

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2004-196

R-3529-2004

24 septembre 2004

PRÉSENTS :

Jean-Noël Vallière, B. Sc. (Écon.)

Anita Côté-Verhaaf, M. Sc. (Écon.)

Francine Roy, MBA

Régisseurs

Société en commandite Gaz Métro (SCGM)

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent à la page suivante

*Demande de modifier les tarifs de SCGM à compter du
1^{er} octobre 2004*

Intervenants :

- Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Hydro-Québec;
- Option consommateurs (OC);
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ/AQLPA);
- TransCanada Energy Ltd;
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION	5
2. CONCLUSIONS RECHERCHÉES	6
3. REVENU REQUIS	7
3.1 Base de tarification	9
Développement et renforcement du réseau	9
Amélioration des réseaux de distribution et de transmission	9
Entreposage du gaz.....	10
Installations générales	10
Frais généraux capitalisés.....	10
3.2 Taux moyen du coût du capital	10
3.3 Demande de reconduction du mécanisme d’ajustement automatique du taux de rendement et de la structure de capital	11
3.3.1 Preuve de SCGM	11
Mécanisme d’ajustement automatique du taux de rendement.....	11
Structure de capital.....	12
3.3.2 Position de l’ACIG	12
3.4 Opinion de la Régie	13
Sur l’application du mécanisme incitatif.....	13
Sur la demande de reconduction du mécanisme d’ajustement automatique du taux de rendement et de la structure de capital	13
4. BAISSÉ TARIFAIRE	13
4.1 Stratégie tarifaire pour répartir la baisse	14
4.2 Modifications aux méthodes d’allocation des coûts de transport et d’équilibrage	15
4.2.1 Méthode de répartition des coûts de transport	16
4.2.2 Fonctionnalisation entre la pointe et l’espace pour les coûts d’équilibrage	16
4.2.3 Pointe pour les clients en service interruptible	17
4.3 Modifications aux structures tarifaires	18
4.3.1 Principales modifications.....	18
4.3.2 Effet sur les tarifs	18
4.4 Opinion de la Régie	19
4.4.1 Sur la stratégie tarifaire.....	19
4.4.2 Modifications aux méthodes d’allocation des coûts de transport et d’équilibrage	19
Sur la méthode de répartition du coût de transport	19
Sur la fonctionnalisation entre la pointe et l’espace pour les coûts d’équilibrage	20
Sur la pointe pour les clients en service interruptible	20
4.4.3 Modifications aux structures tarifaires.....	20
5. PROGRAMME DE PRODUITS FINANCIERS DÉRIVÉS	21
5.1 Modification affectant les balises temporelles	21
5.2 Modifications affectant les balises volumétriques	22
5.2.1 Facteur de déplacement.....	22
5.2.2 Facteur d’incertitude	22
5.3 Limites financières des prix d’exercice	23
Prix maximal pour contrat d’échange et plancher de colliers	23
Prix d’exercice maximal pour les options ou combinaisons d’outils.....	24

5.4	Opinion de la Régie	24
	Sur les modifications aux balises temporelles et volumétriques.....	24
	Sur les limites financières des prix d'exercice.....	25
6.	PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER – HORIZON 2005-2007	25
6.1	Demande de gaz naturel	25
	Hypothèses économiques et situation concurrentielle.....	25
	Prévision de la demande.....	26
6.2	Contexte et stratégies d'approvisionnement	27
6.2.1	Fourniture.....	27
6.2.2	Transport.....	28
6.2.3	Équilibrage.....	28
6.2.4	Sources d'approvisionnement et demande.....	29
6.3	Caractère optimal de la structure choisie	29
6.4	Opinion de la Régie	30
	Sur la sécurité d'approvisionnement.....	30
	Sur le caractère optimal du plan d'approvisionnement.....	31
7.	AUTRES SUJETS D'AUDIENCE	31
7.1	Modifications aux P.R.C. et P.R.R.C.	31
	Preuve de SCGM.....	31
	Position de SÉ/AQLPA.....	32
7.2	Programme de financement pour la clientèle affaires	33
	Preuve de SCGM.....	33
	Position de la FCEI.....	35
7.3	Programmes de flexibilité tarifaire mazout et bi-énergie	35
7.4	Opinion de la Régie	35
	Sur les P.R.C. et P.R.R.C.	35
	Sur le programme de financement pour la clientèle affaires.....	36
	Sur les programmes de flexibilité tarifaire mazout et bi-énergie.....	37
8.	RAPPORTS SPÉCIFIQUES DEMANDÉS PAR LA RÉGIE ET SUIVI DE DÉCISIONS	37
8.1	PGÉÉ	38
	Plan 2004-2007.....	38
	Transfert de programmes du PGÉÉ au FEÉ.....	40
8.2	FEÉ	40
	Plan d'action 2004-2005.....	41
	Plan d'action triennal.....	41
8.3	CASEP	42
8.4	Opinion de la Régie	42
	Sur le PGÉÉ.....	42
	Sur le FEÉ.....	43
	Sur le CASEP.....	44
	DISPOSITIF	44
	ANNEXE 1	48
	ANNEXE 2	59

1. INTRODUCTION

Le 10 mars 2004, Société en commandite Gaz Métro (SCGM) introduit à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande de modification de ses tarifs à compter du 1^{er} octobre 2004.

Le 29 avril 2004, par sa décision D-2004-88, la Régie permet la mise en place d'un Groupe de travail, fixe les lignes directrices pour le processus d'entente négociée (PEN) et détermine les sujets référés au PEN et ceux devant être étudiés en audience.

Le 5 mai 2004, SCGM dépose à la Régie la preuve sur le renouvellement du mécanisme automatique d'ajustement du taux de rendement et sur tous les sujets d'audience. Elle demande également une ordonnance de confidentialité pour les pièces SCGM-4, document 1, section 8 (Optimalité de la structure d'équilibrage) et SCGM-4, document 9 (Comparaison des coûts entre les structures d'équilibrage réalisables).

Le 10 juin 2004, la Régie rend la décision D-2004-117 dans laquelle elle accorde la confidentialité demandée par SCGM. Le Groupe de travail dépose, pour sa part, son rapport final.

Le 5 juillet 2004, le distributeur demande, par lettre, l'autorisation à la Régie de créer un compte de frais reportés pour y inclure un montant remboursable aux clients de 88 000 \$ représentant l'impact net de la disposition des comptes de frais reportés et des modifications tarifaires des taux de Union Gas Limited (Union Gas) sur les tarifs d'équilibrage de SCGM.

Le 27 juillet 2004, le distributeur transmet à la Régie une demande d'autorisation de modifier immédiatement les taux du tarif de transport et de créer un compte de frais reportés pour le montant de réduction de 53 000 \$ au prix du service d'équilibrage. Cette demande fait suite à l'ordonnance AO-1-TGI-07-2003 de l'Office national de l'énergie (ONÉ), laquelle modifie les tarifs de TransCanada Pipelines Limited sur une base provisoire à compter du 1^{er} août 2004. La disposition de ces comptes de frais reportés se fera dans le présent dossier. Le 5 août 2004, la Régie acquiesce à la demande de SCGM, conformément aux modalités approuvées par la décision D-2001-232¹.

L'audience se tient les 17 et 18 août 2004 et le dossier est pris en délibéré le 31 août 2004, date de la réception de la demande amendée et des pièces modifiées pour tenir compte des

¹ Dossier R-3463-2001, 27 septembre 2001.

effets de la décision de l'ONÉ ainsi que de la mise à jour relative aux taux obligataires long terme et au taux d'inflation conformément à l'entente sur le mécanisme incitatif.

2. CONCLUSIONS RECHERCHÉES

Les conclusions recherchées dans la demande réamendée de SCGM, en date du 31 août 2004, sont les suivantes :

« **RECONDUIRE** jusqu'au 30 septembre 2006 les programmes et conditions tarifaires suivants déjà reconduits jusqu'au 30 septembre 2005 par la décision D-2003-180 : 1) programme de flexibilité tarifaire bi-énergie; 2) programme de flexibilité tarifaire mazout pour les clients des tarifs D1, D3 et DM;

APPROUVER, à compter du 1^{er} octobre 2004, les modifications proposées à certaines conditions d'applications des programmes de rabais à la consommation et de rétention par voie de rabais à la consommation (P.R.C. et P.R.R.C.);

APPROUVER, à compter du 1^{er} octobre 2004, le programme additionnel alternatif à l'actuel programme commercial axé sur le financement (« PCAF »), tel que décrit à la pièce SCGM-2, document 7;

APPROUVER le plan d'approvisionnement de SCGM pour l'exercice 2005, tel que décrit à pièce SCGM-4, document 1, conformément à l'article 72 de la Loi;

APPROUVER, pour l'exercice financier 2005, les modifications proposées au « Programme de produits financiers dérivés, les volumes totaux pouvant être protégés en vertu de ce programme ainsi que le plafond applicable aux contrats d'échange à prix fixes »;

APPROUVER l'application à l'exercice 2005 du mécanisme incitatif à l'amélioration à la performance approuvé par la Régie dans sa décision D-2004-51;

AUTORISER l'utilisation des sommes imputées au Fonds d'efficacité énergétique (FEÉ) conformément au plan d'action du FEÉ présenté à la pièce SCGM-9, document 8;

AUTORISER le coût en capital moyen de 9,01% sur la base de tarification pour l'exercice financier 2005, lequel provient, entre autres, de l'application du mécanisme automatique d'établissement du taux de rendement sur l'avoir moyen des actionnaires énoncé dans les décisions D-99-11, D-99-150 et D-2003-180 dont SCGM propose la reconduction pour les exercices 2005, 2006 et 2007, ainsi que d'une bonification résultant de l'application du mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance approuvé dans la décision D-2004-51;

***AUTORISER**, dans l'évaluation des projets d'investissements prévus par SCGM pour l'exercice financier 2005, le coût en capital prospectif de 7,04% résultant de l'utilisation des taux déterminés selon les paramètres contenus dans la décision D-97-25;*

***MODIFIER**, à compter du 1^{er} octobre 2004, les tarifs de SCGM de façon à ce qu'ils génèrent les revenus requis totalisant 794 125 000 \$, de façon à permettre à SCGM de récupérer l'ensemble de ses coûts pour assumer ses services;*

***AUTORISER** la répartition tarifaire proposée à la pièce SCGM-12, document 6;*

***APPROUVER** le texte des tarifs proposé à la pièce SCGM-13, document 1. »*

3. REVENU REQUIS

Le dossier tarifaire 2005 est le premier à être préparé selon les termes du mécanisme incitatif approuvé par la Régie dans la décision D-2004-51². Ce mécanisme ne diffère pas fondamentalement de celui qui était appliqué depuis le 1^{er} octobre 2000.

Le fonctionnement du mécanisme de rendement incitatif à l'amélioration de la performance de SCGM est basé sur une comparaison entre le revenu plafond découlant de l'application du mécanisme incitatif et le revenu requis, tel qu'il aurait été établi selon la méthode du coût de service. En début d'exercice, dans le cas où le revenu requis est inférieur au revenu plafond, l'écart favorable, considéré comme un gain de productivité, est partagé avec les clients dans la proportion de 50 % pour ces derniers et de 50 % pour SCGM à titre de bonification du rendement de base sur l'avoir des actionnaires ordinaires.

Le tableau 1 présente le calcul du gain de productivité applicable pour l'année témoin 2004-2005 et son partage ainsi que le revenu plafond et le revenu requis selon les composantes distribution (D), inventaires (F, C, T), transport (T) et équilibrage (É).

² Décision D-2004-51, dossier R-3494-2002, 3 mars 2004.

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

	2003-2004	2004-2005				TOTAL
	TOTAL	Distribution (D)	Inventaires* (F, C, T)	Transport (T)	Équilibrage (É)	
Revenu plafond	770 363	461 577	14 605	248 189	87 595	811 966
Revenu requis (avant partage)	743 797	425 896	14 605	248 189	87 595	776 285
Gain de productivité	26 566	35 681	-	-	-	35 681
Part des clients 50 %**	12 619	17 841	-	-	-	17 841
Part de SCGM 50 %**	13 947	17 841	-	-	-	17 841
Rendement additionnel de SCGM après impôts	1,52 %	1,95 %	-	-	-	1,95 %

* La composante inventaires (F, C, T) représente les coûts directement reliés au maintien des inventaires se rapportant aux services de fourniture de gaz naturel, de gaz de compression et de transport.

** En 2003-2004, la part des clients était de 47,5 %, celle de SCGM était de 52,5 %.

Source : Pièces SCGM-8, documents 1, 2 et 3 et SCGM-12, documents 2 et 3.

Le revenu plafond est établi à partir de celui de l'exercice antérieur, lequel est ajusté pour tenir compte de la variation des volumes projetés et de l'évolution des prix à la consommation (IPC Québec) de 1,51 %³ moins un facteur de productivité de 0,5 %. Le revenu plafond, qui est comparé au revenu requis, est ajusté pour tenir compte de l'impact des facteurs exogènes et des exclusions. Le revenu plafond des autres composantes est égal au revenu requis déterminé selon la méthode du coût de service.

Le revenu requis de distribution est établi en suivant le même procédé que dans un mode de réglementation par les coûts. Les coûts de distribution sont principalement constitués des dépenses d'exploitation et du rendement sur la base de tarification de la composante distribution. Les coûts de transport et d'équilibrage sont en majeure partie déterminés par les contrats conclus avec les fournisseurs des services de transport et d'entreposage et les volumes projetés.

³ Pièce SCGM-8, document 1, page 1.

La part de SCGM du gain de productivité, 17 841 000 \$, représente une bonification après impôts de 1,95 %⁴ du taux de rendement de base sur l'avoir des actionnaires ordinaires.

