite. Selon l'ACIG, cette entente prévoit que Gaz Métro défraye 50 % des honoraires d'avocat, d'analyste et d'expert de l'ACIG ainsi que des frais d'avion et d'hébergement, jusqu'à concurrence de 500 000 \$.

[72] L'ACIG indique avoir encouru des frais totaux dépassant 1,1 M\$ pour sa participation à ce dossier de l'ONÉ, ce qui a nécessité des contributions supplémentaires de plus de 0,6 M\$ de la part de ses membres.

³¹ Pièce A-0133, p. 24.

³² Page 10, par. 9.

[73] L'ACIG fait valoir que les positions de principe des distributeurs réglementés à l'égard d'un autre monopole réglementé sont adoptées dans des perspectives différentes de celles des usagers ultimes.

[74] Pour soutenir la raisonnable des sommes engagées par Gaz Métro et l'ACIG, cette dernière souligne l'envergure et la complexité exceptionnelles de ce dossier, dont 73 intervenants, une audience de 72 jours et pas moins de 10 panels de témoins.

[75] Dans le futur, l'ACIG serait davantage favorable à traiter des situations analogues au cas par cas, tout en respectant l'esprit des recommandations d'OC. L'intervenante souligne, cependant, que la Régie a affirmé qu'elle n'entendait pas s'immiscer dans la gestion de ce genre de dossier par Gaz Métro et les intervenants concernés³³. Elle ajoute que Gaz Métro aurait, de concert avec les intervenants concernés, un rôle de premier plan à jouer au niveau de l'établissement des paramètres pour une potentielle intervention future.

[76] OC indique ne pas s'opposer à l'inclusion, en 2013, des sommes encourues par l'ACIG, compte tenu de la haute qualité du travail effectué³⁴ et des résultats positifs pour les consommateurs, incluant la clientèle résidentielle.

[77] Cependant, l'intervenante souligne les circonstances exceptionnelles, qui ne devraient pas créer de précédent. Pour éviter que Gaz Métro ait recours à seulement un intervenant, OC formule les trois recommandations suivantes³⁵ :

- Gaz Métro devrait consulter et rémunérer de façon adéquate les intervenants représentant les différents groupes de consommateurs;
- les paramètres devraient être définis à l'avance;
- une demande de budget de participation devrait se faire avant le début.

³³ Dossiers R-3795-2012 et R-3796-2012, décision D-2012-088, p. 9, par. 44.

³⁴ Pièce A-0143, p. 38.

³⁵ Pièce A-0143, p. 39 et 53.

[78] Gaz Métro est d'avis que l'encadrement suggéré par OC n'est pas nécessaire à ce stade-ci. Selon elle, les probabilités sont faibles qu'un dossier ayant un tel impact sur la distribution gazière au Québec se répète dans un avenir rapproché.

[79] La Régie tient d'abord à rappeler que les coûts portés au CFR « TCPL » sont des frais courants qui font normalement partie du revenu requis. Contrairement à d'autres charges incluses dans le revenu requis, il s'agit de charges récurrentes à intervalle variable. En d'autres termes, le revenu requis de Gaz Métro inclut normalement ce type de charges. Ainsi, comme ces charges sont déjà incluses dans les tarifs, chaque année où les charges réelles de représentation devant l'ONÉ sont inférieures aux revenus générés par les tarifs, cet élément contribue à la création d'un trop-perçu.

[80] La Régie constate que les circonstances exceptionnelles de ce dossier ont mené au déplacement de frais entre une année où Gaz Métro était réglementée sur la base d'un mécanisme incitatif à une année où Gaz Métro est réglementée sur la base du coût de service. À l'avenir, une telle situation doit être évitée car elle présente un problème quant à son traitement réglementaire.

[81] Dans sa décision D-2012-088, la Régie écrit que « [t]oute justification des coûts encourus pourra éventuellement être offerte ou recherchée à l'occasion de la disposition du compte de frais reportés en cause, [...] »³⁶.

[82] La Régie est d'avis que le dossier déposé par TCPL à l'ONÉ est exceptionnel. Les frais encourus pour ce dossier et leur traitement doivent également être considérés comme exceptionnels. Elle tient compte aussi du fait que les intervenants sont en accord avec l'inclusion de cette charge dans le revenu requis.

³⁶ Page 9, par. 44.

[83] **Conséquemment, la Régie accepte la disposition du CFR autorisé par la décision D-2012-088 et l'inclusion, au revenu requis de transport en 2013, d'un montant de 3,0 M\$ à titre de frais permettant d'optimiser les coûts d'approvisionnement.** Toutefois, l'inclusion du montant remboursé par Gaz Métro à l'ACIG ne doit pas être interprétée comme étant l'établissement d'un principe selon lequel la Régie serait d'accord pour défrayer les frais d'intervention devant une autre instance que la sienne.

[84] **Advenant qu'une situation analogue se reproduise dans le futur, la Régie ordonne à Gaz Métro de lui soumettre une demande, avant le début de la participation au dossier et l'engagement de frais. La Régie réitère qu'il est du devoir de Gaz Métro de faire des représentations devant l'ONÉ. Elle rappelle que le poste « charges réglementaires » inclut déjà des sommes pour couvrir ces activités.**

6. DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION

[85] Le coût du service de distribution comprend un montant de 420,4 M\$ au titre des dépenses nécessaires à la prestation du service.

[86] Au cours de la période 2011-2013, les dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution passent de 390,1 M\$ en 2011 à 420,4 M\$ en 2013, soit une hausse moyenne annuelle de 15,2 M\$ ou 3,9 %. Comparativement au montant projeté de 376,9 M\$ pour 2012, la hausse en 2013 est de 43,5 M\$ ou 11,5 %.

[87] Le tableau suivant présente l'évolution de ces dépenses pour la période 2011-2013.

Tableau 4
Évolution des dépenses nécessaires à la prestation
du service de distribution – période 2011 à 2013

Dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution (en millions de \$)	2011 <i>réel</i>	2012 <i>réel</i>	2012 <i>projeté</i>	2013 <i>projeté</i>	Hausse <i>projetée</i>
Charges d'exploitation	157,0	161,2	167,6	187,7	20,1
PGEÉ	12,5	12,3	12,2	16,7	4,5
Amortissement des immobilisations	84,9	88,3	85,8	94,0	8,2
Amortissement des frais reportés	41,8	18,8	18,9	28,5	9,6
Fonds vert	40,2	39,6	39,6	39,6	0,0
Impôts fonciers et autres	23,6	24,2	24,4	26,1	1,7
Impôts présumés sur le revenu	30,1	27,8	28,4	27,8	(0,6)
Dépenses nécessaires - service distribution	390,1	372,2	376,9	420,4	43,5

Tableau établi à partir de la pièce B-0331 du dossier R-3809-2012; de la pièce B-0032 du dossier R-3831-2012; et de la pièce B-0024 du dossier R-3782-2011.

6.1 CHARGES D'EXPLOITATION

[88] Au cours de la période 2011-2013, les charges d'exploitation du service de distribution passent de 157,0 M\$ en 2011 à 187,7 M\$ en 2013, soit une hausse annuelle moyenne de 15,4 M\$ ou 9,8 %. Comparativement au montant projeté de 167,6 M\$ pour 2012, la hausse est de 20,1 M\$ ou 12,0 %.

[89] Selon Gaz Métro, cette hausse est principalement attribuable à l'évolution des coûts reliés au régime de retraite et autres avantages sociaux, à l'inflation des salaires et des autres charges nécessaires pour assurer le maintien de la qualité du service à la clientèle ainsi que la fiabilité et la sécurité du réseau de distribution³⁷.

³⁷ Pièce B-0127, p. 5 et 6.

Tableau 5
Évolution des charges d'exploitation du service de distribution
Période 2011 à 2013

Charges d'exploitation Service de distribution (en millions de \$)	2011 <i>réel</i>	2012 <i>réel</i>	2012 <i>projeté</i>	2013 <i>projeté</i>	Hausse <i>projetée</i>
Salaires	101,7	110,0	108,5	114,9	6,4
Avantages sociaux	43,0	49,0	48,5	68,9	20,4
Autres charges d'exploitation	51,6	47,1	49,8	54,7	4,9
Frais capitalisés aux immobilisations	(36,8)	(41,0)	(36,6)	(44,2)	(7,6)
Recharge aux ANR	(4,3)	(4,6)	(4,2)	(6,5)	(2,3)
Frais de gestion	1,0	1,3	1,3	1,3	-
Projet Côte-Nord	-	(0,3)	-	(1,7)	(1,7)
Provision - 53e période de paie et autres	0,8	(0,3)	0,3	0,3	-
Charges d'exploitation	157,0	161,2	167,6	187,7	20,1

Tableau établi à partir de la pièce B-0254, annexe 3.

[90] Gaz Métro indique que la hausse des coûts reliés aux régimes de retraite l'a amenée à évaluer différentes options à l'égard des charges d'exploitation. La révision des besoins a permis de réduire les prévisions d'environ 3 M\$ avant le dépôt du présent dossier³⁸.

[91] Selon le distributeur, les travaux initiés par les municipalités et le ministère des Transports du Québec (MTQ) exercent des pressions sur ses coûts d'opération. L'ajout de normes opérationnelles et environnementales en matière de santé ou de sécurité ainsi que les vagues successives de départ à la retraite au cours des prochaines années accroissent ses coûts d'opération.

[92] Gaz Métro soumet qu'il faut aller au-delà de l'application de l'inflation. Il faut également tenir compte de facteurs de croissance des activités. L'augmentation du nombre de clients, des kilomètres de conduite ou des volumes n'intègre pas des réalités comme la hausse des exigences légales, la complexité accrue des interventions, les travaux d'infrastructures des municipalités et du MTQ, le plan de gestion des actifs, les difficultés de recrutement, l'accumulation de travail liée aux projets en technologies de l'information et les enjeux de sécurité.

³⁸ Pièce B-0315, p. 9.

[93] Le distributeur indique également qu'il ne peut intégrer de gains de productivité supplémentaires en raison du contexte de ses activités³⁹.

[94] De plus, pour 2013, Gaz Métro souligne qu'à la lumière des résultats réels après le premier semestre, les budgets et les volumes de ventes sont en ligne avec les prévisions et rien n'indique qu'il y aura un trop-perçu significatif, non plus qu'un manque à gagner.

[95] L'ACIG exprime beaucoup de réserve à analyser plusieurs postes de charges, parfois de façon pointue. Cette façon de faire était la norme dans les années 1990, et le succès était mitigé. L'intervenante est d'avis que c'est Gaz Métro qui est véritablement en mesure d'optimiser son coût de service⁴⁰.

[96] L'UMQ indique que la croissance des charges d'exploitation n'est pas attribuable à l'augmentation du nombre de clients. À cet égard, l'intervenante fait valoir que l'augmentation du nombre de clients et des charges d'exploitation qui en découlent ne devrait pas influencer l'indicateur « Dépenses d'exploitation \$ constants (excluant régimes de retraite) / clients ». Or, cet indicateur connaît une croissance de 4,6 % en 2013⁴¹.

[97] Selon l'UMQ, la réponse de Gaz Métro selon laquelle la « *recherche d'efficience est toujours présente au sein des responsables d'activités qui revoient périodiquement leur façon de faire dans le but de dégager des gains de productivité leur permettant principalement d'absorber le surcroît d'activités et, ultimement amener une réduction* »⁴² lui permet de conclure que le distributeur a maintenu ses pratiques habituelles et n'a pas fourni d'efforts spécifiques afin de limiter la croissance de ses coûts de distribution en 2013.

³⁹ Pièce A-0133, p. 81.

⁴⁰ Pièce A-0148, p. 111 à 118.

⁴¹ Pièce C-UMQ-0025, p. 10, soit 0,653 \$ en 2012 et 0,683 \$ en 2013.

⁴² Pièce B-0267, p. 12.

[98] Par ailleurs, l'intervenante constate que, malgré le fait que les charges réelles 2012 aient été inférieures aux prévisions, les indicateurs ont dépassé les objectifs. Elle constate également que le distributeur vise, pour 2013, des performances inférieures aux résultats obtenus en 2012 pour trois indicateurs et une très légère amélioration pour un quatrième indicateur.

[99] Somme toute, l'intervenante ne constate pas d'événements exceptionnels qui justifieraient des charges supérieures à l'inflation, à l'exception du projet relatif aux conduites de gaz traversant un égout (*cross bore*) qui nécessite un budget additionnel prévu de 552 000 \$.

[100] Selon l'UMQ, Gaz Métro ne fournit pas d'explications détaillées sur l'utilisation de son budget de base. L'intervenante considère qu'elle n'a pas l'assurance que la hausse des charges d'exploitation, à l'exception des avantages sociaux, ne pouvait être absorbée en tout ou en partie par des budgets 2013 équivalents aux coûts réels 2012.

[101] Conséquemment, l'UMQ recommande d'accorder un budget autorisé égal aux coûts réels enregistrés en 2011-2012 pour les charges d'exploitation (excluant la charge de retraite et autres avantages sociaux)⁴³.

[102] Gaz Métro considère que les questions soulevées par l'UMQ ont fait l'objet d'une preuve étoffée qui démontre que les coûts sont nécessaires pour la prestation du service.

[103] Selon Gaz Métro, la proposition de l'UMQ de refuser de reconnaître un facteur d'accroissement lié aux activités et à la complexification des opérations, ainsi que d'accorder à tout le moins l'IPC sur les dépenses réelles 2012, est irréaliste.

6.1.1 SALAIRES

[104] Au cours de la période 2011-2013, les salaires passent de 101,7 M\$ en 2011 à 114,9 M\$ en 2013, soit une hausse annuelle moyenne de 6,6 M\$ ou 6,4 %. Eu égard à un montant projeté de 108,5 M\$ en 2012, la hausse de 6,4 M\$ ou 5,8 % en 2013 est ventilée comme suit :

⁴³ Pièce C-UMQ-0025, p. 20, 28 et 29.

- 2,8 M\$ pour l'inflation des salaires (2,7 %);
- 1,8 M\$ pour l'ajout de nouveaux postes;
- 0,9 M\$ pour le projet Côte-Nord;
- 0,9 M\$ pour la diminution des crédits pour les projets capitalisables;
- 3,1 M\$ pour le comblement des postes vacants;
- (4,6) M\$ pour la réduction du temps supplémentaire⁴⁴.

[105] Le distributeur mentionne que le plan de main-d'œuvre (PMO) 2013 tient compte de 1 380 postes en équivalent temps plein (ÉTP) comparativement à 1 312 pour 2012. Il s'agit d'une progression de 5 % ou de 68 ÉTP.

[106] Le tableau suivant présente l'évolution du PMO de Gaz Métro pour la période 2009-2013.

Tableau 6
Évolution du PMO de 2009 à 2013

Plan de main-d'œuvre <i>En équivalent temps plein</i>	2009	2010	2011	2012	2013
PMO prévu au dossier tarifaire	1 299	1 288	1 320	1 350	1 380
<i>Variation entre les prévisions</i>		-1%	2%	2%	2%
PMO réel	1 252	1 256	1 287	1 312	
<i>Variation entre les résultats réels</i>		0,3%	2,5%	1,9%	
Croissance du PMO prévu au dossier tarifaire comparativement au PMO de l'année précédente		36	64	63	68
<i>Croissance année T prévue vs année T-1 réelle</i>		3%	5%	5%	5%

Tableau établi à partir de la pièce B-0254, annexe 5.

[107] Gaz Métro considère que ses prévisions sont conservatrices, car elles ont été ajustées de manière à l'obliger à des efforts internes pour absorber des coûts supplémentaires liés à l'augmentation de la croissance du roulement de la main-d'œuvre, en plus de ceux associés à la croissance de ses activités⁴⁵.

⁴⁴ Pièce B-0171, p. 2.

⁴⁵ Pièce B-0315, p. 49.

[108] Selon Gaz Métro, les données relatives aux ÉTP ne permettent pas à elles seules de tirer des conclusions définitives sur le caractère approprié du PMO. Gaz Métro ajoute les observations suivantes :

- Les derniers exercices ont été caractérisés par un roulement de la main-d'œuvre plus élevé qu'historiquement, jumelé à des difficultés grandissantes à remplacer les postes vacants. Selon Gaz Métro, l'évolution historique du PMO réel des trois derniers exercices s'élève à environ 1,6 %, reflétant l'augmentation du niveau d'activités global de l'entreprise.
- Quelques indicateurs témoignent de cette augmentation, soit l'accroissement du nombre de clients branchés, du nombre d'interventions au point de vue opérationnel sur le réseau vieillissant et des normes et standards en matière de gouvernance et de sécurité.

[109] Gaz Métro explique être confrontée à une croissance des départs à la retraite depuis 2005-2006. Elle prévoit que le taux de départ à la retraite, qui était alors de 1 %, passera de 6 %, prévu pour 2013, à 18 % en 2017⁴⁶.

[110] Gaz Métro indique que l'augmentation des postes provient aussi du fait que pendant plusieurs années, les équipes internes ont amélioré leur productivité. Toutefois, cette productivité a atteint ses limites et a exigé notamment le report de plusieurs projets. Gaz Métro doit maintenant engager du personnel additionnel afin de répartir les tâches de façon plus équilibrée, rattraper le retard accumulé et permettre, entre autres choses, de diminuer la pression sur le personnel⁴⁷.

[111] Selon Gaz Métro, le fait d'avoir des postes vacants ne signifie pas une économie mais représente des coûts latéraux, compte tenu des vases communicants, notamment avec le temps supplémentaire et les honoraires professionnels. Il y a également des délais à considérer dans l'exécution des travaux, que ce soit au niveau des technologies de l'information ou de l'exploitation⁴⁸.

⁴⁶ Pièce B-0315, p. 48.

⁴⁷ Pièce B-0415, par. 40.

⁴⁸ Pièce A-0133, p. 95 et 96.

[112] Bien que la FCEI considère que les postes vacants sont une réalité opérationnelle normale et récurrente, elle conclut que le budget 2012 aurait pu être diminué de 2,5 M\$ pour tenir compte de certains postes vacants, sans répercussions sur les heures supplémentaires, l'impartition ou la conduite des affaires de l'entreprise, à l'exception de certains projets de la division Gestion de l'information.

[113] De l'avis de la FCEI, il n'y a aucune preuve au dossier illustrant le concept de vases communicants, soit l'augmentation du temps supplémentaire et des autres charges d'exploitation due à la présence de postes vacants. Ce serait plutôt le contraire, particulièrement entre les données projetées et réelles pour l'année 2012.

[114] Selon l'intervenante, la présence répétée d'écarts liés aux postes vacants semble inhérente à la méthodologie d'établissement des budgets du distributeur. En effet, Gaz Métro prévoit que les postes réguliers et existants au moment de la préparation du budget seront comblés durant les 12 mois de l'année projetée, à moins d'indication contraire qui pourrait être intégrée au budget, tel qu'un départ à la retraite.

[115] Considérant que le niveau de postes budgétés mais non occupés de 2012 est similaire à celui des dernières années, la FCEI recommande une réduction forfaitaire des salaires de 2,5 M\$⁴⁹.

[116] OC considère que l'augmentation des ÉTP prévue en 2013 est trop importante, compte tenu que :

- les prévisions du nombre de clients passent de 188 684, à la fin de 2012, à 192 650, à la fin de 2013;
- l'augmentation prévue du PMO de 64 ÉTP en 2013, en excluant les ANR, représente le double pour une seule année de l'augmentation réelle de 34 ÉTP pour quatre années d'application du mécanisme incitatif;
- l'indice moyen de productivité, calculé par *Pacific Economics Group Research LLC*, est en baisse de 0,61 % pour la période 2002-2011.

⁴⁹ Pièce C-FCEI-0027, p. 5.

[117] OC craint qu'une augmentation déraisonnable des coûts, sans gain d'efficacité compensatoire, vienne anéantir les gains de productivité atteints pendant la durée du mécanisme incitatif⁵⁰.

[118] OC recommande, pour 2013, une augmentation maximale égale à l'inflation prévue, soit 2,1 %. Enfin, à son avis, la Régie devrait également requérir de Gaz Métro qu'elle compense l'augmentation des coûts reliés à la masse salariale avec des réductions dans les autres charges d'exploitation sous son contrôle⁵¹.

[119] La Régie constate qu'OC fait référence à un indice de productivité moyen qui est négatif pour la période 2002-2011.

[120] Afin d'apprécier les gains de productivité réalisés par Gaz Métro au cours de cette période, la Régie considère également l'indice de productivité annuel, lequel est positif depuis 2005, à l'exception de l'année 2010. Pour la période 2005-2011, l'indice de productivité moyen est d'environ 0,84 %⁵².

[121] La Régie estime que la recommandation d'OC de limiter la croissance des salaires à 2,1 % a un impact à la baisse de 3,3 M\$ sur le montant projeté des salaires.

[122] Par ailleurs, la Régie considère qu'il est fort probable que le roulement important de la main-d'œuvre ne se résorbera pas en 2013. Il est légitime de considérer que cet exercice financier connaîtra également son lot de postes vacants et que la croissance réelle des ÉTP ne soit pas celle prévue de 5 %.

[123] Tout comme la FCEI, la Régie constate, tel qu'il apparaît au tableau 6, qu'au cours de la période 2009-2012, le nombre d'ÉTP prévu dépasse largement la moyenne annuelle réelle observée pour une même année donnée.

⁵⁰ Pièce A-0143, p. 20 à 22 et pièce A-0150, p. 36.

⁵¹ Pièce C-OC-0047, p. 8 à 10.

⁵² Indice de productivité moyen estimé par la Régie à partir des données de la pièce B-0261, annexe 2, p. 15 du rapport *IR Research for Gaz Métro*.

[124] En prenant en compte la croissance réelle des ÉTP pour 2011 et 2012, la Régie établit une croissance annuelle moyenne de 2,2 %. En appliquant ce pourcentage au PMO réel 2012, la prévision 2013 serait révisée à 1 341 ÉTP. À partir du salaire moyen prévu pour 2013 de 83 300 \$⁵³, la Régie estime les salaires prévus pour 2013 à 111,7 M\$, soit 3,2 M\$ de moins que l'estimé de Gaz Métro.

[125] En incluant le taux global des avantages sociaux qui équivaut à 60 % des salaires pour 2013, tel qu'évalué dans la section ci-dessous, l'écart pourrait être estimé à 5,3 M\$.

[126] Cependant, considérant l'effet des vases communicants, dont la baisse de 4,6 M\$ prévue en 2013 reliée au temps supplémentaire et le fait que Gaz Métro n'a pas ajouté de coûts inhérents à l'enjeu d'augmentation du roulement de sa main-d'œuvre⁵⁴, **la Régie est d'avis qu'une réduction spécifique aux salaires ne peut être évaluée distinctement des autres charges d'exploitation. Conséquemment, l'opinion de la Régie portera sur les charges d'exploitation dans leur ensemble.**

6.1.2 AVANTAGES SOCIAUX

[127] Les avantages sociaux projetés s'élèvent à 68,9 M\$ en 2013, en hausse de 20,4 M\$ comparativement au montant projeté de 48,5 M\$ en 2012. En 2013, le taux global des avantages sociaux correspond à 60 % des salaires, comparativement à 45 % pour les années 2011 et 2012.

[128] Gaz Métro justifie cette croissance par l'augmentation de 18,8 M\$ des coûts des régimes de retraite. Cette augmentation provient de la hausse des taux de cotisation régulière et de cotisation d'équilibre pour le personnel syndiqué et pour le personnel cadre. Après la prise en compte des effets de la capitalisation et de la recharge aux ANR, l'impact sur le revenu requis 2013 s'élève à 13,8 M\$⁵⁵.

⁵³ Salaire moyen estimé par la Régie, soit $114,9 \text{ M\$} \div 1\,380 \text{ ÉTP} = 83\,300 \text{ \$}$.

⁵⁴ Pièce B-0315, p. 49.

⁵⁵ Pièce B-0171, p. 2.

[129] Les coûts prévus reliés aux régimes de retraite s'élèvent à 39,3 M\$ en 2013. Gaz Métro établit les cotisations prévues devant être versées pour 2013 à partir des évaluations actuarielles complètes au 31 décembre 2011 et ajoute une provision de 4 M\$ afin de considérer la situation au 31 décembre 2012⁵⁶.

[130] Pour 2013, Gaz Métro maintient la méthode utilisée depuis plusieurs années pour déterminer les coûts associés aux régimes de retraite qu'elle doit assumer, soit la méthode des déboursés. L'utilisation de cette méthode comptable a été autorisée par la Régie dans sa décision D-2013-082⁵⁷ dans laquelle elle ordonnait la suspension de l'exécution de l'utilisation de la méthode actuarielle aux fins réglementaires jusqu'à ce que soit rendue une décision sur le fond de la demande de révision.

[131] Gaz Métro précise que les contributions de l'employeur représentent la différence entre les cotisations requises selon les évaluations actuarielles et les cotisations versées par les employés. Elle indique poursuivre l'objectif que les employés assument 25 % des coûts et l'employeur 75 %⁵⁸.

[132] Selon Gaz Métro, le positionnement de l'entreprise relatif à ses régimes de retraite a toujours été de se trouver à la médiane du marché. Il s'agit là d'un facteur d'attraction et de rétention des talents⁵⁹.

[133] Gaz Métro souligne également que le rendement brut obtenu par ses régimes de retraite se situe au-dessus de la médiane des comparables.

[134] Le distributeur indique avoir revu la politique de placement afin d'assurer un meilleur arrimage entre l'évolution des marchés et les obligations auxquelles les régimes devront faire face. A cet égard, il précise que les changements sont graduels⁶⁰. Les frais de gestion sont, quant à eux, de beaucoup inférieurs à ceux des régimes comparables.

⁵⁶ Pièce B-0254, p. 25 et 26.

⁵⁷ Dossier R-3815-2012, p. 4, par. 6.

⁵⁸ Pièce A-0136, p. 13.

⁵⁹ Pièce A-0136, p. 22.

⁶⁰ Pièce A-0136, p. 16 et pièce B-0315, p. 9.

[135] Enfin, Gaz Métro identifie des mesures permettant éventuellement de limiter les coûts des régimes de retraite dans le futur⁶¹. Elle poursuit sa réflexion sur les autres paramètres qui pourraient être discutés avec les partenaires syndicaux, tels l'âge de la retraite, les années de service requises et les pénalités pour retraites prématurées.

[136] La FCEI indique que, sur la hausse prévue de 18,8 M\$ en 2013 pour les coûts reliés aux régimes de retraite, un montant de 13,4 M\$ découle de la révision des cotisations d'équilibre requises pour 2012. Elle recommande que l'impact des cotisations d'équilibre soit amorti sur cinq années, afin d'éviter un choc tarifaire pour la clientèle.

[137] A cet égard, la FCEI fait valoir un des motifs invoqués par Gaz Métro au dossier R-3815-2012, selon lequel un impact de 10 M\$ constitue une instabilité tarifaire.

[138] Subsidiairement, la FCEI recommande d'établir le coût de retraite à 29,2 M\$ pour 2013, soit le montant avancé par Gaz Métro au dossier R-3815-2012, afin d'obtenir un sursis pour le présent dossier et de continuer à utiliser la méthode des déboursés.

[139] De plus, la FCEI recommande la mise en place d'un compte d'écart afin de capter les écarts éventuels qui auront trait à la méthode comptable qui sera retenue au dossier R-3815-2012, le cas échéant, ainsi que les écarts entre les cotisations projetées et les cotisations requises établies selon les évaluations actuarielles⁶².

[140] Enfin, la FCEI estime qu'il serait très important d'avoir un suivi des actions prises par Gaz Métro pour contrôler le coût des régimes de retraite⁶³.

[141] OC est d'avis que Gaz Métro peut contrôler les coûts associés aux régimes de retraite puisqu'elle exerce un contrôle, d'une part, sur la stratégie d'investissement de la caisse de retraite et, d'autre part, sur le traitement réglementaire utilisé pour ces coûts.

⁶¹ Pièce B-0315, p. 9.

⁶² Pièce C-FCEI-0049, p. 13.

⁶³ Pièce A-0146, p. 107 et 121.

[142] OC suggère de réduire l'impact de l'augmentation de ces coûts en accordant une augmentation comparable à celle incluse au budget 2011-2012, soit 3,8 M\$, et de reporter le solde différé de 2013 au moment où Gaz Métro fera la transition aux principes comptables généralement reconnus (PCGR) des États-Unis. Selon l'intervenante, ce traitement réglementaire est similaire à celui utilisé par Enbridge.

[143] Selon OC, un traitement réglementaire approprié serait de réduire l'impact sur les tarifs en étalant la hausse des coûts de 18,8 M\$ sur plusieurs années, en utilisant plus précisément des projections basées sur la méthode actuarielle.

[144] Malgré l'augmentation du revenu requis de 13,8 M\$ pour les coûts associés aux régimes de retraite en 2013, la Régie ne considère pas qu'il soit approprié de reporter l'impact aux exercices financiers subséquents.

[145] D'une part, le report de charges reliées aux coûts de retraite en 2013 ne peut se faire que par l'entremise d'un CFR. Si la Régie prenait cette voie, elle autoriserait l'utilisation d'une méthode réglementaire qui se situe à mi-chemin entre la méthode des déboursés et la méthode actuarielle.

[146] Or, dans la décision D-2013-082⁶⁴, considérant le contexte d'incertitude, la Régie « *estime que la meilleure approche dans les circonstances consiste à maintenir le statu quo, soit l'application de la méthode des déboursés* ».

[147] D'autre part, malgré le fait que l'augmentation tarifaire de 6,7 % du service de distribution soit supérieure à l'inflation, la Régie ne considère pas que la situation requiert un traitement réglementaire particulier.

