

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2002-196

R-3484-2002

26 septembre 2002

---

**PRÉSENTS :**

M. Jean-Noël Vallière, B. Sc. (Écon.)

M<sup>me</sup> Anita Côté-Verhaaf, M. Sc. (Écon.)

M. François Tanguay

Régisseurs

---

**Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM)**

Demanderesse

et

**Liste des intervenants dont les noms apparaissent à la page suivante**

Intervenants

---

*Demande de modifier les tarifs de SCGM à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2002*

**Liste des intervenants :**

- Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG);
- Centre d'études réglementaires du Québec (CERQ);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Gazifère Inc. (Gazifère);
- Gazoduc TransQuébec & Maritimes Inc. (Gazoduc TQM);
- 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 Groupe STOP (S.É./STOP);
- Union des consommateurs (UC), anciennement Action Réseau consommateur et Fédération des Associations Coopératives d'Économie Familiale (ARC/FACEF).

## TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION.....	5
1.1	CONCLUSIONS RECHERCHÉES PAR SCGM .....	6
2.	REVENU REQUIS ET HAUSSE TARIFAIRE DEMANDÉE À LA SUITE DE L'APPLICATION DU MÉCANISME INCITATIF À L'AMÉLIORATION DE LA PERFORMANCE DE SCGM.....	7
2.1	REVENU REQUIS À LA SUITE DE L'APPLICATION DU MÉCANISME INCITATIF .....	7
2.2	HAUSSE TARIFAIRE .....	10
2.3	OPINION DE LA RÉGIE .....	11
3.	STRATÉGIE TARIFAIRE PROPOSÉE POUR RÉPARTIR LA HAUSSE TARIFAIRE ET MODIFICATIONS AUX STRUCTURES TARIFAIRES.....	12
3.1	STRATÉGIE TARIFAIRE PROPOSÉE POUR RÉPARTIR LA HAUSSE .....	12
3.2	MODIFICATIONS AUX STRUCTURES TARIFAIRES.....	13
3.2.1	Ajustement relié aux inventaires .....	13
3.2.2	Modification à la structure des tarifs de distribution $D_1$ et $D_M$ .....	14
3.2.3	Modifications au tarif de distribution $D_5$ .....	14
3.2.4	Gaz d'appoint .....	17
3.2.5	Introduction progressive des services dégroupés .....	18
4.	MÉCANISME UNIQUE D'AJUSTEMENT DU PRIX POUR LE SERVICE DE FOURNITURE DE GAZ NATUREL ET DE GAZ DE COMPRESSION .....	22
4.1	MISE EN CONTEXTE.....	22
4.2	IMPACTS DE LA PROPOSITION.....	23
4.3	OPINION DE LA RÉGIE.....	23
5.	PROGRAMME DE PRODUITS FINANCIERS DÉRIVÉS .....	24
5.1	PRIX MAXIMAL POUR CONTRAT D'ÉCHANGE ET PLANCHER DE COLLIERS.....	24
5.2	PRIX D'EXERCICE MAXIMAL DES OPTIONS.....	24
5.3	VOLUMES TOTAUX DE GAZ POUVANT ÊTRE PROTÉGÉS (BALISES VOLUMÉTRIQUES) .....	25
5.4	OPINION DE LA RÉGIE.....	26

---

6.	PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER – HORIZON 2003-2005 .....	26
6.1	DEMANDE DE GAZ NATUREL .....	27
6.2	APPROVISIONNEMENTS .....	28
6.2.1	Marchandise .....	29
6.2.2	Transport .....	29
6.2.3	Entreposage .....	29
6.3	STRATÉGIE PROPOSÉE .....	30
6.4	APPROVISIONNEMENT REQUIS .....	31
6.5	OPINION DE LA RÉGIE .....	32
7.	RAPPORTS SPÉCIFIQUES DEMANDÉS PAR LA RÉGIE ET SUIVIS DE DÉCISIONS ANTÉRIEURES.....	34
7.1	ÉLÉMENTS RELATIFS AU PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PGEÉ) .....	35
7.1.1	Plan 2002-2005.....	35
7.1.2	Opinion de la Régie.....	36
7.2	PLAN D'ACTION DU FONDS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (FEÉ) .....	37
7.2.1	Plan d'action 2002-2003 .....	37
7.2.2	Opinion de la Régie.....	37
7.3	RAPPORT ANNUEL DE PERFORMANCE : PROGRAMME DE PRODUITS FINANCIERS DÉRIVÉS .....	38
7.3.1	Résultats du programme de produits financiers dérivés.....	38
7.3.2	Politiques de produits financiers dérivés chez les distributeurs de gaz naturel canadiens.....	40
7.3.3	Opinion de la Régie.....	41
8.	FRAIS DES INTERVENANTS .....	41
	DISPOSITIF .....	42
	ANNEXE 1 .....	46
	ANNEXE 2 .....	54
	ANNEXE 3 .....	56