3.1 BASE DE TARIFICATION

Pour l'exercice financier 2005, SCGM projette une base de tarification moyenne de 1 674 777 000 \$. Les additions à la base de tarification s'élèvent à 145 648 000 \$. Elles sont présentées sous deux rubriques générales : les frais reportés pour un total de 31 031 000 \$ et les immobilisations, regroupées sous cinq catégories, pour un total de 114 617 000 \$ conformément à l'article 5 du *Règlement sur les conditions et les cas requérant l'autorisation de la Régie de l'énergie*⁵.

Développement et renforcement du réseau

Pour le développement du réseau, SCGM prévoit investir 44 565 000 \$ ventilés de la façon suivante : 3 769 000 \$ pour des projets d'extension subventionnés dont le coût est supérieur à 1,5 M\$, 15 429 000 \$ pour des projets de raccordement sur réseau et 25 366 000 \$ pour des projets de raccordement hors réseau⁶. Pour le renforcement du réseau, un montant de 14 210 000 \$ est projeté dont 9 510 000 \$ pour l'enlèvement et la relocalisation de la conduite située sous le pont Jacques-Cartier.

Amélioration des réseaux de distribution et de transmission

Afin d'assurer la fiabilité du service de distribution du gaz et la sécurité du réseau, SCGM prévoit des investissements de 17 233 000 \$ pour l'amélioration du réseau et de 545 000 \$ pour le raccordement et la régularisation du réseau de transmission.

⁴ Pièce SCGM-8, document 3, page 1.

⁵ (2001) 133, G.O. II, 6165.

⁶ Pièce SCGM-6, document 3, page 10.

Entreposage du gaz

Le distributeur propose d'investir 895 000 \$ pour l'entreposage du gaz. Cet investissement est nécessaire afin d'effectuer des mises à niveau aux normes de l'Association canadienne de normalisation, d'assurer la fiabilité et la sécurité entourant l'usine de liquéfaction et d'améliorer les procédés.

Installations générales

SCGM prévoit des investissements de 28 598 000 \$ afin d'assurer l'entretien et l'amélioration des autres installations.

Frais généraux capitalisés

Ces investissements de 8 571 000 \$ correspondent aux frais généraux encourus pour la réalisation des investissements ci-dessus mentionnés.

3.2 TAUX MOYEN DU COÛT DU CAPITAL

Le taux de rendement sur la base de tarification correspond au coût moyen pondéré des différentes composantes de la structure de capital. SCGM utilise, pour l'exercice financier 2005, une structure de capital constituée de 38,5 % d'avoir des actionnaires ordinaires, de 7,5 % d'actions privilégiées et de 54 % de dette. Le taux moyen du coût en capital, avant partage du gain de productivité, est de 8,26 %. Ce taux comprend, entre autres, un coût moyen de la dette de 7,697 % et un taux de rendement sur l'avoir des actionnaires ordinaires de 9,69 %, avant bonification⁷. Après bonification, le taux de rendement demandé s'établit à 11,64 % sur l'avoir des actionnaires ordinaires et à 9,01 % sur la base de tarification⁸.

⁷ Pièce SCGM-7, document 2, page 1.

⁸ *Ibid.* à la page 2.

3.3 DEMANDE DE RECONDUCTION DU MÉCANISME D'AJUSTEMENT AUTOMATIQUE DU TAUX DE RENDEMENT ET DE LA STRUCTURE DE CAPITAL

3.3.1 PREUVE DE SCGM

Mécanisme d'ajustement automatique du taux de rendement

SCGM demande à la Régie de reconduire, pour une période de trois ans, jusqu'à l'année tarifaire 2006-2007 inclusivement, le mécanisme d'ajustement automatique du taux de rendement sur l'avoir des actionnaires ordinaires ainsi que la structure de capital.

SCGM reconnaît que le mécanisme incitatif en vigueur depuis l'année 2000 a généré un taux de rendement supérieur au taux de rendement de base établi en vertu du mécanisme d'ajustement automatique. SCGM soumet qu'il est important de dissocier le taux de rendement de base établi à partir de la formule d'ajustement automatique du taux de rendement bonifié obtenu par l'application du mécanisme incitatif. Le taux de base représente un taux de rendement à être octroyé par la Régie afin de rencontrer les différents facteurs énumérés plus bas. Le mécanisme incitatif vient rémunérer SCGM pour une performance supérieure à la performance attendue dans le mode traditionnel de réglementation. Combiner le résultat du mécanisme incitatif avec la formule d'ajustement automatique du taux de rendement reviendrait, selon SCGM, à lui demander de cesser ses efforts de développement et d'amélioration de la productivité⁹.

Dans le présent dossier, SCGM ne vise pas à justifier la formule. Cela a déjà été fait dans le dossier R-3397-98 et dans la décision D-99-11. Dans cette décision, la Régie approuvait un mécanisme d'ajustement automatique du taux de rendement basé sur les variations des taux obligataires sans risque en tenant compte des facteurs suivants :

- contexte financier de l'entreprise et son risque d'entreprise;
- contexte économique général;
- taux d'intérêt et rendement des obligations de long terme;
- méthodes d'estimation du taux de rendement présentées par les experts et contexte réglementaire dans les juridictions voisines;
- maintien de l'intégrité financière de l'entreprise.

⁹ Notes sténographiques (NS), volume 1, pages 50 et 51.

L'approche de SCGM consiste à reprendre les différents éléments sur lesquels repose cette décision, à en suivre l'évolution depuis 1999 et à démontrer qu'ils n'ont pas, globalement, changé de façon significative. Par conséquent, la formule peut être qualifiée de raisonnable encore aujourd'hui.

Structure de capital

SCGM souhaite la reconduction de sa structure de capital. Pour appuyer sa demande, SCGM réfère à la décision D-96-31 de la Régie du gaz naturel, notamment aux passages suivants :

« La Régie est d'avis également qu'on ne peut modifier fréquemment ou subitement la structure de capital d'une entreprise car cela pourrait créer une instabilité financière qui pourrait inquiéter les investisseurs.

[...] à moins de circonstances exceptionnelles qui le justifieraient, on ne remettra pas en cause à chaque année cette structure que la Régie juge optimale, et qui respecte les principes qui l'ont guidée dans sa décision, à savoir: assurer à long terme un coût de capital le plus bas possible, et maintenir la santé financière du distributeur. »¹⁰

Selon le distributeur, la preuve présentée en appui à la demande de reconduction du mécanisme d'ajustement automatique du taux de rendement est transposable à la demande de maintien de la structure de capital. La conclusion est similaire étant donné qu'aucune circonstance exceptionnelle n'est survenue depuis 1999 qui justifierait la remise en question de la structure de capital.

3.3.2 POSITION DE L'ACIG

Seule l'ACIG s'est prononcée sur la proposition de SCGM. Bien que l'intervenante ne partage pas totalement l'ensemble des éléments de preuve du distributeur dans sa demande, elle considère, pour l'instant, inutile d'approfondir l'analyse de cette question, compte tenu du fait que le distributeur ne propose pas de modifications à la formule actuelle¹¹.

¹⁰ Décision D-96-31, dossier R-3351-96, 9 octobre 1996, page 67.

¹¹ Plaidoirie écrite de l'ACIG, pages 6 et 7.

3.4 OPINION DE LA RÉGIE

Sur l'application du mécanisme incitatif

La Régie note que les participants au Groupe de travail sont d'avis que les pièces produites par SCGM respectent le mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance approuvé dans la décision D-2004-51 et permettent, en conséquence, à la Régie de fixer les tarifs de SCGM à compter du 1^{er} octobre 2004¹². Bien que SÉ/AQLPA ait réservé ses droits de faire des représentations sur les documents SCGM-9, documents 2 et 9¹³, il ne remet pas en question le niveau du revenu requis.

La Régie constate que l'entente déposée par le Groupe de travail est conforme à l'application du mécanisme incitatif et l'approuve.

Sur la demande de reconduction du mécanisme d'ajustement automatique du taux de rendement et de la structure de capital

La Régie juge que globalement les facteurs retenus dans la décision D-99-11 n'ont pas changé d'une manière significative, notamment ceux ayant trait aux contextes économique, d'affaires et financier. Par conséquent, elle approuve la demande de SCGM de reconduire le mécanisme d'ajustement automatique du taux de rendement pour une période de trois ans, soit jusqu'à l'année tarifaire 2006-2007 inclusivement et de maintenir la structure de capital.

4. BAISSE TARIFAIRE

Les tarifs sont fixés de manière à générer le revenu plafond moins la part des clients du gain de productivité, nette des sommes investies dans le Fonds en efficacité énergétique (FEÉ).

Cette année, les clients petit et moyen débits n'ont pas eu à contribuer au FEÉ parce que les revenus d'intérêt du FEÉ de l'année tarifaire précédente (sur la base de sept mois réels et cinq mois projetés) ont excédé les fonds engagés pour l'année tarifaire précédente (toujours sur la base de sept mois réels et cinq mois projetés).

¹² Rapport du Groupe de travail, pièce SCGM-1, documents 3 et 4.

¹³ Les rapports de suivi et les tableaux financiers du Plan global d'efficacité énergétique (PGEÉ) et le Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes (CASEP).

La baisse tarifaire demandée est obtenue en comparant le revenu requis, après partage, au revenu obtenu en appliquant les tarifs en vigueur aux volumes projetés pour l'année témoin 2004-2005.

Cette baisse globale de 1,19 % est le résultat net de la baisse du revenu requis des composantes distribution et inventaires ainsi que de la hausse du revenu requis des composantes transport et équilibrage. La baisse de la composante distribution s'établit à 3,01 %. Le tableau 2 présente le détail.

TABLEAU 2
Calcul de l'ajustement tarifaire global
(000 \$ et en %)

	Distribution (D)	Inventaires (F, C, T)	Transport (T)	Équilibrage (É)	TOTAL
Revenu plafond	461 577	14 605	248 189	87 595	811 966
Part des clients	(17 841)				(17 841)
FEÉ	S. O.				--
Revenu requis (après partage)	443 736	14 605	248 189	87 595	794 125
Tarifs 2003-2004*	453 380	15 429	244 226	86 605	799 640
	(9 644)	(824)	3 963	990	(5 515)
Remboursement FEÉ	(4 000)				(4 000)
Ajustement tarifaire	<u>(13 644)</u>	<u>(824)</u>	<u>3 963</u>	<u>990</u>	<u>(9 515)</u>
Pourcentage	-3,01 %	-5,34 %	1,62 %	1,14 %	-1,19 %

* Tarifs en vigueur en 2003-2004 appliqués aux volumes projetés pour l'année témoin 2004-2005.

Source : Pièce SCGM-8, document 4, page 1.

4.1 STRATÉGIE TARIFAIRE POUR RÉPARTIR LA BAISSE

De façon générale, l'ajustement tarifaire requis des inventaires (F, C, T) de même que des services de transport et d'équilibrage a été réparti au prorata des volumes correspondant au service fourni à la classe tarifaire.

L'ajustement tarifaire à la baisse applicable à la composante distribution s'élève à 13,644 M\$. La majeure partie de ce montant, 13,753 M\$, est attribuable aux coûts de distribution excluant ceux découlant du traitement des trop-perçus antérieurs, du PGEÉ et du FEÉ.

Exception faite des coûts du PGEÉ qui sont répartis selon la méthode d'allocation approuvée dans la décision D-2001-232, tous les autres coûts sont répartis uniformément en pourcentage des revenus de distribution de la classe tarifaire. Les coûts du FEÉ n'affectent que les clients des tarifs de distribution D₁, D₃ et D_M¹⁴. Les clients bénéficiant du tarif fixe de distribution ne sont touchés par aucun des ajustements.

Une fois cette répartition complétée, les grilles tarifaires doivent être modifiées pour refléter la réduction appliquée aux rabais transitoires. Par la suite, les grilles tarifaires du service de distribution sont ajustées pour intégrer les modifications proposées aux méthodes d'allocation des coûts de transport et d'équilibrage ainsi que les modifications aux structures tarifaires.

4.2 MODIFICATIONS AUX MÉTHODES D'ALLOCATION DES COÛTS DE TRANSPORT ET D'ÉQUILIBRAGE

Dans sa décision D-2003-180¹⁵, la Régie demandait au distributeur d'évaluer s'il y avait lieu de réviser les éléments suivants en regard du nouveau contexte gazier :

- méthode de répartition des coûts de transport;
- fonctionnalisation entre la pointe et l'espace pour les coûts d'équilibrage;
- pointe pour les clients en service interruptible.

Le distributeur juge qu'il y a lieu de modifier les deux derniers éléments et fait de nouvelles propositions.

¹⁴ Pièce SCGM-12, document 6.

¹⁵ Dossier R-3510-2003, 26 septembre 2003.

4.2.1 MÉTHODE DE RÉPARTITION DES COÛTS DE TRANSPORT

En ce qui concerne la méthode de répartition des coûts de transport, le distributeur mentionne que son positionnement stratégique procure des bénéfices au niveau des coûts d'équilibrage et estime que la répartition demeure adéquate dans le contexte actuel.

4.2.2 FONCTIONNALISATION ENTRE LA POINTE ET L'ESPACE POUR LES COÛTS D'ÉQUILIBRAGE

Le distributeur propose une nouvelle méthodologie se basant sur les consommations journalières historiques de la dernière année.

Dans un premier temps, il détermine un ordre de priorité d'utilisation des différents outils d'équilibrage dont il dispose et les superpose. Le débit journalier potentiel atteint par chaque outil est ensuite comparé aux paramètres consommation journalière moyenne annuelle (A), consommation journalière moyenne de l'hiver (H) et consommation journalière de pointe (P).

La part des volumes du débit journalier entre A et H est fonctionnalisée en espace et celle entre H et P est fonctionnalisée en pointe. Pour cette opération, les consommations réelles pour chacune des journées de l'année sont utilisées.