[148] Qui plus est, compte tenu du contexte actuel caractérisé par l'écart important entre la date de la présente décision et la date à partir de laquelle les tarifs qu'elle fixe auraient dû entrer en vigueur, la Régie anticipe qu'un montant important devra être récupéré dans les tarifs, à brève échéance. Il apparaît prudent de ne pas reporter aux exercices financiers ultérieurs des charges relatives à 2013.

⁶⁴ Dossier R-3815-2012, p. 27, par. 110.

[149] La Régie considère également d'autres particularités reliées aux régimes de retraite, dont l'amortissement des déficits sur une période de 10 ans, à la suite des mesures temporaires d'allègement mises en place en 2011 par le gouvernement du Québec⁶⁵.

[150] Par ailleurs, la Régie est préoccupée par le caractère onéreux des régimes de retraite de Gaz Métro. Les coûts prévus en 2013 pour ces régimes représentent 34,2 % des salaires, ce qui apparaît très généreux.

[151] La Régie demande à Gaz Métro de poursuivre ses efforts afin de contrôler l'évolution des coûts associés aux régimes de retraite et d'en faire le suivi lors des prochains dossiers tarifaires.

Lettres de crédit

[152] Gaz Métro indique avoir eu recours à des lettres de crédit depuis 2010 afin d'assumer les cotisations aux régimes de retraite qui n'avaient pas été prévues lors de la préparation des dossiers tarifaires 2009 à 2012. Pour 2013, des frais de 0,2 M\$ sont inclus dans les charges d'exploitation pour l'utilisation des lettres de crédit.

[153] La Régie constate que l'utilisation de telles lettres a permis au distributeur de s'exempter d'une partie de ses cotisations aux régimes de retraite et qu'il s'agit, en quelque sorte, d'un report aux exercices financiers ultérieurs. Gaz Métro prévoit commencer à rembourser ces lettres de crédit, qui totalisent 23,8 M\$, à partir de 2014⁶⁶.

[154] La FCEI estime que l'utilisation des lettres de crédit était inappropriée et que les montants auraient dû être déboursés. Selon l'intervenante, cette procédure ne respectait pas l'esprit du mécanisme incitatif en vigueur. L'intervenante ne partage pas l'interprétation que fait Gaz Métro de la décision D-2009-078⁶⁷, selon laquelle les cotisations réelles, constatées au dossier d'examen du rapport annuel, doivent correspondre au montant prévu au dossier tarifaire correspondant.

⁶⁵ Pièce B-0315, annexe A, p. 4 à 6.

⁶⁶ Pièce B-0315, p. 6 et 7.

⁶⁷ Dossier R-3680-2008.

[155] Pour cette raison, la FCEI considère que le montant de 0,2 M\$ ne devrait pas être reconnu dans les charges d'exploitation pour 2013⁶⁸.

[156] Gaz Métro soutient que, pour arriver à une telle conclusion, la Régie devrait constater qu'elle a pris une décision imprudente. Or, le distributeur indique qu'il a démontré que les clients ont bénéficié de l'utilisation des lettres de crédit⁶⁹.

[157] La Régie juge que le montant de 0,2 M\$ relié à l'utilisation des lettres de crédit fait partie du coût total associé aux régimes de retraite. Il s'agit donc d'une dépense utile à la prestation de service du distributeur en 2013.

[158] Cette décision porte uniquement sur la reconnaissance des frais de 0,2 M\$ dans le revenu requis 2013. Elle ne vise pas les lettres de crédit utilisées en 2012 dans le cadre du mécanisme incitatif. Cette question fait l'objet d'un examen dans le cadre du dossier R-3831-2012 actuellement en cours.

[159] Par ailleurs, la Régie prend acte du fait qu'advenant le cas où les prévisions budgétaires 2013 reliées aux coûts des régimes de retraite soient supérieures aux cotisations requises, selon les évaluations actuarielles complètes au 31 décembre 2012, l'excédent réduira d'autant le montant total des lettres de crédit prises par Gaz Métro depuis 2010.

6.1.3 AUTRES CHARGES D'EXPLOITATION

[160] Les charges d'exploitation, autres que les salaires et avantages sociaux, s'élèvent à 54,7 M\$ en 2013, en hausse de 4,9 M\$ ou 9,6 % comparativement à 49,8 M\$ en 2012. Au cours de la période 2011-2013, elles connaissent une croissance annuelle moyenne de 1,6 M\$ ou 6,4 %.

⁶⁸ Pièce A-0015, p. 22 et 23.

⁶⁹ Pièce B-0415, par. 34.

[161] Les rubriques les plus importantes sont les services professionnels et services externes, les matériaux, le loyer et les assurances ainsi que les frais de déplacement et de représentation. À elles seules, ces charges représentent 76 % du montant total projeté pour 2013.

[162] Les services professionnels et services externes totalisent 26,9 M\$ en 2013, en hausse de 4,2 M\$ comparativement aux charges réelles pour l'année 2012. Ils sont constitués principalement des frais reliés à l'environnement informatique, aux honoraires légaux, aux campagnes commerciales et de positionnement et à différents mandats visant l'inspection, l'entretien et la sécurité des immobilisations (réseau gazier, immeubles, flotte d'équipement, etc.).

[163] L'année 2013 est caractérisée par une hausse de 1,4 M\$ reliée aux honoraires pour le dossier tarifaire 2013, laquelle est traitée dans la section suivante. Une autre hausse de 1,2 M\$ s'explique essentiellement par une diminution des charges reliées aux services externes pour l'année 2012⁷⁰. Selon Gaz Métro, la baisse en 2012 s'explique, notamment, par une attribution différente des ressources, des conflits d'horaire entre les sous-traitants et la main-d'œuvre interne et la non disponibilité des consultants en région ou des firmes externes. À titre d'exemple, Gaz Métro mentionne que, à cause des postes vacants, elle n'a pas été en mesure de réaliser son programme « *External Corrosion Direct Assessment* ».

[164] De plus, Gaz Métro indique que les projets stabilisation Héritage, Cross bore et Sensibilisation des riverains nécessitent une hausse du budget de 0,8 M\$. Selon le distributeur, les études pour le secteur Énergies nouvelles et l'augmentation des charges d'entretien des branchements aux immeubles occasionnent également une augmentation de 0,6 M\$, dont un montant de 0,2 M\$ pour le biométhane⁷¹.

[165] Par ailleurs, Gaz Métro souligne que l'épisode du gaz de schiste a fait du tort à l'image de marque du gaz naturel et que l'entreprise a choisi de rétablir, auprès de la population en général, la notoriété de l'énergie gazière.

⁷⁰ Pièce B-0254, p. 30 à 32, 37 et 38.

⁷¹ Pièce B-0315, p. 4.

[166] La FCEI constate que le distributeur demande des hausses importantes, non seulement par rapport aux charges réelles 2012, mais aussi par rapport à la moyenne des trois dernières années.

[167] La FCEI recommande de considérer les charges réelles des trois dernières années afin d'établir le budget pour les services professionnels, services externes, matériaux et frais de représentation. Elle demande de tenir compte du fait que le montant réel, connu en cours de dossier, pour les assurances en 2013 est inférieur de 0,2 M\$ au montant prévu initialement.

[168] Globalement, la FCEI recommande une réduction des autres charges d'exploitation de 4,2 M\$, dont 1,0 M\$ spécifiquement pour la question du taux de rendement⁷².

Honoraires professionnels reliés au taux de rendement

[169] Selon Gaz Métro, les coûts associés aux demandes pour le taux de rendement varient significativement d'une année à l'autre, d'approximativement 0,3 M\$ à près de 2,0 M\$. Pour le dossier tarifaire 2013, les coûts prévus en services professionnels pour cette question s'élèvent à 1,3 M\$, soit 1,0 M\$⁷³ de plus que les coûts encourus en 2012⁷⁴.

[170] Le distributeur souligne avoir déposé une preuve d'expert, incluant une analyse complète des comparables aux fins des échantillons ainsi qu'une évaluation détaillée de ses risques d'affaires. Les frais externes déjà encourus par Gaz Métro pour le présent dossier sont de l'ordre de 0,5 M\$.

[171] Selon la FCEI, le budget de Gaz Métro pour le traitement du taux de rendement est de l'ordre de 1,5 M\$. Considérant la décision D-2013-036 portant sur l'établissement du taux de rendement et les coûts de 0,5 M\$ déjà encourus, la FCEI demande une réduction de 1,0 M\$.

⁷² Pièce C-FCEI-0049, p. 7.

⁷³ Pièce B-0254, p. 23.

⁷⁴ Coûts encourus en 2012 de 0,3 M\$ selon la pièce B-0245, p. 2.

[172] OC estime que depuis 2007, Gaz Métro dépense en moyenne 1,0 M\$ par année en frais d'experts externes pour appuyer ses demandes reliées au taux de rendement. Au présent dossier, même si le taux de rendement devait être fixé à l'aide d'une formule d'ajustement automatique, le distributeur a déjà encouru des coûts d'environ 0,5 M\$ pour revoir une fois de plus la question du taux de rendement.

[173] L'intervenante considère que les clients de Gaz Métro paient deux fois lorsqu'il est question des frais reliés au taux de rendement. Ils paient pour les frais d'experts et pour le résultat lui-même, qui est l'augmentation du taux de rendement. Si le distributeur obtient gain de cause, les coûts de la réglementation sont payés par les clients, et les actionnaires de Gaz Métro retirent tous les bénéfices. Si, par contre, le distributeur ne convainc pas la Régie, les coûts de la réglementation sont toujours payés par les clients et Gaz Métro peut revenir sur cet enjeu les années suivantes.

[174] OC recommande de refuser les frais associés au taux de rendement 2013, établis à 488 910 \$⁷⁵. Considérant des charges excédant 3,7 M\$ depuis 2007, l'intervenante conclut que Gaz Métro a abusé de ce droit avec ses demandes répétitives de hausses qui ne sont pas dans l'intérêt public. OC recommande également que les frais réglementaires futurs sur cette question soient refusés pour une période d'au moins trois ans⁷⁶.

[175] L'UC évalue que les frais externes liés au taux de rendement s'élèvent à 3,0 M\$ depuis le dossier R-3630-2008. À l'instar d'OC, elle estime que ces montants sont déraisonnables et que le distributeur n'a aucune motivation à circonscrire et limiter ses demandes et les frais engagés.

[176] Selon l'UC, il faut comprendre de la décision D-2011-182⁷⁷ que la Régie avait l'intention de limiter pour trois ans les coûts de la réglementation relativement au taux de rendement.

[177] Selon l'intervenante, avant d'engager des frais importants pour l'élaboration d'une preuve qui n'aura pas été utile à la Régie ou aux intervenants pour déterminer le taux de rendement de l'année tarifaire 2013, Gaz Métro devait franchir une étape préalable, soit la démonstration que la situation requérait que la Régie se penche de nouveau sur la détermination de son taux de rendement.

⁷⁵ Pièce B-0360.

⁷⁶ Pièce A-0150, p. 55.

⁷⁷ Dossier R-3752-2011 Phase 2.

[178] Considérant la teneur de la décision D-2011-182, l'UC considère que Gaz Métro avait l'obligation de limiter ses frais. Selon elle, une expertise n'était pas nécessaire afin d'alléguer et d'établir le résultat déraisonnable fourni par l'application de la formule, entre autres, en fournissant sur une base comparative les valeurs du taux sans risque prévisionnel.

[179] L'UC demande à la Régie de refuser d'inclure la somme de 372 195,51 \$ pour les frais de l'expert dans le revenu requis de Gaz Métro. Elle lui demande également de refuser d'inclure les frais de procureur externe liés à la préparation et l'étude de cette expertise, soit les frais de 54 941,58 \$ encourus au 14 janvier 2013.

[180] L'UC demande également à la Régie de réduire à un montant raisonnable les frais de procureur externe de Gaz Métro pour l'étude de l'approche suggérée par la Régie et suggère de les limiter à 5 000 \$⁷⁸.

[181] Enfin, l'UC soumet les trois recommandations suivantes :

- examiner, approuver et ajuster, si nécessaire, les frais et coûts pour le traitement des dossiers réglementaires, plus particulièrement pour des services professionnels externes;
- s'assurer que les coûts encourus sont justifiés, utiles et raisonnables;
- approuver les montants admissibles avant de les inclure dans le revenu requis d'un distributeur.

[182] Gaz Métro soumet qu'elle a le droit strict, prévu à la Loi, d'obtenir un rendement raisonnable. Ce droit ne peut être subordonné à l'application d'une formule, quelle qu'elle soit. De même, elle a, en tout temps, le droit de s'adresser à la Régie en alléguant que le résultat de la formule n'est pas raisonnable.

⁷⁸ Pièce C-UC-0043, p. 4 à 7.

[183] Selon Gaz Métro, la porte ouverte par la Régie dans sa décision D-2013-003 n'existait pas à l'automne 2012. De fait, lors des dossiers tarifaires 2008, 2010 et 2012, une formule d'ajustement automatique devait s'appliquer. Gaz Métro a retenu les services d'un expert et la Régie a écarté l'application de la formule pour fixer le taux de rendement, après avoir entendu la preuve.

[184] Par ailleurs, dans le dossier tarifaire 2009, Gaz Métro a tenté de convaincre la Régie de suspendre l'application de la formule d'ajustement automatique, sans avoir retenu les services d'un expert. Dans la décision D-2008-140⁷⁹, la Régie a rejeté cette demande étant donné, notamment, qu'elle n'était pas appuyée par une preuve d'experts⁸⁰.

[185] Considérant la prépondérance des arguments invoqués par Gaz Métro et le droit de présenter une demande de modification du taux de rendement prévu à la Loi, la Régie considère que les frais encourus par le distributeur pour établir son taux de rendement doivent être considérés dans le coût de service en 2013.

[186] La Régie est également d'avis que le montant prévu pour les services professionnels doit tenir compte de la simplification de l'examen du taux de rendement découlant de la décision D-2013-036 rendue au présent dossier. Un montant comparable à celui encouru par Gaz Métro en 2012 apparaît raisonnable dans les circonstances.

[187] Conséquemment, la Régie juge qu'un montant de 1,0 M\$ doit être retranché du montant projeté pour les services professionnels. Cet ajustement est pris en compte dans le montant autorisé du revenu requis.

Secteur Énergies nouvelles - biométhane

[188] Gaz Métro indique que pour 2013, un montant de 0,3 M\$ relié aux services professionnels est prévu pour le secteur Énergies nouvelles, incluant le projet biométhane.

⁷⁹ Dossier R-3662-2008.

⁸⁰ Pièce B-0415, par. 77 et 78.

[189] Selon Gaz Métro, les seules charges prévues en 2013 consistent en des études d'avant-projet, soit des services professionnels ainsi que l'appel d'offres fournisseurs. Un montant évalué à 162 000 \$ ne sera pas engagé pour ce projet à la suite de la décision D-2013-041⁸¹.

[190] À cet égard, la Régie rappelle qu'elle a clairement décidé, dans sa décision D-2011-108⁸², que tout ce qui était en amont du point d'injection était non réglementé :

« [24] La Régie considère que le réseau de collecte, incluant les installations de traitement du gaz pour le rendre conforme aux normes de qualité du réseau de Gaz Métro, n'est pas utilisé pour transporter du gaz naturel destiné à la consommation, ce gaz n'étant pas prêt à la consommation. Ainsi, la Régie considère que le transport de gaz dans le réseau de collecte n'est pas réglementé. Conséquemment, en prenant pour convention que les puits de production sont en amont du réseau de Gaz Métro, les points d'injection et de réception devront toujours se situer en aval du réseau de collecte ».

[191] Ainsi, peu importe l'origine du gaz, la responsabilité de Gaz Métro en ce qui a trait aux activités réglementées se limite à s'assurer que le gaz injecté dans son réseau rencontre les normes établies par TCPL (qualité réseau).

[192] La Régie est aussi préoccupée par le fait que les coûts encourus par le secteur Énergies nouvelles soient considérés par Gaz Métro comme étant des activités réglementées. *A priori*, la Régie voit mal en quoi les énergies nouvelles, telles que le biométhane en l'occurrence, puissent être associées aux activités réglementées. Avant de prendre en compte ces charges, il appartient au distributeur de faire la démonstration que ce champ de compétence fait partie des activités de distribution de gaz naturel au Québec.

⁸¹ Dossier R-3834-2012.

⁸² Dossier R-3732-2010, p. 11, par. 24.

[193] Ainsi, pour les prochains dossiers tarifaires et dossiers d'examen du rapport annuel, la Régie ordonne à Gaz Métro qu'elle démontre en quoi les charges d'exploitation reliées aux énergies nouvelles, incluant les salaires et avantages sociaux, ont trait aux activités réglementées.

6.1.4 FRAIS CAPITALISÉS AUX IMMOBILISATIONS

[194] Les frais capitalisés aux immobilisations représentent des dépenses d'exploitation qui ne sont pas constatées dans les charges dans l'année où elles sont encourues, mais qui sont capitalisées dans le coût des immobilisations ou autres actifs.

Tableau 7
Évolution des frais capitalisés pour la période 2009 à 2013

Frais capitalisés	2009	2010	2011	2012	2013
<i>En millions de \$</i>					
Frais capitalisés prévus au dossier tarifaire	29,6	32,4	34,3	36,6	44,2
Frais capitalisés réels	32,7	33,4	36,8	41,0	
Taux de capitalisation prévu au dossier tarifaire	39,80%	40,35%	36,26%	40,16%	43,25%
Taux de capitalisation réel	43,94%	39,91%	41,83%	45,41%	

Tableau établi à partir de la pièce B-0254, p. 39 et 40 et annexe 5.

[195] Le taux de capitalisation de la main-d'œuvre présente une baisse de 2 % en 2013, passant de 45 % à 43 %. Selon le distributeur, le pourcentage de 2012 n'est pas représentatif de l'historique de l'entreprise. Pour 2013, Gaz Métro prévoit un ralentissement du développement pour certains secteurs.

[196] La Régie constate que pour les années 2009 à 2012, les frais capitalisés ont été sous-évalués de 2,8 M\$ en moyenne, annuellement. Ceci équivaut à 8,4 % de la moyenne annuelle projetée de 33,2 M\$ pour cette même période. En excluant 2012, la Régie estime que les frais capitalisés ont été sous-évalués en moyenne de 6,9 % annuellement.

[197] En appliquant cette sous-évaluation au montant projeté de 44,2 M\$, la Régie obtient une hausse des frais capitalisés de 3,0 M\$. Elle est d'avis que ce montant doit être pris en compte dans l'évaluation finale des charges d'exploitation présentée à la section 6.1.7.

6.1.5 RECHARGE AUX ANR

[198] Gaz Métro indique que les recharges aux ANR se composent de salaires et avantages sociaux. Elles sont établies en pourcentage des salaires, selon la proportion du temps consacré aux ANR ou par l'imputation des heures travaillées aux ANR. Les charges autres que les salaires et avantages sociaux, encourues exclusivement pour les ANR, sont imputées directement et ne font pas l'objet d'une recharge.

[199] Le distributeur identifie les services de soutien dont bénéficient les employés des ANR. Ils se composent de certains services en ressources humaines, technologies de l'information, utilisation des locaux, bureaux et outils informatiques. Gaz Métro estime les coûts annuels totaux de ces services support à environ 15 000 \$ par employé⁸³.

[200] Par ailleurs, Gaz Métro estime que des frais totaux de 0,3 M\$ reliés aux services de soutien pourraient être attribués à 18 des 31 employés qui consacrent du temps aux ANR. En l'absence d'ANR, il lui serait difficile de modifier ses effectifs de manière à éliminer des postes pour tout employé qui consacre moins de 66 % de ses fonctions aux ANR. Les salaires et avantages sociaux de ces employés demeurerait donc à sa charge, en l'absence d'activités aux ANR. Ainsi, Gaz Métro est d'avis qu'elle bénéficie d'un allègement d'une partie des charges relatives à ces employés, laquelle est assumée par les ANR.

[201] Gaz Métro considère qu'elle bénéficie des jetons de présence que certains membres de la haute direction cumulent par leurs fonctions sur les conseils d'administration et comités de vérification de certaines filiales / coentreprises et surtout qu'elle jouit de bénéfices indirects que lui procurent les ANR. Elle estime que la méthode actuelle d'allocation des coûts directs aux ANR est équitable envers ses clients.

⁸³ Pièce B-0315, p. 17.

[202] Gaz Métro indique faire preuve de transparence afin que les gens comprennent ce qui est réglementé et ce qui est non réglementé. Lorsque le distributeur doit exercer un jugement, le principe de base veut que la clientèle réglementée ne subisse pas d'impact des ANR⁸⁴.

[203] Par ailleurs, Gaz Métro affirme ne pas être fermée à la possibilité de développer un code de conduite ou une politique pour bien encadrer les relations entre les activités réglementées et non réglementées.

[204] À ce sujet, Gaz Métro précise que l'entreprise s'est dotée, dès 2000, d'un code de conduite régissant les transactions entre sociétés apparentées du groupe corporatif. Ce code de conduite prévoit, notamment, comment doit se faire l'allocation des coûts entre l'activité réglementée et les activités non réglementées :

« 2.2. – Lorsqu'une même société mène une activité réglementée et une ou des activités non réglementées, l'allocation des coûts ou des bénéfices des ressources humaines et physiques communes doit être équitable pour les clients de l'activité réglementée et conforme aux règles fixées par l'organisme de réglementation »⁸⁵.

[nous soulignons]

[205] Selon la FCEI, les consommateurs tirent bénéfice des ANR, mais le contraire est également vrai, puisque d'une certaine manière, les ANR tirent aussi des bénéfices de la présence de Gaz Métro et de son environnement stable. L'intervenante considère que le code de conduite n'est pas suffisant et qu'une étude aurait été nécessaire au présent dossier.

[206] OC considère qu'un objectif important de la réglementation est de s'assurer que les coûts et les bénéfices soient répartis de manière juste et équitable entre les consommateurs et l'actionnaire. Selon l'intervenante, il est important de considérer ce principe lorsque la Régie aura à statuer sur les transactions entre sociétés apparentées.

⁸⁴ Pièce A-0133, p. 37 et 38.

⁸⁵ Pièce B-0415, par. 82 et 83.

[207] Selon OC, les services rendus par Gaz Métro aux entités affiliées ont atteint un niveau qui requiert dorénavant l'utilisation d'une méthode basée sur le coût complet. Dans plusieurs autres juridictions, dont l'Ontario, le code de conduite régissant les transactions entre sociétés apparentées comprend une disposition portant sur l'allocation des coûts des services partagés.

[208] Dans un souci de transparence, OC demande le dépôt d'un code de conduite mis à jour, pour approbation dans le cadre du dossier tarifaire 2015. Ce code devrait comprendre des dispositions sur la méthode d'allocation des coûts entre apparentées⁸⁶.

[209] Les activités réglementées et non réglementées et leur impact sur la détermination du coût de service sont des questions étudiées à intervalles irréguliers. Les circonstances actuelles amènent la Régie à s'y intéresser de plus près dans le présent dossier.

[210] La Régie note que la répartition des activités entre réglementées et non réglementées nécessite d'être revue. Ceci implique de revoir l'organigramme de Gaz Métro ainsi que la liste des activités. Bien que plusieurs ANR aient été isolées dans des filiales, la Régie note que la direction Stratégie de développement des carburants, le secteur Énergie nouvelles duquel relève le projet du biométhane et la publicité connexe suscitent des questionnements.

[211] La Régie constate aussi que le code de conduite de Gaz Métro prévoit une allocation des coûts ou des bénéfices des ressources humaines et physiques communes qui doit être équitable pour les clients de l'activité réglementée et conforme aux règles fixées par l'organisme de réglementation.

[212] Or, la preuve au dossier démontre que le montant prévu à titre de recharge aux ANR ne prend pas en considération certains coûts liés aux ressources humaines et physiques communes. Gaz Métro juge cette approche équitable puisque la clientèle de l'activité réglementée profite des bénéfices indirects que lui procurent les ANR. La Régie ne partage pas entièrement l'avis de Gaz Métro à cet égard. Elle considère plutôt qu'il s'agit d'une approche valable à la marge.

⁸⁶ Pièce A-0150, p. 46 et 58.

[213] La Régie est d'avis qu'un tel échange de services procure également des bénéfices indirects aux ANR, dont notamment l'économie d'échelle reliée à l'utilisation des services supports offerts par Gaz Métro.

[214] La Régie croit qu'une méthode basée sur le coût complet, plutôt que sur le coût marginal, est généralement plus pertinente pour mesurer le coût d'un revenu, d'une charge ou d'un actif. C'est d'ailleurs sur une telle base qu'elle a demandé que les coûts d'Hydro-Québec soient séparés entre activités réglementées et non réglementées⁸⁷.

[215] Conséquemment, la Régie estime que le montant de recharge aux ANR devrait être établi, à l'avenir, selon une approche basée sur le coût complet plutôt que selon l'approche marginale utilisée jusqu'à présent.

[216] Toutefois, à cette étape-ci, le coût annuel de 15 000 \$ par employé, estimé par Gaz Métro, relatif aux coûts des services supports aux ANR, apparaît raisonnable. La Régie juge que ce montant devrait être appliqué dès le présent dossier pour l'ensemble des ÉTP assignés aux ANR. **Conséquemment, un montant de 0,5 M\$ est ajouté au montant prévu par Gaz Métro à cet égard, pour un total de 7,0 M\$. Cet ajustement est pris en compte dans le montant autorisé du revenu requis.**

[217] La Régie constate que le code de conduite de Gaz Métro fait référence aux règles adoptées par l'organisme de réglementation. Elle souhaite revoir l'ensemble de ces règles dans le cadre du dossier tarifaire 2015, afin de bien clarifier la situation.

[218] **La Régie ordonne à Gaz Métro de déposer une étude d'allocation des coûts et des bénéfices entre activités réglementées et non réglementées, dans le cadre du dossier tarifaire 2015 au plus tard.**

[219] **Pour le dossier tarifaire 2014, la Régie demande à Gaz Métro de réviser le coût unitaire de 15 000 \$/employé et de prendre en compte ce coût révisé pour établir le montant prévu de recharge aux ANR.**

⁸⁷ Dossier R-3405-98, décision D-99-120, p. 29 et dossier R-3492-2002, décision D-2003-93, p. 25.

[220] De plus, compte tenu que lors de la présentation du dossier tarifaire, Gaz Métro considérait le biométhane comme faisant partie des activités réglementées, la Régie conclut que le montant de recharge aux ANR ne prend pas en considération les coûts reliés aux salaires et avantages sociaux du personnel travaillant sur le biométhane, alors que ce devrait être le cas.

[221] Dans la décision D-2013-041 rejetant la demande de Gaz Métro pour réaliser un projet d'investissement visant l'injection de biométhane, la Régie indiquait que « [l]a valorisation du biométhane relève d'objectifs publics louables mais dont les coûts ne doivent pas être mis à la charge des consommateurs de gaz naturel »⁸⁸.

[222] Conséquemment, pour les prochains dossiers tarifaires et les dossiers d'examen du rapport annuel qui y sont liés, la Régie demande à Gaz Métro d'identifier les salaires et avantages sociaux reliés au biométhane et de les inclure à titre de recharge aux ANR.

6.1.6 FRAIS DE GESTION

[223] En suivi de la décision D-2012-071⁸⁹, Gaz Métro présente la justification de la répartition des frais liés aux sociétés ouvertes entre les activités réglementées et non réglementées.

[224] Gaz Métro indique que depuis son inscription en bourse en 1993, les charges reliées au statut de société publique ont été intégrées à son coût de service.

[225] En septembre 2010, Gaz Métro a créé une nouvelle société inscrite en Bourse, Valener inc. Au moment de sa création, cette société détenait exclusivement une participation de 29 % dans Gaz Métro.

⁸⁸ Dossier R-3824-2012, p. 20, par. 81.

⁸⁹ Dossier R-3782-2011.

[226] La méthode de répartition des frais de gestion se fait par l'analyse de la nature des coûts nécessaires à Valener inc. au statut de société publique. Pour ce faire, les coûts de Valener inc., qui correspondent à un coût payé par Gaz Métro dans le passé, sont refacturés à Gaz Métro-distribution au Québec (daQ). Les coûts additionnels engagés à la suite de la création de Valener inc. sont refacturés à Gaz Métro-ANR, jusqu'à concurrence d'un montant total de 1,75 M\$ indexé annuellement⁹⁰.

[227] Selon Gaz Métro, sur la somme de 1,6 M\$ reliée au statut de société publique de Valener inc., un montant de 1,25 M\$ est rechargé à Gaz Métro-daQ. Ce montant tient compte des salaires et avantages sociaux, des honoraires professionnels ainsi que des frais encourus pour l'assemblée annuelle des actionnaires, l'inscription à la Bourse et autres frais.

[228] La Régie prend acte des explications apportées par Gaz Métro quant à la justification de la répartition des frais liés aux sociétés ouvertes entre les activités réglementées et non réglementées de Gaz Métro.

6.1.7 CONCLUSION SUR LES CHARGES D'EXPLOITATION

[229] La Régie comprend de la preuve au dossier que ce n'est pas tant la croissance en 2013 qui se dissocie de celle de 2012, mais plutôt le fait que l'année 2013 est caractérisée par l'atteinte d'un palier.

[230] Selon le distributeur, le personnel a été capable d'absorber une croissance des activités à travers le temps, en améliorant la productivité des équipes, en gérant différemment, en optimisant les processus. Toutefois, à la suite de l'accumulation et à l'atteinte d'un palier, l'année 2013 nécessite des ajustements. Ces ajustements se traduisent par une augmentation des charges d'exploitation plus importante en 2013 que celle connue au cours des dernières années.