## 1. INTRODUCTION

Le 14 mars 2002, Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM) introduit à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande de modifier ses tarifs à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2002. Le 22 mars 2002, la Régie rend la décision D-2002-66 qui amorce la procédure de l'ensemble du dossier, mais qui se limite à l'établissement de l'échéancier initial de l'examen de la demande prioritaire relative à certaines modifications aux tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> pour les adapter au marché de la clientèle à très grande consommation.

Dans la décision D-2002-85 du 18 avril 2002, la Régie fixe au 22 mai 2002 l'audience publique sur la demande prioritaire.

Dans la décision D-2002-113 du 17 mai 2002, la Régie permet la mise en place d'un Groupe de travail dans le cadre du processus d'entente négociée (PEN).

Le 7 juin 2002, la Régie rend la décision D-2002-132 relative à la demande prioritaire de modifications aux tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub>.

Le 26 juin 2002, le distributeur transmet à la Régie les pièces ayant fait l'objet de discussions et d'approbation en groupe de travail ainsi que les pièces faisant l'objet d'une preuve distincte. Le groupe considère que les pièces produites par SCGM respectent le mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance de SCGM approuvé par la décision D-2000-183 et permet à la Régie, en conséquence, de fixer les tarifs de SCGM à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2002. Le présent dossier tarifaire intègre les termes convenus du mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance de SCGM.

Le 15 août 2002, le distributeur dépose la pièce SCGM-13, document 4, sur une proposition de transposition des volumes des clients du tarif 5 dans le calcul du tarif du service d'équilibrage. Au début de la première journée d'audience, le 28 août 2002, tous les intervenants donnent leur accord à l'ajout de ce document au dossier tarifaire 2002-2003.

L'audience se poursuit le 29 août 2002, date à laquelle le dossier est pris en délibéré sous réserve du dépôt des pièces amendées. Ces amendements découlent de la correction apportée à la pièce SCGM-14, document 4, afin de rétablir le taux de frais variables de transport pour la zone Nord.

Le 30 août 2002, le distributeur transmet à la Régie copie de l'ordonnance TG-4-2002, de l'Office national de l'énergie (ONE), laquelle modifie les tarifs de TransCanada Pipelines Limited (TCPL) à compter du 1<sup>er</sup> septembre 2002. Le 5 septembre 2002, le distributeur

dépose à la Régie les pièces modifiées de même que les amendements apportés à la demande afin de refléter l'impact de la majoration des tarifs de TCPL sur les tarifs de transport et sur le prix du service d'équilibrage de SCGM. Ces derniers amendements intègrent du même coup l'engagement pris par le distributeur à la fin de l'audience. Tous les procureurs au dossier ont reçu copie des pièces et de la demande ré-amendée afin qu'ils puissent faire valoir leurs commentaires quant à leur contenu. Aucun commentaire additionnel n'a été reçu.

## 1.1 CONCLUSIONS RECHERCHÉES PAR SCGM

Les conclusions recherchées dans la demande ré-amendée de SCGM, en date du 5 septembre 2002, se détaillent de la façon suivante :

« [...]

*RECONDUIRE jusqu'au 30 septembre 2004 les programmes et conditions tarifaires suivants déjà reconduits jusqu'au 30 septembre 2003 par la décision D-2001-232 : programme de flexibilité tarifaire bi-énergie; 2) programme de flexibilité tarifaire mazout pour les clients des tarifs D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> et D<sub>M</sub>;*

*APPROUVER les modifications proposées aux procédures d'ajustement mensuel du prix de la fourniture du gaz naturel et du prix du gaz de compression afin de permettre l'utilisation d'un prix unique pour les tarifs de fourniture de gaz naturel et de gaz de compression, telles que plus amplement expliquées à la pièce SCGM-4, document 2;*