La proposition a pour effet d'augmenter la proportion fonctionnalisée sous la pointe de 18 % à 41 % et de diminuer celle sous l'espace de 82 % à 59 %. L'impact de cette modification sur les revenus d'équilibrage est présenté ci-dessous.

TABLEAU 3
Impact de la fonctionnalisation entre la pointe et l'espace sur les revenus
Budget 2003-2004 – (000 \$)

Tarif de distribution (D)	Revenu d'équilibrage			Revenu de transport, d'équilibrage et de distribution	
	Méthode actuelle (1)	Méthode proposée (2)	Écart (3)=(2)-(1)	Revenu (4)	% (5)=(3)/(4)
1	67 919	70 621	2 702	497 119	0,5 %
M	10 583	12 567	1 984	86 184	2,3 %
3	624	741	118	12 334	1,0 %
4	2 113	2 349	236	115 318	0,2 %
5 volet 1A	-2 319	-5 441	-3 222	38 728	-8,3 %
5 volet 1B	1 331	-485	-1 816	12 676	-14,3 %

Source : Pièce SCGM-11, document 1, page 9.

4.2.3 POINTE POUR LES CLIENTS EN SERVICE INTERRUPTIBLE

Le distributeur propose de revoir l'hypothèse d'une pointe à zéro pour les clients interruptibles puisque ces derniers, en particulier les clients du volet 1B, utilisent une part des outils de pointe. Il mentionne que les clients interruptibles ne doivent pas se voir allouer une pointe équivalente à celle des clients continus en raison du service de qualité moindre que reçoivent les clients interruptibles.

Le distributeur propose d'utiliser une fraction de la pointe pour les clients du tarif D₅ basée sur le nombre de jours de pointe où ces clients sont présents. Le distributeur évalue que durant l'hiver, il y a 70 jours où les outils de pointe sont utilisés. Il détermine le pourcentage qui devrait être attribué aux clients interruptibles en prenant le nombre de jours maximum affiché au texte des tarifs par rapport à ces 70 jours.

Ainsi, les clients du tarif D₅ volet 1A ne se voient pas attribuer de pointe puisque leur nombre de jours d'interruption maximum est supérieur à ces 70 jours. Pour leur part, les clients du tarif D₅ volet 1B se voient attribuer une pointe proportionnelle au nombre de jours de pointe où ils sont présents.

L'impact de cette proposition est illustré au tableau suivant.

TABLEAU 4
Impact de l'application d'une pointe à l'interruptible
Budget 2003-2004 – (000 \$)

Tarif de distribution (D)	Revenu d'équilibrage			Revenu de transport, d'équilibrage et de distribution	
	Méthode actuelle (1)	Méthode proposée (2)	Écart (3)=(2)-(1)	Revenu (4)	% (5)=(3)/(4)
1	67 919	67 194	-725	497 119	-0,1 %
M	10 583	10 418	-165	86 184	-0,2 %
3	624	614	-10	12 334	-0,1 %
4	2 113	2 086	-28	115 318	0,0 %
5 volet 1A	-2 319	-2 190	129	38 728	0,3 %
5 volet 1B	1 331	2 129	798	12 676	6,3 %

Source : Pièce SCGM-11, document 1, page 14.

4.3 MODIFICATIONS AUX STRUCTURES TARIFAIRES

4.3.1 PRINCIPALES MODIFICATIONS

SCGM propose certaines modifications aux structures tarifaires. Plus spécifiquement les sujets abordés sont les suivants :

- ajustements reliés aux inventaires;
- service de fourniture – service fourni par le client;
- service d'équilibrage;
- service de distribution D_1 et D_M ;
- structure tarifaire et efficacité énergétique;
- texte des tarifs.

La nature, les modalités et les motifs sous-tendant ces modifications ainsi que, le cas échéant, leurs effets sont présentés à l'annexe 1.

4.3.2 EFFET SUR LES TARIFS

Le tableau 5 présente de façon globale l'effet de la stratégie tarifaire, des rabais transitoires ainsi que des modifications aux structures tarifaires.

TABLEAU 5
Répartition tarifaire¹⁶

Tarif	Revenus selon D-2003-180 2003- 2004 (000 \$)					Revenus proposés 2004-2005 (000 \$)				
	Inven- taire	Trans- port	Équili- brage	Distri- bution	TOTAL	Inven- taire	Trans- port	Équili- brage	Distri- bution	TOTAL
1	12 546	92 325	67 374	334 416	506 660	11 994	93 825	71 134	321 274	498 227
M	1 573	32 646	11 207	49 409	94 834	1 434	33 175	12 538	48 007	95 154
3	55	3 214	455	4 428	8 152	51	3 266	513	4 330	8 159
4	391	81 094	5 974	47 413	134 873	366	82 418	5 908	46 894	135 586
5	864	34 683	1 595	17 715	54 856	760	35 248	(2 485)	19 227	52 749
Ajustement*		264			264		264			264
TOTAL	15 429	244 226	86 605	453 380	799 640	14 605	248 196	87 607	439 732	790 139

* Ajustement inventaire transport

Source : Pièce SCGM-12, document 8, pages 1 et 4.

¹⁶ Certaines données diffèrent légèrement d'un tableau à l'autre. Ces différences, déjà présentes dans les pièces au dossier, sont causées par l'arrondissement.

Les tarifs de distribution diminuent en moyenne de 3,01 %. Cette baisse tient compte du remboursement à partir du FEÉ de 4 M\$ fait aux clients petit et moyen débits. Ce remboursement représente une partie des gains de productivité de ces clients affectée au FEÉ. La baisse se répartit comme suit :

- D1 - 3,9 %;
- DM - 2,8 %;
- D3 - 2,2 %;
- D4 - 1,1 %;
- D5 + 8,5 %.

La distribution n'est qu'une composante de la facture totale du client. En tenant compte des autres composantes (inventaires, transport, équilibrage), la baisse globale moyenne des tarifs est de 1,19 %. La baisse se répartit comme suit :

- tarif 1 - 1,7 %;
- tarif M + 0,3 %;
- tarif 3 + 0,1 %;
- tarif 4 + 0,5 %;
- tarif 5 - 3,8 %.

4.4 OPINION DE LA RÉGIE

4.4.1 SUR LA STRATÉGIE TARIFAIRE

La Régie accepte la stratégie tarifaire proposée. Elle est conforme à l'approche retenue dans le mécanisme incitatif.

4.4.2 MODIFICATIONS AUX MÉTHODES D'ALLOCATION DES COÛTS DE TRANSPORT ET D'ÉQUILIBRAGE

Sur la méthode de répartition du coût de transport

La Régie prend acte qu'il n'y a pas lieu de modifier la méthode de répartition des coûts de transport.

Sur la fonctionnalisation entre la pointe et l'espace pour les coûts d'équilibrage

La Régie juge que l'augmentation de la proportion des coûts fonctionnalisés sous la composante pointe et la diminution de celle fonctionnalisée sous la composante espace reflète plus adéquatement la structure contractuelle des coûts d'entreposage du distributeur que les proportions utilisées actuellement. Pour ce motif la Régie accepte la proposition.

Toutefois, la Régie souhaite que certains aspects soient approfondis dans le prochain dossier tarifaire notamment :

- l'utilisation de données réelles aux fins de la fonctionnalisation des outils d'équilibrage entre la pointe et l'espace (par exemple : l'effet sur la stabilité des tarifs d'équilibrage à travers le temps, le lien de causalité avec le plan d'approvisionnement);
- l'inclusion des consommations des clients en service interruptible dans l'évaluation des journées de pointe;
- la fonctionnalisation de la provision de pointe.

Sur la pointe pour les clients en service interruptible

En ce qui concerne l'attribution d'une pointe aux clients du tarif D₅, la Régie considère que la proposition permet de capter les coûts associés à la planification des outils d'équilibrage contractés pour desservir cette catégorie de clients. En ce sens, la proposition permet de mieux refléter la causalité des coûts au niveau des outils d'équilibrage et d'ajuster la tarification en conséquence. La Régie accepte donc la proposition du distributeur.

4.4.3 MODIFICATIONS AUX STRUCTURES TARIFAIRES

La Régie accepte les modifications proposées aux structures tarifaires ainsi que les changements au texte des tarifs tels qu'explicités aux pièces SCGM-11, document 2 et SCGM-13, document 1.

La Régie relève que les ajustements à la méthode de tarification de l'équilibrage ont été, dans une large mesure, envisagés dans la perspective de rendre le tarif moins volatil aux effets du nombre réel de jours d'interruption. Afin que les modifications proposées n'aient pas d'impacts négatifs sur les autres clients, la Régie accepte que le transfert de coûts soit neutralisé à travers l'ajustement des grilles tarifaires de distributions interruptible et continu.

La Régie comprend que ces propositions ne devraient pas, dans le présent cas, créer d'interfinancement entre les services dégroupés d'équilibrage et de distribution. Quant à l'interfinancement entre les catégories de clients à l'intérieur d'un même service, la Régie prend acte de l'engagement du distributeur d'en cibler les déplacements (résultant d'un possible amenuisement du transfert de coûts) et de corriger, le cas échéant la situation. L'importance de cet interfinancement sera mesurée dans la prochaine étude d'allocation du coût de service.

5. PROGRAMME DE PRODUITS FINANCIERS DÉRIVÉS

La preuve de SCGM sur le programme de produits financiers dérivés est présentée sous la cote SCGM-5, document 2. L'annexe 2 présente un résumé des propositions relatives au programme de produits financiers dérivés. SCGM propose de maintenir ce programme. Les outils autorisés ne changent pas. Le prix d'exercice maximal pour l'achat des options est maintenu et celui pour contrats d'échange et plancher des colliers est mis à jour. Des modifications affectent les balises temporelles et volumétriques.

5.1 MODIFICATION AFFECTANT LES BALISES TEMPORELLES

SCGM propose d'utiliser une plus longue période sur laquelle la balise temporelle peut s'appliquer. La balise temporelle actuelle qui est une période roulante de 36 mois est portée à une date fixe qui ne dépassera pas octobre 2008 pour le dossier tarifaire 2005 et octobre 2009 pour le dossier tarifaire 2006 et ainsi de suite¹⁷.

Le passage à une date fixe se justifie, selon SCGM, par la forme de la courbe des prix à terme du gaz naturel. Depuis quelques années, la courbe à terme est inversée, c'est-à-dire que plus l'échéance est lointaine, plus le prix d'achat du gaz naturel est bas¹⁸. SCGM veut mettre en place, à la suite de l'autorisation de la Régie, des opérations de couverture à long terme à des prix inférieurs à ceux anticipés par le marché à terme pour la prochaine saison gazière¹⁹.

¹⁷ NS, volume 1, page 281, lignes 24 à 27.

¹⁸ Pièce SCGM-5, document 1, pages 3 et 4.

¹⁹ NS, volume 1, page 281, lignes 12 à 15.

En outre, le marché des produits dérivés sur le gaz naturel fonctionne par saison gazière, soit l'hiver et l'été. Il est plus avantageux de transiger par saison, tant pour la rapidité d'exécution que pour l'obtention de la meilleure cote possible²⁰.

5.2 MODIFICATIONS AFFECTANT LES BALISES VOLUMÉTRIQUES

Puisque l'utilisation de dérivés financiers par SCGM a comme prémisse de ne pas être spéculative, il est primordial de s'assurer que les volumes protégés dans le temps ne dépasseront jamais les volumes en service de fourniture de gaz naturel.

La méthodologie pour quantifier la limite volumétrique annuelle repose sur des hypothèses de déplacement des volumes en service de fourniture de gaz naturel de SCGM vers les achats directs ou d'autres sources d'énergie (facteur de déplacement) et sur le degré de précision de la prévision des prix des contrats d'échange dans le temps (facteur d'incertitude).

5.2.1 FACTEUR DE DÉPLACEMENT

Depuis le dossier tarifaire 2002²¹, SCGM utilise les données historiques de consommation projetées pour établir le facteur de déplacement. SCGM recommande d'utiliser dorénavant les données historiques de consommation réalisées, car elles sont beaucoup moins volatiles²². Ces données de consommation réalisées ont également l'avantage de refléter la réelle variation des volumes achetés. De plus, les données de consommation projetées, bien que plus conservatrices, échouent aux tests statistiques de normalité²³.

5.2.2 FACTEUR D'INCERTITUDE

Le facteur d'incertitude fixe le portefeuille cible de protection en fonction du temps. La méthodologie utilisée intègre la relation inverse entre la période de temps et le degré de confiance.

²⁰ Pièce SCGM-5, document 1, page 3.

²¹ Dossier R-3463-2001.

²² Pièce SCGM-5, document 1, page 8.

²³ *Ibid.*

L'évolution future des prix du gaz naturel est incertaine. En raison d'éléments aléatoires, imprévisibles et souvent exogènes dans le comportement des prix, il y aura systématiquement une différence entre les prix protégés et les prix réellement observés. L'erreur de prévision qui en découle est généralement d'autant plus grande que l'horizon de prévision est loin²⁴.

Pour la première année, SCGM souhaite protéger par l'utilisation de l'un ou l'autre des outils financiers autorisés, au moins 20 %, mais au maximum 75 % des volumes prévus en service de fourniture de gaz naturel. Ce sont les mêmes valeurs que celles présentées dans le dossier tarifaire 2004. Pour les années subséquentes, SCGM propose d'utiliser successivement un facteur d'incertitude fixe de 75 %²⁵.

Ce facteur est fixé à 75 % pour des raisons opérationnelles. Sur une base quotidienne, SCGM conserve près de 25 % de ses approvisionnements en achat au comptant et le solde à indice. Fixé à 75 %, le facteur permet de conserver le niveau opérationnel d'achat au comptant, même s'il se produit une forte migration du service de fourniture de gaz naturel vers les achats directs ou les achats à prix fixe²⁶. Le facteur d'incertitude proposé se veut simple et plus explicite qu'auparavant.