⁹⁰ Pièce B-0254, p. 17 et 18.

[231] Gaz Métro justifie la hausse des charges d'exploitation par les charges qu'elle juge nécessaires pour assurer le maintien et la qualité de son réseau de distribution. À cet effet, le distributeur indique qu'il prévoit continuer la progression du nombre d'activités, telles que les entretiens préventifs, les correctifs et les localisations⁹¹.

[232] À cet égard, la preuve au dossier permet d'établir que les activités réelles visant à maintenir la sécurité et la fiabilité du réseau gazier ont connu une croissance annuelle de 9 % au cours de la période 2010-2012, alors que pour 2013, la hausse prévue des activités d'amélioration de réseau atteint 3 %⁹².

[233] Ainsi, la Régie pourrait s'attendre à ce que la hausse des charges d'exploitation prévue pour 2013 soit moins élevée que les hausses observées en 2011 et 2012. Toutefois, ce n'est pas le cas.

[234] La comparaison que fait l'UMQ entre les charges réelles et les résultats des indicateurs ainsi que les objectifs visés par le distributeur en 2013, qui sont inférieurs aux résultats obtenus en 2012, donne matière à réflexion.

[235] Sur cet aspect, la Régie considère que ces indicateurs étaient à tout le moins significatifs, compte tenu que leur atteinte permettait à Gaz Métro de conserver une portion des trop-perçus.

[236] Par ailleurs, la Régie constate que les charges d'exploitation projetées sont supérieures aux charges réelles de 3,4 M\$ en moyenne annuellement, pour la période 2010-2012⁹³.

⁹¹ Pièce B-0267, p. 7.

⁹² Pièce B-0315, p. 4.

⁹³ Pièce B-0254, annexe 3.

[237] Aux fins de l'évaluation des charges d'exploitation, la Régie prend en considération les constats suivants :

- Pour la période 2010-2012, les charges d'exploitation projetées ont été supérieures aux charges réelles.
- On ne peut estimer qu'en 2013, la croissance réelle des ÉTP sera comparable à la croissance prévue de 5 %. Toutefois, la surévaluation est potentiellement atténuée par la diminution du temps supplémentaire prévue en 2013.
- Il est légitime de considérer, en raison du nombre de postes vacants, la possibilité que le distributeur ne puisse réaliser tous les projets prévus en 2013.
- La simplification de l'examen du taux de rendement, découlant de la décision D-2013-036 rendue au présent dossier.
- Les charges reliées au biométhane et aux assurances prévues en 2013 et qui ne seront pas engagées.
- La recharge aux ANR doit également prendre en compte le coût des services support.
- Le montant de recharge aux ANR ne comprend pas les salaires et avantages sociaux reliés au biométhane, alors que ce devrait être le cas.
- Une sous-évaluation historique des frais capitalisés aux immobilisations.

[238] De plus, la Régie considère important de tenir compte des résultats réels obtenus aux cours des dernières années, afin que les gains de productivité réalisés par Gaz Métro ne soient pas atténués par une hausse trop importante des charges en 2013.

[239] Considérant ce qui précède, la Régie autorise des charges d'exploitation de 182,7 M\$ pour 2013.

6.1.8 BALISAGE

[240] Le distributeur indique qu'il participe, lorsque l'occasion se présente, à des exercices ciblés de balisage (service à la clientèle, audit interne, gaz perdu, etc.) lui permettant de mesurer sa performance dans certains domaines. Les gestionnaires se servent de ces informations comme guide pour orienter leurs efforts d'efficience.

[241] Gaz Métro mentionne qu'à ce jour, 34 projets d'amélioration continue ont été réalisés, ce qui a permis de générer au-delà de 4 M\$ d'économies récurrentes intégrées en réduction des charges d'exploitation de 2010 et 2011. Depuis ce temps, les projets traités n'ont pas les mêmes retombées monétaires. En effet, environ 15 projets sont réalisés annuellement, pour des gains de productivité totaux variant de 0,1 M\$ à 0,5 M\$.

[242] Gaz Métro croit utile de participer à des balisages ciblés, comme elle le fait depuis plusieurs années, étant donné qu'ils permettent d'identifier clairement des pistes d'amélioration. Toutefois, le distributeur indique qu'il ne serait pas possible de compléter un exercice de balisage global pour l'inclure au dossier tarifaire 2014.

[243] OC recommande qu'une étude de balisage des charges d'exploitation globales soit entamée aussitôt que possible et soumise à la Régie dans le cadre du dossier tarifaire 2015 au plus tard.

[244] L'UMQ indique qu'il est difficile de juger du caractère raisonnable des augmentations et des efforts qui sont faits au chapitre des charges d'exploitation, sans preuve reliée au balisage et à l'efficacité déposée au début d'un dossier.

[245] Selon l'UMQ, il est nécessaire d'obtenir un programme de balisage global et structuré ou un plan global d'efficacité qui pourra être suivi d'un dossier à l'autre. Ceci permettrait de comprendre les mesures qui ont été mises en place ou non, comme il est fait régulièrement dans les dossiers tarifaires d'Hydro-Québec.

[246] La Régie constate qu'après le sondage omnibus auquel Gaz Métro a participé en 2008, plusieurs projets d'amélioration continue ont été réalisés, ce qui, de l'avis du distributeur, a permis de générer au-delà de 4 M\$ d'économies récurrentes qui ont été intégrées en réduction des charges d'exploitation de 2010 et 2011.

[247] Ceci démontre bien l'importance, en termes de résultats, qu'un exercice de balisage bien structuré peut apporter à une organisation.

[248] Bien que la Régie considère qu'un exercice de balisage global permettrait de rendre plus convaincante la preuve du distributeur quant à la nécessité des montants projetés, elle ne juge pas à propos d'en exiger un à court terme.

[249] La Régie est intéressée par l'information que peut fournir un programme de balisage de grande envergure, tel que recommandé par OC et l'UMQ. Cependant, elle juge que la situation actuelle du distributeur ne le requiert pas à court terme.

[250] La Régie est d'avis que la disponibilité des données historiques de Gaz Métro et d'autres éléments déposés en preuve par le distributeur et les intervenants permettent, pour le moment, l'examen des dépenses nécessaires à la prestation du service du distributeur.

[251] Néanmoins, l'information fournie par les exercices de balisage ciblés effectués par le distributeur peut certainement s'avérer utile pour apprécier les charges d'exploitation.

[252] Conséquemment, pour les prochains dossiers tarifaires, la Régie demande à Gaz Métro de déposer un suivi sur les exercices de balisage effectués, sur les pistes d'amélioration identifiées, le cas échéant, et sur les différents projets qui permettront des gains de productivité.

6.2 AMORTISSEMENT

[253] L'amortissement des immobilisations prévu en 2013 s'élève à 94,0 M\$, en hausse de 8,2 M\$ comparativement au montant prévu de 85,8 M\$ en 2012. Au cours de la période 2011-2013, la charge d'amortissement augmente en moyenne de 4,6 M\$ par année.

[254] L'augmentation de l'amortissement est en lien avec la croissance des immobilisations prévue à la base de tarification.

[255] L'amortissement des frais reportés prévu en 2013 s'élève à 28,5 M\$, comparativement au montant prévu de 18,9 M\$ en 2012 et au montant réel de 41,8 M\$ en 2011.

[256] Les variations découlent principalement des fluctuations des comptes de stabilisation ainsi que du trop-perçu.

6.3 COMPTE D'AIDE AU SOUTIEN SOCIAL (CASS)

[257] Dans sa décision D-2012-076, la Régie reconnaissait le bien-fondé d'un outil permettant à Gaz Métro d'alléger les frais de recouvrement à l'égard des ménages à faible revenu (MFR) et d'éviter que ces derniers ne tombent en difficulté de paiement. « *La Régie invite donc le distributeur, s'il le souhaite, à présenter, dans le cadre d'un prochain dossier tarifaire une proposition semblable au CASS, dont les modalités seraient clairement définies* »⁹⁴.

[258] Gaz Métro indique qu'elle n'est pas en mesure de faire une telle proposition. Elle poursuit ses réflexions sur un éventuel soutien aux MFR pour les frais de recouvrement et pour offrir une aide d'urgence pour le règlement des factures de gaz naturel, en consultation avec des organismes visés, tels OC et l'UC.

[259] Gaz Métro précise qu'elle produira un rapport de consultation et présentera à la Régie un suivi de ses démarches et propositions, le cas échéant, lors du dossier tarifaire 2014.

[260] **La Régie prend acte du suivi effectué par Gaz Métro.**

⁹⁴ Dossier R-3693-2009 Phase 2, p. 48, par. 201.

7. BASE DE TARIFICATION

7.1 ADDITIONS

[261] Gaz Métro demande à la Régie d'établir la base de tarification à 1 837,1 M\$⁹⁵. Elle ne demande pas d'autorisation spécifique relativement aux projets d'investissement dont le coût individuel est inférieur à 1,5 M\$. Toutefois, elle dépose les informations requises par le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*⁹⁶ (le Règlement).

[262] Dans ce contexte, il est pertinent de revoir ce que prévoit le Règlement :

« 1. Une autorisation de la Régie de l'énergie est requise pour :
1° acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés au transport ou à la distribution ainsi que pour étendre, modifier ou changer l'utilisation du réseau de transport ou de distribution dans le cadre d'un projet de :

[...]

c) distribution de gaz naturel d'un coût de 1,5 million de dollars et plus lorsque les livraisons annuelles du distributeur sont de 1 milliard de mètres cubes et plus ;

[...]

Une autorisation est également requise pour les projets dont le coût est inférieur aux seuils énoncés au paragraphe 1° du premier aliéna et qui n'ont pas encore été reconnus prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité, du réseau de distribution d'électricité ou de gaz naturel en vertu du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 49 de la Loi sur la Régie de l'énergie (L.R.Q., c. R-6.01) ». [nous soulignons]

⁹⁵ Pièce B-0323, p. 1.

⁹⁶ (2001) 133 G.O. II, 6165.

[263] La Régie juge qu'une autorisation spécifique pour les projets dont le coût est inférieur à 1,5 M\$ doit également être accordée. Le présent dossier, basé sur le coût de service, est un moment opportun pour apporter ce changement.

[264] Par conséquent, pour les prochains dossiers tarifaires, la Régie ordonne à Gaz Métro de présenter séparément les additions à la base de tarification supérieures et inférieures à 1,5 M\$.

7.2 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

[265] Pour l'année 2013, Gaz Métro prévoit un montant total de 1 571,6 M\$ pour les immobilisations corporelles comparativement au montant projeté de 1 516,9 M\$ en 2012.

[266] Le distributeur mentionne que des coûts de 23,2 M\$, pour des projets d'investissement autorisés après le dépôt du dossier tarifaire 2012, ont été comptabilisés hors base de tarification en 2012. Ces coûts, intégrés dans le solde d'ouverture 2013, ont trait principalement aux projets Thetford Mines, Pont Jacques-Cartier et Péromont, pour des montants respectifs de 13,6 M\$, 4,3 M\$ et 2,6 M\$.

[267] La base de tarification 2013 comprend également des additions totalisant 24,0 M\$ pour les projets majeurs et 95,6 M\$ pour les projets dont le coût individuel est inférieur à 1,5 M\$.

[268] Le tableau suivant présente l'évolution des additions en immobilisations corporelles à la base de tarification pour la période 2011-2013.

Tableau 8
Évolution des additions en immobilisations corporelles de 2011 à 2013

<i>En millions de \$ ou en % Moyenne des 13 soldes</i>	2011 réel	2012 5 réels - 7 prévus	2012 année témoin	2013 année témoin		Variation 2013 - 2012 année témoin		Variation 2013 2012 5/7	Variation 2013 2011 réel
				<i>< 1,5 M\$</i>	<i>≥ 1,5 M\$</i>				
Développement du réseau	30,8	27,7	28,2	28,9	10,1	10,8	38,3%	40,8%	36,7%
Renforcement du réseau	-	1,0	1,0	1,0	-				
Améliorations du réseau	50,4	49,8	45,9	37,9	23,6	15,6	34,0%	23,5%	23,2%
Réseau de transmission	1,0	1,0	1,1	1,4	-				
Entreposage	0,1	3,1	3,0	0,2	0,2				
Installations générales	15,0	17,5	13,8	13,2	1,5	0,9	6,5%	-16,0%	-18,7%
Frais généraux capitalisés	12,4	12,8	12,7	11,7	2,7				
Autres	0,4	1,1	1,7	1,3	-				
Subventions gouvernementales					(14,1)				
Total	110,1	114,0	107,4	95,6	24,0	12,2	11,4%	4,9%	10,3%

Les colonnes « Variation » ne considèrent que les écarts importants.

Tableau établi à partir des pièces B-0137 et B-0377 du dossier R-3809-2012 et de la pièce B-0016 du dossier R-3782-2011.

[269] Les investissements prévus pour le développement et le renforcement du réseau servent à assurer le raccordement de la nouvelle clientèle et sont réalisés en fonction de leur rentabilité, tel que présenté à la section 3.2 « Plan de développement » de la présente décision.

[270] Les investissements prévus en amélioration du réseau servent à assurer la fiabilité du service et la sécurité du réseau. Ils comprennent, notamment, les projets de 46,5 M\$ identifiés dans le cadre du programme de gestion des actifs, ainsi que des coûts de 16,5 M\$ reliés aux activités de mesurage, aux frais fixes des entrepreneurs et à l'acquisition des conduites de Pétromont.

[271] Les installations générales comprennent les bureaux d'affaires, les améliorations locatives, et, s'il y a lieu, le mobilier et l'équipement. Ils comprennent aussi des équipements de transport, de la machinerie lourde, de l'outillage, des équipements de travail, de communication et d'informatique.

[272] **La Régie autorise un montant total de 95,6 M\$ en 2013 pour les projets d'investissement en immobilisations corporelles dont le coût individuel est inférieur à 1,5 M\$.**

7.3 FONDS DE ROULEMENT

7.3.1 CHANGEMENT APPORTÉ À LA MÉTHODE *LEAD-LAG*

[273] Gaz Métro indique qu'il n'est plus possible d'évaluer distinctement les encaissements, les ventes ainsi que les auxiliaires de comptes à recevoir respectifs de la facturation cyclique et fin de mois. Cette situation découle de la modernisation du système informatique de traitement de la facturation de la clientèle résidentielle et commerciale.

[274] Conséquemment, Gaz Métro a dû revoir les méthodes d'établissement des délais reliés à la perception des revenus et à la remise des taxes à la consommation.

[275] Au présent dossier, le délai moyen de perception des revenus est calculé sur la base de l'âge des comptes à recevoir de l'ensemble de la clientèle. Antérieurement, ce délai était calculé distinctement pour les clients fin de mois et les clients cycliques, puis pondéré.

[276] Selon Gaz Métro, l'âge des comptes à recevoir apparaît comme l'outil le plus approprié et le plus précis afin d'établir le délai des comptes passés dus. La méthode adoptée en 2013, bien que plus générale, produit un résultat juste et raisonnable, sans oublier que l'étude du *lead-lag* demeure une étude théorique. Cette étude consiste à déterminer le délai moyen de perception des revenus de ventes de gaz (*lead*) et le délai moyen de paiement aux fournisseurs (*lag*). La différence entre ces deux délais représente le délai moyen pendant lequel le distributeur est appelé à financer ses opérations.

[277] Gaz Métro indique qu'elle a dû maintenir l'application de la méthode utilisée en 2012 en ce qui a trait aux taxes à la consommation, tout en apportant certains ajustements. Ces derniers ont permis de prendre en compte l'amélioration du délai de perception des revenus cycliques, la diminution de la période moyenne des comptes passés dus et l'indisponibilité des données réelles 2012 à partir de l'implantation de SAP 2B.

[278] Gaz Métro s'engage à revoir la méthode d'établissement du *lead-lag* des taxes à la consommation et à l'intégrer dans le cadre du dossier tarifaire 2014.

[279] La Régie constate que le calcul théorique de l'encaisse en 2013 repose sur la méthode autorisée basée sur l'étude *lead-lag*⁹⁷. La preuve au dossier démontre que les changements apportés par Gaz Métro sont nécessaires et justifiés.

[280] La Régie prend acte des nouvelles méthodes utilisées par Gaz Métro afin d'établir le délai moyen de perception des revenus de ventes de gaz et le délai de remise des taxes à la consommation perçues des clients.

[281] La Régie prend également acte du fait qu'une révision de la méthode d'établissement du *lead-lag* des taxes à la consommation sera intégrée au dossier tarifaire 2014.

7.3.2 ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE

[282] Le montant projeté de l'encaisse réglementaire en 2013 s'élève à 16,4 M\$ comparativement à 15,4 M\$ en 2012. Le solde projeté des taxes à la consommation, réduisant le niveau de l'encaisse, est de (4,1) M\$ pour 2013 comparativement à (9,8) M\$ pour 2012.

[283] Ces montants sont établis selon une méthode théorique découlant de l'étude *lead-lag*.

⁹⁷ Dossier R-3173-89, décision D-90-62 et décision G-339.

[284] Gaz Métro indique qu'en 2012, le *lead-lag* des taxes à la consommation était surévalué d'un mois. Ce biais, découvert à la suite de l'implantation de SAP 2B, a été corrigé au présent dossier tarifaire.

7.3.3 MATÉRIAUX ET INVENTAIRES DE GAZ

[285] En 2013, les matériaux sont évalués à 10,6 M\$, selon la moyenne des 13 soldes, soit le même montant que celui prévu pour 2012.

[286] Les inventaires de gaz naturel sont évalués à 64,8 M\$ en 2013, selon la moyenne des 13 soldes, comparativement à 83,4 M\$ pour 2012.

7.4 DÉVELOPPEMENT DES SYSTÈMES INFORMATIQUES ET BREVETS

[287] Pour 2013, Gaz Métro prévoit des investissements totalisant 6,8 M\$ pour simplifier l'environnement de la base de données SAP, développer des outils d'aide à la prise de décision par les gestionnaires aux opérations de la flotte et améliorer la mobilité des techniciens sur le réseau⁹⁸.

[288] La Régie constate que ces actifs sont amortis assez rapidement, soit sur une période de 5 ou 10 ans pour les systèmes SAP. Pour 2013, la charge d'amortissement prévue est plus élevée que les additions et s'élève à 8,6 M\$⁹⁹.

[289] Gaz Métro présente les actifs reliés au développement des systèmes informatiques comme étant des coûts non amortis ou des frais reportés.

[290] Toutefois, la Régie observe que depuis le 1^{er} octobre 2009 et conformément aux PCGR en vigueur, les frais reportés reliés au développement informatique sont présentés à titre d'actifs incorporels aux états financiers statutaires¹⁰⁰.

⁹⁸ Pièce B-0137, p. 10.

⁹⁹ Pièce B-0179, p. 2.

¹⁰⁰ Rapport annuel 2010, p. 93.

[291] De plus, au dossier portant sur le renouvellement du mécanisme incitatif, Gaz Métro proposait de convertir deux comptes de frais reportés en actif intangible, dans la mesure où ils sont conformes à la définition prévue aux référentiels comptables canadiens et américains et aux normes internationales d'information financière (IFRS). Ces CFR sont reliés au développement informatique et aux brevets¹⁰¹.

[292] La Régie autorise un montant maximal de 6,8 M\$ en 2013 pour les projets d'investissement reliés au développement informatique dont le coût individuel est inférieur à 1,5 M\$.

[293] Compte tenu que les frais reportés ou coûts non amortis représentent des actifs ou passifs réglementaires et que les coûts reliés au développement informatique et aux brevets sont des actifs intangibles aux fins des états financiers statutaires, la Régie retient, dès le présent dossier, la présentation de ces coûts à titre d'actifs intangibles.

[294] La Régie est d'avis que ce changement de présentation permettra de refléter davantage la nature de ces actifs. De plus, par souci d'efficacité réglementaire, elle juge qu'un débat à ce sujet ne sera pas nécessaire dans un dossier ultérieur.

7.5 COÛTS NON AMORTIS

[295] Les frais reportés représentent des sommes déboursées que le distributeur prévoit recouvrer de sa clientèle au cours d'exercices financiers futurs, par l'intermédiaire du processus d'établissement des tarifs. Ces frais reportés sont des actifs réglementaires car, sans le rôle du régulateur, ces montants seraient comptabilisés dans les charges au moment où ils sont encourus et ne seraient pas capitalisés.

¹⁰¹ Dossier R-3693-2009, pièce B-0056, annexe A, p. 1.

[296] Les CFR les plus importants sont associés à la stabilisation de la température et au coût du gaz. Ces comptes de nivellement incluent principalement l'impact des variations de la température et du vent sur les revenus ainsi que l'impact sur les résultats des écarts d'inventaire du gaz naturel, enregistrés en cours d'exercice financier. Il est à noter que les variations annuelles incluses au dossier tarifaire ont été autorisées préalablement dans les dossiers d'examen du rapport annuel.

[297] Pour 2013, les CFR reliés à la stabilisation de la température et au coût du gaz s'élèvent respectivement à 33,8 M\$ et 48,6 M\$. En 2012, ces CFR étaient de 52,8 M\$ et 39,4 M\$¹⁰².

[298] Dans sa décision D-2012-077¹⁰³, la Régie autorisait l'inclusion d'un nouveau CFR dans la base de tarification, à compter du 1^{er} octobre 2012, afin de considérer l'écart cumulatif relié aux charges de vacances. Ce CFR est amorti sur une période de cinq ans. Pour 2013, il s'élève à 7,8 M\$¹⁰⁴.

[299] Les crédits reportés représentent des sommes encaissées que le distributeur prévoit remettre à la clientèle, par l'intermédiaire du processus d'établissement des tarifs. Ces crédits reportés sont des passifs réglementaires.

[300] Le compte relié aux trop-perçus fait partie de cette composante de la base de tarification. En 2013, le montant de trop-perçu inscrit dans ce compte est de (8,4) M\$, comparativement à (18,3 M\$) pour 2012.

[301] Pour 2013, les autres comptes de crédits reportés portent principalement sur le Fonds vert, la récupération des écarts de revenus et le Fonds en efficacité énergétique (FEÉ).

[302] Dans sa décision finale D-2013-063¹⁰⁵, la Régie demandait à Gaz Métro de déposer, dans le cadre du dossier tarifaire 2014, une nouvelle proposition quant au maintien ou à l'abolition de chacun des comptes de frais reportés. **La Régie réitère cette demande.**

¹⁰² Pièce B-0142, p. 1.

¹⁰³ Dossier R-3773-2011, p. 13, par. 43 et 44.

¹⁰⁴ Pièce B-0142.

¹⁰⁵ Dossier R-3693-2009, p. 13.

7.6 ÉVOLUTION

[303] Pour l'année 2013, le distributeur prévoit une base de tarification de 1 837,1 M\$, établie selon la moyenne des 13 soldes. Il s'agit d'une croissance de 45,0 M\$ ou 2,5 % par rapport à celle du dossier tarifaire 2012. Comparée aux prévisions 2012 révisées, la hausse s'élève à 28,5 M\$ ou 1,6 %.

[304] Le tableau suivant présente l'évolution de la base de tarification pour la période 2011-2013.

Tableau 9
Évolution de la base de tarification pour la période 2011 à 2013

<i>En millions de \$ ou en % Moyenne des 13 soldes</i>	2011 réel	2012 5 réels - 7 prévus	2012 année témoin	2013 année témoin	Variation 2013 - 2012 année témoin		Variation 2013 2012 5/7	Variation 2013 2011 réel
Immobilisations corporelles	1 500,8	1 531,3	1 516,9	1 571,6	54,7	3,6%	2,6%	4,7%
Contributions	(62,2)	(57,7)	(57,7)	(54,4)	3,3	-5,7%	-5,7%	-12,5%
Fonds de roulement								
Encaisse réglementaire	22,8	16,7	15,4	16,4	1,0	6,5%	-1,8%	-28,1%
Matériaux et inventaire de gaz	101,1	86,6	93,9	75,4	(18,5)	-19,7%	-12,9%	-25,4%
	123,9	103,3	109,3	91,8				
Développement des systèmes informatiques et brevets	23,9	37,1	42,1	40,9	(1,2)	-2,9%	10,2%	71,5%
Coûts non amortis								
Programmes commerciaux	106,2	106,9	107,1	109,5				
Frais reportés - autres	73,5	117,3	104,9	101,0				
Crédits reportés	(6,0)	(28,0)	(28,0)	(21,3)				
	173,7	196,2	184,0	189,2	5,2	2,8%	-3,6%	8,9%
Provision - auto assurance	(2,5)	(1,6)	(2,5)	(2,0)	0,5	-20,0%	25,0%	-20,0%
Total	1 757,6	1 808,6	1 792,1	1 837,1	45,0	2,5%	1,6%	4,5%

Tableau établi à partir de la pièce B-0324 du dossier R-3809-2012 et de la pièce B-0014 du dossier R-3782-2011.

[305] Pour 2013, la croissance de la base de tarification s'explique principalement par les investissements dans le développement et les améliorations du réseau gazier.

[306] **La Régie approuve, aux fins de la détermination du revenu requis de Gaz Métro, la base de tarification au montant projeté de 1 837,1 M\$.**

8. STRATÉGIE DE GESTION DES ACTIFS

[307] Dans le cadre des dossiers tarifaires 2011 et 2012, Gaz Métro a fourni, tel que demandé par la Régie¹⁰⁶, un état de développement de sa Stratégie de gestion des actifs. Par sa décision D-2011-182¹⁰⁷, la Régie en prenait acte et demandait à Gaz Métro un rapport complet, incluant un échéancier, une évaluation des coûts totaux et des coûts anticipés pour les prochaines années, pour le dossier tarifaire 2013.

[308] La Stratégie de gestion des actifs de Gaz Métro comprend cinq processus, soit l'identification des menaces, la gestion des risques, la planification des solutions, l'optimisation du portfolio des projets et la réalisation du portfolio des projets. L'approche préconisée est centrée sur les risques. Elle consiste à prioriser et réaliser les projets qui permettent de mitiger les risques excédant le seuil de tolérance.

[309] Conformément à la décision D-2011-182, Gaz Métro fournit un plan pluriannuel des coûts anticipés par catégorie d'investissement, un échéancier et le coût total des projets. Toutefois, certaines portions du réseau qui approchent de la limite de leur capacité pourraient nécessiter des investissements (catégorie d'investissement Enjeux clients-capacité hydraulique), mais ne sont pas considérés. Gaz Métro évalue présentement la meilleure approche quant à la catégorisation optimale de ce type de projets visant à la fois des motifs de croissance de la clientèle et des considérations d'intégrité.

[310] Gaz Métro considère que le développement de la Stratégie de gestion des actifs est complété et que les ajustements qui y seront apportés au cours des prochaines années s'inscriront dans une approche d'amélioration continue. Elle demande à la Régie de prendre acte de la réponse fournie au suivi exigé par la décision D-2011-182 eu égard à la Stratégie de gestion des actifs.

¹⁰⁶ Dossier R-3681-2008, décision D-2009-010, p. 11 et dossier R-3720-2010 Phase 2, décision D-2010-144, p. 54, par. 234.

¹⁰⁷ Dossier R-3752-2011 Phase 2, p. 91 et 92, par. 398 et 399.

[311] SÉ/AQLPA demande que Gaz Métro produise ses matrices de risques ainsi que leurs seuils de tolérance, afin de pouvoir suivre l'évolution du risque de chacune des catégories d'équipement et d'ainsi mieux évaluer les choix d'investissements. L'intervenant réfère à l'exemple de la matrice déposée par TransÉnergie dans le cadre du dossier R-3778-2011¹⁰⁸.

[312] Gaz Métro soumet que le risque mitigé par TransÉnergie vise la pérennité des équipements dans une perspective de sécurité des approvisionnements alors que l'approche de Gaz Métro est axée sur la sécurité du public et des installations¹⁰⁹.

[313] SÉ/AQLPA est d'avis que ce dernier argument est inexact et qu'il n'est pas appuyé par les deux témoignages cités en référence dans l'argumentation écrite du distributeur. L'intervenant demande à la Régie de ne pas tenir compte de ces références¹¹⁰.

[314] Par ailleurs, Gaz Métro soumet que la Régie connaît l'existence de ces matrices de risques depuis le dossier tarifaire 2011¹¹¹ et qu'elle n'a pas jugé nécessaire de connaître leur contenu¹¹².

[315] L'UMQ s'intéresse particulièrement au projet Cross bore¹¹³ et demande que Gaz Métro lance immédiatement un plan de communication à grande échelle afin que les publics cibles soient informés de toutes les précautions à prendre. L'intervenante recommande aussi que Gaz Métro dépose les modifications à son processus de forage sans tranchée pour s'assurer que ces situations ne se reproduisent plus et demande un suivi spécifique sur l'avancement du projet Cross bore à chaque dossier tarifaire.

¹⁰⁸ Pièce B-0004, p. 24, Demande d'autorisation d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité du budget des investissements 2012 pour les projets dont le coût individuel est inférieur à 25 M\$.

¹⁰⁹ Pièce B-0414, par. 132 et 133.

¹¹⁰ Pièce A-0150, p. 119 à 124.

¹¹¹ Dossier R-3720-2010.

¹¹² Pièce B-0414, par. 135.

¹¹³ Lors de travaux d'installation des conduites de gaz naturel sans tranchée, il est possible que, non intentionnellement, la conduite de gaz naturel traverse une conduite d'égout. Lors d'un refoulement d'égout, un incident peut survenir : la conduite de gaz naturel peut être endommagée lors du déblocage de l'égout, ce qui peut alors causer une fuite de gaz et potentiellement un incendie ou une explosion (pièce B-0413).