*APPROUVER le plan d'approvisionnement de SCGM pour l'exercice 2003 décrit à la pièce SCGM-6, document 1, et ce, tel que prévu à l'article 72 de la Loi;*

*APPROUVER, pour l'exercice financier 2003, les volumes totaux pouvant être protégés en vertu du «Programme de produits financiers dérivés» ainsi que le plafond applicable aux contrats d'échange à prix fixes, le tout tel que décrit à la pièce SCGM-5, document 1, page 2 de 12;*

*APPROUVER l'application à l'exercice 2003 du mécanisme incitatif à l'amélioration à la performance approuvé par la Régie dans sa décision D-2000-183;*

*AUTORISER l'utilisation des sommes imputées au Fonds d'efficacité énergétique (FEE) conformément au plan d'action du FEE inclus dans la Preuve;*

*AUTORISER le coût en capital moyen de 8,41 % sur la base de tarification pour l'exercice 2002-2003, lequel résulte, 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 et D-99-150, soit 9,89 %;*

*AUTORISER, dans l'évaluation des projets d'investissements prévus par SCGM pour l'exercice financier 2003, le coût en capital prospectif de 7,43 % résultant de l'utilisation des taux déterminés selon les paramètres contenus dans la décision D-97-25;*

*MODIFIER, à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2002, les tarifs de SCGM de façon à ce qu'ils génèrent les revenus requis totalisant 743 479 000 \$, de façon à permettre à SCGM de récupérer l'ensemble de ses coûts;*

*AUTORISER la répartition tarifaire proposée à la pièce SCGM-14, document 5;*

*APPROUVER le texte des tarifs proposé à la pièce SCGM-15, document 1. »*

Dans le cadre de l'examen de l'entente négociée, la Régie ne se prononce pas de façon spécifique sur toutes les propositions présentées par le distributeur et approuvées par le Groupe de travail. Seules les propositions qui, de l'avis de la Régie, revêtent une importance stratégique seront spécifiquement examinées.

## **2. REVENU REQUIS ET HAUSSE TARIFAIRE DEMANDÉE À LA SUITE DE L'APPLICATION DU MÉCANISME INCITATIF À L'AMÉLIORATION DE LA PERFORMANCE DE SCGM**

### **2.1 REVENU REQUIS À LA SUITE DE L'APPLICATION DU MÉCANISME INCITATIF**

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 47,5 % pour ceux-ci et de 52,5 % pour SCGM à titre de bonification du rendement sur les fonds propres. Cette bonification est conditionnelle à l'atteinte d'objectifs établis dans des indices de qualité de service.

Le tableau 1 présente le calcul du gain de productivité applicable pour l'année tarifaire 2002-2003 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).

**TABLEAU 1**  
**CALCUL DU GAIN DE PRODUCTIVITÉ**  
**ET SON PARTAGE**  
**(000 \$)**

	2001-2002	2002-2003				TOTAL
	TOTAL	Distribution (D)	Inventaires (F, C, T)	Transport (T)	Équilibrage (É)	
Revenu plafond	741 340	429 873	12 639	227 359	76 017	745 888
Revenu requis (avant partage)	740 917	422 157	12 639	227 359	76 017	738 172
Gain de productivité	423	7 716	--	--	--	7 716
Part des clients 47,5 %	201	3 665				
Part de SCGM 52,5 %	222	4 051				
Rendement additionnel de SCGM après impôts	0,02 %	0,45 %				

Sources : Pièce SCGM-9, documents 1 et 2; pièce SCGM-14, documents 2 et 3; pièce SCGM-14, document 7, page 1.

La composante inventaires (F, C, T) représente les coûts reliés au maintien des inventaires se rapportant aux services de fourniture de gaz naturel, de gaz de compression et de transport, soit le rendement, l'impôt et les taxes sur le capital.

Le revenu plafond 2002-2003, au montant de 745 888 000 \$, dont 429 873 000 \$ au titre de revenu de distribution, est établi à partir du revenu plafond de l'exercice antérieur, lequel est ajusté pour tenir compte de la variation des volumes projetés par rapport à l'exercice précédent. Le revenu de distribution est ajusté de la variation des prix à la consommation (IPC Québec) au 31 juillet 2002, soit 1,48 %, moins un facteur de 0,3 % reflétant, à l'égard de la productivité, la performance historique de SCGM dans les activités de distribution. Le revenu plafond total inclut également l'impact des facteurs exogènes et des exclusions.