5.3 LIMITES FINANCIÈRES DES PRIX D'EXERCICE

Prix maximal pour contrat d'échange et plancher de colliers

SCGM recommande de faire passer le prix maximal pour contrats d'échange et plancher de colliers de 6,48 \$/GJ à 6,91 \$/GJ à AECO dans le but de maintenir une marge de manœuvre suffisante tout en restant compétitive²⁷.

Avec un prix de 6,91 \$/GJ, SCGM démontre que ses tarifs sont compétitifs avec ceux offerts par Hydro-Québec pour plus de 92 % de la clientèle commerciale en service de fourniture. SCGM soumet que pour être compétitive auprès de 100 % de la clientèle commerciale, elle devrait utiliser un prix maximal de 5,80 \$/GJ²⁸. Au niveau actuel des prix,

²⁴ Dossier R-3463-2001, pièce SCGM-1, document 3, page 12; dossier R-3510-2003, pièce SCGM-5, document 1, page 11; dossier R-3529-2004, pièce SCGM-5, document 1, page 14.

²⁵ Pièce SCGM-5, document 1, page 14.

²⁶ *Ibid.*

²⁷ *Ibid.* à la page 5.

²⁸ *Ibid.* à la page 17.

cette limite empêcherait toute fixation des prix à l'aide de contrats d'échange pour les hivers 2005 et 2006 et limiterait les transactions sur les années gazières 2006, 2007 et 2008²⁹.

Prix d'exercice maximal pour les options ou combinaisons d'outils

SCGM recommande que le prix d'exercice maximal soit maintenu à 11 \$/GJ, à l'achat. En contexte de prix élevés et de grande volatilité des prix, le prix d'exercice maximal à l'achat de 11 \$/GJ demeure approprié³⁰.

L'utilisation d'options d'achat peut s'avérer un puissant outil de contrôle des prix lorsque le marché subit des chocs sur l'offre. La marge de manœuvre permise par un prix d'exercice maximal pour les options d'achat à 11 \$/GJ est donc toujours nécessaire.

5.4 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie note que les modifications sont d'ordre technique et n'affectent pas les trois principaux objectifs initiaux du programme de dérivés financiers :

- limiter l'impact des flambées de prix lors de cycles haussiers ou lors de pointes de la demande sur le marché;
- saisir des opportunités de marché pour protéger la position concurrentielle du gaz naturel;
- stabiliser le prix du gaz naturel en réduisant la volatilité du portefeuille.

Sur les modifications aux balises temporelles et volumétriques

La Régie accepte la proposition du distributeur de modifier la balise temporelle. Dans un contexte de courbe des prix à terme inversée, la Régie juge raisonnable d'accorder à SCGM la possibilité de pouvoir transiger sur une période plus longue et ainsi mettre en place des opérations de couverture à long terme à des prix inférieurs à ceux anticipés par le marché pour la prochaine saison gazière.

²⁹ Pièce SCGM-5, document 1, page 5.

³⁰ *Ibid.* à la page 6.

La Régie accepte les modifications techniques proposées aux facteurs de déplacement et d'incertitude et les limites volumétriques qui en découlent. Les modifications proposées rendent les calculs plus simples. Elles permettent de mieux refléter la réelle variation des volumes achetés et de conserver un niveau d'approvisionnement au comptant pouvant tenir compte d'une migration des clients du service de fourniture de gaz naturel vers les achats directs ou les achats à prix fixe.

Sur les limites financières des prix d'exercice

La Régie accepte la proposition du distributeur de fixer à 6,91 \$/GJ à AECO le prix maximal pour les contrats d'échange et plancher de colliers. La Régie accepte également la proposition de reconduire le prix d'exercice maximal pour l'achat des options de moins de un an à 11 \$/GJ à AECO. Les explications présentées par SCGM quant aux conditions de marchés très volatiles et quant aux prix très élevés sont justifiées dans le présent contexte gazier.

6. PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER – HORIZON 2005-2007

Tel que requis par le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*³¹, SCGM dépose son plan d'approvisionnement gazier à la pièce SCGM-4. Ce plan présente la prévision triennale de la demande de gaz ainsi que les outils d'approvisionnement requis pour satisfaire cette demande.

6.1 DEMANDE DE GAZ NATUREL

Hypothèses économiques et situation concurrentielle

SCGM présente deux scénarios de demande : un scénario de base et un scénario favorable.

Le scénario de base repose sur les hypothèses suivantes :

- une croissance économique annuelle soutenue se situant entre 3,1 % et 3,3 %;

³¹ (2001) 133 G.O. II, 6037.

- une prévision du prix de la fourniture de gaz provenant de l'Alberta variant entre 5,65 \$/GJ et 6,32 \$/GJ;
- un prix du mazout n° 6 variant entre 30,87 \$ et 32,58 \$ CA/baril;
- une augmentation annuelle ajustée au taux d'inflation pour les tarifs d'électricité régulière et l'équivalence entre le tarif régulier et le tarif bi-énergie d'Hydro-Québec à partir d'avril 2006.

En vertu du scénario de base, la position concurrentielle du gaz naturel dans les différents marchés est défavorable par rapport au mazout sur tout l'horizon du plan. La position concurrentielle du gaz naturel par rapport à l'électricité est favorable dans le marché commercial, mais défavorable dans le marché résidentiel.

Le scénario favorable repose sur une situation concurrentielle avantageuse du gaz par rapport au mazout n° 6 ainsi que sur la modification d'autres facteurs affectant à la hausse la demande des clients de la grande entreprise.

Prévision de la demande

Sous le scénario de base les livraisons dans le marché des grandes entreprises diminueront de 10 % ($273 \cdot 10^6 \text{m}^3$) entre 2005 et 2006 en raison du non-renouvellement anticipé du contrat d'un client majeur en service continu. Les livraisons aux clients petit et moyen débits augmenteront d'environ de 2,7 % ($80 \cdot 10^6 \text{m}^3$) par année en raison de la croissance économique soutenue et de l'abrogation au 1^{er} avril 2006 du tarif bi-énergie d'Hydro-Québec. Bien qu'en 2007, les livraisons projetées dans le secteur de la grande entreprise augmentent de près de 41 % ($988,3 \cdot 10^6 \text{m}^3$) à cause de la demande de la nouvelle génération électrique, la demande totale approvisionnée par le distributeur subit une décroissance de 5,4 % entre 2005 et 2007. En effet, la demande créée par la génération électrique n'a pas d'impact sur le plan d'approvisionnement et en est donc exclue. Le distributeur considère que le client fournira son approvisionnement gazier.

SCGM émet l'hypothèse que le prix du service de fourniture de gaz naturel anticipé pour 2005 n'aura pas d'impact négatif sur la demande à cause des mesures prises par le distributeur pour limiter les impacts de la volatilité élevée des prix sur la demande de gaz naturel.

Le tableau 6 présente les prévisions, excluant la génération électrique, anticipées sous les deux scénarios. Ces prévisions tiennent compte des pertes de consommation attribuables aux programmes d'efficacité énergétique.

TABLEAU 6
Demande de gaz naturel 2005-2007
excluant celle de la génération électrique
(avant interruptions) – 10⁶m³

	Scénario de base			Scénario favorable		
	2005	2006	2007	2005	2006	2007
Service continu	4 816	4 550	4 641	4 816	4 893	4 984
Service interruptible	801	752	672	801	1 233	1 137
Total	5 617	5 302	5 314	5 617	6 126	6 121

Source : Pièce SCGM-4, document 1, pages 19, 23 et 25.

6.2 CONTEXTE ET STRATÉGIES D'APPROVISIONNEMENT

Selon le distributeur, l'objectif premier du plan est de procurer aux clients un approvisionnement sécuritaire tout en s'assurant que le coût d'utilisation du gaz naturel soit le plus bas possible et concurrentiel avec celui des énergies alternatives. Spécifiquement, le distributeur contracte les outils nécessaires afin de rencontrer la demande en pointe et la demande saisonnière des clients en service continu et, dans la mesure du possible, celle des clients interruptibles. Ces approvisionnements doivent être suffisamment flexibles pour faire face aux fluctuations causées par le climat et par l'économie.

6.2.1 FOURNITURE

Le distributeur prévoit évoluer dans un contexte de prix élevé du gaz ainsi que d'une grande volatilité des prix. Sa stratégie d'acquisition de la fourniture varie en fonction du point d'acquisition. À AECO, SCGM sélectionne les fournisseurs en procédant par appel d'offres et limite à des périodes de 12 et 24 mois ses contrats d'achat à indice mensuel. Cette flexibilité permet de réévaluer plus souvent le crédit des fournisseurs.

À Dawn, le distributeur préfère avoir des contrats au moins deux ans à l'avance afin de pouvoir se repositionner à AECO advenant le tarissement de ce marché secondaire. À ce point d'acquisition, les fournisseurs sont sélectionnés par invitation selon les critères suivants : la cote de crédit, la crédibilité et la prime de lieu demandée.

De façon générale, SCGM planifie contracter entre 65 % et 75 % de ses besoins avant le début de l'année gazière et conserver au moins 25 % de ses achats au comptant afin d'être en mesure de réagir aux variations de la demande causées par la migration entre les clients en achats directs et ceux sous le service de fourniture du distributeur, ainsi qu'aux aléas de la température.

6.2.2 TRANSPORT

SCGM poursuit son objectif de minimiser son coût de transport en diminuant la capacité longue distance (FTLH) et en y jumelant des achats à Dawn. Ces achats à Dawn sont transportés sur un contrat de courte distance (FTSH), à des coûts moindres. Le transport provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien est presque entièrement utilisé, alors que le transport provenant de Dawn est celui qui s'ajuste à la variation de la demande. Tout comme pour la fourniture, SCGM surveille la valeur du transport sur le marché secondaire afin de se repositionner à AECO advenant le cas où la valeur du marché secondaire annulerait les économies reliées à cette option à Dawn.

Pour l'année 2005, le coefficient d'utilisation anticipé sur les contrats de transport FTLH est de 99,8 %.

6.2.3 ÉQUILIBRAGE

Le portefeuille d'outils d'équilibrage de SCGM est constitué de trois sites d'entreposage souterrain, d'une transaction d'échange de gaz naturel été-hiver et de l'usine de liquéfaction dont SCGM est propriétaire.

Le tableau 7 montre les capacités contractuelles des sites d'entreposage et les capacités requises pour l'année 2005.

TABLEAU 7
Année 2005

Entreposage	Capacités contractuelles (10³m³)	Capacités requises (10³m³)
Pointe du Lac*	22 592	67 000
Saint-Flavien*	95 487	107 000
Gaz naturel liquide (GNL)	58 591	42 000
Union Gas	597 625	550 000

* Possibilité d'approvisionner ces sites d'entreposage plus d'une fois dans l'année.

Source : Pièces SCGM-3, document 1, page 7 et SCGM-3, document 4.

6.2.4 SOURCES D'APPROVISIONNEMENT ET DEMANDE

Pour l'année 2005, le distributeur anticipe une demande de pointe des clients en service continu pour une température de 44 degrés-jours (DJ) de 30 279 10³m³. Afin de répondre à cette demande de pointe, le distributeur a contracté des outils pouvant desservir une consommation de 31 710 10³m³. L'écart entre la demande et les outils à la disposition du distributeur correspond à la provision de pointe et représente 4,7 % de la demande totale en pointe.

Le distributeur prévoit interrompre un volume de 56 10⁶m³ durant l'hiver 2005. Ce volume représente 7 % de la demande des clients en service interruptible.

6.3 CARACTÈRE OPTIMAL DE LA STRUCTURE CHOISIE

SCGM mentionne que l'expérience des dernières années lui a démontré que pour faire face à la réalité opérationnelle et commerciale de l'approvisionnement, elle doit dégager du plan une provision de pointe de l'ordre de 3,5 % à 6 %.

Cette marge de manœuvre permet de combler les besoins de pointe des clients en service interruptible du volet 1B pour un volume de 709 10³m³ et de faire face aux variations de la consommation découlant des fluctuations de la température et de la demande des clients industriels.

Le distributeur fait valoir qu'il doit se positionner dans le marché nord-américain particulièrement au niveau de l'équilibre. Il considère que l'entreposage de Union Gas est un actif hautement recherché et qu'il fait partie des outils stratégiques à conserver dans son portefeuille. Cette approche découle de la demande grandissante en gaz naturel pour la génération électrique et de la rareté des sites géologiques d'entreposage.

6.4 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie juge que le plan d'approvisionnement couvrant l'horizon 2005 à 2007 est conforme aux exigences du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*. Elle évalue ce plan d'approvisionnement sous les aspects suivants : la sécurité d'approvisionnement et le caractère optimal du plan.

Sur la sécurité d'approvisionnement

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

L'examen de la preuve démontre que, pour les besoins de pointe, les outils à la disposition du distributeur permettent de rencontrer une demande pour une température de 44 DJ. À ce chapitre, la Régie observe qu'au cours des dix dernières années de telles journées ont été très peu fréquentes³². La Régie note qu'en ce qui concerne les besoins de pointe pour l'année 2005, le distributeur maintient une provision représentant 4,7 % de la demande de pointe.

La Régie constate que, pour la demande saisonnière en hiver, le volume d'interruption est de 7 % et qu'il est proportionnellement plus faible que celui du dossier tarifaire de l'an dernier qui était de 14 %³³. De plus, comme l'illustre le tableau 7, elle note que l'entreposage à l'usine de liquéfaction et chez Union Gas n'est pas complètement utilisé.