[316] La Régie tient à rappeler à SÉ/AQLPA que la pertinence de l'information contenue dans les matrices de risques a déjà fait l'objet de débats lors de dossiers précédents¹¹⁴. La Régie ne l'a pas demandée, jugeant cette information non utile. Il n'est donc pas nécessaire de trancher l'objection de SÉ/AQLPA quant aux références citées par le distributeur à l'égard de la matrice de risques utilisée par TransÉnergie.

[317] La Régie ne retient pas la recommandation de l'UMQ relative à un suivi spécifique sur le projet Cross bore. Il sera possible d'obtenir de l'information à jour sur ce projet, le cas échéant, dans le cadre des prochains dossiers tarifaires.

[318] Par ailleurs, la Régie considère que, tout comme lors des deux dossiers tarifaires précédents, il serait souhaitable que la Stratégie de gestion des actifs contienne une description des projets. Elle est d'avis qu'une telle description aurait permis aux intervenants de questionner en temps opportun et aurait pu alléger le temps d'audience, notamment pour le projet Cross bore.

[319] La Régie prend acte du développement de la Stratégie de gestion des actifs et note son caractère évolutif. Elle considère que les données soumises sont satisfaisantes mais demande l'ajout d'une description des projets à partir du prochain dossier tarifaire.

9. STRATÉGIE FINANCIÈRE

9.1 TRANSFERT DE LA DETTE LIÉE AUX ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES VERS L'ACTIVITÉ RÉGLEMENTÉE

[320] Dans le cadre du présent dossier, Gaz Métro demande d'approuver une méthode visant à neutraliser l'effet pour la clientèle de l'activité réglementée du transfert d'une dette liée aux ANR vers l'activité réglementée.

¹¹⁴ Pièce B-0414, par. 135.

[321] L'ensemble de la dette de Gaz Métro s'élève à 1 654 M\$¹¹⁵. Un montant de 998 M\$ est attribué aux activités réglementées. De ce montant, une dette de 150 M\$ arrivait à échéance en avril 2013. Afin de respecter la structure de capital présumée déterminée par la Régie, cette dette a été entièrement attribuée aux activités réglementées de la daQ.

[322] Gaz Métro a prévu son renouvellement par une nouvelle dette de 150 M\$US qui sera entièrement attribuée aux ANR afin qu'elle lui procure une couverture naturelle pour ses investissements dans des activités américaines libellées en dollars américains.

[323] En retour, de façon à équilibrer la structure de capital présumée de la daQ, Gaz Métro compte lui attribuer, à compter du 15 avril 2013, une dette de 150 M\$ (Série J) portant intérêt à un taux annuel de 5,70 %. Cette dette avait initialement été attribuée aux ANR au moment de son émission en juillet 2006. La date d'échéance de cette dette est le 10 juillet 2036.

[324] Le taux d'intérêt de cette dette Série J est plus élevé que le taux qui peut être obtenu pour une nouvelle dette émise en 2013 sur le marché public canadien. Il est donc nécessaire d'élaborer une méthode pour déterminer un taux d'intérêt présumé, de façon à ce que la charge d'intérêt reflétée dans les tarifs de distribution soit équivalente à ce qu'elle aurait été si Gaz Métro avait émis une nouvelle dette sur le marché public canadien et ainsi neutraliser l'impact de cette décision sur les clients de la daQ.

[325] La méthode proposée par Gaz Métro comporte deux composantes, soit le taux sans risque et l'écart de crédit.

[326] Le taux sans risque est le rendement courant de l'obligation du Canada ayant une date d'échéance similaire à celle de la dette qui doit être émise. Cette donnée publique est tirée de différentes sources fiables. Afin de déterminer le taux sans risque de l'émission présumée, Gaz Métro propose d'utiliser la page Bloomberg suivante : IYC1 pour la courbe I7 (CAD Canada Sovereign Curve)¹¹⁶.

¹¹⁵ Pièce B-0326, p. 1. Ce montant est établi selon une moyenne mensuelle.

¹¹⁶ Pièce B-0150, p. 6.

[327] Quant à l'écart de crédit, il correspond au risque de crédit de l'émetteur. Cette donnée n'est toutefois pas publique. Afin de déterminer l'écart de crédit à appliquer, Gaz Métro propose de se baser sur la moyenne des indications d'écarts de crédit reçues de quelques banques, majorée de cinq points de base, étant donné qu'il s'agit d'une nouvelle émission. Gaz Métro propose également d'utiliser l'écart de crédit pour une obligation de 30 ans, soit la durée qui se rapproche le plus de l'échéance de 24 ans de la dette transférée.

[328] De plus, Gaz Métro indique que les commissions qui ont présentement cours dans le marché pour des termes de plus de 20 ans sont les mêmes que lors de l'émission en 2006, soit 50 points de base. Ainsi, Gaz Métro propose de transférer à la daQ le solde non amorti des frais d'émission encourus en 2006 et de continuer à les amortir sur la durée restante de la dette, soit 24 ans.

[329] Enfin, Gaz Métro entend présenter les données appuyant le calcul du taux d'intérêt présumé dans le rapport annuel 2013.

[330] Lors de l'audience¹¹⁷, Gaz Métro a mis à jour le taux d'intérêt présumé résultant de la méthode proposée. Ce taux s'élève à 3,96 % en date du 1^{er} avril 2013.

[331] La FCEI note que la demande ne vise pas l'approbation de la démarche globale du distributeur, mais uniquement de la formule permettant de déterminer le taux d'intérêt présumé utilisé afin de déterminer une partie du coût du capital. En fait, le distributeur met en quelque sorte la Régie devant un fait accompli, puisque l'émission de la dette a eu lieu le 5 février 2013¹¹⁸.

[332] De l'avis de la FCEI, le distributeur ne devrait pas avoir la possibilité de réattribuer à sa guise les différentes obligations à long terme entre la daQ et les ANR. En ce sens, le distributeur devrait préalablement obtenir l'autorisation de la Régie pour réattribuer la dette et non seulement pour déterminer un taux d'intérêt présumé.

¹¹⁷ Pièce B-0378, p. 10.

¹¹⁸ Pièce B-0261, p. 33.

[333] Par ailleurs, la FCEI est aussi d'avis que la formule proposée pour établir le taux d'intérêt présumé n'est pas suffisamment justifiée. Selon l'intervenante, les paramètres utilisés pour les frais d'émission et les écarts de crédit reposent sur des consultations menées auprès de trois sources. Le distributeur devrait normalement demander à la Régie de reconnaître ces sources ou l'une d'elles comme experts au présent dossier, déposer un rapport d'expertise et faire témoigner les experts retenus lors de l'audience.

[334] La FCEI estime que la méthode devrait tenir compte des éléments suivants :

- l'écart de crédit devrait être intrapolé à 24 ans au lieu de 30 ans, ce qui le ferait baisser de 11 points de base;
- l'écart de crédit devrait être établi en fonction de l'évaluation la plus basse parmi les cinq institutions financières proposées plutôt qu'en utilisant la moyenne, ce qui le ferait baisser de deux points de base;
- il ne faut pas ajouter les cinq points de base proposés pour une nouvelle émission.

[335] Selon la FCEI, le taux d'intérêt présumé devrait être de 3,78 % au lieu de 3,96 %.

[336] OC indique qu'elle n'est pas en mesure de déterminer, sans preuve d'expert, si la demande de Gaz Métro tient indemnes les clients de la daQ. De plus, l'intervenante ajoute qu'il faut tenir compte des coûts réglementaires et des risques potentiels reliés à la complexité du transfert.

[337] La position d'OC est que le transfert ne devrait être autorisé que dans la mesure où il y a partage du bénéfice associé au coût évité de 18 M\$ pour l'ANR afin de couvrir son risque de change. L'intervenante demande ainsi que 3 M\$ soit attribué à la clientèle de la daQ.

[338] Par ailleurs, OC indique qu'il existe plusieurs rôles importants pour les régulateurs. Un de ces rôles est de s'assurer que les coûts et bénéfices sont alloués équitablement entre les clients de la daQ et les actionnaires. Selon l'intervenante, ce qui est bon pour Gaz Métro dans son ensemble n'est pas nécessairement bon pour les clients de la daQ.

[339] Enfin, OC souligne que le traitement de cet enjeu comporte des implications importantes en ce qui a trait à l'équité entre les consommateurs et l'actionnaire.

[340] La Régie constate qu'il n'existe pas de politique financière distincte pour la daQ et les ANR. Elle constate également que les synergies découlant de transactions financières sont attribuées à Gaz Métro, sans aucune répartition entre la daQ et les ANR. Traditionnellement, la daQ représente l'activité la plus importante de Gaz Métro.

[341] Compte tenu que la méthode proposée ne s'écarte pas de la pratique qui a cours depuis plusieurs décennies, la Régie accepte, pour cette dette uniquement, la demande de Gaz Métro. Elle ne retient pas les changements proposés par la FCEI.

[342] Par ailleurs, la Régie tient à s'assurer que les coûts et bénéfices des transactions portant sur des activités conjointes, dans ce cas-ci des transactions de financement, sont répartis équitablement entre les activités réglementées et non réglementées.

[343] Ainsi, afin d'établir la méthode appropriée de traitement selon l'article 32 (3.1^o) de la Loi, la Régie demande au distributeur que, préalablement à tout transfert ou attribution futur d'une dette de l'ANR à la daQ, l'impact tarifaire lui soit présenté, avec motifs à l'appui.

[344] La Régie demande également à Gaz Métro de présenter les avantages, les inconvénients et les synergies pour la daQ et les ANR de la méthode proposée. De plus, Gaz Métro devra s'assurer que les sources d'informations externes utilisées pour justifier sa position incluent un rapport d'expertise et, le cas échéant, un témoignage d'expert en audience.

9.2 CALCUL DU COÛT DES ACTIONS PRIVILÉGIÉES PRÉSUMÉES

[345] Gaz Métro a toujours utilisé le taux associé à des actions privilégiées perpétuelles pour estimer le rendement des actions privilégiées présumées. Ce choix reposait sur le fait que les actions privilégiées émises par Gaz Métro inc., avant la réorganisation de 1991, avaient cette caractéristique.

[346] Gaz Métro souhaite continuer à utiliser la méthodologie actuelle pour déterminer le rendement associé à des actions privilégiées présumées, parce qu'elle a l'avantage d'être une méthodologie constante dans le temps.

[347] Gaz Métro est en désaccord avec le principe selon lequel sa clientèle est désavantagée par l'utilisation d'un taux de dividende basé sur des actions privilégiées perpétuelles à taux fixe¹¹⁹. Selon le distributeur, l'établissement d'un coût de capital présumé dans le cadre d'un dossier tarifaire permet de refléter les taux du marché pour les outils financiers appropriés. Le distributeur rappelle que sa structure de capital présumée, incluant les actions privilégiées présumées, a été autorisée lors de la réorganisation de 1991. Elle visait à répliquer la structure de capital de Gaz Métro inc. avant la réorganisation et ainsi avoir un effet neutre sur l'activité réglementée au Québec.

[348] Selon le distributeur, les actions privilégiées présumées de Gaz Métro ont été créées dans une perspective de capital permanent, soit dans une perspective à long terme. Le distributeur considère que, aux fins de l'établissement du taux de dividende sur les actions privilégiées présumées, un taux associé à des actions privilégiées perpétuelles à taux fixe est le taux approprié à utiliser, considérant la nature du financement recherché et du capital choisi.

[349] En audience¹²⁰, Gaz Métro souligne qu'il y a un équilibre à assurer entre le financement court terme, à taux variable, et le financement long terme, à taux fixe. Selon Gaz Métro, il faut faire preuve de vision à long terme car, dans le cadre d'une vision uniquement à court terme, le financement serait toujours effectué à court terme puisqu'à une date donnée, les taux à court terme sont toujours inférieurs aux taux à long terme.

[350] En réponse à un engagement¹²¹, Gaz Métro réitère qu'il ne serait pas équitable d'appliquer une méthodologie basée sur la recherche, à chaque année, du type d'actions privilégiées ayant des caractéristiques qui mèneraient au taux de dividende le plus bas.

¹¹⁹ Pièce B-0315, p. 22.

¹²⁰ Pièce A-0137, p. 215.

¹²¹ Pièce B-0397, p. 2.

[351] La Régie constate que, contrairement à une dette, les actions privilégiées à taux fixe ainsi que les actions privilégiées à taux rajustable n'ont pas de date d'échéance. Cette caractéristique démontre la nature permanente de ce type de capital. La différence entre les deux types d'actions privilégiées étudiées se situe plutôt sur l'horizon de temps aux fins de fixation du taux de dividende, les modalités de rachat selon certaines conditions pour l'émetteur et l'option d'un taux de dividende variable pour le détenteur.

[352] La Régie note que selon Gaz Métro, un financement à long terme équivaut à un financement à taux fixe alors qu'il est possible d'émettre de la dette à long terme à taux variable tel qu'observé chez d'autres assujettis.

[353] Un des objectifs d'une politique financière est la minimisation des coûts de financement. Pour ce faire, il faut rechercher un équilibre entre les choix de financement à long terme, que ce soit à taux fixe ou variable, et les véhicules de dette à court terme. La Régie estime que, tout en respectant l'objectif de minimiser les coûts, il faut être prudent dans l'établissement des balises d'une politique financière. Elle est d'avis qu'une politique de financement à long terme utilisant uniquement des taux fixes ne permet pas d'atteindre cet objectif.

[354] Cet objectif peut aussi s'appliquer dans le cas des actions privilégiées. D'ailleurs, la Régie souligne que Valener inc. a opté pour des actions privilégiées à taux rajustable, ce qui permet un taux inférieur à celles à taux fixe.

[355] La Régie reconnaît que Gaz Métro a toujours utilisé le taux associé à des actions privilégiées perpétuelles aux fins de déterminer le rendement pour les actions privilégiées présumées, puisque les actions privilégiées émises avant la réorganisation de 1991 avaient cette caractéristique. Toutefois, le maintien d'une stabilité en lien avec une situation qui prévalait il y a une vingtaine d'années n'est pas un objectif immuable, surtout si on tient compte du fait que l'environnement financier et la structure de l'entreprise ont considérablement évolué depuis cette époque.

[356] Pour le présent dossier, la Régie maintient la méthodologie actuelle pour le calcul du taux sur les actions privilégiées présumées. Cependant, elle n'exclut pas de revoir cette méthodologie dans le cadre d'un débat plus large sur la structure de capital et les coûts de financement de Gaz Métro.

9.3 COÛT EN CAPITAL MOYEN

[357] Gaz Métro présente une mise à jour du coût en capital moyen découlant de la décision de la Régie en ce qui a trait au taux de rendement sur l'avoir propre. Le nouveau taux est de 7,36 %¹²².

[358] La Régie autorise un coût en capital moyen de 7,36 % sur la base de tarification.

9.4 COÛT EN CAPITAL PROSPECTIF

[359] Gaz Métro présente une mise à jour du coût en capital prospectif découlant de la décision de la Régie en ce qui a trait au taux de rendement sur l'avoir propre. Le nouveau taux est de 5,63 %¹²³.

[360] La Régie autorise, aux fins de l'évaluation des projets d'investissement prévus par Gaz Métro pour l'exercice financier 2013, un coût en capital prospectif de 5,63 %.

10. MÉTHODE DE PARTAGE DES TROP-PERCUS OU DES MANQUES À GAGNER

[361] Gaz Métro demande à la Régie d'approuver la méthode de partage des trop-perçus et manques à gagner de distribution proposée pour l'année tarifaire 2013. Elle propose une méthode symétrique qui partage à la fois les trop-perçus et les manques à gagner de distribution, selon la formule suivante :

- premiers 50 points de base : Gaz Métro;
- de 50 à 150 points de base : Gaz Métro et clientèle 50-50;
- au-delà de 150 points de base : clientèle.

¹²² Pièce B-0326, p. 1.

¹²³ Pièce B-0327. Il est toutefois à noter que la demande (pièce B-0320) fait état d'un taux de 5,66 %.

[362] La mesure s'effectuerait en comparant les revenus réellement générés avec l'ensemble du coût de service de distribution et en appliquant les principes réglementaires en vigueur, incluant les CFR.

[363] La remise s'effectuerait sur une année, dès que les données réelles sont connues, ce qui signifie que le partage de l'année 2013 serait tout d'abord comptabilisé dans un CFR hors base puis inclus dans les tarifs 2015 (T +2).

[364] Gaz Métro ne propose l'atteinte d'aucun indicateur de qualité de service avant la remise de sa part des trop-perçus, bien qu'elle considère raisonnable d'en exiger.

[365] Gaz Métro estime qu'un impact de 100 points de base sur le rendement est significatif. Cet impact se chiffre à environ 10 M\$ et incitera le distributeur à prendre en cours d'année les meilleures décisions possibles dans son intérêt et celui de sa clientèle. Gaz Métro considère que cela respecte l'orientation de la décision D-2012-076¹²⁴, dans laquelle la Régie mentionne que le distributeur a le devoir de gérer son entreprise en cours d'année au meilleur de sa connaissance et qu'il est important qu'il soit responsable de toutes les décisions qu'il prend et de leurs conséquences.

[366] Le distributeur considère que les premiers points de base dépendent d'activités courantes et augmentent le caractère incitatif. Il estime que la possibilité d'un manque à gagner de 100 points de base crée un accroissement de son risque réglementaire de court terme, lequel découle de la symétrie ainsi que de l'absence d'outil de mitigation du risque de perte. Il considère que la règle de partage proposée offre un pouvoir incitatif similaire à celui du mécanisme incitatif précédent. Sa proposition possède trois caractéristiques : la symétrie, un incitatif fort et un filet de sécurité. Il vise un équilibre entre l'incitatif fort et le filet de sécurité. Il n'a pas fait l'étude de comparables.

[367] Gaz Métro affirme avoir déposé les meilleures prévisions possibles. Elle considère que le processus d'examen du coût de service dans le dossier tarifaire est l'outil approprié pour que la clientèle et la Régie s'en assurent. Elle soutient que les écarts constatés découlent des volumes de ventes et du coût de service. Elle n'a aucun contrôle sur un grand client qui cesse de consommer. Elle va reporter des projets au besoin, mais considère que ces reports ne sont pas un gain de productivité.

¹²⁴ Dossier R-3693-2009, p. 21, par. 75.

[368] Le distributeur note toutefois que 2013 se déroule dans un contexte particulier, puisque l'année est en cours. Les risques d'inégalité avec les prévisions sont moindres parce que les charges des premiers six mois sont « *en ligne avec les prévisions budgétaires* »¹²⁵.

[369] Gaz Métro affirme qu'elle n'a pas ou peu de marge de manœuvre pour réagir à une décision qui réduirait de façon significative le revenu requis. Selon elle, l'asymétrie d'information était une réalité plus présente en 1995 qu'aujourd'hui. Il lui apparaît inéquitable d'assumer tous les risques associés aux manques à gagner et d'ordonner le partage des trop-perçus.

[370] Selon l'ACIG, une réglementation sur la base du coût de service est moins risquée qu'un vrai mécanisme incitatif, soit un *revenue cap* ou un *price cap* et non un hybride qui donne le meilleur des deux mondes à Gaz Métro. En coût de service, le distributeur a une grande marge de manœuvre et beaucoup de contrôle, autant sur les prévisions de coût que sur les charges réelles. Pendant les années 90, période où le distributeur était réglementé sur la base du coût de service, il existait un mécanisme de partage des excédents de rendement 50-50, mais Gaz Métro devait assumer seule les manques à gagner.

[371] Selon la FCEI, il existe peu de cadres réglementaires qui offrent moins d'incitatifs à l'efficacité que le coût de service. Le distributeur peut capitaliser, reporter des travaux, présenter des prévisions plus conservatrices pour contrôler ses coûts. Les charges réelles inférieures aux charges budgétées ne signifient pas qu'il s'agit de gains d'efficacité.

[372] La FCEI considère que l'objectif de la méthode de partage devrait être de donner une portion à Gaz Métro, pour éviter qu'elle n'assume plus aucun risque et qu'elle ne puisse encourir n'importe quelle dépense de façon inconsidérée. Il faudrait aussi éviter que Gaz Métro ait la possibilité d'obtenir une bonification induue qui ne serait pas due, en grande partie, à l'efficacité. Elle est d'avis que les paliers mènent à un arbitrage interannuel.

¹²⁵ Pièce A-0133, p. 20.

[373] Le GRAME constate que, outre la bonne gérance, aucune mesure pour améliorer l'efficacité ne fait partie des objectifs à atteindre. Il affirme que le risque de non réalisation doit demeurer et qu'il est le gage d'une saine gestion.

[374] Pour OC, l'outil de mitigation du risque disponible à Gaz Métro dans le mécanisme précédent, soit la présentation d'un budget conservateur, est aussi disponible pour l'année en cours. Un mécanisme asymétrique en faveur des clients viserait à atteindre une symétrie dans le partage de risques, étant donné la possibilité pour Gaz Métro de préparer des budgets conservateurs. En mode coût de service, s'il y a partage, les clients ne devraient pas avoir à assumer les manques à gagner. OC ne connaît aucun cas de partage de manque à gagner dans ce type de réglementation.

[375] Selon l'UC, la formule suggérée permet une variation d'au plus 1 % dans les revenus de distribution de Gaz Métro, soit une variation maximale de 5,5 M\$, ce qui implique un rendement entre 8,1 % et 9,7 %, une variation de 1,8 %, ce qui est un taux de rendement exceptionnellement élevé, compte tenu du peu de fluctuations possibles¹²⁶.

[376] L'intervenante considère que la proposition de Gaz Métro ne permet pas un partage symétrique des risques et bénéfices entre le distributeur et sa clientèle. L'UC survole rapidement la liste des risques de court terme de Gaz Métro et conclut qu'ils sont mitigés. Elle est d'avis que Gaz Métro devrait assumer une plus grande part du risque et propose un incitatif pour créer des gains de productivité élevés. Gaz Métro a des comptes d'écart qui limitent les fluctuations de taux de rendement. Historiquement, elle n'a pas eu de problème à atteindre le taux de rendement autorisé.

[377] L'UMQ considère qu'un important gisement d'économies existe chez Gaz Métro. Selon son diagnostic, Gaz Métro dispose de marges de manœuvre construites au fil des ans. Un effort de gestion, même relativement restreint, assurerait d'emblée à Gaz Métro une somme importante. L'intervenante propose donc une mécanique qui inverse le partage suggéré.

¹²⁶ Pièce C-UC-0027, p. 20.

[378] Les propositions de partage des trop-perçus et manques à gagner sont résumées dans le tableau ci-dessous. Certains intervenants ont aussi présenté des propositions alternatives. L'ACIG soutient la proposition d'OC.

Tableau 10
Propositions de partage des trop-perçus et manques à gagner

Points de base	Gaz Métro	FCEI	GRAMÉ	OC	UC	UMQ
150 et +						
100-150						
50-100						
0-50						
(0-50)						
(50-100)						
(100-150)						
(150 et -)						

■ Portion de Gaz Métro
 ■ Portion de la clientèle

[379] La Régie constate qu'entre 1982 et 1992, Gaz Métro était réglementée sur la base du coût de service. Pendant cette période, les trop-perçus se sont élevés à 4 M\$¹²⁷ par année en moyenne, dans un contexte où le revenu requis de distribution était inférieur à ce qu'il est aujourd'hui. De 1983 à 1988, une prime incitative sur les trop-perçus a été en vigueur¹²⁸. En 1993, le revenu requis de distribution s'élevait à 365 M\$¹²⁹ et Gaz Métro était toujours réglementée sur la base du coût de service. La Régie modifiait alors le partage des trop-perçus. Elle accordait un partage 50 % clients, 50 % Gaz Métro. Les manques à gagner étaient sous la responsabilité de l'actionnaire. Dans le cadre de ce régime de partage, Gaz Métro devait atteindre certains indicateurs de performance pour recevoir sa part¹³⁰.

[380] De 2000 à 2012, Gaz Métro était réglementée sur la base d'un mécanisme incitatif. Elle conservait 25 % des trop-perçus et 50 % des manques à gagner. Pendant cette période, elle a connu des trop-perçus pendant 11 ans et un seul manque à gagner.

¹²⁷ Dossier R-3260-93, décision D-93-51, p. 57 et 58.

¹²⁸ Dossier R-3260-93, décision D-93-51, p. 56.

¹²⁹ Pièce A-0074, p. 9.

¹³⁰ Dossier R-3260-93, décision D-93-51, p. 58.

[381] À partir de 2013, Gaz Métro est de nouveau soumise à une réglementation sur la base du coût de service. Cette période était initialement prévue pour une seule année, mais on peut conclure de la décision D-2013-063¹³¹ que cette période pourrait être plus longue.

[382] La Régie considère que le risque associé à une réglementation sur la base du coût de service est généralement inférieur à celui lié à une réglementation incitative. Le distributeur a la possibilité de présenter des budgets conservateurs dans un tel contexte. L'asymétrie d'information doit aussi être prise en compte dans l'établissement d'un mécanisme de partage des trop-perçus et des manques à gagner.

[383] La Régie constate que les intervenants ont soumis une grande variété de mécanismes de partage des trop-perçus et des manques à gagner. Certains favorisent l'atteinte de gains de productivité découlant des activités courantes, d'autres favorisent l'atteinte de gains de productivité plus élevés mais plus difficiles à atteindre. Dans tous les cas, la Régie constate qu'il y a confusion entre le concept de trop-perçu constaté en fin d'année et le concept de gains de productivité. Les gains de productivité ne sont qu'une des sources possibles de trop-perçu.

[384] Historiquement, dans le cadre d'une réglementation sur la base du coût de service, les manques à gagner ont toujours été à la charge de l'actionnaire. Aucun comparable n'a été soumis pour justifier une proposition de partage symétrique.

[385] Selon la Régie, il faut étudier les modalités de partage dans un contexte de transition. Bien qu'aucun mécanisme incitatif n'ait été mis en place pour 2014, la Régie considère toujours que la période actuelle est une période de transition entre deux mécanismes incitatifs. Elle est donc, dans le présent dossier, à la recherche de règles de partage simples établies pour ce contexte transitoire.

¹³¹ Dossier R-3693-2009, p. 12.

[386] La Régie considère que le partage des trop-perçus et manques à gagner dans un cadre de coût de service consiste à répartir les écarts constatés en fin d'année entre les prévisions et les données réelles. Ces écarts sont inévitables lorsque les tarifs sont déterminés sur la base de données projetées. La Régie tient compte des caractéristiques inhérentes à ce processus, soit l'asymétrie d'information et la présentation de prévisions conservatrices tant pour les charges que pour les volumes de ventes. Dans ce contexte, elle considère qu'un mécanisme de partage est un outil réglementaire simple qui vise à disposer d'écarts jugés normaux dans un tel mode de réglementation.

[387] Bien que l'atteinte de cibles d'efficacité soit possible en mode coût de service, il n'est pas possible de distinguer les écarts de prévision des gains d'efficacité dans ce cadre. La Régie se concentre donc, pour la période de transition, sur l'atteinte des meilleures prévisions possibles.

[388] En conséquence, la Régie détermine que les manques à gagner seront à la charge de l'actionnaire. Les trop-perçus seront partagés comme suit :

- **premiers 50 points de base : Gaz Métro 50 %, clientèle 50 %;**
- **au-delà de 50 points de base : clientèle 100 %.**

[389] Pour l'année 2013, la Régie juge qu'il n'est pas approprié que la remise de la portion du trop-perçu à Gaz Métro soit soumise à l'atteinte d'indices de maintien de la qualité de service. L'année en cours est particulièrement avancée pour que cette demande soit pertinente. Gaz Métro devra toutefois présenter de tels indices dans le cadre du dossier d'examen du rapport annuel 2013 de la même façon qu'en 2012.

[390] Pour les années suivantes, la Régie demande à Gaz Métro de présenter, dans les dossiers tarifaires, les indices utilisés dans le cadre du mécanisme incitatif précédent. La remise des trop-perçus sera assujettie aux mêmes modalités que celles établies dans le mécanisme incitatif terminé en 2012.

[391] Tel que demandé par le distributeur, la remise s'effectuera sur une année, dès que les données réelles sont connues. Entre-temps, le solde sera comptabilisé dans un CFR hors base.

[392] Par ailleurs, dans sa décision D-2013-054¹³², la Régie a réservé sa décision sur le mode de récupération des soldes des CFR dans lesquels sont versés les trop-perçus ou manques à gagner qui découlent des services de transport et d'équilibrage.

[393] Gaz Métro justifie l'étalement de la remise des gains de l'incitatif de transport et d'équilibrage sur trois ans par une grande fluctuation anticipée de ce compte.

[394] La Régie considère que la remise du trop-perçu ou manque à gagner de distribution s'effectuera sur une année et qu'aucun historique d'incitatif de transport et d'équilibrage n'existe. **En conséquence, elle demande à Gaz Métro que le solde des CFR dans lesquels seront versés les trop-perçus ou manques à gagner qui découlent des services de transport et d'équilibrage soit récupéré sur une année.**

11. FONDS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

11.1 INTRODUCTION

[395] Dans sa présentation sur la « *situation du fonds en efficacité énergétique au 30 septembre 2012* », le distributeur constate que 236 dossiers ont été engagés avant la fin des activités du FEÉ, lesquels pourraient entraîner le versement d'un montant estimé à 8 240 418 \$ (7 376 580 \$ pour 163 dossiers engagés entre le 1^{er} octobre 2010 et le 30 septembre 2012 et 863 838 \$ pour 73 dossiers engagés avant le 1^{er} octobre 2010). Le distributeur conclut que les dossiers engagés avant le 30 septembre 2012 dépassent la réserve de 750 000 \$ prévue par la Régie dans sa décision D-2012-076 et que le budget de 2 746 407 \$¹³³ prévu pour l'année 2012-2013 sera insuffisant¹³⁴.