Dans ces conditions, la Régie juge que le plan d'approvisionnement montre suffisamment de flexibilité pour faire face aux fluctuations de la demande. La Régie est satisfaite des

³² Pièce SCGM-3, document 4.6, pages 2 et 3.

³³ Dossier R-3510-2003, pièce SCGM-3, document 4, page 1.

stratégies du distributeur quant à la sécurité d'approvisionnement de la franchise sur l'horizon du plan.

Sur le caractère optimal du plan d'approvisionnement

La Régie doit examiner le plan et en apprécier son optimalité de manière à s'assurer que les tarifs de transport et d'équilibrage qui en découlent soient justes et raisonnables pour l'ensemble des clients. L'exercice requiert d'évaluer et d'apprécier les moyens proposés et leurs coûts. Pour ce faire, la Régie doit pouvoir, à partir de la preuve déposée au dossier, être en mesure de faire cette analyse.

La Régie est satisfaite des explications données en audience concernant l'optimalité du plan. Par ailleurs, la Régie prend note de l'engagement du distributeur d'établir, lors du prochain dossier tarifaire, des paramètres ou des repères qui permettront d'apprécier les marges de manœuvres nécessaires et optimales à la réalisation du plan.

En conclusion, la Régie approuve le plan d'approvisionnement gazier pour l'année 2005.

7. AUTRES SUJETS D'AUDIENCE

7.1 MODIFICATIONS AUX P.R.C. ET P.R.R.C.

PREUVE DE SCGM

L'objectif du programme de rabais à la consommation (P.R.C.) est de réaliser une nouvelle vente de gaz naturel chez un nouveau client ou chez un client existant alors que l'objectif du programme de rétention par voie de rabais à la consommation (P.R.R.C.) est de maintenir la consommation de gaz chez un client existant³⁴.

L'évolution récente du marché ainsi que le désir de SCGM de poursuivre son développement amène le distributeur à proposer certains ajustements et améliorations à ces programmes³⁵.

³⁴ Pièce SCGM-2, document 10, page 2.

³⁵ Pièce SCGM-2, document 8, page 1.

Un ajustement important est l'admissibilité aux P.R.C et P.R.R.C. de tous les équipements à gaz naturel. Selon SCGM, l'impact marginal de un mètre cube de gaz consommé est le même peu importe l'appareil ou l'application pour lequel il est utilisé.

Dans le cas du P.R.C. nouvelle construction, cet élargissement permet à SCGM de favoriser, dans le marché résidentiel, l'installation d'un maximum d'appareils périphériques, tels que les foyers, cuisinières, barbecues ou chauffe-piscine.

Avec cet élargissement, la clause exemptant les clients des tarifs de distribution D_1 , D_2 et D_M de l'obligation annuelle est maintenue, sauf pour les bénéficiaires de l'aide financière utilisant le gaz naturel majoritairement pour des procédés. Cette exception vise à protéger les investissements du distributeur.

Désormais, le rabais ne s'applique que sur le tarif du service de distribution.

POSITION DE SÉ/AQLPA

S.É/AQLPA émet des réserves quant à l'admissibilité de certains équipements périphériques, tels que les foyers et les barbecues. Les équipements périphériques ayant une efficacité inférieure à 50 % devraient être exclus des dépenses admissibles. Quant aux autres équipements, il y aurait lieu d'énumérer spécifiquement les équipements admissibles après que la Régie aura comparé leur efficacité et leurs émissions atmosphériques à celles des équipements des filières concurrentes³⁶.

De plus, il devrait être requis que le client installe les accessoires adéquats pour maximiser l'efficacité de ces équipements, tels que des thermostats électroniques programmables ou d'autres équipements de contrôle³⁷.

³⁶ Pièce SÉ/AQLPA-2, document 2, page 12.

³⁷ *Ibid.* à la page 10.

7.2 PROGRAMME DE FINANCEMENT POUR LA CLIENTÈLE AFFAIRES

PREUVE DE SCGM

Dans sa décision D-2000-188³⁸, la Régie autorise SCGM à offrir un programme commercial axé sur le financement (PCAF) qui consiste à octroyer un financement correspondant à l'écart entre le coût des équipements ainsi que leur installation et le rabais tarifaire offert au client en vertu des P.R.C. et P.R.R.C. Toutefois, depuis l'implantation de ce programme, SCGM a octroyé uniquement deux prêts à des clients existants³⁹.

Constatant que le PCAF ne répondait pas aux besoins de sa clientèle, le distributeur a sollicité à l'automne 2002 les services des institutions financières au Québec pour offrir un programme de financement en partenariat avec SCGM⁴⁰.

La Banque Scotia et SCGM, en partenariat avec l'entreprise GHR Systems⁴¹ ont développé un concept de traitement des demandes de prêts et d'enquêtes de crédit complètement automatisé et un système informatique pour traiter les demandes de financement dans un délai de 48 heures. De plus, les gestionnaires et les représentants aux ventes de SCGM ont accès au système informatique sur le site Internet de GHR Systems pour vérifier l'avancement des dossiers de crédit⁴².

SCGM propose de lancer un nouveau programme de financement pour permettre à ses clients affaires existants et potentiels d'avoir accès, rapidement et de façon simple et directe, à du financement d'équipement et de matériel de chauffage ainsi que de procédés à gaz naturel. Ce nouveau programme sera utilisé et promu par les représentants et les partenaires certifiés de SCGM⁴³.

La clientèle visée par ce programme est celle des marchés multilocatif, commercial et industriel aux tarifs 1, 3 et M excluant les entreprises en démarrage (moins de 24 mois d'existence) et le secteur de la restauration. Le programme de financement est destiné aux propriétaires de petites entreprises dont le chiffre d'affaires est inférieur à environ 5 M\$ et il

³⁸ Dossier R-3447-2000, 23 octobre 2000.

³⁹ Pièce SCGM-2, document 7, page 3.

⁴⁰ *Ibid.* à la page 5.

⁴¹ GHR Systems est le fournisseur de systèmes informatiques et service spécialisés dans le financement.

⁴² Pièce SCGM-2, document 7, page 9.

⁴³ *Ibid.* à la page 8.

visé à financer des montants entre 5 000 \$ et 50 000 \$ servant à l'achat et à l'installation d'appareils à gaz naturel⁴⁴.

Selon l'entente entre SCGM et la Banque Scotia, cette dernière sera responsable de traiter les demandes de financement à partir du moment où elle reçoit une demande de crédit, et ce, jusqu'à l'échéance du prêt. Le taux d'intérêt sera établi par la Banque Scotia et sera révisé trimestriellement⁴⁵.

De son côté, SCGM est responsable de promouvoir le programme de financement auprès de sa clientèle et de compléter la confirmation d'identification du client lorsque ce dernier désire faire une demande de crédit pour financer son installation⁴⁶.

Selon l'entente négociée avec SCGM, la Banque Scotia assume les frais reliés à l'élaboration et à la mise en place du programme ainsi que les frais d'administration y incluant le coût de la gestion des prêts, de l'administration du programme de même que les frais d'étude et d'évaluation des dossiers de crédit⁴⁷.

En contrepartie, SCGM s'engage à contribuer au coût du programme de manière à compenser la Banque Scotia pour une proportion des pertes de crédit, le montant étant limité à 220 000 \$ pour les deux premières années. Deux ans après le lancement du programme, un nouveau plafond sera fixé par le Comité de direction pour les années subséquentes en vue d'assurer que ce plafond reflète adéquatement la proportion du coût du programme par rapport aux ventes effectuées. Par ailleurs, SCGM désire imputer les coûts du programme de financement à son coût de service⁴⁸.

En raison de l'application limitée du programme, SCGM souhaite que le PCAF demeure disponible, et ce, tant et aussi longtemps qu'une alternative n'aura pas été mise au point et qu'elle ne satisfera pas l'ensemble de la clientèle visée par le PCAF⁴⁹.

⁴⁴ Pièce SCGM-2, document 7, page 8.

⁴⁵ *Ibid.* aux pages 8 et 9.

⁴⁶ *Ibid.* à la page 9.

⁴⁷ *Ibid.* à la page 12.

⁴⁸ *Ibid.*

⁴⁹ *Ibid.* à la page 8.

POSITION DE LA FCEI

La FCEI soumet que les critères d'admissibilité au programme développé en partenariat avec la Banque Scotia devraient être modifiés afin d'offrir ce service à l'ensemble de la clientèle, et ce, en incluant les entreprises en démarrage et les entreprises du secteur de la restauration⁵⁰.

La FCEI souligne les difficultés de financement croissantes des petites et moyennes entreprises auprès des institutions financières. L'intervenante est d'avis que tous les clients d'une même classe tarifaire devraient avoir accès aux mêmes services, d'autant plus si ces derniers en supportent les coûts. La FCEI prétend que SCGM devrait se satisfaire de l'évaluation de crédit effectuée par l'institution financière comme critère d'acceptation sans discrimination quant au type de marché de sa clientèle⁵¹.

7.3 PROGRAMMES DE FLEXIBILITÉ TARIFAIRE MAZOUT ET BI-ÉNERGIE

SCGM demande à la Régie de reconduire, pour une période de deux ans se terminant le 30 septembre 2006, les programmes de flexibilité tarifaire mazout et bi-énergie pour les tarifs 1, 3 et M. Depuis leur instauration, ces programmes ont permis de prévenir une perte de volumes et de revenus transport, équilibrage et distribution ainsi que la hausse tarifaire qui en résulterait auprès de l'ensemble de la clientèle⁵².

7.4 OPINION DE LA RÉGIE

Sur les P.R.C. et P.R.R.C.

Les modifications proposées aux P.R.C. et P.R.R.C. visent à apporter des précisions, à enlever des irritants ainsi qu'à éliminer certaines incohérences.

La Régie ne juge pas opportun, dans le cas présent, d'exiger que tous les équipements admissibles aux P.R.C. et P.R.R.C. rencontrent les normes maximales d'efficacité

⁵⁰ Pièce FCEI-1, page 6.

⁵¹ *Ibid.* à la page 5.

⁵² Pièce SCGM-2, document 1, pages 2 et 3.

énergétique. La Régie réitère qu'elle considère inapproprié d'imposer des conditions quant au choix des équipements admissibles au programme. Elle juge préférable que le client garde le libre choix des équipements qu'il désire installer. En outre, de telles conditions risquent de rendre plus difficile l'atteinte des résultats du programme⁵³.

La Régie juge que les équipements périphériques ne doivent pas être admissibles aux programmes en cause. Bien que la Régie soit sensible aux considérations « marketing » mises de l'avant par le distributeur, elle est toutefois d'avis qu'elle ne peut pas, étant donné la nature des équipements considérés, faire supporter les subventions éventuelles par la communauté des usagers.

Sur le programme de financement pour la clientèle affaires

La Régie note que le nouveau programme de financement pour la clientèle affaires a le même objectif que celui approuvé par la décision D-2000-188. Il s'en distingue notamment par le recours à une tierce partie pour la gestion du financement et l'exclusion des entreprises en démarrage ainsi que celles du secteur de la restauration. L'exclusion a été assimilée à une certaine forme de discrimination.

Lorsqu'un motif de discrimination est soulevé, la Régie doit d'abord vérifier s'il y a effectivement un traitement discriminatoire envers certains usagers. Dans l'affirmative, la Régie doit examiner, à la lumière des faits connus au dossier, si cette discrimination est indue.

L'exclusion explicite prévue pour un certain type de clientèle amène la Régie à conclure que le programme de financement pour la clientèle affaires est, à sa face même, discriminatoire puisqu'il accorde un traitement différent à certains clients à l'intérieur des mêmes catégories tarifaires.

D'une part, la Régie constate que l'exclusion de ces segments de marché relève d'une exigence de l'institution financière pour se conformer aux besoins spécifiés par SCGM dans son appel d'offres. Selon la compréhension de la Régie, l'institution financière est prête à offrir un taux de financement fixe compétitif et à respecter les conditions de l'appel d'offres en autant que les segments de marché qu'elle juge plus à risque soient, dans un premier temps, exclus⁵⁴.

⁵³ Décision D-2000-188, R-3447-2000, 23 octobre 2000.

⁵⁴ NS, volume 1, page 99.

D'autre part, la Régie constate que l'exclusion des entreprises en démarrage et du secteur de la restauration pourrait n'être que temporaire. SCGM est consciente du problème causé par ce type de discrimination et elle entend le régler dès l'automne 2005⁵⁵.

Entre temps, compte tenu de l'application limitée du nouveau programme proposé, SCGM conserve le PCAF dans sa forme actuelle. Cette solution temporaire sera en vigueur tant et aussi longtemps qu'une alternative n'aura pas été mise en place pour satisfaire l'ensemble de la clientèle visée par le PCAF⁵⁶.

Dans ces circonstances, la Régie juge que l'exclusion des entreprises en démarrage et celles du secteur de la restauration ne constitue pas une discrimination indue. Toutefois, SCGM devra présenter, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, le résultat de ses travaux et la solution envisagée pour desservir les entreprises en démarrage et celles du secteur de la restauration.

Sur les programmes de flexibilité tarifaire mazout et bi-énergie

La Régie accepte de reconduire pour deux ans le programme de flexibilité tarifaire mazout. Quant au programme de flexibilité tarifaire bi-énergie gaz-électricité, la Régie rappelle que, conformément à la décision D-96-24⁵⁷ de la Régie du gaz naturel, le distributeur doit mettre fin à ce programme si le programme bi-énergie d'Hydro-Québec se termine.

Par conséquent, la Régie maintient, jusqu'au 30 septembre 2005, tel que décidé dans la décision D-2003-180, le programme de flexibilité tarifaire gaz-électricité et demande à SCGM de lui démontrer, lors du prochain dossier tarifaire, la pertinence de maintenir le programme de flexibilité tarifaire bi-énergie gaz-électricité, étant donné la récente décision D-2004-170 de la Régie dans le dossier R-3531-2004.

8. RAPPORTS SPÉCIFIQUES DEMANDÉS PAR LA RÉGIE ET SUIVI DE DÉCISIONS

⁵⁵ Pièce SCGM-7, document 7.9, réponse 2b.

⁵⁶ Pièce SCGM-2, document 7, page 8.

⁵⁷ Décision D-96-24, dossier R-3351-96, 5 juillet 1996.

8.1 PGEÉ

SCGM présente des rapports de suivis pour le PGEÉ. Ces rapports comparent les résultats du PGEÉ aux prévisions, pour la période de six mois se terminant le 31 mars 2004. Au cours de cette période, SCGM a réalisé 52 % des économies envisagées, pour un total de 3,5 Mm³, a rejoint 47 % des participants prévus et a dépensé 91 % du budget anticipé⁵⁸.

Plan 2004-2007

Le coût direct du PGEÉ sur l'horizon 2004-2007 est estimé à 16,5 M\$, dont 12,3 M\$ pour l'aide financière directe et 4,2 M\$ pour les dépenses d'exploitation.

SCGM prévoit des économies cumulatives de près de 422,7 Mm³ sur la durée de vie utile des mesures implantées, générant des économies nettes de 160,4 M\$ (en dollars de 2004) pour les participants, comparativement à 154,1 M\$ pour le PGEÉ 2003-2006. L'application du test du coût total en ressources indique des économies nettes de 63,9 M\$, comparativement à 73,3 M\$ pour le PGEÉ 2003-2006.

Pour l'année 2004-2005, SCGM demande à la Régie l'approbation d'un budget de 5,1 M\$, dont 3,7 M\$ d'aide financière et 1,4 M\$ de dépenses d'exploitation. La prévision initiale du PGEÉ 2003-2006 pour l'année 2004-2005 correspondait, à peu de chose près, au même montant⁵⁹.

Pour la première année d'implantation du PGEÉ 2004-2007, SCGM envisage des économies annuelles de 10,6 Mm³, générant pour les participants des économies monétaires nettes de 51,6 M\$ sur la durée de vie utile des programmes. SCGM prévoit des pertes de revenus de 0,7 M\$ et estime à 1,332 % l'impact tarifaire du PGEÉ, basé sur des revenus de distribution de 436,96 M\$⁶⁰.

⁵⁸ Pièce SCGM-9, document 1, page 25; pièce SCGM-9, document 2, page 2.

⁵⁹ Pièce SCGM-9, document 1, page 4.

⁶⁰ *Ibid.* aux pages 4, 65 et 67.

À cet égard, SCGM précise qu'aucun plafond n'est établi, *a priori*, en matière d'impact tarifaire et que ce dernier est fixé annuellement, en fonction des besoins. SCGM demeure néanmoins préoccupée par l'évolution de ses tarifs dans son appréciation des exigences en matière d'efficacité énergétique⁶¹.

Le PGEÉ 2004-2007 comporte quinze programmes dont trois ne génèrent aucune économie d'énergie comptabilisée. Ces trois programmes, dits intangibles, visent la sensibilisation de tous les marchés à l'efficacité énergétique. SCGM offre cinq programmes tangibles pour le marché résidentiel et sept pour le marché commercial, institutionnel et industriel (CII), incluant les clients de la grande entreprise et les clients des immeubles multilocatifs⁶².

SCGM met à jour le portefeuille du PGEÉ 2004-2007. Ce PGEÉ diffère du plan de l'année précédente sous quatre aspects⁶³ :

- pour le marché résidentiel, SCGM retire le programme de la trousse énergétique (PE 110), en raison d'une transformation du marché⁶⁴;
- le taux d'opportunisme appliqué aux programmes destinés à la clientèle de la grande entreprise (VGE) passe à 50 %, conformément à la décision D-2003-180. SCGM compte étudier, au cours de la prochaine année, la possibilité de réduire ce taux d'opportunisme en adaptant ou en modifiant ces programmes⁶⁵;
- l'incitatif à la performance est aboli, conformément à la décision D-2004-51⁶⁶;
- quatre programmes du PGEÉ sont transférés au FEÉ : le programme communautaire (PE 104), le programme de rénovation pour les habitations unifamiliales (PE 108) et pour les duplex et triplex (PE 112), ainsi que le programme d'enveloppe du bâtiment pour le marché de la nouvelle construction (PE 206).

SCGM présente l'état d'avancement de l'évaluation des programmes du PGEÉ⁶⁷. Elle mentionne être consciente d'un retard quant à l'évaluation de certains programmes et reporte à un dossier ultérieur le dépôt de certains éléments de cette évaluation⁶⁸.

⁶¹ NS, volume 1, page 34.

⁶² Pièce SCGM-9, document 1, page 28.

⁶³ *Ibid.* aux pages 4, 5 et 25 à 59.

⁶⁴ *Ibid.* aux pages 41 à 43.

⁶⁵ *Ibid.* à la page 18.

⁶⁶ Décision D-2004-51, dossier R-3494-2002, 3 mars 2004; pièce SCGM-9, document 1, pages 66 et 67.

⁶⁷ Pièce SCGM-9, document 1, pages 11 et 12.

⁶⁸ NS, volume 1, page 29.

SCGM poursuit l'évaluation des taux d'attraction et de fidélisation de la clientèle. Cependant, les recherches de SCGM à ce sujet se soldent « *par un néant absolu. Les seules études portant sur l'effet de fidélisation s'adressent à la rétention d'équipements promus par un programme donné, mais rien sur la clientèle* ». Toutefois, SCGM compte intégrer dans ses exercices d'évaluations futures des questions sur la rétention auprès de la clientèle existante et sur l'attraction auprès de ses nouveaux clients participants à un programme du PGEÉ⁶⁹.

Transfert de programmes du PGEÉ au FEÉ

Lors de leur planification triennale respective, les représentants du PGEÉ et du FEÉ se sont consultés afin d'éviter le dédoublement d'efforts et le chevauchement de programmes.

Les parties ont convenu que le PGEÉ concentrera ses activités sur l'implantation de mesures liées aux appareils et systèmes connexes alimentés par le gaz naturel. Le FEÉ se concentrera sur les mesures touchant l'enveloppe du bâtiment et les nouvelles technologies autres que celles alimentées au gaz naturel. Le FEÉ favorisera également les interventions à caractères communautaire ou social. Ainsi, quatre programmes du PGEÉ sont transférés au FEÉ. Le transfert de ces quatre programmes ne réduit aucunement les efforts de SCGM en matière d'efficacité énergétique, puisque la réduction budgétaire d'environ 310 000 \$ résultant de ce transfert a été réallouée aux programmes et activités du présent PGEÉ⁷⁰.

8.2 FEÉ

Le rapport d'étape 2003-2004 du FEÉ fait état des résultats obtenus et des coûts réels des programmes offerts⁷¹. En date du 20 juillet 2004, environ 49 % du budget prévu est engagé⁷².

⁶⁹ Pièce SCGM-9, document 1, pages 18 et 19.

⁷⁰ *Ibid.* aux pages 28 et 29.

⁷¹ Pièce SCGM-9, document 7.

⁷² Pièce SCGM-9, document 11.

Plan d'action 2004-2005

Le Plan d'action 2004-2005 Horizon 2007 du FEÉ propose des investissements de près de 3,2 M\$ pour la mise en oeuvre de 20 programmes devant générer des économies annuelles de l'ordre de 6,8 Mm³ de gaz naturel au cours de la période du 1^{er} octobre 2004 au 30 septembre 2005⁷³. Le Comité de gestion du FEÉ est confiant que ce budget de 3,2 M\$ est réaliste, compte tenu de l'expérience vécue et des modifications apportées à l'offre financière des programmes⁷⁴.

Pour la clientèle résidentielle, quatre des quatorze programmes proposés visent spécifiquement la clientèle à faible revenu et deux programmes s'adressent au milieu sociocommunautaire⁷⁵. Ces programmes d'aide technique ou financière visent la construction ou la rénovation résidentielle, l'analyse énergétique des bâtiments, l'intervention communautaire, l'installation de panneaux réflecteurs de chaleur ou de murs solaires, la récupération de la chaleur des eaux grises et l'achat de fenêtres certifiées Energy Star.

La clientèle CII bénéficie de six programmes de subvention et de financement portant sur la construction ou la rénovation de bâtiments, l'installation de panneaux réflecteurs de chaleur, de systèmes solaires ou de systèmes récupérateurs de chaleur des eaux grises ainsi que sur la végétalisation des toits en milieu urbain.

Le Plan d'action 2004-2005 prévoit aussi des investissements de 200 000 \$ pour effectuer une veille technologique ainsi que des frais de 500 000 \$ pour la gestion et la commercialisation du FEÉ. Ces montants sont inclus au budget total proposé. Le coût unitaire des économies d'énergie se chiffre à 0,46 \$/m³⁷⁶.

Plan d'action triennal

Pour donner suite à une demande de la Régie, le Comité de gestion du FEÉ dépose une planification sur trois ans de ses activités.

⁷³ Pièce SCGM-9, document 8, page 4.

⁷⁴ NS, volume 1, page 213.

⁷⁵ Pièce SCGM-9, document 8, page 4.

⁷⁶ *Ibid.*

Le Plan d'action 2004-2005 Horizon 2007 du FEÉ propose 20 programmes axés sur l'enveloppe du bâtiment, l'implantation d'une technologie émergente ou l'expérimentation d'une nouvelle approche commerciale. À l'horizon 2007, ce Plan d'action propose des investissements d'un peu plus de 11 M\$⁷⁷, dont environ 33 % sont consacrés à la clientèle résidentielle et 67 % à la clientèle CII⁷⁸. Les économies annuelles associées à ces investissements totaux s'élèvent à plus de 26,6 Mm³⁷⁹.

Tel que décrit à la section 8.1, quatre programmes du PGEÉ ont été transférés au FEÉ. Par ailleurs, un appel de propositions sera lancé afin de solliciter des projets novateurs.

8.3 CASEP

Le mécanisme incitatif maintient le compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes (CASEP). Le mécanisme incitatif prévoit qu'une somme annuelle de 1 M\$ est versée dans un compte pour réaliser des conversions de formes d'énergies plus polluantes vers le gaz naturel.

En 2002-2003, le volume équivalent d'énergie déplacée était de 10,4 Mm³ et il s'agissait principalement de mazout n° 2⁸⁰. Cependant, le volume équivalent d'énergie déplacée pour l'année à venir n'a pas été estimé par SCGM, puisque le potentiel de déplacement « *est plus grand que les sommes [...] qui seraient disponibles* »⁸¹.

8.4 OPINION DE LA RÉGIE

Sur le PGEÉ

La Régie constate que les rapports de suivi du PGEÉ respectent les orientations des décisions précédentes en termes de type de données et de qualité de l'information fournis. De plus, les coûts réels du PGEÉ sont conformes aux budgets présentés antérieurement et les frais d'administration sont maintenus à un niveau raisonnable.

⁷⁷ Pièce SCGM-9, document 8, page 4.

⁷⁸ *Ibid.* à la page 11.

⁷⁹ *Ibid.* à la page 4.

⁸⁰ Pièce SCGM-9, document 6, page 1.

⁸¹ NS, volume 1, pages 35 et 37.

La Régie prend acte de la mise à jour du portefeuille et des modalités des programmes du PGEÉ. La Régie autorise, par ailleurs, le retrait du programme de la trousse énergétique (PE 110), compte tenu des arguments présentés par SCGM.

La Régie prend acte du transfert de quatre programmes du PGEÉ au FEÉ. Elle encourage la concertation entre le Comité de gestion du FEÉ et les représentants de SCGM, en autant que cet arrimage n'affecte ni la mission du FEÉ, ni l'ampleur des efforts déployés par SCGM en efficacité énergétique.

La Régie approuve la mise en oeuvre du PGEÉ 2004-2007 et autorise le budget demandé de 5,1 M\$. Par ailleurs, la Régie rappelle à SCGM l'importance de déployer les efforts pour se doter des outils nécessaires à l'évaluation de ses programmes selon les échéances fixées.

La Régie partage les préoccupations de SCGM en ce qui a trait à l'évolution de ses tarifs et réitère son inquiétude quant à l'impact grandissant du PGEÉ sur ces derniers. Bien que la Régie ne remette pas en question le principe général du mécanisme d'ajustement de pertes nettes des revenus (MAPR), elle demande à SCGM, lors du dépôt du prochain dossier tarifaire, de lui proposer une méthode d'établissement du niveau de l'impact tarifaire du PGEÉ, notamment en tenant compte d'un plafonnement des sommes incluses au MAPR ou en reconsidérant certaines modalités.

Sur le FEÉ

La Régie observe, cette année, un effort de concertation et de planification des activités du FEÉ et constate que la période de rodage des activités du FEÉ semble complétée. La Régie autorise le budget de 3,2 M\$ demandé pour le FEÉ 2004-2005 Horizon 2007. Les représentants du FEÉ devront expliquer tout écart majeur entre les résultats projetés et obtenus.

La Régie demande aux représentants du FEÉ de poursuivre les efforts de planification pluriannuelle de leurs activités et d'en prévoir le dépôt pour le prochain dossier tarifaire.

Sur le CASEP

La Régie est préoccupée par le fait qu'il n'y ait pas d'objectif mesurable associé au CASEP, d'autant plus que le budget maximal est déjà fixé à 1 M\$.

La fixation d'objectifs, en termes d'énergie déplacée et de projets réalisés, permet à la Régie de s'assurer que les montants sont adéquatement alloués. La Régie demande à SCGM, d'inclure ces objectifs annuels au prochain dossier tarifaire, en plus de présenter le détail des projets réalisés pour l'année en cours.