¹³² Page 14, par. 43.

¹³³ Ce budget porte sur les programmes du FEÉ transférés au PGEE seulement.

¹³⁴ Pièce B-0337, p. 6 à 9.

[396] En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le distributeur précise que 82 dossiers incomplets ou inactifs ont été annulés et qu'entre le 1^{er} octobre 2012 et le 21 février 2013, 41 dossiers ont été payés, pour un montant de 1 923 879 \$. Il reste donc 113 dossiers à traiter, pour un montant de 4 968 547 \$¹³⁵.

[397] Dans sa décision procédurale D-2013-018 du 30 janvier 2013, la Régie identifiait cette situation du FEÉ comme un enjeu prioritaire. Elle écrivait ce qui suit à cet égard¹³⁶ :

« [9] La Régie considère aussi que l'étude des sommes substantielles, de l'ordre de 8 M\$, engagées par le FEÉ (Fonds en efficacité énergétique) sans que les fonds correspondants n'aient été provisionnés fait partie des enjeux prioritaires du dossier. Cela inclut le processus de reddition de comptes du FEÉ, le versement éventuel des sommes en question et leur inclusion dans les tarifs, le traitement des dépassements budgétaires ainsi que la répartition de ces coûts. Elle demande aux intervenants, et plus particulièrement à ceux qui avaient un représentant au comité de gestion du FEÉ, d'élaborer sur ce sujet ». [nous soulignons]

[398] La Régie a ainsi interpellé le distributeur et les intervenants afin de connaître leur position à l'égard du traitement des sommes engagées par le FEÉ, avant sa dissolution le 30 septembre 2012, sans que les fonds correspondants n'aient été provisionnés.

11.2 POSITION DU DISTRIBUTEUR¹³⁷

[399] Le distributeur mentionne d'abord que la « *gestion quotidienne du FEÉ était confiée à une équipe sous la supervision d'un directeur général* », lequel était sous la responsabilité d'un comité de gestion. Un poste était réservé au distributeur sur ce comité « *de façon à favoriser les rapprochements nécessaires avec les intervenants actifs en efficacité énergétique* », lequel « *ne détenait pas plus de responsabilité que tout autre membre du comité de gestion* ». Avant la dissolution du FEÉ, bien que Gaz Métro ait discuté avec la direction « *afin d'assurer une bonne transition au 1^{er} octobre 2012, elle ne contrôlait pas l'administration des programmes du FEÉ* ».

¹³⁵ Pièce B-0254, p. 86 à 90.

¹³⁶ Pièce A-0084.

¹³⁷ Pièce B-0414, par. 160 à 178; pièce A-0136, p. 124 à 154; et pièce B-0373.

[400] Le distributeur mentionne également s'être conformé aux différentes décisions de la Régie. À son avis, il y avait « *une ligne directrice claire* » se dégageant du « *continuum décisionnel relatif à la dissolution du FEÉ et du transfert des programmes du FEÉ : les programmes PC410 et PC440 n'ont pas été arrêtés, suspendus ou fermés au 30 septembre 2012* ».

[401] Enfin, le distributeur précise que le FEÉ fonctionnait sur une comptabilité de caisse et que les budgets autorisés par la Régie « *ont toujours servi à payer des aides financières pour des dossiers engagés dans l'année courante ou dans une année antérieure* ». Au soutien de sa position, il réfère notamment à la preuve de SÉ/AQLPA.

[402] Le distributeur est donc d'avis que les dossiers engagés par le FEÉ avant sa dissolution « *doivent être payés compte tenu que ceux-ci ont été reçus conformément aux paramètres d'application de programmes toujours actifs* ».

11.3 POSITION DES INTERVENANTS

[403] La FCEI est en accord avec la demande de Gaz Métro que les sommes engagées par le FEÉ avant sa dissolution soient payées, puisque les clients « *se sont engagés de bonne foi et on ne peut leur imputer cette difficulté réglementaire à laquelle on fait face* »¹³⁸.

[404] Le GRAME appuie « *les conclusions et recommandations de Gaz Métro quant à la séquence des événements relatifs au FEÉ* ». Il diverge sur un point, soit celui de la responsabilité du représentant du distributeur au sein du FEÉ. À cet égard, le GRAME mentionne que¹³⁹ :

¹³⁸ Pièce A-0150, p. 30 et 31.

¹³⁹ Pièce C-GRAME-0015, p. 11 et 12.

« 47. [...], le représentant désigné par Gaz Métro sur ce comité de gestion, M. Vincent Pouliot, a confirmé lors de son témoignage qu'à l'été 2012, il devait gérer ce qui était payé pour dans l'année 2012 et "qu'est-ce qui était reporté à l'année 2013" de façon à respecter les budgets autorisés. [...]

48. Monsieur Jean-François Tremblay, témoin du Distributeur, a même ajouté que suite à la décision du refus du budget supplémentaire en juillet 2012, Gaz Métro a en quelque sorte autorisé le FEÉ à continuer ses opérations courantes :

“Est-ce que le Fonds en efficacité énergétique continue de prendre, ce que vous appelez, là, ce qu'on a appelé, des engagements? La réponse qu'on leur a donnée c'est oui.”[note de bas de page omise].

49. C'est donc en toute connaissance des dossiers qui continuaient d'être déposés par des clients aux programmes du FEÉ que Gaz Métro a repris ces programmes et toutes les responsabilités budgétaires en découlant au 1er octobre 2012 ».

[405] Le GRAME mentionne également que l'utilisation par la Régie de l'expression « finaliser les dossiers engagés avant le 30 septembre 2012 » dans sa décision D-2012-076 « semble avoir porté à confusion ». L'engagement de dossiers aurait été plus difficile à justifier si la Régie avait plutôt utilisé dans cette décision l'expression « finaliser les dossiers engagés avant la date de la présente décision »¹⁴⁰.

[406] Quant au ROEÉ, il partage l'interprétation de Gaz Métro relativement « aux décisions de la Régie au contexte plus large des événements tels que décrits dans la chronologie des événements présentée dans la pièce GM-13 document 17 ». Il partage également l'opinion de Gaz Métro selon laquelle « les coûts associés aux programmes du FEÉ doivent être absorbés dans les tarifs ». Il diffère cependant d'avis à l'égard de l'ampleur des sommes en cause, lesquelles seront « beaucoup moins importantes que celles appréhendées par Gaz Métro ». Enfin, le ROEÉ conclut que les dépenses « se traduiront par des économies additionnelles de gaz et par conséquent la diminution des effets environnementaux dus à l'extraction, le transport, la distribution et la combustion des énergies fossiles ». La Régie doit traiter la question, laquelle n'est pas une « pure question comptable », en fonction de « l'intérêt public à long terme de la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable »¹⁴¹.

¹⁴⁰ Pièce C-GRAME-0015, p. 12 et 13.

¹⁴¹ Pièce C-ROEÉ-0028, p. 9 à 12 et pièce A-0150, p. 80.

[407] Selon SÉ/AQLPA, le FEÉ n'est pas une personne morale distincte de Gaz Métro. Le Comité de gestion est également un « *comité interne particulier de Gaz Métro (dont les modalités ont été établies par la Régie en vertu de sa juridiction sur l'entreprise Gaz Métro)* »¹⁴².

[408] SÉ/AQLPA mentionne également que l'information aux états financiers et les budgets dans les dossiers tarifaires font état, comme pour toutes les autres charges du distributeur, des « *coûts durant l'année visée mais non des engagements futurs* ». Il est également bien établi que la comptabilité utilisée est une comptabilité de caisse, ce qui signifie que le distributeur peut avoir à « *émittre des paiements pour des participations (amorçées au cours d'années antérieures) à des programmes qui n'existent plus [...]* »¹⁴³.

[409] Enfin, SÉ/AQLPA analyse le partage des responsabilités à l'égard des programmes du FEÉ et du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) pour les années 2011-2012 et 2012-2013. Il fait état de deux erreurs de traitement comptable qui « *sont réciproques et s'invertissent* ». À son avis, la sanction de ces erreurs ne devrait pas être le refus de reconnaître les dépenses¹⁴⁴.

[410] Pour l'UC, appuyée par OC¹⁴⁵, du 12 juin 2012, date de réunion du Comité de gestion du FEÉ, jusqu'à sa dissolution le 30 septembre 2012, « *le FEÉ a continué d'accepter des demandes de participants, et ce, sans autorisation ou résolution du COGE et sans informer les membres du COGE, mais de concert avec Gaz Métro* ». Selon l'UC, la direction du FEÉ et le distributeur n'ont pas agi « *en gestionnaire prudent et suspendu la réception des demandes de participation, à compter du moment où ils ont constaté que le budget et la réserve seraient insuffisants pour finaliser les dossiers engagés du FEÉ* ». Quant à la réserve de 750 000 \$, elle a également été utilisée « *par la direction du FEÉ de concert avec Gaz Métro sans autorisation et sans droit* ». Cette somme était « *destinée à la finalisation des dossiers engagés avant le 30 septembre 2012 afin de compléter la fermeture du FEÉ* »¹⁴⁶.

¹⁴² Pièce C-SÉ-AQLPA-0052, p. 18 et 19.

¹⁴³ Pièce C-SÉ-AQLPA-0052, p. 21 à 23.

¹⁴⁴ Pièce C-SÉ-AQLPA-0052, p. 25 à 34.

¹⁴⁵ Pièce C-OC-0066, p. 23.

¹⁴⁶ Pièce C-UC-0043, p. 8 à 10.

[411] L'UC mentionne que la Régie, dans sa décision D-2012-076, a mis en garde le FEÉ et le distributeur relativement à l'acceptation de participants dans les programmes PC410 et PC440. Par conséquent, les participants auraient dû être avisés « *de la suspension sans préavis de ces programmes, dans l'attente de la validation des hypothèses d'économies d'énergie* », procédure permise aux termes des guides du participant à ces programmes. Considérant que le distributeur s'est impliqué dans la gestion des programmes et que le FEÉ est une division « *réglementaire* » de Gaz Métro, l'UC demande à la Régie de refuser d'inclure dans le coût de service du distributeur les sommes qui deviendraient dues ou qui ont été payées après le 30 septembre 2012 pour des dossiers engagés avant cette date¹⁴⁷.

[412] L'UC recommande à la Régie de fixer la marge de dépassement des budgets autorisés au PGEÉ, à partir de laquelle une autorisation est requise avant toute dépense additionnelle, à 20 % pour chaque programme et à 10 % pour l'ensemble des programmes d'une catégorie de clientèle et pour l'ensemble des programmes du distributeur.

11.4 OPINION DE LA RÉGIE

11.4.1 LA COMPÉTENCE DE LA RÉGIE ET LES OBLIGATIONS DU DISTRIBUTEUR

[413] Le 5 octobre 2000, par sa décision D-2000-183, la Régie a approuvé l'entente du 21 août 2000 (l'Entente) convenue dans le cadre du Processus d'entente négociée (PEN) en application de l'article 49 (4^o) de la Loi, selon lequel la Régie doit « *favoriser des mesures ou des mécanismes incitatifs afin d'améliorer la performance [...] d'un distributeur de gaz naturel et la satisfaction des besoins des consommateurs* »¹⁴⁸. Le FEÉ a été renouvelé les 3 mars 2004 et 26 avril 2007 lors de la révision des mécanismes incitatifs¹⁴⁹. À l'égard du FEÉ, l'Entente prévoit notamment :

- l'administration, par le distributeur, des fonds versés dans un compte qu'il a créé à cette fin;

¹⁴⁷ Pièce C-UC-0043, p. 11 et 12.

¹⁴⁸ Dossier R-3425-99, décision D-2000-183, p. 18 et 26 de l'Annexe.

¹⁴⁹ Dossier R-3494-2002, décision D-2004-51 et dossier R-3599-2006, décision D-2007-47.

- la gestion du FEÉ par un comité de gestion constitué de neuf membres nommés par les signataires de l'Entente, dont l'un des postes est réservé au distributeur « *de façon à favoriser les rapprochements nécessaires avec les intervenants actifs en efficacité énergétique* ». La direction et la gestion quotidienne du FEÉ sont assurées par un employé sous la responsabilité du comité de gestion et rémunéré par le distributeur;
- la préparation, par le comité de gestion et à l'intention de la Régie, d'un « *plan d'action annuel relatif à l'utilisation des sommes* » et d'un rapport d'activités « *incluant l'utilisation des montants versés au FEÉ* »;
- le dépôt par le distributeur, pour approbation de la Régie, du plan d'action et du rapport d'activités.

[414] Dans sa décision D-2000-183, la Régie clarifiait un point quant à l'exercice de sa compétence eu égard à certaines dispositions de l'Entente :

« La Régie est d'opinion que l'ensemble des stipulations de l'entente relatives à l'exercice de ses compétences sont des suggestions des participants qu'elle peut bonifier et adapter aux circonstances qui se présenteront en cours d'exécution de l'entente ».

[415] En effet, aux termes des paragraphes (1^o) et (2.1^o) de l'article 31 de la Loi, la Régie a compétence exclusive en matière de tarification et de conditions de service du distributeur ainsi que pour « *surveiller les opérations* » de ce dernier « *afin de s'assurer que les consommateurs paient selon un juste tarif* ».

[416] Dans cette décision D-2000-183, la Régie signifiait donc au distributeur qu'aucune disposition de l'Entente n'avait pour effet de modifier le processus réglementaire ou l'exercice de ses compétences.

[417] Dans le présent dossier, le distributeur a présenté à la Régie sa compréhension de sa responsabilité à l'égard de l'administration et de la gestion du FEÉ. Il indique notamment que¹⁵⁰ :

« [...] la gestion du FEÉ était confiée à un comité de gestion, et les fonds du FEÉ sont administrés par Gaz Métro, donc, on précisait qui était responsable de la gestion. [...] ».

« [...] le rôle de Gaz Métro c'était d'accompagner un petit peu le FEÉ, donc de déposer à la Régie, pour approbation [le plan d'action et le rapport annuel mis en place par le FEÉ]. [...] ».

« [...] le point le plus important, on disait que la direction et la gestion quotidienne des activités du FEÉ sont assurées par une équipe qui est mise en place par le comité de gestion. [...]. Donc, on avait une administration, qui était distincte de Gaz Métro, en lien avec la gestion fine, là, courante des activités du FEÉ ».

[418] Contrairement à ce que laisse entendre le distributeur, lui seul est assujéti à la Loi et toute responsabilité à l'égard du FEÉ, que ce soit son administration ou sa gestion, lui appartient. La mise en place d'un organisme distinct pour gérer le FEÉ relève d'un choix du distributeur, lequel n'a aucunement pour effet de le dégager de sa responsabilité à l'égard de l'administration et de la gestion du FEÉ.

[419] Les décisions de la Régie et celles du distributeur ou du comité de gestion doivent donc être analysées en considérant le cadre juridique présenté dans les paragraphes qui précèdent.

¹⁵⁰ Pièce A-0136, p. 128 et 129.

11.4.2 LES DÉCISIONS DE LA RÉGIE ET L'INTERPRÉTATION PAR LE DISTRIBUTEUR

[420] Le 25 août 2010, en raison du « *double emploi avec l'AEÉ, l'ampleur et la croissance du fonds résiduel, ainsi que le niveau des dépenses d'exploitations du FEÉ* », la Régie demandait au groupe de travail du PEN de soumettre, dans le dossier tarifaire 2012, un « *plan d'action prévoyant la dissolution du FEÉ* », lequel devait inclure une proposition de règles applicables à la réallocation des sommes cumulées aux clients ayant contribué au FEÉ et, le cas échéant, une proposition relative au transfert de certains programmes au PGEÉ¹⁵¹.

[421] **La Régie est d'avis que dès cette décision, rendue plus de deux ans avant l'échéance et annonçant la dissolution du FEÉ au 30 septembre 2012, le distributeur se devait de réaliser un suivi de l'ensemble des engagements pour les différents programmes du FEÉ et ainsi passer d'une comptabilité de caisse à une comptabilité d'exercice.**

[422] Le 25 novembre 2011, par sa décision D-2011-182, la Régie approuvait le budget 2012 du FEÉ au montant de 4,2 M\$. À l'égard du suivi demandé par la décision D-2010-116, le distributeur informait la Régie que le plan d'action n'était pas encore disponible. Une proposition de ce plan d'action indiquait cependant que « *des dépenses seront requises durant l'année tarifaire 2013 afin de compléter la fermeture du FEÉ et des dossiers engagés avant le 30 septembre 2012* »¹⁵².

[423] Le 1^{er} mai 2012, à l'approche de la date de dissolution du FEÉ et pour des fins de transition, la Régie autorisait, par sa décision interlocutoire D-2012-053, le transfert des programmes au PGEÉ et accordait au distributeur un budget de 4,1 M\$ pour l'année 2012-2013, le tout sujet à ajustement lors d'une décision finale¹⁵³. Quant à la demande du distributeur visant la conversion du programme PC440-Solaire en projet-pilote étant donné sa rentabilité négative, elle serait également traitée lors de la décision finale de la Régie¹⁵⁴.

¹⁵¹ Dossier R-3693-2009, décision D-2010-116, p. 35, par. 112 à 114.

¹⁵² Dossier R-3752-2011, décision D-2011-182, p. 93, par. 404 et p. 94, par. 408 et dossier R-3752-2011, pièce B-0265.

¹⁵³ Dossier R-3790-2012, décision D-2012-053, p. 5, par. 6.

¹⁵⁴ Dossier R-3790-2012, décision D-2012-116, p. 16, par. 66.

[424] Le 28 juin 2012, par sa décision D-2012-076, la Régie constituait une réserve au montant de 750 000 \$ « *permettant d'assumer les dépenses requises durant l'année tarifaire 2013, afin de compléter la fermeture du FEÉ et de finaliser les dossiers engagés avant le 30 septembre 2012* »¹⁵⁵. [nous soulignons]

[425] **Cette décision ne présente aucune difficulté d'interprétation et repose sur la preuve alors présentée par le distributeur dans le cadre de ce dossier. La somme de 750 000 \$ devait permettre à Gaz Métro de « finaliser les dossiers engagés avant le 30 septembre 2012 ».**

[426] Le 29 juin 2012, au lendemain de cette décision, le distributeur demande à la Régie d'autoriser l'utilisation d'une somme supplémentaire de 3 440 022 \$ pour le FEÉ pour l'exercice financier se terminant le 30 septembre 2012¹⁵⁶.

[427] Le 26 juillet 2012, par sa décision D-2012-094, la Régie rejetait cette demande de budget supplémentaire. Au soutien de sa décision, la Régie écrivait que¹⁵⁷ :

- les économies d'énergie reliées aux programmes PC410 et PC440 ne peuvent être validées;
- la réserve de 750 000 \$ permet de « *finaliser les dossiers engagés avant le 30 septembre 2012* »;
- le budget préalablement autorisé de 4,2 M\$ doit être respecté;
- les « *projets excédant le budget autorisé pourront être traités dans le cadre du PGEÉ 2013* ».

[428] Enfin, le 10 septembre 2012, la Régie rendait sa décision finale D-2012-116 relative au transfert des programmes au PGEÉ. Elle établissait un budget pour les programmes PC410 et PC440 et requérait un rapport d'évaluation pour 2013. Le PC440 était également converti en projet-pilote¹⁵⁸.

¹⁵⁵ Dossier R-3693-2009, décision D-2012-076, p. 54, par. 236.

¹⁵⁶ Dossier R-3808-2012, pièce B-0002.

¹⁵⁷ Dossier R-3808-2012, décision D-2012-094, p. 5 et 6, par. 10.

¹⁵⁸ Dossier R-3790-2012, décision D-2012-116, p. 14, par. 50 à 52 et p. 16, par. 66 et 67.

[429] En somme, la Régie rejetait la demande de budget supplémentaire pour l'année 2012 et réservait un montant de 750 000 \$ pour la finalisation des dossiers engagés avant la dissolution du FEÉ. Dans l'éventualité où cette réserve pouvait s'avérer insuffisante pour finaliser les engagements, la Régie acceptait de considérer les excédents lors du dossier tarifaire 2013.

[430] La Régie a été claire dans ses instructions et, en aucun temps, ne peut-on déceler un signal selon lequel le distributeur pouvait continuer à prendre des engagements financiers – notamment à l'égard de programmes dont la rentabilité n'était pas établie – qui, sur une période de deux mois, excédaient de loin les budgets annuels autorisés depuis la création du FEÉ en 2000.

[431] Or, malgré ces différentes décisions de la Régie, tel qu'il appert du contre-interrogatoire du « chef de service réglementation », le distributeur décide autrement :

« R. Donc, personnellement, à partir du vingt-six (26) juillet j'étais... j'étais en vacances d'été. Donc c'est mon équipe et mon directeur, là, Sylvain Audette, qui a eu des communications avec Sylvain Clermont. Et effectivement c'est ce qui a été décidé. Donc, c'est-à-dire on va, suite à la décision de la Régie qui disait de respecter le budget, donc on a décidé de respecter le budget de quatre point deux millions (4,2 M\$), de mémoire, là. Et d'utiliser aussi la réserve de sept cent cinquante mille dollars (750 000 \$) qui avait été approuvée par la Régie, là, dans une décision antérieure.

Q. [82] Et de l'imputer en deux mille onze (2011)... deux mille onze - deux mille douze (2011-2012)?

R. Oui, effectivement. Donc, c'est la décision qui a été prise. Nous, on considérait que c'était les sommes qui avaient été autorisées par la Régie dans des décisions antérieures »¹⁵⁹.

¹⁵⁹ Pièce A-0137, p. 74 et 75.

[432] Le distributeur avait pourtant bien interprété la décision D-2012-076 rendue par la Régie le 28 juin 2012, soit quelques semaines avant sa demande de budget additionnel de 3,4 M\$ pour couvrir les dépenses qui excédaient le budget autorisé. En effet, le 16 juillet 2012, en réponse à une demande de renseignements de la Régie, le distributeur précisait comme suit sa compréhension de cette décision constituant une réserve de 750 000 \$ pour finaliser les dossiers engagés avant le 30 septembre 2012 :

« Gaz Métro considère que, selon l'esprit de la décision de la Régie, celle-ci ne peut transférer les obligations du FEÉ au 30 septembre 2012 au PGEÉ au 1^{er} octobre 2012 »¹⁶⁰.

[433] Selon les règles établies, le FEÉ ne pouvait faire de dépassement budgétaire¹⁶¹, alors que le PGEÉ possède une marge de manœuvre de 20 %¹⁶².

[434] La Régie constate que, dans les faits, le distributeur a traité la réserve de 750 000 \$ comme un budget supplémentaire accordé au FEÉ dans l'année 2012. De plus, il mentionne qu'afin d'éviter un dépassement budgétaire non autorisé par la Régie, plusieurs dossiers engagés et complétés avant le 30 septembre 2012 n'ont été payés qu'en octobre 2012, à même le budget du PGEÉ¹⁶³.

[435] La Régie considère qu'en agissant de cette façon, le distributeur contrevenait à ses décisions. D'abord, en augmentant de 750 000 \$ le budget du FEÉ 2012, ce qui constituait un dépassement du budget autorisé, et ensuite en utilisant la marge budgétaire de 20 % autorisée pour le PGEÉ 2013 pour couvrir des dépenses qui auraient dues être payées par le budget du FEÉ 2012, permettant ainsi d'élargir la portée de cette marge aux activités du FEÉ.

¹⁶⁰ Dossier R-3808-2012, pièce B-0008, p. 23 et 24.

¹⁶¹ Dossier R-3596-2006, décision D-2006-140, p. 40.

¹⁶² Dossier R-3690-2009, décision D-2009-156, p. 20.

¹⁶³ Pièce B-0254, p. 95.

11.4.3 LE TRAITEMENT DES DÉPASSEMENTS BUDGÉTAIRES

[436] La Régie doit maintenant déterminer le traitement tarifaire des dépenses engagées par le distributeur en contravention des décisions précitées.

[437] Comme mentionné précédemment, l'article 31 (2.1^o) de la Loi prévoit que la Régie a compétence exclusive pour « *surveiller les opérations* » du distributeur « *afin de s'assurer que les consommateurs paient selon un juste tarif* ». Dans le même sens, l'article 49 de la Loi mentionne que lorsque la Régie fixe un tarif, elle doit « *s'assurer que les tarifs et autres conditions applicables à la prestation du service sont justes et raisonnables* ». Enfin, selon l'article 5 de la Loi, il est indiqué que « *[d]ans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable* » du distributeur.

[438] Suivant l'analyse précédente des faits et du droit, on peut difficilement conclure que les dépenses engagées par le distributeur l'ont été dans l'intérêt des consommateurs. Malgré les différentes décisions de la Régie, le distributeur :

- accepte des demandes d'aide financière pouvant entraîner le versement d'un montant estimé à 8 240 418 \$ et qui aurait pu être supérieur vu l'absence de limite ou de contrôle des demandes de subvention reliées aux différents programmes du FEÉ;
- engage des montants importants pour des programmes sous évaluation (PC410 et PC440) et pour un programme converti en projet-pilote en raison de sa rentabilité négative (PC440);
- verse une aide financière pour des projets complétés avant le dépôt de la demande d'une telle aide;
- engage des dépenses pour des projets dont les dates de début et de fin de réalisation sont indéterminées.

[439] On peut difficilement imaginer une entreprise, opérant dans un marché de libre concurrence, prendre de telles décisions, notamment en engageant des dépenses qui excèdent largement son budget et pour des programmes dont la rentabilité n'est pas établie.

[440] Bien que la Régie considère que ces engagements et projets ont été faits en contradiction de ses décisions, elle ne retient pas la recommandation de l'UC de refuser d'inclure dans le coût de service du distributeur les sommes qui deviendraient dues ou qui ont été payées après le 30 septembre 2012 pour des dossiers engagés par le FEÉ avant cette date. Elle convient, comme l'ont mentionné certains intervenants en cours d'audience, que les sommes engagées ont été consacrées à des projets d'efficacité énergétique, lesquels contribuent au développement durable.

[441] Elle souligne cependant que, même si elle retient ce motif dans le présent dossier, il ne peut constituer une ouverture à engager des dépenses sans restriction en efficacité énergétique dans les prochaines années. Elle constate aussi que l'écoulement du temps dans ce dossier ne permet pas de remettre les choses en état. Certaines aides financières ont été versées, d'autres non. Toute décision visant à corriger la situation ne pourrait traiter la clientèle visée par ces programmes de façon équitable.

[442] **La Régie, convaincue qu'elle ne peut remettre les choses en état, juge approprié que le paiement des engagements pris par le FEÉ avant le 30 septembre 2012 soit assumé par le budget général du PGEÉ. Tel que mentionné en audience par le distributeur¹⁶⁴, la mécanique d'allocation du PGEÉ assurera que les coûts ainsi encourus soient alloués à la bonne clientèle. Ces engagements ne pourront toutefois être payés qu'à des projets complétés avant le 30 septembre 2013.**

[443] **De plus, la Régie est d'avis qu'il y a lieu d'appliquer certaines règles pour limiter les engagements à payer. Elle ordonne au distributeur :**

- **d'annuler tous les engagements pris par le FEÉ pour des projets non planifiés, c'est-à-dire des projets pour lesquels, au moment de la présente décision, le promoteur n'est pas en mesure de donner une date de fin des travaux qui soit à l'intérieur d'un délai de 12 mois suivant la date de l'engagement;**
- **d'annuler toutes les demandes pour lesquelles le FEÉ ne s'est pas engagé, selon la définition d'engagement donnée en audience par le distributeur¹⁶⁵ et demander aux clients visés de redéposer, s'il y a lieu, une demande en vertu des programmes du PGEÉ;**

¹⁶⁴ Pièce A-0137, p. 141 et 142.

¹⁶⁵ Pièce A-0137, p. 107.

- **qu'un suivi distinct et complet soit réalisé dans le cadre des prochains dossiers tarifaires et d'examen du rapport annuel sur les engagements liés au FEÉ, jusqu'au paiement final du dernier engagement. Ce suivi devra comprendre une liste de tous les projets retenus avec les dates de demande, de début et de fin des travaux (prévisionnelles et, le cas échéant, réelles), et, le cas échéant, de paiement de la subvention. Un premier suivi devra être déposé à la Régie dans les 30 jours suivant la présente décision.**

[444] La Régie considère également qu'il y a lieu de resserrer les règles budgétaires s'appliquant au PGEÉ pour s'assurer qu'une situation comme celle vécue avec le FEÉ ne se reproduise plus.

[445] **La Régie ordonne à Gaz Métro de fournir, pour chacun des programmes du PGEÉ, le détail des montants engagés dans les années précédentes qui seront payés dans l'année tarifaire en cours, les montants engagés et payés dans l'année et les montants engagés dans l'année qui seront payés dans des années futures. Ces détails devront être présentés en mode prévisionnel au dossier tarifaire, à compter du dossier tarifaire 2014, et en mode réel au dossier d'examen du rapport annuel, à compter du dossier 2013.**

[446] La Régie est d'avis qu'il y a lieu également de limiter les dépassements budgétaires autorisés et retient en partie la recommandation de l'UC.