VU ce qui précède;

CONSIDÉRANT la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁸²;

CONSIDÉRANT le *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*⁸³;

La Régie de l'énergie :

RECONDUIT jusqu'au 30 septembre 2006 le programme de flexibilité tarifaire mazout pour les clients des tarifs D₁, D₃ et D_M;

MAINTIEN la reconduction du programme de flexibilité tarifaire bi-énergie jusqu'au 30 septembre 2005, conformément à la décision D-2003-180;

APPROUVE, à compter du 1^{er} octobre 2004, les modifications proposées à certaines conditions d'applications des programmes de rabais à la consommation et de rétention par voie de rabais à la consommation (P.R.C. et P.R.R.C), sauf en ce qui a trait à l'admissibilité des équipements périphériques;

⁸² L.R.Q., c. R-6.01.

⁸³ (1998) 130 G.O. II, 1245.

APPROUVE, à compter du 1^{er} octobre 2004, le programme additionnel alternatif à l'actuel programme commercial axé sur le financement (PCAF), tel que décrit à la pièce SCGM-2, document 7;

APPROUVE le plan d'approvisionnement de SCGM pour l'exercice 2005, tel que décrit à la pièce SCGM-4, document 1;

APPROUVE, pour l'exercice financier 2005, les modifications proposées au programme de produits financiers dérivés, les volumes totaux pouvant être protégés en vertu de ce programme ainsi que le plafond applicable aux contrats d'échange à prix fixes;

APPROUVE l'application à l'exercice 2005 du mécanisme incitatif à l'amélioration à la performance approuvé par la Régie dans sa décision D-2004-51;

APPROUVE la mise en œuvre du PGEÉ 2004-2005 et **AUTORISE** le budget de 5,1 M\$ prévu à cette fin;

AUTORISE l'utilisation d'une somme de 3 169 883 \$ dans la mise en œuvre du Plan d'action 2004-2005 du FEÉ;

AUTORISE le coût en capital moyen de 9,01 % (après partage des gains de productivité) sur la base de tarification pour l'exercice financier 2005;

AUTORISE, dans l'évaluation des projets d'investissements prévus par SCGM pour l'exercice financier 2005, le coût en capital prospectif de 7,04 %;

APPROUVE les modifications aux structures tarifaires décrites à la pièce SCGM-11, document 2;

MODIFIE, à compter du 1^{er} octobre 2004, les tarifs de SCGM de façon à ce qu'ils génèrent les revenus requis totalisant 794 125 000 \$, afin de permettre à SCGM de récupérer l'ensemble de ses coûts pour assumer ses services;

AUTORISE la répartition tarifaire proposée à la pièce SCGM-12, document 6;

APPROUVE le texte des tarifs proposé à la pièce SCGM-13, document 1.

Jean-Noël Vallière
Régisseur

Anita Côté-Verhaaf
Régisseure

Francine Roy
Régisseure

Représentants :

- Société en commandite Gaz Métro (SCGM) représentée par M^e Jocelyn B. Allard;
- Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) représentée par M^e Nicolas Plourde;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^e Liam Turner;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^{me} Isabelle Mime;
- Hydro-Québec représentée par M^e Éric Fraser;
- Option consommateurs (OC) représentée par M^e Stéphanie Lussier;
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M. Jean Lacroix;
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ) représenté par M^e Eve-Lyne H. Fecteau;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ/AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;
- TransCanada Energy Ltd représenté par M^e Pierre Tourigny;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^{me} Élisabeth Gibeau;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Steve Cadrin;
- M^e Jean-François Ouimette pour la Régie de l'énergie.

ANNEXE 1

MODIFICATIONS AUX STRUCTURES TARIFAIRES

Annexe 1(10 pages)

J.-N. V. _____

A. C.-V. _____

F. R. _____

ANNEXE 1

MODIFICATIONS AUX STRUCTURES TARIFAIRES

SCGM propose certaines modifications aux structures tarifaires. Plus spécifiquement les sujets abordés sont les suivants :

- ajustements reliés aux inventaires;
- service de fourniture – service fourni par le client;
- service d'équilibrage;
- services de distribution D_1 et D_M ;
- structure tarifaire et efficacité énergétique;
- texte des tarifs.

1. AJUSTEMENTS RELIÉS AUX INVENTAIRES

Le client qui utilise les services de fourniture, gaz de compression ou de transport de SCGM se voit facturer des ajustements pour tenir compte de la variation de la valeur des inventaires résultant d'un changement dans le prix de ces services ainsi que les coûts reliés au maintien de ces inventaires.

Lors du calcul de ces ajustements, tout inventaire négatif est ramené à une valeur minimale de zéro. SCGM propose d'enlever ce plancher minimal au calcul de l'inventaire de sorte que sa valeur puisse être négative.

Les clients sans inventaires, ceux qui font leur pointe de consommation en été ou qui ont un profil uniforme, ne contribuent pas aux coûts reliés aux inventaires. Sans les clients saisonniers d'été, le distributeur devrait constituer des inventaires supérieurs pour desservir les clients à profil « chauffage », augmentant par le fait même les coûts financiers de maintien des inventaires.

Cette proposition permet de reconnaître le bénéfice du profil de consommation estival au niveau de l'inventaire de SCGM. En fixant à zéro la valeur minimale des inventaires, l'économie ainsi créée par ces clients est répartie à l'ensemble des clients responsables des coûts d'inventaires et non à ceux qui permettent une économie.

La modification proposée accorde un crédit aux clients qui contribuent à réduire les niveaux d'inventaires, au même titre que ces clients se voient accorder un crédit au tarif d'équilibrage. Elle ne change pas les fondements de la méthode de calcul des inventaires.

Les clients des tarifs autres que D₁ se verront toujours facturer des ajustements reliés aux inventaires calculés client par client selon le profil de consommation, avec toutefois la possibilité que l'inventaire soit négatif. Dans le cas des clients du tarif D₁, le bénéfice apporté par le profil avantageux des clients saisonniers est alloué à l'ensemble des clients de ce tarif.

1.1 IMPACT DE LA PROPOSITION SUR LA CLIENTÈLE

Globalement, les revenus générés pour le distributeur par les ajustements reliés aux inventaires ne changent pas avec la modification proposée. Ils seront simplement répartis de façon différente entre les utilisateurs des services.

Sur la base du budget 2003-2004, les clients du service général (tarif D₁) subiront une augmentation globale de 367 000 \$ puisque les inventaires sont principalement constitués pour les desservir. Sur une base globale, les clients des tarifs de distribution D_M et D_S auront droit à une diminution des ajustements facturés; leur consommation moyenne en été est quelquefois supérieure à leur consommation moyenne en hiver. Les clients des services à débit stable (tarifs D₃ et D₄) seront peu affectés globalement.

2. SERVICE DE FOURNITURE – SERVICE FOURNI PAR LE CLIENT

2.1 DÉSÉQUILIBRES VOLUMÉTRIQUES QUOTIDIENS

Règlement financier d'un excédent de livraison relativement à un contrat de « gaz d'appoint pour éviter une interruption. »

Les clients interruptibles, qui ne peuvent ou ne veulent pas s'interrompre, contractent, dans la mesure du possible, du « gaz d'appoint pour éviter une interruption », plutôt que de consommer en retrait interdit.

Aucun service d'équilibrage n'est offert avec un contrat de « gaz d'appoint pour éviter une interruption ». Il en découle que les clients en « gaz d'appoint pour éviter une interruption » doivent s'engager à livrer au distributeur, au cours de la journée prévue d'interruption, un volume [volume journalier contractuel (VJC)] égal à leur consommation de la même journée.

Si la consommation de la journée prévue d'interruption diffère du VJC convenu, les règles relatives au déséquilibre volumétrique quotidien s'appliquent. Pour les fins du calcul du déséquilibre volumétrique quotidien, le VJC du client sera égal à sa consommation de la journée prévue d'interruption. Un déséquilibre volumétrique quotidien se mesure en comparant le volume effectivement livré au VJC.

Certains clients, incapables de gérer leur consommation de manière aussi précise, préfèrent livrer davantage de gaz, plutôt que de se retrouver en situation de retrait interdit. Ce faisant, ils se retrouvent en situation de déséquilibre volumétrique quotidien (excédent de livraison).

Selon les règles en vigueur, SCGM rachète l'excédent de livraison, dans la majorité des cas, à un prix inférieur au prix du marché payé initialement par le client. Pour ce dernier, la solution idéale serait de se voir racheter le gaz naturel et le transport au prix du marché. Cette solution n'est pas acceptable pour SCGM, car elle ne permet pas de maintenir le principe de base de garder indemnes les clients desservis par le distributeur.

Il est proposé que les excédents quotidiens de livraison d'un contrat de « gaz d'appoint pour éviter une interruption », sous la clause de déséquilibre volumétrique quotidien, soient reportés au contrat régulier de fourniture. Les déficiences de livraison demeureront assujetties au règlement financier, tel que prévu au texte des tarifs. En ce qui concerne le service de transport, le déséquilibre volumétrique, excédent et déficience, demeurera réglé financièrement, conformément au texte des tarifs. Cette solution n'a pas d'impact négatif pour les clients desservis par le distributeur, lorsque comparée à la situation actuelle.

Il ne s'agit pas d'une option offerte au client. Le report de l'excédent sera appliqué automatiquement, sauf pour des clients utilisant le service de fourniture du distributeur. Ces derniers, n'ayant pas de contrat de fourniture, devront nécessairement régler financièrement les excédents de livraison, au même titre que les déficiences.

2.2 DÉSÉQUILIBRES VOLUMÉTRIQUES DE LA PÉRIODE CONTRACTUELLE

Un déséquilibre de la période contractuelle survient lorsque le client retire, au cours d'une période contractuelle, un volume de gaz naturel différent de celui qu'il s'est engagé à livrer.

Depuis le dégroupement des services, la procédure de report à la période subséquente des déséquilibres de la période contractuelle a été abolie et le règlement financier à la fin de la période contractuelle est actuellement appliqué.

SCGM propose de permettre aux clients, dont les contrats de fourniture prennent effet à partir du 1^{er} octobre 2004, de choisir entre le règlement financier en fin de période contractuelle ou le report du déséquilibre volumétrique à la période contractuelle selon les modalités suivantes :

- le choix devra être fait et signifié à SCGM avant le début de la période contractuelle du contrat de fourniture;
- par défaut le règlement financier sera appliqué;
- le report sera limité à 5 % des volumes retirés au cours de la période contractuelle et le solde sera réglé financièrement selon les modalités prévues au texte des tarifs;
- le report sera étalé sur une période de 12 mois.

De plus, SCGM pourra exiger le règlement financier dans le cas où le client est jugé financièrement à risque.

Les modalités retenues s'appuient sur les motifs qui suivent :

- l'obligation de faire un choix au début du contrat de fourniture reflète le mode administratif choisi par le client qui fournit son propre service et non la valeur économique qui y serait rattachée, celle-ci étant imprévisible 12 mois à l'avance;
- la limite de 5 % des volumes retirés permet de contenir l'importance du financement supporté par les clients qui sont desservis par le distributeur;
- l'étalement du report sur une période de 12 mois entraîne moins d'impacts sur le tarif d'équilibrage ainsi que sur la politique de produits dérivés⁸⁴.

3 SERVICE D'ÉQUILIBRAGE

Afin de neutraliser l'effet de la fluctuation du prix d'équilibrage à cause de la différence entre le nombre réel de jours d'interruption et la prévision communiquée aux clients interruptibles, SCGM propose, qu'au 1^{er} octobre de chaque année, un prix d'équilibrage pour chaque client des tarifs de distribution D_3 , D_4 , D_5 et D_M soit évalué. Ce prix tiendra compte de la consommation réelle des 12 derniers mois, corrigée, le cas échéant, pour refléter le nombre maximum de jours d'interruption prévu au texte des tarifs, selon le sous-tarif et le volet applicables au client interruptible. Ce prix sera facturé pour les 12 mois subséquents.

⁸⁴ Pièce SCGM-11, document 2.7.

Le tarif est simplifié étant donné la détermination du taux en début d'année. Actuellement, les 12 derniers mois de consommation servent à établir, chaque mois, le prix du service d'équilibrage. Ce dernier demeurera établi selon la formule actuelle du tarif d'équilibrage incluant la transposition des volumes. Toutefois, pour les clients interruptibles, les paramètres A et H seraient modifiés de façon à considérer un nombre de jours d'interruption égal au nombre maximal indiqué au texte des tarifs⁸⁵.

La méthode revient à constater le service d'équilibrage fourni au cours de l'année financière qui se termine et d'assumer que le service à fournir lors de la prochaine année sera similaire. Cette hypothèse est, de façon générale, plausible. Par contre, certains profils de consommation et de livraison peuvent résulter en des prix d'équilibrage plus particuliers.

Pour éviter des cas extrêmes, SCGM propose de fixer un prix minimum et un prix maximum pour le service d'équilibrage. Le prix minimum correspond au prix de l'entreposage fonctionnalisé sous l'espace divisé par 365. Le prix maximal est égal à l'écart de prix entre « D₁ & É au tarif D₁ » et « D_M à réduction maximale » pour le client moyen du tarif D_M.

Les prix minimum et maximum seront évalués en fonction des données du dossier tarifaire sous considération et révisés annuellement.

Selon le distributeur, en plus de simplifier le tarifs, la proposition a l'avantage de stabiliser le taux durant l'année, de rendre les coûts prévisibles pour les clients et de maintenir le principe d'utilisateur payeur chez les clients.

3.1 IMPACT FINANCIER DE LA PROPOSITION

Les modifications au tarif d'équilibrage affecteront directement l'interfinancement observé sous ce service, considérant que les méthodes d'allocation des coûts d'équilibrage ne sont pas modifiées pour l'instant.