[447] **La Régie ordonne que la marge de dépassement des budgets autorisés au PGEÉ soit limitée à 10 %, pour l'ensemble des programmes d'une catégorie de clientèle et pour l'ensemble des programmes du distributeur. Au-delà de cette marge, le distributeur devra obtenir une autorisation de la Régie avant de prendre tout engagement additionnel. Pour l'année tarifaire 2013, la Régie n'autorisera pas de budget additionnel au-delà de la marge de 10 %.**

[448] Dans sa décision D-2012-116, la Régie demandait au distributeur de déposer, dans le présent dossier, plusieurs suivis en lien avec le transfert des programmes du FEÉ au PGEÉ¹⁶⁶.

[449] En réponse à ces suivis, Gaz Métro dépose une mise à jour des tableaux présentant la rentabilité, les budgets et les paramètres des programmes transférés au PGEÉ. Elle dépose également des mises à jour de l'impact tarifaire, de l'allocation approximative des coûts, des tableaux synthèses de participation et du calendrier d'évaluation associés à ces programmes pour l'année tarifaire 2013.

[450] La Régie prend acte des mises à jour déposées par Gaz Métro en réponse aux suivis demandés par la Régie dans sa décision D-2012-116.

[451] Dans cette même décision, la Régie demandait au distributeur d'évaluer immédiatement les programmes PC410-Nouvelle construction et PC440-Solaire¹⁶⁷ et de déposer les rapports d'évaluation en janvier 2013 dans le cadre de l'examen administratif annuel 2013 de la Régie.

[452] Gaz Métro indique ne pas avoir été en mesure de respecter le délai exigé par la Régie et précise qu'elle déposera les rapports d'évaluation demandés à l'automne 2013.

[453] La Régie constate que les deux programmes visés par sa demande d'évaluation sont ceux pour lesquels la valeur des engagements pris par le FEÉ avant le 30 septembre 2012 est la plus élevée. Selon les données du distributeur la situation est la suivante :

¹⁶⁶ Dossier R-3790-2012, décision D-2012-116, p. 19 et 20, par. 80 à 84.

¹⁶⁷ Ces programmes portent la désignation PE232 et PE234 depuis leur transfert au PGEÉ.

Tableau 11
Situation des programmes PC410 et PC440

Programmes (en millions de \$)	Dossiers engagés avant le 30-09-2012		Dossiers engagés entre le	Total
	payés entre	non payés au		
	<i>le 01/10/2012</i>	<i>21/02/2013</i>	<i>le 30/09/2012</i>	
	<i>et le 21/02/2013</i>		<i>et le 21/02/2013</i>	
PC410	0,17	1,61	1,91	3,69
PC440	1,56	2,74	0,70	5,00
	1,73	4,35	2,61	8,69

Tableau établi à partir de la pièce B-0254, p. 87, 89, 92 et 93.

[454] En audience, le distributeur indique de plus que 16 nouvelles demandes de subvention ont été enregistrées dans le programme PC440 après le 21 février 2013, mais précise n'avoir pris aucun engagement dans ces cas¹⁶⁸.

[455] La Régie est préoccupée par la situation des programmes PC410 et PC440. Les projets payés, engagés et les demandes reçues représentent un montant de près de 9 M\$. Pour mettre les choses en perspective, le budget alloué par la Régie pour ces deux programmes en 2013 est d'environ 1,1 M\$¹⁶⁹. Ces programmes n'ont jamais été évalués et leurs paramètres n'ont jamais été validés. Le PC440 est un programme converti en projet-pilote pour permettre de tester différentes approches de mise en marché et offrir plus de flexibilité pour adapter l'offre aux besoins du marché, afin d'améliorer sa rentabilité.

[456] La Régie considère qu'il y a lieu de suspendre ces programmes et de ne plus accepter de demandes pour ces deux programmes jusqu'à leur évaluation et jusqu'à la revue et la validation des paramètres et résultats de programme par la Régie (incluant, entre autres, les économies d'énergie, les surcoûts, les montants de subvention, les taux d'opportunisme, etc.). Exceptionnellement, cet examen devra avoir lieu dans le cadre d'un dossier tarifaire.

¹⁶⁸ Pièce A-0137, p. 114.

¹⁶⁹ Pièce B-0254, p. 93.

[457] **En conséquence, la Régie ordonne à Gaz Métro de suspendre les programmes PC410 et PC440 (maintenant PE232 et PE234). La suspension implique que le distributeur n'accepte aucune nouvelle demande et ne prenne aucun nouvel engagement, même pour les demandes reçues en date de la présente décision. La Régie pourra autoriser des engagements budgétaires, le cas échéant, après revue des rapports d'évaluation dans le cadre d'un dossier tarifaire.**

12. PGEÉ

12.1 RÉSULTATS DU PGEÉ 2012

[458] Les économies nettes du PGEÉ 2012 correspondent à environ 31,6 millions de mètre cubes (Mm³), soit 101 % de la prévision annuelle. Les coûts encourus sont de 12,9 M\$, soit 105 % de la prévision budgétaire annuelle¹⁷⁰.

12.2 OBJECTIFS D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE ET BUDGET 2013

[459] Pour le PGEÉ 2013, les objectifs d'économie d'énergie sont de 30,9 Mm³ de gaz naturel. Afin de mettre en œuvre le PGEÉ 2013, le budget demandé s'élève à 14,0 M\$, dont près de 11,4 M\$ d'aide financière. Ces prévisions excluent les économies d'énergie et les budgets des programmes du FEÉ dont la Régie a autorisé le transfert au PGEÉ dans les décisions D-2012-053 et D-2012-116. La Régie rappelle qu'elle a autorisé un montant de 2,75 M\$ pour ces programmes¹⁷¹ et qu'ils devraient permettre des économies de 2,2 Mm³¹⁷² de gaz naturel.

[460] **La Régie approuve les programmes et les budgets du PGEÉ 2012-2013 de Gaz Métro.**

¹⁷⁰ Pièce B-0254, p. 79.

¹⁷¹ Dossier R-3790-2012, décision D-2012-116, p. 20.

¹⁷² Pièce B-0337, p. 13.

12.3 MODIFICATIONS PROPOSÉES AUX PROGRAMMES DU PGEÉ

[461] Le principal changement au PGEÉ proposé par Gaz Métro porte sur les programmes s'adressant aux MFR. Le distributeur propose d'éliminer les programmes PE133-Thermostats électroniques programmables (marché faible revenu) et PE141-Chaudière efficace (marché faible revenu) s'adressant spécifiquement aux MFR. En remplacement, il propose d'élargir l'application des programmes PE126-Bonification résidentielle et PE236-Bonification CII, approuvés par la Régie dans sa décision D-2012-116¹⁷³ afin de couvrir les besoins des MFR.

[462] Selon la nouvelle approche préconisée dans ces programmes, l'aide financière accordée aux MFR est bonifiée lorsque ces derniers participent aux programmes du PGEÉ. La bonification varie selon le programme. Ainsi, dans le secteur résidentiel, la bonification est de 220 \$ dans le programme PE103-Thermostat électronique programmable et de 100 % de l'aide financière pour les programmes PE111-Chaudière efficace, PE113-Chauffe-eau sans réservoir et PE123-Combo à condensation. Dans le secteur CII, la bonification est de 100 % de l'aide financière pour les programmes PE200-Chauffe-eau à efficacité intermédiaire, PE202-Chaudière à efficacité intermédiaire, PE210-Chaudière à condensation et PE212-Chauffe-eau à condensation.

[463] L'UC recommande d'établir un suivi de la participation des MFR aux programmes du PGEÉ. À cet égard, la Régie rappelle que dans sa décision D-2012-116 autorisant les programmes de bonification PE126 et PE236, elle demandait au distributeur de mettre en place un mécanisme de suivi¹⁷⁴. Elle considère que ce mécanisme doit s'appliquer également aux programmes élargis.

[464] Gaz Métro propose aussi de mettre fin au programme PE213-Chaudières et chauffe-eau efficaces s'adressant à la clientèle ventes grandes entreprises (VGE). Elle explique que ce programme n'est plus pertinent, considérant le transfert de l'admissibilité des appareils de 5 MBtu/h et plus aux programmes d'encouragement à l'implantation PE218 et PE219.

¹⁷³ Dossier R-3790-2012, p. 7, par. 16.

¹⁷⁴ Dossier R-3790-2012, p. 9, par. 23.

[465] La Régie approuve les modifications proposées aux programmes existants du PGEÉ de Gaz Métro, incluant le retrait des programmes PE133, PE141 et PE213.

12.4 RENTABILITÉ DES PROGRAMMES

[466] Pour le dossier tarifaire 2012-2013, Gaz Métro a mis à jour le taux d'actualisation utilisé pour le calcul des tests de rentabilité des programmes. Conformément à la décision D-2012-182, le distributeur établit ce taux à 4,37 %, correspondant au taux du coût en capital prospectif de 6,37 % autorisé dans le cadre du dossier tarifaire 2011-2012 moins le taux d'inflation prévu de 2 %.

[467] La Régie prend acte du taux d'actualisation de 4,37 % calculé par Gaz Métro.

[468] Par ailleurs, Gaz Métro a effectué un balisage des méthodes de calcul du test du coût total en ressources (TCTR) conformément à la demande de la Régie dans sa décision D-2011-182¹⁷⁵. Elle conclut que les paramètres et la méthodologie de calcul du TCTR qu'elle utilise sont les mêmes que ceux utilisés par la très grande majorité des autres distributeurs ayant fait partie du balisage. Gaz Métro propose donc à la Régie de maintenir le statu quo.

[469] SÉ/AQLPA recommande de ne pas tenir compte, dans les coûts associés au calcul du TCTR, de la contribution que les opportunistes font pour eux-mêmes, mais de tenir compte de la contribution du distributeur pour ces mêmes opportunistes, puisque l'ensemble des clients en fera les frais. L'intervenant s'appuie sur une décision de la California Public Utility Commission (CPUC) qui s'est prononcée sur la question¹⁷⁶.

[470] En audience, Gaz Métro explique que la décision de la CPUC est liée à une particularité de mise en marché en Californie où il existe deux types de programmes : installation directe et programmes de rabais ou subventions¹⁷⁷. Elle précise que ce n'est pas le cas pour Gaz Métro.

¹⁷⁵ Dossier R-3752-2011 Phase 2, p. 18, par. 27.

¹⁷⁶ Pièce C-SÉ-AQLPA-0032, p. 20.

¹⁷⁷ Pièce A-0137, p. 59 et 60.

[471] La Régie comprend que la décision de la CPUC vise à corriger une situation qui n'existe pas chez Gaz Métro ni chez les autres distributeurs québécois. Elle considère donc qu'il n'y a pas lieu de retenir la recommandation de SÉ/AQLPA.

[472] De plus, le distributeur indique qu'il inclut, dans le calcul du TCTR, les bénéfices associés à la présence de bénévoles mais non les coûts. En audience, il explique que :

« [...] *Gaz Métro ne considère pas ces coûts-là, comme plusieurs autres distributeurs le font au Canada. Et même, je dirais, la CPUC vient, en Californie, vient de rendre une décision au mois de novembre deux mille douze (2012), où elle-même, elle considère l'effet de bénévolat comme étant un bonus, comme étant [...] une bonification des bénéfices associés à l'efficacité énergétique. [...] sans considérer la contrepartie au niveau des coûts* »¹⁷⁸.

[473] La Régie note que, selon la définition présentée par le distributeur, l'effet de bénévolat désigne une personne ou une entreprise qui, influencée par un programme d'efficacité énergétique, décide d'implanter la mesure visée par le programme, sans y participer¹⁷⁹. Elle considère donc qu'il y a un lien de cause à effet entre la présence d'un programme et l'effet de bénévolat et que ce lien s'applique tant à l'égard des bénéfices que des coûts.

[474] La Régie constate que, contrairement à ce que le distributeur soutient, Gazifère Inc. inclut l'impact de l'effet de bénévolat sur les bénéfices et les coûts utilisés dans le calcul du TCTR de ses programmes. En effet, dans sa décision D-2008-144¹⁸⁰, la Régie a autorisé ce distributeur à utiliser le concept d'« opportunisme net » par lequel le taux d'opportunisme d'un programme est réduit de l'effet de bénévolat. De cette façon, le nombre de participants nets utilisé par Gazifère Inc. dans le calcul des coûts associés à un programme exclut les opportunistes, mais inclut les bénévoles.

[475] La Régie demande à Gaz Métro de corriger le calcul du TCTR des programmes du PGEÉ, en incluant l'ensemble des coûts associés aux bénévoles.

¹⁷⁸ Pièce A-0137, p. 197 et 198.

¹⁷⁹ Pièce B-0254, p. 84.

¹⁸⁰ Dossier R-3665-2008, p. 34.

[476] Le ROEÉ recommande à la Régie d'utiliser le test de l'administrateur de programme (TAP) conjointement avec le TCTR, à titre d'indicateur complémentaire, aux fins de l'évaluation des programmes en efficacité énergétique.

[477] La Régie considère qu'il n'y a pas lieu de retenir cette recommandation. Même si, comme le mentionne le ROEÉ, le TAP est un indicateur plus simple, elle est d'avis que le TCTR est le test qui fournit la meilleure indication de la rentabilité d'un programme, puisqu'il compare l'ensemble des coûts à l'ensemble des bénéfices.

[478] La Régie reconnaît que, dans un contexte d'évaluation, le TAP permet d'apprécier la part des bénéfices d'un programme qui sert à couvrir les coûts du distributeur pour ce programme. Son suivi permet l'étude de l'évolution de cette part. Dans ce contexte, le distributeur pourrait choisir d'effectuer un tel suivi dans ses évaluations de programmes.

[479] Le ROEÉ recommande également d'ordonner à Gaz Métro de présenter les résultats du TCTR sous la forme d'un ratio bénéfices / coûts. Selon l'intervenant, ce format de présentation permet de comparer plus facilement la rentabilité de différents programmes. La Régie convient qu'il s'agit d'un avantage intéressant.

[480] La Régie demande au distributeur de présenter les résultats du TCTR des programmes du PGEÉ à la fois en termes absolus et sous forme de ratio bénéfices / coûts dans les prochains dossiers tarifaires et dossiers d'examen du rapport annuel.

[481] Gaz Métro dépose une mise à jour des coûts évités. Le coût évité de 1 m³ de gaz naturel non distribué par Gaz Métro, incluant le prix du gaz naturel de 0,1696 \$/m³, se situe à 0,2669 \$/m³ pour les volumes de base et à 0,3031 \$/m³ pour les volumes de chauffage. Ces coûts évités sont calculés en considérant la prévision du prix de la fourniture, de la compression, de l'équilibrage et du transport pour l'exercice 2012-2013¹⁸¹.

[482] Le distributeur suggère de réviser ces coûts évités pour le dossier tarifaire 2014 ou 2015 afin de les actualiser à la suite de la mise en place prévue du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission. Il considère que le coût des droits d'émission évités pourrait faire partie des coûts évités des mesures d'efficacité énergétique.

¹⁸¹ Pièce B-0364, p. 28.

[483] **La Régie prend acte de la mise à jour des coûts évités et de l'intention du distributeur d'effectuer cette mise à jour dans le dossier tarifaire 2014 ou 2015. Elle demande cependant au distributeur d'attendre au dossier tarifaire 2015 afin d'avoir les meilleures données possibles pour faire cette évaluation.**

[484] Dans sa décision D-2011-182, la Régie demandait à Gaz Métro d'examiner l'opportunité d'une analyse de rentabilité, d'une prévision et d'un suivi des programmes du PGEÉ portant sur une période de deux ou trois ans.

[485] Après examen de la question, Gaz Métro constate que l'application d'un suivi sur plus d'un an amènerait un risque d'erreur important dans les résultats. Elle est d'avis que procéder à une analyse sur une période de deux ou trois ans ne permettrait pas à la Régie d'obtenir des informations plus précises que celles produites actuellement.

[486] **La Régie prend acte des résultats de ce suivi.**

[487] Enfin, la Régie constate que la rentabilité du PGÉE 2013, calculée sur la base du TCTR, est de 42,2 M\$.

12.5 SUIVI DE DÉCISIONS ANTÉRIEURES OU DE RAPPORTS DE LA RÉGIE

[488] Gaz Métro dépose une mise à jour de l'étude du potentiel technico-économique (PTÉ) d'économies de gaz naturel de l'ensemble des secteurs d'activité pour la période 2013 à 2017¹⁸².

[489] À partir d'un PTÉ estimé sur cinq ans à 702,2 Mm³, le distributeur estime que le potentiel commercial maximum réalisable (PCMR) qui lui est accessible annuellement est de 50,5 Mm³. Il indique que, par exemple, les résultats de 36,8 Mm³ des programmes du PGEÉ en 2010-2011 représentent 73 % du PCMR accessible¹⁸³.

[490] **La Régie prend acte du PTÉ 2013-2017.**

¹⁸² Pièce B-0188.

¹⁸³ Pièce B-0364, p. 22.

[491] Dans sa décision D-2011-182¹⁸⁴, en lien avec les demandes du Groupe de travail, la Régie a pris acte de l'engagement de Gaz Métro d'examiner la problématique de la participation des MFR aux programmes du PGEÉ.

[492] Gaz Métro présente un suivi des actions entreprises¹⁸⁵.

[493] **La Régie prend acte du suivi présenté par le distributeur.**

[494] Dans sa décision D-2011-182¹⁸⁶, la Régie demandait quelques suivis sur les programmes PE103-Thermostat électronique programmable, PE202 et PE210-chaudières efficaces et PE207 et PE211-Étude de faisabilité.

[495] **La Régie prend acte des différents suivis déposés par Gaz Métro, sous réserve des demandes formulées dans les paragraphes qui suivent.**

[496] En suivi du programme PE103, la Régie demandait à Gaz Métro de proposer, dans le cadre du PGEÉ 2013, une nouvelle approche résidentielle qui optimiserait les contacts avec les participants et assurerait une meilleure rentabilité future à tous les programmes, notamment le PE103.

[497] En réponse à cette demande, le distributeur indique avoir entrepris une réflexion élargie sur la commercialisation des programmes du PGEÉ. Il précise qu'il entend poursuivre ses travaux au cours de l'année 2012-2013 pour offrir à sa clientèle une offre mieux adaptée à ses besoins, y compris pour le marché résidentiel.

[498] Le distributeur ajoute qu'il pourrait proposer une offre combinant un thermostat électronique programmable admissible au programme PE103 ainsi qu'un système de chauffage combo à condensation admissible au programme PE123-Combo à condensation. Il souligne que l'étude du PTÉ permet de révéler que les thermostats électroniques programmables présentent un PTÉ de 13,1 Mm³ pour le marché résidentiel¹⁸⁷.

¹⁸⁴ Dossier R-3752-2011 Phase 2, p. 17, par. 26.

¹⁸⁵ Pièce B-0364, p. 10 et 11.

¹⁸⁶ Dossier R-3752-2011 Phase 2, p. 23, par. 55, p. 24, par. 57, p. 25, par. 62 et p. 26, par. 67.

¹⁸⁷ Pièce B-0364, p. 32 et 33.

[499] **La Régie considère que le suivi présenté par Gaz Métro ne répond que partiellement à la demande formulée dans sa décision D-2011-182. Le distributeur ne traite pas des préoccupations de la Régie découlant du fait que le programme PE-103 présente un taux de pénétration supérieur à 46 % de la clientèle visée et que 97 % des participants installent un thermostat lors de l'achat d'une nouvelle résidence ou lors du remplacement de leur système de chauffage¹⁸⁸.**

[500] **La Régie demande à Gaz Métro de présenter, dans le prochain dossier tarifaire, une analyse de la performance du programme PE-103 à partir des résultats de la dernière évaluation et du PTÉ du programme et de présenter, le cas échéant, des propositions pour mieux cibler les segments de clientèle qui n'ont pas encore profité du programme.**

[501] Dans son rapport de suivi des évaluations du PGEÉ 2011 portant, entre autres, sur les programmes PE202 et PE210, la Régie exprimait des préoccupations par rapport au fait que Gaz Métro ne possède pas de données sur le nombre et l'efficacité des chaudières installées sur son territoire non plus que de données sur le parc d'équipements de ses clients.

[502] En réponse à une demande de la Régie dans sa décision D-2011-182 de se pencher sur ces questions, Gaz Métro présente une analyse à partir de laquelle elle recommande de ne pas procéder à la relève des données sur la quantité de chaudières installées sur son territoire ni sur leur efficacité ou à l'égard du parc d'équipements de ses clients.

[503] La Régie constate que l'analyse montre la difficulté d'obtenir des informations exhaustives sur le parc d'équipements existant des clients du distributeur. L'analyse ne couvre toutefois pas l'aspect du marché actuel des chaudières et de l'efficacité des appareils vendus. Dans les rapports d'évaluation de quatre programmes du secteur CII, PE202 et PE210¹⁸⁹ (chaudières efficaces) et PE200 et PE212¹⁹⁰ (chauffe-eau efficaces), la Régie note que l'on retrouve le modèle logique du programme qui décrit des indicateurs de performance, dont certains sont liés au marché.

¹⁸⁸ Dossier R-3752-2011 Phase 2, décision D-2011-182, p. 22 et 23, par. 51 et 54.

¹⁸⁹ Rapports d'évaluation des programmes PE-202 et PE-210 déposés dans le cadre du suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ le 18 février 2011.

¹⁹⁰ Rapports d'évaluation des programmes PE-200 et PE-212 déposés dans le cadre du suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ le 12 décembre 2012.

[504] La Régie est d'avis que ces indicateurs sont importants pour évaluer l'efficacité et l'efficience des programmes et que le distributeur doit examiner, avec les firmes qui évaluent ses programmes, les méthodes qui pourraient être utilisées pour mesurer la part des appareils efficaces et des appareils subventionnés dans le marché à partir, par exemple, de données des distributeurs ou d'installateurs d'appareils.

[505] La Régie demande à Gaz Métro de s'assurer que les prochains mandats d'évaluation de PGEÉ couvrent les enjeux liés au marché, soit l'évaluation de l'ampleur du marché et des taux de pénétration des technologies proposées par les programmes.

[506] En ce qui a trait à l'effet tendanciel associé aux mesures d'économie d'énergie mises en place par un client à la suite d'une étude de faisabilité réalisée dans le cadre des programmes PE207 ou PE211, la Régie note que le distributeur prévoit évaluer ces deux programmes au cours de l'année 2012-2013. La question des économies tendanciennes pourra être abordée lors de l'examen administratif de ces évaluations.

12.6 ÉVALUATION DES PROGRAMMES

[507] **La Régie prend acte des calendriers des évaluations 2013 des programmes du PGEÉ¹⁹¹ et des programmes du FEÉ transférés au PGEÉ¹⁹².**

13. PROJET CÔTE-NORD

[508] Dans le dossier R-3791-2012, Gaz Métro demandait la création d'un CFR pour les études préparatoires au prolongement prévu de son réseau sur la Côte-Nord. Ce compte était d'un maximum de 40 M\$, dont 75 % devait être assumé par le gouvernement du Québec dans le cas où le projet est abandonné. Si le projet se réalise, le gouvernement devait fournir un apport temporaire et remboursable en fonction de la croissance de la consommation de gaz naturel sur ce territoire, selon une entente de 40 ans.

¹⁹¹ Pièce B-0364, p. 26.

¹⁹² Pièce B-0337, p. 19.

[509] Le processus prévoyait trois étapes : une demande d'autorisation pour créer un CFR, une demande de modifications aux *Conditions de service et Tarif* et une demande d'autorisation afin d'acquiescer et de mettre en place les actifs destinés à la distribution du gaz naturel sur la Côte-Nord.

[510] Le CFR devait permettre de respecter l'échéance très serrée de la mise en service prévue d'ici la fin 2015 ou début 2016. Gaz Métro justifiait son utilisation par les éléments suivants : l'ampleur des coûts associés à la préparation de la demande d'investissement, les exigences réglementaires et les contraintes de temps pour la réalisation.

[511] Les études et travaux préparatoires devaient s'étendre sur les exercices tarifaires 2012 et 2013.

[512] Le 5 septembre 2012, dans la décision D-2012-113 :

« [42] La Régie prend acte de l'intention de Gaz Métro de présenter une demande relative à la disposition des sommes qui seront cumulées dans le CFR au même moment où elle déposera sa demande d'autorisation d'investissement visant la réalisation du Projet, soit vers la fin de l'année 2012.

[43] La Régie prend acte également du fait que dans l'éventualité où, au terme des études et travaux préparatoires, la faisabilité du Projet n'était pas démontrée et qu'aucune demande d'investissement n'était déposée, la disposition des sommes cumulées dans le CFR ferait alors l'objet d'une proposition de Gaz Métro dans le cadre du dossier tarifaire subséquent à ce constat.

[...]

[47] La Régie prend acte du fait que Gaz Métro fera un suivi à l'égard de ce CFR dans le cadre de son rapport annuel.

[...]

AUTORISE Gaz Métro à créer, en tant que récipient de coûts temporaire, un compte de frais reportés hors base, portant intérêt au taux autorisé sur la base de tarification, et comportant un plafond de 40 millions de dollars, afin d'y comptabiliser tous les coûts liés aux études et travaux préparatoires visant à établir la faisabilité d'un projet d'extension de son réseau de distribution gazier vers la Côte-Nord ».

[513] Le 21 mars 2013, Gaz Métro annonçait qu'elle reportait la réalisation du projet visant à prolonger son réseau gazier de 450 km sur la Côte-Nord.

[514] Gaz Métro annonce que des coûts d'environ 16 M\$ ont été encourus et que d'autres coûts sont prévus dans les mois à venir pour compléter le report du projet. Elle n'envisage cependant pas l'abandon. Elle affirme que la reprise des activités du projet risque d'être liée au contexte des marchés des métaux et à l'existence de contributions financières ou autres formes d'appui du gouvernement. Aucun calendrier précis de réévaluation de la situation n'est prévu, mais Gaz Métro demeure en contact avec les partenaires et intervenants.

[515] La Régie constate les éléments suivants :

- la situation anticipée ne s'est pas produite;
- le projet est suspendu après avoir encouru des frais de 16 M\$;
- les conditions et le calendrier de reprise ou d'annulation ne sont ni encadrés ni structurés;
- la date de paiement de la contribution du gouvernement en cas d'abandon est inconnue.

[516] Pendant cette période d'incertitude, les coûts de financement s'accumulent. Pour une année, on peut les estimer à 1,1 M\$¹⁹³. La Régie note que le CFR devait être utilisé au plus tard jusqu'au 30 septembre 2013.

¹⁹³ En utilisant les coûts de 16 M\$ et un coût moyen du taux en capital de 7,36 %.

[517] La Régie est préoccupée par l'accumulation potentielle de coûts de financement importants et aussi par le délai entre le moment où les coûts sont encourus et le moment où ils seront inclus dans les tarifs. Elle considère que le risque lié à ce CFR est limité, puisque le gouvernement s'est engagé à en assumer 75 % en cas d'abandon, mais prend en compte que l'impact du montant assumé par Gaz Métro est significatif.

[518] En conséquence, afin de ne pas pénaliser indûment la clientèle actuelle, la Régie envisage, pour les années 2014 et suivantes, l'utilisation d'un taux de financement inférieur au taux habituel. Elle anticipe également qu'il serait opportun de disposer rapidement des sommes incluses à ce CFR qui seront assumées par la clientèle de Gaz Métro (25 % du montant), dans un délai raisonnable d'au plus trois ans.

[519] Entre-temps, la Régie demande un suivi supplémentaire dans la phase 3 du dossier tarifaire 2014. Ce suivi, ainsi que le suivi existant dans les dossiers d'examen du rapport annuel, devront présenter séparément les coûts encourus avant le 21 mars 2013, ceux encourus après le 21 mars 2013 ainsi que les coûts de financement.

[520] Gaz Métro devra également déposer dans le dossier d'examen du rapport annuel 2013 une proposition de disposition des sommes versées au CFR qui répond aux attentes exprimées plus haut.

14. PRÉVISIONS, RÉPARTITION DES COÛTS ET VISION TARIFAIRE

14.1 PRÉVISIONS DU NOMBRE DE CLIENTS ET DU VOLUME DE VENTE

[521] Gaz Métro dépose ses prévisions du nombre de clients, de volumes consommés et de revenus de distribution par paliers et sous-paliers tarifaires. À la demande de la Régie, elle compare ses prévisions 2013 aux prévisions 2012. Le tableau ci-dessous présente les résultats de cette comparaison pour le tarif D₁.

Tableau 12
Usagers, volumes et revenus du Tarif D₁

Description	R-3752-2011			R-3809-2012			Écart en %		
	Nombre usagers (#)	Volumes (10 ³ m ³)	Revenus (000 \$)	Nombre usagers (#)	Volumes (10 ³ m ³)	Revenus (000 \$)	Nombre usagers	Volumes	Revenus
< 36 500 m³/an									
0-1 095	55 890	23 948	15 339	73 028	32 565	20 870	30,7	36	36,1
1 095-3 650	73 701	155 345	50 106	66 289	161 299	53 610	-10,1	3,8	7
3 650-10 950	28 084	174 847	46 053	25 638	188 762	51 458	-8,7	8	11,7
10 950-36 500	18 159	374 808	80 755	16 665	397 315	88 235	-8,2	6	9,3
	175 834	728 948	192 253	181 620	779 941	214 173	3,3	7	11,4
> 36 500 m³/an									
36 500-109 500	8 072	480 512	86 350	7 246	488 440	89 202	-10,2	1,6	3,3
109 500-365 000	1 928	353 187	51 129	2 053	371 509	54 501	6,5	5,2	6,6
365 000-1 095 000	299	168 007	19 199	309	173 514	19 891	3,5	3,3	3,6
1 095 000-3 650 000	37	65 110	5 675	37	61 130	5 524	-1,2	-6,1	-2,6
3 650 000-10 950 000	7	58 623	3 616	4	24 688	1 665	-39,5	-57,9	-53,9
	10 342	1 125 438	165 968	9 649	1 119 280	170 783	-6,7	-0,5	2,9
TARIF 1 régulier	186 176	1 854 387	358 221	191 268	1 899 222	384 957	2,7	2,4	7,5
TOTAL (incl GAC)	188 561	5 151 504	508 110	193 050	5 430 572	550 839	2,4	5,4	8,4

Tableau établi à partir de la pièce B-0254, p. 102.