Les modifications pour tenir compte du nombre de jours maximum d'interruption pour la clientèle interruptible amèneront un déplacement des revenus d'équilibrage entre les tarifs et donc un impact sur l'interfinancement à l'intérieur de ce service. Les ajustements à la méthode de tarification de l'équilibrage ont pour effet de faire supporter aux clients continus une part plus importante des coûts d'équilibrage, soit près de 5,8 M\$ de plus. Il est proposé de réduire la différence entre les tarifs de distributions interruptible et continu en ajustant les grilles tarifaires de façon à neutraliser le transfert de coûts.

⁸⁵ Pièce SCGM-11, document 2, page 21.

L'impact marginal de la modification des paramètres A et H versus les revenus tenant compte des modifications à la méthode de fonctionnalisation des coûts d'équilibrage entre la pointe et l'espace ainsi que de l'application d'une pointe aux clients interruptibles du volet 1B⁸⁶ est de 2,3 M\$, selon le dossier tarifaire 2004.

Il est proposé de réduire la différence entre les tarifs de distributions interruptible et continu en ajustant les grilles tarifaires de façon à neutraliser cet impact marginal. Ce dernier dans le présent dossier est de 1,7 M\$⁸⁷.

L'ajustement de la grille tarifaire de distribution pour tenir compte des changements apportés à l'équilibrage permet de garder indemnes les clients en termes de revenus totaux. La compensation au tarif de distribution a été faite par bloc de tarifs, tarifs D₁/D_M, tarifs D₃/D₄ et finalement tarif D₅. Il est impossible de modifier les grilles tarifaires de distribution de façon à neutraliser pour chaque client l'impact de la modification au tarif d'équilibrage. Ce dernier est établi en fonction du profil de consommation de chaque client, sauf pour les clients au tarif général D₁ alors que les grilles tarifaires de distribution ne sont pas établies selon les mêmes caractéristiques.

L'application, au service de distribution, d'une compensation équivalente au déplacement des revenus d'équilibrage amènera un effet inverse sur l'interfinancement à l'intérieur du service de distribution.

3.2 IMPACT SUR LE TARIF DE DISTRIBUTION

En plus de l'ajustement des grilles tarifaires de distribution, SCGM propose d'éliminer la distinction au tarif de distribution D₅ entre les volets 1A et 1B.

Avec le nouveau tarif d'équilibrage proposé, qui amène un ajustement aux paramètres A et H pour les clients interruptibles ainsi que le nouveau calcul de la pointe pour les clients au volet 1B, il n'y a plus de raison d'avoir une grille tarifaire du service de distribution D₅ différente selon le volet.

⁸⁶ Voir section 4.2 de la présente décision.

⁸⁷ Pièce SCGM-11, document 2.12.

3.3 PARTICULARITÉS ADDITIONNELLES

SCGM propose que les prix moyens par tarif et par volet dans le cas du tarif interruptible soient établis lors du dossier tarifaire, inscrits au texte des tarifs et appliqués dans les situations suivantes :

- nouveau client qui s'engage auprès du distributeur en cours d'année financière;
- client existant au 1^{er} octobre ayant moins de 12 mois d'historique au moment de l'établissement du prix, soit au 1^{er} octobre;
- client existant au 1^{er} octobre pour lequel la consommation est de 0 m³ pour les 12 mois, au moment de l'établissement du prix, soit au 1^{er} octobre.

Il est également proposé que le prix d'équilibrage soit révisé en cours d'année à la suite de tout changement contractuel au service de distribution interruptible qui entraîne un changement de sous-tarif ou un passage du volet 1A au volet 1B et vice versa, ou si le client passe d'un service continu à un service interruptible et vice versa.

3.4 AJUSTEMENT RELIÉ AUX INVENTAIRES

Le calcul mensuel actuel de l'ajustement relié aux inventaires est maintenu en utilisant les paramètres A et H du tarif d'équilibrage, après transposition, le cas échéant.

3.5 NORMALISATION DE LA TEMPÉRATURE

La méthode de normalisation de la température devra être adaptée. Actuellement, les revenus d'équilibrage sont normalisés afin de tenir compte de l'impact monétaire d'une variation de la température. Dans le cas du service d'équilibrage, deux aspects influencent la génération des revenus : le niveau de consommation et la répartition de cette consommation en cours d'année. Ainsi, non seulement des volumes retirés en plus ou en moins à cause de températures sous ou au-dessus des températures normales entraîneront-ils des revenus différents de la normale, mais la façon dont ces volumes seront répartis entre les mois influera également.

La proposition d'appliquer un prix moyen pour chacun des clients pour les 12 mois de l'année financière, rend inutile la détermination d'un prix d'équilibrage sous des températures normales. En effet, les variations de température n'auraient plus d'impact en cours d'année sur la consommation journalière moyenne annuelle, sur la consommation journalière moyenne d'hiver et sur la consommation journalière de pointe, paramètres A, H et P respectivement et donc sur les prix.

Par contre le niveau de consommation des clients serait encore influencé par les variations de température. Les revenus d'équilibrage devront donc toujours être normalisés, mais seulement à partir d'une normalisation des volumes.

4. SERVICE DE DISTRIBUTION D₁ ET D_M

Pour tous les clients du tarif D₁, exception faite des clients résidentiels et institutionnels, et pour ceux du tarif D_M, les frais de base passent de 55 ¢/compteur/jour à 45 ¢/compteur/jour. Pour les clients résidentiels et institutionnels du tarif D₁, les frais de base passent de 28 ¢/compteur/jour à 27 ¢/compteur/jour.

Le taux unitaire du premier palier (0 à 30 m³/jour) demeure inchangé, toutefois les taux unitaires des autres paliers sont ajustés afin de générer les mêmes revenus totaux.

La proposition entraîne très peu de modifications sur la facture totale des clients, sauf pour les clients consommant moins de 1 095 m³/année qui verront leur facture diminuer de près de 2 %. Malgré l'augmentation de l'interfinancement, ce niveau se justifie par l'intégration de certaines mesures pour favoriser l'efficacité énergétique et l'amélioration de la situation concurrentielle dans certains créneaux spécifiques.

5. STRUCTURE TARIFAIRE ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Afin d'atténuer certains « désincitatifs » à l'efficacité énergétique, SCGM propose d'implanter les modifications suivantes aux structures tarifaires :

- l'assouplissement des seuils d'accès aux tarifs; et
- la révision des engagements contractuels reliés aux obligations minimales annuelles (OMA) et au volume souscrit pour la portion marginale des baisses de consommation réalisées dans le cadre d'un programme d'efficacité énergétique (PEÉ).

5.1 CLIENTÈLE VISÉE PAR LES MODIFICATIONS PROPOSÉES

Les modifications proposées s'appliqueront uniquement aux clients qui prendront part, après le 1^{er} octobre 2004, à un PEÉ encadré par le PGEÉ ou par le FEÉ et pour lequel la quantification des économies d'énergie s'avère possible.

5.2 RÉDUCTION DU SEUIL D'ACCÈS

SCGM propose de maintenir, pour le client qui rencontre les conditions ci-dessus, l'accès au tarif actuel même si sa consommation est réduite.

5.3 RÉDUCTION DE L'OMA DES CLIENTS AUX TARIFS D₁, D_M ET D₅

SCGM propose qu'au moment de l'adhésion au PEÉ, le volume utilisé dans le calcul de l'OMA de distribution et de transport puisse être diminué d'un volume équivalent à la baisse marginale prévue par l'application du programme.

Cette nouvelle approche permet de réduire l'OMA devant être respectée par le client, tout en maintenant le pourcentage d'OMA à son niveau actuel, laissant ainsi intact le pourcentage de réduction pour l'OMA.

Dans le cas d'une adhésion à un PEÉ par un client au tarif D_M, SCGM propose d'accepter une révision du volume projeté utilisé pour le calcul de l'OMA même s'il s'est écoulé moins de 12 mois depuis la dernière révision.

Cette proposition constitue une dérogation aux conditions actuelles qui prévoient qu'un client peut réviser son pourcentage d'OMA une première fois n'importe quand après son adhésion au tarif D_M puis, par la suite, à intervalles minimums de 12 mois.

Les OMA requises pour permettre l'atteinte d'un niveau minimal de revenu dans le cas des clients au service général de distribution D₁ ne sont pas touchées par les modifications proposées. Il en est de même dans le cas des clients au tarif D_M, lorsque de telles OMA sont fixées en ajout de l'OMA tarifaire.

5.4 RÉDUCTION DU VOLUME SOUSCRIT ET DE L'OMA DE TRANSPORT AUX TARIFS D₃ ET D₄

Au moment de l'adhésion à un PEÉ, il est proposé que :

- le volume souscrit puisse être diminué d'un volume équivalent à la baisse marginale prévue par l'application du PEÉ et que ce volume souscrit révisé puisse être inférieur à 333 m³/jour;
- le volume annuel utilisé dans le calcul de l'OMA de transport puisse être diminué d'un volume équivalent à la baisse marginale prévue par l'application du PEÉ.

Les restrictions prévues en 5.3 concernant l'OMA requise pour permettre l'atteinte d'un niveau minimal de revenu s'appliquent.

5.5 DÉTERMINATION DE LA BAISSÉ POUR AJUSTER LE SEUIL D'ACCÈS AUX TARIFS ET LES MODALITÉS CONTRACTUELLES DU CLIENT

La diminution du seuil d'accès et des modalités contractuelles est limitée à un niveau équivalent à la baisse marginale. La baisse marginale est évaluée en faisant la différence entre la consommation d'un client résultant de la mise en place de la mesure plus performante et la consommation d'un client à la suite de l'implantation d'une mesure dite normale.

5.6 DÉTERMINATION DE LA DURÉE RECONNUE DE LA MESURE D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE POUR AJUSTER À LA BAISSÉ LE SEUIL D'ACCÈS AU TARIF

La durée de vie doit être déterminée *a priori*, indépendamment des conditions particulières à chaque client. Aucune vérification ne doit être faite chez le client afin de vérifier si les appareils installés sont toujours en place et utilisés. SCGM propose que la baisse marginale reconnue le soit pour une durée moyenne, évaluée *a priori*, pour le type de mesure d'efficacité énergétique implantées.

6. TEXTE DES TARIFS

Le texte des tarifs intègre les modifications proposées aux structures tarifaires. Il inclut également des modifications à l'écriture visant simplement à uniformiser le texte ou à en faciliter la lecture et la compréhension.

Le texte des tarifs contient une proposition de modification de l'article 2 « Tarif » de la section « Fourniture – C) Service de gaz d'appoint » afin de permettre au distributeur de contracter lui-même la fourniture et le gaz de compression requis pour répondre au besoin en gaz d'appoint d'un client et de lui revendre le tout au prix réel.

ANNEXE 2

RÉSUMÉ DES PROPOSITIONS RELATIVES AU PROGRAMME DE PRODUITS DÉRIVÉS FINANCIERS

Annexe 2 (2 pages)

J.-N. V. _____

A. C.-V. _____

F. R. _____

ANNEXE 2

RÉSUMÉ DES PROPOSITIONS DU PROGRAMME DE DÉRIVÉS FINANCIERS

OUTILS AUTORISÉS

- Contrat d'échange à prix fixe
- Achat et vente d'options d'achat et de vente
- Combinaison des outils précités

BALISE TEMPORELLE

- Couverture maximale : ne dépassant pas le 30 octobre 2008
 - La balise temporelle se voit attribuer une date maximale au lieu d'être une période mobile de 36 mois. Couverture maximale : 48 mois
 - En moyenne, l'augmentation de la base temporelle est de 6 mois

ENVELOPPE BUDGÉTAIRE POUR LE PAIEMENT DES PRIMES

- Maximum de 1,5 % du coût annualisé du service de fourniture de gaz naturel de SCGM et de gaz de compression

PRIX MAXIMAL POUR CONTRATS D'ÉCHANGE ET PLANCHERS DE COLLIERS

- 6,91 \$/GJ à AECO équivalent MTL

PRIX D'EXERCICE MAXIMAL POUR L'ACHAT DES OPTIONS AVEC UNE ÉCHÉANCE INFÉRIEURE À

- Octobre 2005 : 11,00 \$/GJ à AECO
- Octobre 2006 : 10,43 \$/GJ à AECO ⁽¹⁾
- Octobre 2007 : 9,97 \$/GJ à AECO ⁽¹⁾
- Octobre 2008 : 9,60 \$/GJ à AECO ⁽¹⁾

⁽¹⁾ CIBC World Markets Energy Update, Thursday, March 25, 2004.

Source: Pièce SCGM5, document 1, page 2.

BALISES VOLUMÉTRIQUES
DOSSIER TARIFAIRE 2004

	Nov. 2004 Oct. 2005	Nov. 2005 Oct. 2006	Nov. 2006 Oct. 2007	Nov. 2007 Oct. 2008
Service de fourniture de gaz naturel de SCGM et de gaz de compression				
En PJ/an	98,790	89,638 ⁽¹⁾	81,634 ⁽¹⁾	73,799 ⁽¹⁾
En 10 ⁶ m ³ /an	2 607	2 366	2 147	1 948
Portefeuille cible de protection (%) ⁽²⁾	20 – 75 %	0 – 56 %	0 – 42 %	0 – 32 %
Volumes annuels à protéger				
En PJ/an	20 – 74	0 – 50	0 – 34	0 – 23
En 10 ⁶ m ³ /an	521 – 1 955	0 – 1 331	0 – 906	0 – 616
Volumes maximums – transactions mensuelles (1/6 des volumes annuels)				
En PJ/mois	12,349	8,404	5,717	3,892
En 10 ⁶ m ³ /mois	326	222	151	103

⁽¹⁾ Estimé en fonction de la courbe de déplacement calculée.

⁽²⁾ Établi en fonction du facteur d'incertitude calculé.

Source : Pièce SCGM-5, document 1, page 2.