[522] Gaz Métro explique ainsi l'écart de prévision pour le tarif D₁. Elle mentionne que bien que les écarts soient présentés par palier, la prévision est basée sur des facteurs globaux qui affectent l'ensemble des clients. Les facteurs macroéconomiques affectant la variation des volumes ne pouvant être subdivisés par groupe de clientèle, Gaz Métro n'est donc pas en mesure de fournir des justifications pour un palier spécifique. Par conséquent, les explications relatives au tarif D₁ s'appliquent à l'ensemble du groupe et ne peuvent être détaillées pour chacun des paliers.

[523] Gaz Métro n'a pas été en mesure de justifier la hausse de 17 138 clients au premier sous-palier du tarif D₁, pas plus que la baisse de 7 412 clients au deuxième sous-palier du même tarif. Elle pourra fournir plus d'explications à cet égard lors du prochain dossier tarifaire.

[524] Par ailleurs, Gaz Métro mentionne que les données réelles par paliers et sous-paliers tarifaires pour le tarif D₁ ne sont pas disponibles et que les systèmes informatiques existants ne permettent pas d'obtenir une telle répartition.

[525] OC mentionne qu'il existe une sous-estimation systématique de la prévision du nombre de clients au tarif D₁ de 1 000 clients en moyenne. Elle note également une décroissance de la consommation unitaire moyenne des clients du premier palier du tarif D₁.

[526] OC recommande que, pour le premier sous-palier et possiblement le deuxième sous-palier du tarif D₁, Gaz Métro utilise un modèle économétrique pour estimer le nombre de clients additionnels et la consommation unitaire moyenne par client, comme le font plusieurs autres distributeurs canadiens. Elle recommande également que Gaz Métro utilise un *Average Use True-Up Variance Account*.

[527] TCE met en évidence l'utilisation de différents regroupements de sous-paliers tarifaires pour le tarif D₁. Notamment, dans la stratégie tarifaire, le premier palier du tarif D₁ est scindé en trois sous-paliers et dans l'étude de répartition des coûts, ce même palier est scindé en quatre sous-paliers.

[528] La Régie rappelle qu'elle a procédé, en phase 1 du présent dossier, à l'examen des prévisions de la demande de gaz naturel dans le plan d'approvisionnement, agrégé pour les trois grandes catégories de clients. En phase 2, cet examen est effectué de manière plus désagrégée par palier et sous-palier tarifaire. La Régie examine également, en phase 2, les prévisions du nombre de clients et de revenus de ventes.

[529] La Régie observe, particulièrement pour le tarif D₁, des variations importantes des prévisions, tant en termes de nombre de clients que de prévision de volumes et de revenus. Par exemple, le nombre de clients au premier sous-palier augmente de 30,7 % alors que les volumes augmentent de 36 % par rapport aux prévisions de l'an dernier. Pour le deuxième sous-palier, le nombre de clients diminue de 10,1 % alors que les volumes consommés augmentent de 3,8 %.

[530] La Régie s'explique difficilement de telles variations alors que le distributeur mentionne que sa prévision tient compte des facteurs macroéconomiques globaux affectant la variation des volumes de l'ensemble du tarif, qui ne peut être subdivisée par groupe de clientèle. Par ailleurs, le distributeur signale ne pas être en mesure de faire un suivi précis de l'évolution de sa clientèle par palier et sous-palier.

[531] La Régie est consciente que, d'un point de vue tarifaire, les trois premiers sous-paliers du tarif D₁ font partie du même palier tarifaire et, qu'en conséquence, ils sont assujettis aux mêmes taux et redevance d'abonnement. Ces variations d'un sous-palier à l'autre n'ont donc aucune incidence sur la prévision des revenus du distributeur.

[532] Cependant, la Régie considère que les données prévisionnelles et réelles sont au cœur des activités du distributeur. Elles lui permettent de connaître sa clientèle et d'en mesurer l'évolution afin de déterminer des stratégies de marché. Ces données sont fondamentales, tant pour le distributeur et les intervenants que pour la Régie.

[533] À cet égard, la Régie note, dans un premier temps, que dans la stratégie tarifaire, le premier palier tarifaire du tarif D₁ fusionne les trois premiers sous-paliers. Ce premier palier regroupe 85 % des clients du distributeur et contribue à 23 % des revenus de distribution. Ce palier regroupe une panoplie de clients allant des très faibles consommations associées aux seuls appareils périphériques jusqu'aux clients appelés de petit débit correspondant aux usages de chauffe en immeuble multilocatif et petits commerces.

[534] Dans un deuxième temps, la Régie constate que l'étude de répartition des coûts utilise un niveau de sous-paliers encore plus désagrégé que les sous-paliers tarifaires présentés dans la stratégie tarifaire. Dans cette étude, les prévisions du nombre de clients, de volumes de ventes, de même que des revenus ont une importance prépondérante sur les résultats de l'étude permettant d'identifier les niveaux d'interfinancement de chacune des catégories étudiées.

[535] De plus, dans le contexte où le distributeur doit présenter une vision tarifaire complète reposant sur la mise à jour d'une étude d'allocation des coûts et d'une évaluation de la segmentation de la clientèle, la Régie juge que ces données prévisionnelles désagrégées revêtent une importance accrue.

[536] Ces données de base permettent également de mieux comprendre l'évolution du plan de développement et de mieux suivre les pertes de clients et des volumes de ventes qui leur sont associés.

[537] Enfin, la Régie considère qu'à terme, il est possible que le distributeur propose un mécanisme incitatif de type *revenue cap* par client, modulé par catégorie tarifaire. Dans ce contexte, les données relatives au nombre de clients par palier tarifaire seront essentielles.

[538] Pour l'ensemble de ces motifs, la Régie juge que le distributeur doit se doter d'outils lui permettant d'affiner ses prévisions par palier et sous-palier tarifaire et développer ses systèmes informatiques afin d'avoir accès aux données réelles.

[539] En conséquence, la Régie ordonne au distributeur de déposer, lors du dossier tarifaire 2014, les explications détaillées de la prévision des consommations et du nombre de clients par palier et sous-palier tarifaire. Le distributeur devra également justifier les écarts de prévisions par rapport aux dossiers tarifaires 2012 et 2013 pour chacun des paliers et sous-paliers tarifaires.

[540] La Régie ordonne également au distributeur de mettre en place, le plus rapidement possible, les outils informatiques requis pour être en mesure d'identifier les données réelles de base, à savoir le nombre de clients, les volumes de vente et les revenus par palier et sous-palier tarifaire. Le distributeur devra faire état de sa réflexion à cet égard dans le rapport annuel 2013.

[541] Lorsque ces données seront disponibles, le distributeur devra présenter dans ses dossiers tarifaires l'évolution des données prévisionnelles et réelles des cinq années précédant le dépôt du dossier tarifaire.

14.2 RÉPARTITION DES COÛTS

[542] Dans le cadre du dossier tarifaire 2012¹⁹⁴, Gaz Métro a identifié 11 pistes de réflexion et d'ajustement relatives à la méthode de répartition du coût de service. Ce sont les suivantes :

- mise à jour du document de référence sur les méthodes et calculs des facteurs d'allocation;

¹⁹⁴ Dossier R-3752-2011 Phase 2, pièce B-0068, p. 26 et 27.

- impact de l'abolition du tarif D_M sur l'étude d'allocation des coûts;
- ajout de l'étape de classification dans le tableau de fonctionnalisation;
- réflexion sur l'allocation des conduites principales;
- facteur d'allocation CDA (comptabilité des abonnés);
- réflexion sur l'établissement des demandes quotidiennes maximales;
- impact du raccordement de clients producteurs sur les méthodes d'allocation des coûts;
- analyse du poste « Dépenses d'administration »;
- révision des facteurs « revenus » dans l'allocation;
- dépenses d'informatique;
- impact des normes IFRS.

[543] Tel que demandé dans la décision D-2011-182, Gaz Métro présente un suivi sur le travail en cours à l'égard de ces pistes de réflexion.

[544] Dans le présent dossier, Gaz Métro présente sa réflexion sur les trois éléments suivants :

- mise à jour du document de référence sur les méthodes et calculs des facteurs d'allocation;
- analyse du poste « Dépenses d'administration »;
- dépenses d'informatique.

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

[546] Gaz Métro n'a pas d'objection à examiner l'ensemble des pistes de réflexion lors d'une séance de travail, avant le dépôt du prochain dossier tarifaire, mais émet des réserves en ce qui a trait au délai avant le dépôt de ce dossier.

[547] Gaz Métro demande aussi à la Régie d'approuver les modifications et ajouts proposés à la pièce B-0279 qui fournit des renseignements au sujet des méthodes et calculs des facteurs d'allocation.

[548] L'ACIG plaide que le distributeur pourrait procéder à une mise à jour « sophistiquée » de l'étude d'allocation du coût de service qui permettrait à tous d'avoir une vision claire des coûts alloués à chaque catégorie tarifaire. Selon elle, il serait opportun que Gaz Métro dépose une mise à jour détaillée de son étude d'allocation du coût de service dans le dossier tarifaire 2014.

[549] OC appuie également les propositions de l'ACIG et de TCE pour demander une mise à jour de l'étude « sophistiquée » de répartition de coût pour dépôt dans le dossier tarifaire 2014 ou 2015. L'intervenante suggère la tenue de séances de travail bien structurées et encadrées auxquelles participerait le personnel de la Régie. Elle suggère également que la documentation soit disponible une semaine à l'avance, afin de permettre une participation active. Enfin, elle demande que les intervenants aient le droit de consulter des experts, le cas échéant.

[550] TCE soulève, en audience, que les liens de causalité ne sont pas bien respectés en ce qui a trait à la méthode de répartition des conduites principales. L'intervenante souhaite que le distributeur se penche sur les éléments qui ont déjà été identifiés comme problématiques et où la solution est facilement applicable.

[551] La Régie est sensible aux arguments soulevés par l'ACIG, OC et TCE relativement à la nécessité d'une étude d'allocation des coûts plus sophistiquée. Elle juge que l'étude d'allocation des coûts devrait être un point d'ancrage important des orientations à venir dans le cadre de la vision tarifaire.

[552] En conséquence, la Régie juge que les pistes de réflexion annoncées par le distributeur devront être examinées dans le forum traitant de la vision tarifaire, tel qu'expliqué à la section suivante. À cet effet, la Régie réfère à ce forum l'ensemble des éléments et pistes de réflexion, incluant les trois propositions présentées dans le présent dossier.

[553] Enfin, la Régie note que la prévision du nombre de clients et des volumes consommés revêt une grande importance dans l'étude de répartition des coûts. En effet, plusieurs postes de dépenses sont répartis directement à l'aide de ces données. Ces données servent aussi d'intrants dans le calcul d'autres facteurs de répartition. De plus, comme mentionné précédemment, la segmentation des différentes catégories tarifaires pour le premier palier du tarif D_1 repose sur un niveau de désagrégation plus détaillé que celui présenté dans le dossier tarifaire.

[554] Dans l'attente de l'information demandée dans la présente décision quant aux prévisions par palier et sous-palier tarifaire, **la Régie demande au distributeur d'effectuer une analyse de sensibilité de l'étude de répartition des coûts quant au nombre de clients, au volume consommé et aux revenus pour les sous-paliers du premier palier du tarif D₁.**

[555] **Par ailleurs, la Régie accepte les modifications et ajouts de précisions proposés à la pièce B-0279 quant aux renseignements au sujet des méthodes et calculs des facteurs d'allocation.**

Récupération des coûts de catégorie A échoués d'un client producteur

[556] Gaz Métro propose l'utilisation d'un nouveau facteur, IMMOBILD-CP pour récupérer les coûts de catégorie A (les coûts A) échoués auprès de l'ensemble de la clientèle¹⁹⁵.

[557] Les coûts A échoués sont les coûts non amortis d'un investissement réalisé pour le raccordement d'un client producteur que Gaz Métro est incapable de récupérer, malgré la clause prévoyant le paiement d'une indemnité dans le contrat avec ce client. À titre d'exemple, cette situation peut survenir lors de la faillite d'un client producteur.

[558] Étant de nature commune et reliés aux immobilisations, les coûts A échoués sont comparables aux coûts d'immobilisation communs répartis selon le facteur IMMOBILD. Par conséquent, Gaz Métro juge raisonnable l'utilisation d'un tel facteur pour l'allocation de ces coûts.

[559] Le distributeur propose l'utilisation du nouveau facteur, IMMOBILD-CP pour l'allocation de ces coûts et de leurs charges d'amortissement. Ce facteur dérivé serait établi en tenant compte, conjointement, de la répartition des immobilisations des clients consommateurs et de celle des clients producteurs. Il demande d'approuver son utilisation pour l'allocation des coûts A échoués et de leurs charges d'amortissement dans le cas où ils doivent être alloués aux clients consommateurs et producteurs.

¹⁹⁵ Dossier R-3732-2010, décision D-2011-108, p. 19, par. 64.

[560] Le distributeur demande également d'approuver l'utilisation du facteur IMMOBILD pour l'allocation des coûts A échoués et de leurs charges d'amortissement dans le cas où ils doivent être alloués aux seuls clients consommateurs. Il précise que ce cas peut se produire lorsque, par exemple, il n'y a qu'un seul client producteur et que ce dernier met fin à ses activités en générant des coûts A échoués.

[561] La Régie constate que le facteur IMMOBILD est un cas particulier du facteur IMMOBILD-CP où il n'y a aucun investissement relié à des clients producteurs. Elle conclut donc que l'utilisation du facteur IMMOBILD-CP est appropriée dans tous les cas.

[562] La Régie approuve le facteur IMMOBILD-CP et son utilisation pour l'allocation des coûts A échoués et de leurs charges d'amortissement.

14.3 VISION TARIFAIRE

[563] Dans sa décision D-2011-182, la Régie demandait au distributeur :

« [356] [...] la Régie demande à Gaz Métro de compléter sa vision tarifaire, en y incluant les éléments suivants :

- une analyse plus poussée de l'étude de classification des coûts qui se penchera, notamment, sur :
 1. l'examen de la segmentation de la clientèle,
 2. l'examen du comportement des coûts unitaires en \$/client et en ϕ/m^3 ,
 3. l'examen de la situation des coûts relatifs au CU;
- le lien entre les analyses de coûts classifiés et les structures tarifaires existantes;
- les modifications tarifaires requises accompagnées, si nécessaire, de mesures transitoires;
- une réflexion sur les niveaux acceptables d'interfinancement par catégorie tarifaire;
- un plan d'action visant à atteindre des niveaux acceptables d'interfinancement.

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

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

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

[564] La Régie demandait également dans cette décision :

« [392] La Régie demande à Gaz Métro d'analyser plus à fond la problématique du seuil d'accès et de proposer une solution permettant de minimiser les impacts pour les clients dans le cadre du prochain dossier tarifaire. [...] ».

[565] Gaz Métro demande de traiter conjointement les deux suivis. En effet, malgré le fait que les services de distribution et d'équilibrage soient distincts, elle est d'avis que certaines modifications apportées au service de distribution pourraient avoir des effets sur le service d'équilibrage, notamment en termes de cohérence entre l'applicabilité des deux services. De plus, une nouvelle approche quant à la segmentation de la clientèle ou la détermination de nouveaux seuils volumétriques au service de distribution pourrait également avoir des répercussions sur l'applicabilité du service d'équilibrage.

[566] Par ailleurs, Gaz Métro signale qu'elle a retenu les services d'un expert en tarification pour préparer des analyses et pour l'accompagner dans la proposition de sa vision tarifaire.

[567] Gaz Métro mentionne dans sa preuve que les travaux entourant la vision tarifaire seraient complétés et présentés dans le dossier tarifaire 2014. Par la suite, elle précise que, pour des raisons qui seront plus amplement exposées dans la phase 3 du dossier tarifaire 2014, elle ne sera pas en mesure de fournir cette vision globale, quoique la réflexion soit avancée à l'égard de plusieurs éléments.

[568] Enfin, Gaz Métro mentionne qu'elle pourrait fournir un rapport trimestriel ou biennuel sur l'état d'avancement des travaux relatifs à la vision tarifaire.

[569] L'UMQ considère que le chantier relatif à la vision tarifaire sera fondamental pour la prochaine décennie au moins et chaque année de retard constitue un coût pour certaines catégories de clients qui pourraient profiter d'un réajustement de l'interfinancement.

[570] En conséquence, l'UMQ demande que le distributeur précise rapidement le cadre des rencontres techniques annoncées et demande aussi un calendrier de rencontres suffisamment étalé pour permettre aux intervenants de bien se préparer, de mieux comprendre ainsi que de mieux apprécier les propositions. À cette fin, l'intervenante souhaite que la Régie se montre ouverte à offrir à l'ensemble des intervenants, s'ils acceptent de se regrouper à cette occasion, un soutien financier, aux fins du développement d'une expertise commune sur ces questions.

[571] La Régie considère que la vision tarifaire englobe les éléments fondamentaux de la fonction de distributeur de gaz naturel, à savoir, la stratégie tarifaire dans son ensemble, depuis l'étude d'allocation des coûts, en passant par la segmentation de la clientèle et les modifications aux structures tarifaires, jusqu'à l'examen de l'interfinancement. La refonte en profondeur des tarifs et de la stratégie tarifaire est un exercice effectué très rarement. En conséquence, les solutions retenues doivent être conçues pour durer. La Régie est d'avis qu'un tel exercice doit être effectué avec rigueur.

[572] La Régie considère qu'il existe une chronologie à respecter dans l'élaboration de la vision tarifaire. À cet effet, elle est d'avis que le point de départ doit être l'étude de répartition des coûts.

[573] Gaz Métro n'est pas en mesure de fournir un rapport d'avancement de la vision tarifaire ni un calendrier de réalisation, alors que ce suivi a été demandé en novembre 2011. Cet état de fait préoccupe grandement la Régie.

[574] Considérant l'ensemble des éléments mentionnés précédemment, la Régie ordonne que l'étude de répartition des coûts et la vision tarifaire soient traitées dans un dossier commun et indépendant des dossiers tarifaires.

[575] La Régie considère qu'un tel véhicule procédural permettra une plus grande souplesse dans le traitement des sujets. Ainsi, la Régie pourra suivre de près chacune des étapes du dossier et rendre des décisions en temps opportun, sans être limitée par le calendrier des dossiers tarifaires.

[576] La Régie considère que les aspects très techniques associés à ces sujets devraient être discutés en séance de travail. De cette manière, les intervenants et le personnel technique de la Régie pourront suivre de plus près l'évolution du dossier et de la réflexion du distributeur.

[577] Enfin, la Régie autorise le distributeur à inclure dans ce dossier générique le suivi demandé à l'égard de la problématique du seuil d'accessibilité au tarif d'équilibrage personnalisé.

15. STRATÉGIE TARIFAIRE

[578] La stratégie tarifaire proposée par le distributeur est établie en deux étapes : d'abord, une répartition tarifaire du revenu requis additionnel et, ensuite, l'application d'une stratégie tarifaire.

Répartition tarifaire - proposition du distributeur

[579] Pour le présent dossier, Gaz Métro n'a pas reconduit l'exercice de la répartition tarifaire provenant du premier mécanisme incitatif mis en place en 2001 (la répartition tarifaire traditionnelle). Cette dernière consiste à décomposer les variations des coûts relatifs à quatre postes spécifiques, soit le FEÉ, le PGEÉ, l'Agence de l'efficacité énergétique (AEÉ) et les trop-perçus selon leurs principales origines et de les répartir entre les clients, selon les méthodes de répartition préalablement définies.

[580] Gaz Métro expose les limites et les lacunes associées à l'exercice de répartition tarifaire traditionnelle. À cet égard, elle mentionne, notamment, que la répartition tarifaire doit s'établir sur la base de la composition de la clientèle du budget en cours, en termes de nombre de clients, de consommation et de profils de consommation.

[581] Les mécaniques de renversement de certains coûts font en sorte que ces coûts sont répartis selon la composition de la clientèle de l'année antérieure. Donc, des variations de composition de clientèle d'une année à l'autre peuvent donner des résultats incohérents. Ce phénomène est bien illustré au sous-tarif D_{5,8} où le renversement du trop-perçu de l'année 2009-2010 correspond à 57 % du revenu de distribution prévu, en raison d'une baisse anticipée importante du volume consommé pour cette catégorie tarifaire pour l'année 2013¹⁹⁶.

[582] De plus, Gaz Métro rappelle que l'exercice de répartition tarifaire ne présente que la répartition spécifique de certains coûts de distribution. À son avis, cet exercice ne peut, en aucun cas, se substituer à un exercice complet d'allocation des coûts. Il permet uniquement d'isoler l'effet de certains coûts.

[583] Pour toutes ces raisons, Gaz Métro propose de ne pas reconduire l'exercice de répartition tarifaire traditionnelle, devenue problématique avec le temps.

[584] Gaz Métro privilégie plutôt l'adoption d'une stratégie tarifaire lui permettant de positionner les changements dans une perspective globale et d'établir des variations tarifaires cohérentes, avec l'atteinte des cibles fixées dans sa vision tarifaire sur un horizon à long terme.

[585] Gaz Métro est à compléter sa vision tarifaire en y incluant des analyses et des réflexions additionnelles. Ces travaux étant en cours et dans l'attente de leur complétion et d'une décision finale de la Régie, Gaz Métro mentionne qu'elle aurait pu proposer, pour le présent dossier tarifaire, d'appliquer une simple variation uniforme à l'ensemble des classes tarifaires. Cependant, étant donné les décisions de la Régie, Gaz Métro propose d'appliquer une variation tarifaire spécifique uniquement pour les coûts liés au FEÉ, alors qu'une variation uniforme est proposée pour les autres coûts de distribution.

¹⁹⁶ Pièce B-0296, p. 53, colonne 32, ligne 31.

[586] Plus spécifiquement, Gaz Métro propose de répartir le solde du FEÉ de 5,9 M\$ à retourner aux clients conformément à la décision D-2012-076, soit uniformément en pourcentage des revenus de distribution des clients des tarifs D₁ et D₃. Elle propose également de répartir les coûts relatifs à la mise en place des programmes du FEÉ intégrés au PGEÉ de 2,7 M\$ par tarif et sous-tarif, selon la méthode et les hypothèses approuvées par la Régie dans sa décision D-2012-116.

[587] Cependant, questionnée en audience sur la possibilité de répartir de façon spécifique uniquement le solde du FEÉ et d'inclure dans la colonne « Autre » les coûts du FEÉ transférés au PGEÉ, Gaz Métro juge qu'un tel scénario serait plus juste et équitable¹⁹⁷.

Stratégie tarifaire – proposition du distributeur

[588] Le résultat de la répartition tarifaire présente une variation globale au tarif D₁ de 7,1 %. Les variations tarifaires aux différents paliers du tarif D₁ ainsi que celles des clients bénéficiant de rabais transitoires s'établissent entre 6,64 % et 8,2 %. Afin de garder relativement stables les ratios d'interfinancement au tarif D₁, toutes choses étant égales par ailleurs, Gaz Métro propose d'appliquer une variation tarifaire quasi uniforme de 7,1 % à tous les paliers du tarif D₁¹⁹⁸.

[589] Dans l'attente de la complétion de sa vision tarifaire, et même si elle y précisait que les revenus fixes devraient être augmentés afin de les rapprocher des coûts fixes, Gaz Métro ne propose pas de hausser les frais de base cette année pour le tarif D₁. Cependant, en réponse à une demande de renseignements, Gaz Métro indique qu'elle serait prête à augmenter les frais de base de façon à ce que le ratio frais de base et frais variables du tarif de distribution ne soit pas diminué et que l'objectif poursuivi dans la vision soit amorcé dès cette année¹⁹⁹.

[590] L'abolition du tarif D_M et le transfert subséquent de plusieurs clients de ce tarif vers le tarif D₁ ont requis l'implantation de dispositions transitoires.

¹⁹⁷ Pièce A-0139, p. 231.

¹⁹⁸ Pièce B-0347, p. 11.

¹⁹⁹ Pièce B-0315, p. 41.

[591] Le résultat de la répartition tarifaire présente des variations de 6,4 % au tarif D₃ et de 7,9 % au tarif D₄. Afin de ne pas détériorer les points de croisement entre les tarifs D₃ et D₁ et de maintenir quasi semblables les ratios entre les paliers, Gaz Métro propose d'établir les taux de l'obligation minimale quotidienne (OMQ) en visant une variation de 6,6 % au tarif D₃ et une variation de 7,9 % au tarif D₄. Le distributeur propose de maintenir le taux au volume retiré à 0,350 ¢/m³ et la variation tarifaire serait appliquée en totalité sur la grille de taux de l'OMQ. De l'avis du distributeur, cette stratégie permet de conserver les proportions fixe et variable des revenus semblables aux proportions actuelles de la structure des coûts²⁰⁰.

[592] Enfin, le résultat de la répartition tarifaire présente une variation uniforme au tarif D₅ de 7,9 %. Pour l'établissement de la grille des taux, Gaz Métro propose une variation uniforme de 7,9 % à tous les paliers de ce tarif²⁰¹.

Répartition tarifaire et stratégie tarifaire – position des intervenants

[593] TCE constate que les variations de coût ne sont plus décomposées en fonction de leurs origines comme dans la répartition tarifaire traditionnelle. Il n'est donc plus possible d'observer les variations tarifaires suggérées en fonction de la nature des variations de coûts et, en conséquence, la proposition tarifaire du distributeur ignore toute causalité de coûts.

[594] De l'avis de l'intervenante, il est tout à fait normal que l'exercice de la répartition tarifaire fournisse une analyse à la marge des variations de coûts puisque le but de l'exercice est précisément de connaître les ajustements de tarif à la marge qui sont requis.

[595] TCE mentionne que seule une répartition tarifaire décomposée en fonction de la nature des coûts permet de produire des tarifs qui ne modifient pas le niveau d'interfinancement.

²⁰⁰ Pièce B-0347, p. 13.

²⁰¹ Pièce B-0347, p. 15.

[596] Bien que l'intervenante reconnaisse, en audience, certaines lacunes et limites de la répartition tarifaire traditionnelle²⁰², elle est d'avis qu'elles doivent être considérées à la dernière étape de la conception des tarifs.

[597] TCE soumet donc qu'il n'y a aucun élément au dossier pour justifier l'abandon de la répartition tarifaire traditionnelle.

[598] Par ailleurs, TCE soulève le fait que le compte de nivellement de la température n'est pas fonctionnalisé correctement et reconnaît, en audience, que ce problème peut aussi s'appliquer à la fonctionnalisation des trop-perçus.

[599] TCE propose que la Régie ordonne au distributeur de procéder aux modifications suivantes :

- fonctionnaliser correctement la portion équilibrage du compte de nivellement de la température dans le présent dossier tarifaire et pour les prochains dossiers tarifaires;
- corriger la répartition historique du compte de nivellement de la température pour le dossier tarifaire 2013;
- élaborer la répartition tarifaire pour le dossier 2013 en décomposant les éléments suivants de la colonne « Autres » : PGEÉ, AEÉ, trop-perçus (sous réserve d'une fonctionnalisation appropriée), compte de nivellement de la température;
- répartir les éléments mentionnés ci-dessus selon la méthode d'allocation de coût qui leur est propre;
- sous réserve des ajustements qui découleront de la décision finale de la Régie, entre autres au niveau de la répartition tarifaire retenue et de la fonctionnalisation des montants reliés au compte de température et des trop-perçus, pour l'année tarifaire 2013, calculer l'augmentation tarifaire des tarifs D₃, D₄ et D₅ en fonction de l'augmentation totale du revenu requis, de façon uniforme pour ces trois tarifs;
- décomposer, pour les prochains dossiers tarifaires, les montants reliés au compte de nivellement de la température de la colonne « Autres » de la répartition tarifaire et répartir ces montants selon leur méthode d'allocation de coût.

²⁰² Pièce A-0146, p. 300.

[600] Relativement à sa proposition pour le dossier tarifaire 2013, TCE observe que les augmentations suggérées sont de 8,22 % au tarif D₃, de 3,04 % au tarif D₄ et de 5,44 % au tarif D₅. L'intervenante soumet que l'augmentation juste et raisonnable pour les tarifs D₃, D₄ et D₅ doit être de 3,97 %²⁰³.

[601] Questionnée en audience sur les motifs qui sous-tendent cette dernière proposition d'augmentation tarifaire uniforme pour les tarifs D₃, D₄ et D₅, TCE ne peut fournir de motif autre que celui de l'utilisation d'un pourcentage appliqué à l'ensemble de ces tarifs²⁰⁴.

[602] TCE propose également que toute modification envisagée par le distributeur à l'élaboration de la répartition tarifaire fasse l'objet d'une demande formelle et documentée auprès de la Régie.

[603] Enfin, TCE demande à la Régie que le distributeur fournisse des éléments d'information additionnels lors de la détermination de la stratégie tarifaire. L'intervenante demande aussi certaines précisions à l'étude de répartition des coûts relativement à la définition et la détermination de quelques concepts relatifs au calcul de l'interfinancement²⁰⁵.

[604] L'ACIG commente la proposition de répartition tarifaire de TCE. Elle suggère, pour l'ensemble des tarifs, une répartition uniforme de 8 % de l'ajustement pour le trop-perçu 2009-2010, comme c'était le cas pour le trop-perçu 2010-2011 (répartition uniforme de 3,71 %). L'augmentation tarifaire respective des tarifs D₁, D₃, D₄ et D₅ correspondrait alors aux résultats découlant de cette modification.

[605] L'ACIG n'appuie pas la recommandation de TCE d'une hausse tarifaire uniforme applicable aux tarifs D₃, D₄ et D₅. À cet effet, elle mentionne qu'il lui serait difficile d'expliquer à ses membres du tarif D₄ son appui à une proposition d'augmentation tarifaire plus importante que la hausse découlant de la répartition tarifaire proposée par TCE pour le tarif D₄.

²⁰³ Pièce C-TCE-0035, p. 10.

²⁰⁴ Pièce A-0146, p. 306 et 307.

²⁰⁵ Pièce C-TCE-0035, p. 6.

[606] La FCEI souscrit au concept de causalité entre les coûts et les tarifs. Cela dit, considérant les limites de la méthode de répartition tarifaire telle qu'appliquée et en l'absence d'une étude contemporaine sur l'allocation des coûts permettant d'apprécier l'impact des propositions tarifaires sur l'interfinancement, la FCEI se satisfait de la hausse uniforme des différents tarifs (à l'exception du FEÉ), proposée par le distributeur. Elle demande toutefois d'appliquer cette hausse uniforme autant à la portion fixe qu'à la portion variable du tarif D_1 .

[607] OC est en accord avec la proposition de TCE selon laquelle Gaz Métro devrait élaborer la répartition tarifaire en décomposant les éléments énumérés par TCE dans son mémoire, tant dans le présent dossier tarifaire que pour les futurs dossiers.

[608] De plus, OC demande que Gaz Métro recalcule sa proposition tarifaire en utilisant comme intrant l'allocation tarifaire qui reflète le crédit FEÉ différencié par classe tarifaire, au lieu de la variation uniforme proposée par Gaz Métro.

[609] De l'avis de l'intervenante, la tarification doit être aussi transparente que possible afin que les intervenants et la Régie puissent comprendre le processus d'établissement des tarifs et juger de son caractère raisonnable. La tarification découle de l'allocation des coûts, mais peut dévier de cette allocation pour plusieurs raisons, lesquelles sont bien élaborées dans les principes de tarification. Mais, lorsqu'il existe des divergences entre les coûts et la tarification, ces divergences doivent être bien documentées et transparentes. Ainsi, OC appuie également un processus transparent et cohérent pour la tarification tel qu'élaboré par TCE dans sa preuve.

[610] Le ROÉÉ est d'avis que la proposition de répartition du solde du FEÉ de Gaz Métro est conforme à la décision D-2012-076. Toutefois, il note que l'UC a démontré qu'une répartition basée sur les clientèles contributives historiques au FEÉ serait plus équitable. Le ROÉÉ recommande donc, à l'instar de l'UC, de retenir un mode de répartition du solde qui distingue la part résiduelle des contributions historiques versées au FEÉ par les clients résidentiels et CII respectivement.

[611] L'UC mentionne qu'il n'est pas désirable ni équitable que le remboursement du solde du FEÉ soit effectué au prorata des revenus de distribution générés par les clients des tarifs D₁ et D₃. L'intervenante soumet que le solde du FEÉ devrait être remis aux clientèles contributives, selon leurs parts respectives des dotations du FEÉ restées inutilisées de 2001 à 2012.

Répartition tarifaire – opinion de la Régie

[612] La Régie partage l'avis du distributeur relativement aux lacunes et limites de la répartition tarifaire traditionnelle. Elle juge que cette méthode, bien qu'elle permette d'identifier l'évolution des coûts de quatre éléments distincts du revenu requis du distributeur, demeure incomplète puisque le revenu requis est composé de plusieurs autres éléments de coûts qui peuvent évoluer significativement d'une année à l'autre.

[613] La Régie considère également que l'évolution de la composition de la clientèle tant en termes de nombre, de consommation ou de profil de consommation par catégorie tarifaire peut aussi avoir un impact significatif sur la répartition des coûts entre les catégories et sous-catégories tarifaires, et donc sur l'interfinancement.

[614] La Régie considère que le cas du sous-tarif D_{5,8}, présenté dans le tableau des propositions de TCE²⁰⁶, illustre bien l'impact sur la répartition tarifaire d'une modification à la composition de la clientèle.

[615] En conséquence, la Régie juge que la répartition tarifaire traditionnelle ne peut constituer un guide fiable pour établir la stratégie tarifaire et rejette la proposition de TCE de maintenir cette méthode de répartition et d'y ajouter le compte de nivellement de la température.

[616] Par ailleurs, la Régie note que le distributeur est à compléter sa vision tarifaire et que, conformément à la décision D-2011-182, aucune étude d'allocation des coûts n'est présentée au dossier. Dans ce contexte, et dans l'attente d'indicateurs de coûts ou d'objectifs plus précis, la Régie considère que la proposition de Gaz Métro de répartir la hausse du revenu requis de distribution au prorata des revenus de distribution, à l'exception du FEÉ, constitue une proposition acceptable.

²⁰⁶ Pièce B-0296, p. 53.

[617] Le distributeur distingue deux éléments relatifs au FEÉ : le solde du FEÉ et les coûts des programmes du FEÉ transférés au PGEÉ. La Régie est d'avis que les propositions du distributeur pour répartir ces montants sont conformes aux prescriptions énoncées dans ses décisions précédentes.

[618] Cependant, la Régie considère que, dans la mesure où la répartition tarifaire traditionnelle n'est pas retenue et, qu'en conséquence, le PGEÉ ne fasse plus l'objet d'une allocation spécifique, il n'y a pas lieu de répartir de façon spécifique les coûts des programmes du FEÉ transférés au PGEÉ. Les coûts du PGEÉ étant répartis au prorata des revenus de distribution, la Régie considère que les coûts des programmes du FEÉ qui sont dorénavant intégrés au PGEÉ doivent être répartis de la même manière que les coûts du PGEÉ.

[619] En ce qui a trait au solde du FEÉ, la Régie juge qu'il est important que ces montants soient retournés aux catégories de clients qui ont contribué à ce fonds et, en conséquence, juge que la proposition du distributeur est conforme à la décision D-2012-076. Pour ce motif, la Régie ne retient pas la proposition de l'UC.

[620] Pour l'ensemble de ces motifs, la Régie accepte la proposition du distributeur relativement à la répartition tarifaire, sauf en ce qui a trait aux coûts des programmes du FEÉ transférés au PGEÉ. Elle ordonne au distributeur de répartir ces coûts au prorata des revenus de distribution.

[621] Enfin, la Régie partage l'avis de TCE relativement à la correction devant être apportée à la fonctionnalisation du compte de nivellement de la température. Elle juge qu'une correction devra également être apportée à la fonctionnalisation des trop-perçus.

[622] En conséquence, la Régie ordonne à Gaz Métro de fonctionnaliser correctement le compte de nivellement de la température et les trop-perçus, dès le dossier tarifaire 2014.

Stratégie tarifaire – opinion de la Régie

[623] **Tenant compte de la décision relative à la répartition tarifaire, la Régie accepte la stratégie tarifaire proposée par le distributeur. Elle juge que, dans le contexte actuel, la proposition du distributeur est raisonnable. Cependant, pour le tarif D₁, la Régie demande au distributeur de répartir la hausse tarifaire du revenu requis de distribution entre les frais de base et les frais variables, de manière à conserver les ratios actuels.**

[624] Également, tenant compte de la décision de la Régie sur la répartition tarifaire, la demande de TCE relative à l'uniformisation des hausses tarifaire entre les tarifs D₃, D₄ et D₅ est caduque.

Éléments complémentaires à la stratégie tarifaire

[625] La Régie prend acte des demandes de TCE et d'OC relatives à des éléments d'information ou de précision additionnels qui devraient être apportés à l'étude de répartition des coûts ainsi que pour le développement de la stratégie tarifaire.

[626] La Régie adhère aux principes de cohérence et de transparence invoqués par les intervenants. Elle invite donc l'ensemble des intervenants à faire valoir leurs demandes dans le cadre du forum prévu pour traiter de la vision tarifaire.

16. CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF

[627] Gaz Métro propose des modifications au texte des *Conditions de service et Tarif*. Parmi les modifications proposées, la Régie se penche spécifiquement sur les modifications suivantes :

- Article 7.2.3 – Mode de paiements égaux;
- Article 8.6.1.2 – Utilisation du dépôt en fin de contrat;
- Article 11.2.3.5 – Obligations du client;
- Article 16.4.6 – Interruptions.

[628] La Régie se prononce également sur les suivis découlant des décisions D-2012-174²⁰⁷ et D-2012-167²⁰⁸.

[629] Par ailleurs, la Régie prend acte du fait que les modifications aux noms des tarifs de distribution, proposées par Gaz Métro dans le cadre du dossier tarifaire 2012, sont reportées à un dossier tarifaire ultérieur.

16.1 ARTICLE 7.2.3 – MODE DE PAIEMENTS ÉGAUX

[630] Le mode de paiements égaux est présentement offert à tous les clients dont le service est facturé selon un cycle. Gaz Métro demande certaines modifications afin que le mode de versements égaux soit offert uniquement aux clients du tarif D₁.

[631] Gaz Métro explique que de récents changements au système de facturation font en sorte que les clients du tarif D₃ sont maintenant facturés selon un cycle et que des contraintes informatiques ne permettent pas d'offrir, à l'heure actuelle, ce mode de paiement à ces clients. Par ailleurs, Gaz Métro soumet que, puisque ces clients ne subissent pas de grandes variations de leur consommation et que ce tarif est principalement composé de frais fixes, l'option du mode de paiements égaux ne leur est pas essentielle.

[632] Bien que le profil des consommateurs du tarif D₃ puisse rendre l'option du mode de paiements égaux moins essentielle pour ces clients, la Régie considère qu'il n'est pas souhaitable que des changements au système de facturation entraînent une diminution des options offertes aux clients. Dans les circonstances, la Régie accepte les modifications à l'article 7.2.3, mais demande à Gaz Métro de déployer les moyens nécessaires afin de rétablir l'option de mode de paiements égaux pour tous les clients dont le service est facturé selon un cycle. **Elle demande à Gaz Métro un suivi sur ce sujet dans le dossier tarifaire 2014.**

²⁰⁷ Pièce B-0223.

²⁰⁸ Dossier R-3732-2010, p. 5, par. 10.

16.2 ARTICLE 8.6.1.2 – UTILISATION DU DÉPÔT EN FIN DE CONTRAT

[633] Gaz Métro propose des modifications afin de rendre possible, en cas de remboursement du dépôt en fin de contrat, l'utilisation de ce dépôt et son imputation à un montant impayé d'un ou de plusieurs contrats du même client.

[634] La FCEI et la Régie ont questionné Gaz Métro afin d'obtenir plus d'informations sur les motifs liés à ces modifications²⁰⁹. La Régie constate, à la lumière des réponses fournies par Gaz Métro, qu'il y a peu de motifs et de données au soutien de cette demande. Elle considère que ces modifications ont un impact substantiel sur les critères de solvabilité applicables aux clients. Dans ce contexte, la Régie rejette cette modification. Elle invite Gaz Métro à déposer une preuve plus étoffée, le cas échéant, dans un prochain dossier tarifaire.

16.3 ARTICLE 11.2.3.5 – OBLIGATIONS DU CLIENT

[635] Gaz Métro propose un ajout à l'article 11.2.3.5 des *Conditions de service et Tarif* visant à préciser l'obligation du client d'assurer la sécurité d'approvisionnement, en cas de cessation de livraison, en identifiant le nouveau fournisseur dans un délai imparti.

[636] En effet, Gaz Métro mentionne recevoir des avis de cessation de livraison de fournisseurs sans confirmation de l'identité d'un nouveau fournisseur, ce qui contrevient, selon elle, à l'obligation du client de s'assurer de la sécurité de son approvisionnement.

[637] La Régie accepte cette modification et demande à Gaz Métro d'y ajouter une référence à l'article 11.1.3.5 des *Conditions de service et Tarif* qui précise que le client qui serait transféré au service de fourniture, faute d'avoir identifié un nouveau fournisseur, le serait pour une durée minimale de 12 mois, soit celle d'un contrat écrit pour la fourniture²¹⁰.

²⁰⁹ Pièce B-0254, p. 116 et 117; pièce B-0256, p. 57 et 58; et pièce A-0139, p. 232 à 234.

²¹⁰ Pièce B-0254, p. 118.

16.4 ARTICLE 16.4.6 – INTERRUPTIONS

[638] Gaz Métro propose de modifier le nombre maximum de jours d'interruption ainsi que le nombre de jours de pointe. En effet, ces jours diminuent de façon substantielle, en fonction de la méthodologie retenue lors du dossier tarifaire 2012.

[639] En réponse à une demande de renseignements de la Régie, Gaz Métro dépose les données liées à ces modifications, soit le nombre de jours d'interruption prévu selon un scénario d'hiver normal, d'hiver extrême et d'interruption maximale et commente la variation du nombre maximum de jours d'interruption²¹¹.

[640] La Régie accepte la modification et demande à Gaz Métro de déposer ce type de données au soutien de futures modifications au nombre maximum de jours d'interruption.

16.5 SUIVI DE LA DÉCISION D-2012-174

[641] Dans sa décision D-2012-174²¹², la Régie demandait à Gaz Métro de clarifier l'incohérence constatée entre une clause des contrats de Fibrek, précisant que l'obligation minimale annuelle (OMA) associée à une nouvelle adresse de livraison ne pouvait faire l'objet d'une révision en cours de contrat, et les articles 16.4.3.3.1 et 16.3.5.1 des *Conditions de service et Tarif*, qui prévoient une telle possibilité de révision.

[642] Gaz Métro précise que les engagements de Fibrek découlent de l'application de l'article 4.3.4 des *Conditions de service et Tarif*²¹³. Cet article prévoit que Gaz Métro peut convenir avec le client d'une OMA afin d'assurer une contribution financière du client aux coûts de raccordement (obligation minimale nouvelle adresse). Ainsi, de l'avis de Gaz Métro, les engagements de Fibrek relatifs aux « OMA nouvelle adresse » se distinguent des obligations tarifaires relatives aux volumes souscrits, prévues à l'article 16.3.5.1, et de celles relatives à l'OMA prévues à l'article 16.4.3.3.1²¹⁴.

²¹¹ Pièce B-0254, p. 119 à 122.

²¹² Dossier R-3825-2012, p. 11, par. 41.

²¹³ Pièce B-0223.

²¹⁴ *Ibid.*

[643] Gaz Métro répond favorablement à une suggestion de la Régie²¹⁵ visant à préciser la prévalence de l'OMA (article 4.3.4) sur l'option de révision du volume souscrit à l'article 16.3.5.1 et sur l'option de révision de l'OMA à l'article 16.4.3.3.1 des *Conditions de service et Tarif*.

[644] La Régie demande à Gaz Métro d'apporter ces modifications aux articles 16.4.3.3.1 et 16.3.5.1 des *Conditions de service et Tarif*.

16.6 SUIVI DE LA DÉCISION D-2012-167

[645] La Régie a souligné, dans une demande de renseignements²¹⁶, que les modifications demandées dans sa décision D-2012-167²¹⁷ ne se retrouvaient pas toutes dans la pièce B-0209. Gaz Métro a procédé à l'intégration des modifications manquantes dans sa pièce amendée B-0317.

[646] L'une de ces modifications a trait aux acronymes utilisés pour référer à l'heure de l'est. La Régie rappelle que dans sa décision D-2012-167, elle demandait à Gaz Métro de revoir les définitions de « Jour » et de « Day », ces dernières référant à « heure normale de l'est » et à « *Eastern Standard Time* ».

[647] La Régie demande à Gaz Métro d'uniformiser le recours aux expressions précitées et de procéder aux modifications nécessaires aux définitions de « Jour » et de « Day », en éliminant la référence à « normale » et « *Standard* ».

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

²¹⁵ Pièce B-0254, p. 126 et 127.

²¹⁶ Pièce B-0315, p. 51.

²¹⁷ Dossier R-3732-2010 Phase 2, p. 5 et 6.

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE partiellement la demande du distributeur, telle qu'amendée le 19 avril 2013;

RECONDUIT jusqu'au 30 septembre 2014 le programme de flexibilité tarifaire mazout et biénergie pour les clients aux tarifs D₁ et D₃;

AUTORISE des charges d'exploitation au montant de 182,7 M\$ pour 2013;

ACCEPTE la disposition du compte de frais reporté autorisé par la décision D-2012-088 et l'inclusion, au revenu requis de transport en 2013, d'un montant de 3,0 M\$ à titre de frais permettant d'optimiser les coûts d'approvisionnement;

ORDONNE à Gaz Métro de déposer une étude d'allocation des coûts et des bénéfices entre activités réglementées et non réglementées, dans le cadre du dossier tarifaire 2015 au plus tard;

AUTORISE un montant total de 95,6 M\$ en 2013 pour les projets d'investissement en immobilisations corporelles dont le coût individuel est inférieur à 1,5 M\$;

AUTORISE un montant maximal de 6,8 M\$ en 2013 pour les projets d'investissement reliés au développement informatique dont le coût individuel est inférieur à 1,5 M\$;

APPROUVE, aux fins de la détermination du revenu requis de Gaz Métro, la base de tarification au montant projeté de 1 837,1 M\$;

AUTORISE, aux fins de l'évaluation des projets d'investissement prévus par Gaz Métro pour l'exercice financier 2013, un coût en capital prospectif de 5,63 %;

ORDONNE le partage des trop-perçus comme suit :

- les premiers 50 points de base : Gaz Métro 50 %, clientèle 50 %,
- au-delà de 50 points de base : clientèle 100 %;

ACCEPTE la proposition du distributeur relative à la répartition tarifaire du FEÉ, soit le retour des montants aux catégories de clients qui ont contribué à ce fonds;

APPROUVE les programmes (modifications et retraits) et les budgets du PGEÉ 2012-2013 de Gaz Métro;

ORDONNE à Gaz Métro de se conformer à l'ensemble des conclusions, demandes et éléments décisionnels énoncés 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 **23 juillet 2013 à 12 h** et **RÉSERVE** sa décision à ces égards.

Marc Turgeon
Régisseur

Françoise Gagnon
Régisseur

Représentants :

Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) représentée par M^e Guy Sarault;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI) représentée par M^e André Turmel;

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ) représenté par M^e Geneviève Paquet;

Option consommateurs (OC) représenté 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 (SÉ/AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;

TransCanada Energy Ltd. (TCE) représentée par M^e Pierre Grenier;

TransCanada Pipelines Limited (TCPL) représentée par M^e Pierre Grenier;

Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Hélène Sicard;

Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Steve Cadrin.

ANNEXE 1

Suivis découlant de la présente décision

Annexe 1 (3 pages)

M.T. _____

F.G. _____

**LISTE DES SUIVIS REQUIS
PAR LA PRÉSENTE DÉCISION**

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

1. Présenter les caractéristiques des clients perdus en 2012-2013, procéder à l'analyse des données historiques disponibles pour dresser un portrait des clients perdus avant 2012 et présenter le résultat de cette analyse.
2. Présenter de façon distincte, dans le secteur résidentiel, la rentabilité des projets ne comprenant que des petits clients.
3. Déposer l'analyse détaillée des surcoûts des équipements au gaz naturel et des grilles de subventions pour les programmes commerciaux PRC et PRRC.
4. Présenter et expliquer l'exercice de validation du revenu requis, afin d'appuyer les prochaines demandes tarifaires, en complémentarité avec l'examen détaillé des charges d'exploitation.
5. Faire le suivi des efforts afin de contrôler l'évolution des coûts associés aux régimes de retraite.
6. Démontrer en quoi les charges d'exploitation reliées aux énergies nouvelles, incluant les salaires et avantages sociaux, ont trait aux activités réglementées.
7. Réviser le coût unitaire de 15 000 \$ par employé et prendre en compte ce coût révisé pour établir le montant prévu de recharge aux ANR.
8. Identifier les salaires et avantages sociaux reliés au biométhane et les inclure à titre de recharge aux ANR.
9. Déposer un suivi sur les exercices de balisage effectués, sur les pistes d'amélioration identifiées, le cas échéant, et sur les différents projets qui permettront des gains de productivité.
10. Présenter séparément les additions à la base de tarification supérieures et inférieures à 1,5 M\$.
11. Présenter les indices de maintien de la qualité de service utilisés dans le cadre du mécanisme incitatif précédent.

12. Corriger le calcul du TCTR des programmes du PGEÉ, en incluant l'ensemble des coûts associés aux bénévoles.
13. Présenter les résultats du TCTR des programmes du PGEÉ à la fois en termes absolus et sous forme de ratio bénéfiques / coûts.
14. Présenter une analyse de la performance du programme PE-103 à partir des résultats de la dernière évaluation et du PTÉ du programme et présenter, le cas échéant, des propositions pour mieux cibler les segments de clientèle qui n'ont pas encore profité du programme.
15. Déposer les explications détaillées de la prévision des consommations et du nombre de clients par palier et sous-palier tarifaire et justifier les écarts de prévisions par rapport aux dossiers tarifaires 2012 et 2013 pour chacun des paliers et sous-paliers tarifaires.
16. Effectuer une analyse de sensibilité de l'étude de répartition des coûts quant au nombre de clients, au volume consommé et aux revenus pour les sous-paliers du premier palier du tarif D₁.
17. Fonctionnaliser correctement le compte de nivellement de la température et les trop-perçus.
18. Déployer les moyens nécessaires afin de rétablir l'option de mode de paiements égaux pour tous les clients dont le service est facturé selon un cycle.

B. LA RÉGIE DEMANDE QUE L'ÉLÉMENT SUIVANT SOIT DÉPOSÉ LORS D'UN DOSSIER TARIFAIRE ULTÉRIEUR

Déposer une étude d'allocation des coûts et des bénéfices entre activités réglementées et non réglementées.

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

1. Démontrer en quoi les charges d'exploitation reliées aux énergies nouvelles, incluant les salaires et avantages sociaux, ont trait aux activités réglementées.
2. Identifier les salaires et avantages sociaux reliés au biométhane et les inclure à titre de recharge aux ANR.
3. Présenter les indices de maintien de la qualité de service.
4. Présenter un suivi distinct et complet sur les engagements liés au FEÉ jusqu'au paiement final du dernier engagement, comprenant une liste de tous les projets retenus avec les dates de demande, de début et de fin des travaux (prévisionnelles et, le cas échéant, réelles) et, le cas échéant, de paiement de la subvention.
5. Corriger le calcul du TCTR des programmes du PGEÉ, en incluant l'ensemble des coûts associés aux bénévoles.
6. Présenter les résultats du TCTR des programmes du PGEÉ à la fois en termes absolus et sous forme de ratio bénéfiques / coûts.
7. Mettre en place les outils informatiques requis pour être en mesure d'identifier les données réelles de base, à savoir le nombre de clients, les volumes de vente et les revenus par palier et sous-palier tarifaire.

D. LA RÉGIE DEMANDE QUE L'ÉLÉMENT SUIVANT SOIT DÉPOSÉ DANS LES TRENTE JOURS SUIVANT LA PRÉSENTE DÉCISION

Présenter un suivi distinct et complet sur les engagements liés au FEÉ, comprenant une liste de tous les projets retenus avec les dates de demande, de début et de fin des travaux (prévisionnelles et, le cas échéant, réelles) et, le cas échéant, de paiement de la subvention.

Pièce Gaz Métro -8, doc. 2

RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 2012-2013

Ligne	Description	PETIT ET MOYEN DÉBIT (PMD)									GRANDES ENTREPRISES			TOTAL			
		RÉSIDENTIEL			AFFAIRES			TOTAL PMD			Nouveaux clients	Ajouts de charge	Total	Nouveaux clients	Ajouts de charge	Rebaissement du niveau	Total
		Nouveaux clients (1)	Ajouts de charge (2)	Total (3)	Nouveaux clients (4)	Ajouts de charge (5)	Total (6)	Nouveaux clients (7)	Ajouts de charge (8)	Total (9)							
1	Nombre de clients an 1	3 529	189	3 718	2 049	967	3 016	5 578	1 156	6 734	3	9	12	5 581	1 165		6 746
2	Nombre de clients an 2 (cumulatif)	5 114	189	5 303	1 949	967	2 916	7 064	1 156	8 220	3	9	12	7 067	1 165		8 232
3	Nombre de clients an 3 (cumulatif)	5 749	189	5 938	1 958	967	2 925	7 707	1 156	8 863	3	9	12	7 710	1 165		8 875
4	Nombre de clients an 4 (cumulatif)	5 881	189	6 070	1 958	967	2 925	7 840	1 156	8 996	3	9	12	7 843	1 165		9 008
5	Nombre de clients an 5 (cumulatif)	5 902	189	6 091	1 958	967	2 925	7 860	1 156	9 016	3	9	12	7 863	1 165		9 028
6	Volumes (10 ³ m ³) an 1	10 232	236	10 469	44 901	23 300	68 201	55 133	23 537	78 670	48 318	51 051	99 370	103 452	74 588		178 040
7	Volumes (10 ³ m ³) an 2 (cumulatif)	10 472	236	10 709	39 657	23 300	62 958	50 130	23 537	73 666	50 818	51 051	101 870	100 948	74 588		175 536
8	Volumes (10 ³ m ³) an 3 (cumulatif)	11 717	236	11 953	39 840	23 300	63 140	51 557	23 537	75 093	50 818	51 051	101 870	102 375	74 588		176 963
9	Volumes (10 ³ m ³) an 4 (cumulatif)	11 976	236	12 212	39 840	23 300	63 140	51 816	23 537	75 353	50 818	51 051	101 870	102 635	74 588		177 223
10	Volumes (10 ³ m ³) an 5 (cumulatif)	12 017	236	12 253	39 840	23 300	63 140	51 857	23 537	75 394	50 818	51 051	101 870	102 675	74 588		177 263
11	Immobilisations (000 \$) an 0	11 220	14	11 234	19 960	1 722	21 682	31 180	1 736	32 916	18 484	373	18 856	49 663	2 109	1 126	52 898
12	Immobilisations (000 \$) an 1	3 133		3 133	138		138	3 271		3 271			3 271				3 271
13	Immobilisations (000 \$) an 2	1 190		1 190	40		40	1 230		1 230			1 230				1 230
14	Immobilisations (000 \$) an 3	248		248				248		248			248				248
15	Immobilisations (000 \$) an 4	39		39				39		39			39				39
16	Immobilisations (000 \$) an 5	-		-				-		-			-				-
17	(Incluant les frais généraux)																
18	Subvention PRC (000 \$) an 1	5 324	129	5 453	5 929	2 628	8 558	11 253	2 758	14 011			11 253	2 758		14 011	
19	Subvention PRC (000 \$) an 2	2 641		2 641	96		96	2 738		2 738			2 738			2 738	
20	Subvention PRC (000 \$) an 3	1 003		1 003	28		28	1 031		1 031			1 031			1 031	
21	Subvention PRC (000 \$) an 4	209		209	(0)		(0)	209		209			209			209	
22	Subvention PRC (000 \$) an 5	33		33	(0)		(0)	33		33			33			33	
23	Contributions clients ¹ (000 \$) an 0	(362)		(362)	(886)		(886)	(1 247)		(1 247)	(9 700)		(9 700)	(10 947)		(10 947)	
24	contributions clients (000 \$) an 1	(1 018)		(1 018)	(266)		(266)	(1 285)		(1 285)			(1 285)			(1 285)	
25	contributions clients (000 \$) an 2	(470)		(470)	(4)		(4)	(474)		(474)			(474)			(474)	
26	contributions clients (000 \$) an 3	(179)		(179)	(1)		(1)	(180)		(180)			(180)			(180)	
27	contributions clients (000 \$) an 4	(37)		(37)				(37)		(37)			(37)			(37)	
28	contributions clients (000 \$) an 5	(6)		(6)				(6)		(6)			(6)			(6)	
29	Total des investissements (000 \$) an 0	10 858	14	10 872	19 074	1 722	20 796	29 932	1 736	31 669	8 784	373	9 156	38 716	2 109	1 126	41 950
30	Total des investissements (000 \$) an 1	7 438	129	7 568	5 801	2 628	8 430	13 240	2 758	15 997			13 240	2 758		15 997	
31	Total des investissements (000 \$) an 2	3 361		3 361	132		132	3 493		3 493			3 493			3 493	
32	Total des investissements (000 \$) an 3	1 073		1 073	27		27	1 099		1 099			1 099			1 099	
33	Total des investissements (000 \$) an 4	211		211	(0)		(0)	211		211			211			211	
34	Total des investissements (000 \$) an 5	27		27	(0)		(0)	27		27			27			27	
35	Impact sur les tarifs																
36	Pour la première année (000 \$)	277	(37)	240	(3 199)	(888)	(4 087)	(2 922)	(925)	(3 847)	(206)	(1 070)	(1 276)	(3 128)	(1 995)	130	(4 993)
37	Pour les cinq premières années (000 \$)	(249)	(155)	(405)	(13 029)	(4 415)	(17 444)	(13 278)	(4 571)	(17 849)	(1 688)	(4 487)	(6 175)	(14 966)	(9 058)	488	(23 536)
38	Taux de rendement interne	11,23%	44,80%	11,39%	19,82%	36,28%	21,94%	15,88%	36,49%	17,47%	9,30%	> 100%	19,12%	14,91%	56,12%		17,37%
39	Point mort tarifaire (années)	4,02	1,00	3,43	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00		1,00

¹ Les contributions clients regroupent la contribution de raccordement de 300 \$ ainsi que toutes les autres contributions faites par les clients.