Le revenu requis, avant partage des gains de productivité, au montant de 738 172 000 \$, est établi de la même manière que dans un mode de réglementation par les coûts avec, dans un contexte d'incitatif à la performance, une attention particulière au contrôle de ces coûts. 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. Les coûts de la distribution sont constitués principalement des dépenses d'exploitation projetées pour l'année témoin

2002-2003, au montant de 112 723 000 \$, des dépenses d'amortissement des actifs de distribution et du rendement sur la base de tarification de la composante distribution.

SCGM projette, pour l'exercice financier 2003, une base de tarification moyenne de 1 563 215 000 \$. Les additions à la base de tarification s'élèvent à 93 999 000 \$. Elles sont présentées sous trois rubriques générales : les frais reportés pour un total de 30 100 000 \$, les immobilisations pour un total de 74 000 000 \$ et les subventions gouvernementales sous forme de contributions pour une somme de 10 100 000 \$ qui viennent réduire le total des immobilisations<sup>1</sup>.

Les immobilisations, réduites des contributions, sont regroupées sous cinq catégories. Sous la catégorie développement de réseau, SCGM prévoit soumettre à la Régie pour approbation spécifique des projets évalués à 3 600 000 \$. Le distributeur prévoit, pour l'ensemble des autres projets sous cette catégorie, un montant total de 27 369 000 \$ se répartissant comme suit : 9 300 000 \$ pour les projets d'extensions subventionnés présentement à l'étude, 7 477 000 \$ pour les projets de raccordement sur réseau, 7 092 000 \$ pour les projets de raccordement hors réseau ainsi qu'une somme de 3 500 000 \$ pour d'autres projets présentement sous étude.

Afin d'assurer la fiabilité du service de distribution et la sécurité du réseau, SCGM prévoit des investissements de 14 300 000 \$ sous la catégorie amélioration du réseau et un peu moins de 100 000 \$ pour le raccordement et la régularisation de la transmission du réseau.

En ce qui a trait à la catégorie entreposage du gaz, le distributeur juge nécessaire, afin d'assurer la fiabilité et la sécurité entourant l'usine de liquéfaction, d'investir un montant de 1 300 000 \$.

Au niveau de la catégorie installations générales, SCGM envisage des investissements de 17 600 000 \$ afin d'en assurer l'entretien et l'amélioration. Finalement, sous la catégorie frais généraux capitalisés, SCGM prévoit des investissements de 9 800 000 \$. Ces investissements correspondent aux frais généraux encourus pour la réalisation des investissements.

Le rendement correspond au coût moyen pondéré des différentes composantes de la structure de capital. SCGM utilise, pour l'exercice financier 2003, 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 coût en capital moyen, avant partage du gain de productivité, est de

---

<sup>1</sup> Pièce SCGM-7, document 3, page 1.

8,24 %. Ce coût en capital moyen comprend, entre autres, un coût moyen de la dette de 7,55 %, et un taux de rendement, avant bonification, de 9,89 % sur l'avoir des actionnaires ordinaires, résultant 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 et D-99-150.

Le partage des gains de productivité, au montant de 7 716 000 \$, résulte en une bonification, après impôt, de 0,45 % du taux de rendement disponible à l'actionnaire ordinaire. Le taux de rendement demandé sur l'avoir ordinaire s'établit donc à 10,34 %. Le coût en capital moyen, après partage des gains de productivité, est de 8,41 %.

## 2.2 HAUSSE TARIFAIRE

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

La hausse tarifaire demandée est obtenue en comparant le revenu requis après partage avec le revenu obtenu en appliquant les tarifs en vigueur au 1<sup>er</sup> septembre 2002 aux volumes projetés pour l'année témoin 2002-2003.

Le tableau 2 présente la hausse tarifaire globale par composante dégroupée.

**TABLEAU 2**  
**CALCUL DE L'AJUSTEMENT TARIFAIRE GLOBAL**  
**(000 \$ et en %)**

	<b>Distribution (D)</b>	<b>Inventaires (F, C,T)</b>	<b>Transport (T)</b>	<b>Équilibrage (É)</b>	<b>TOTAL</b>
Revenu plafond	429 873	12 639	227 359	76 017	745 888
Part des clients	(3 665)				(3 665)
Fonds d'efficacité énergétique	1 256				1 256
Revenu requis (après partage)	427 464	12 639	227 359	76 017	743 479
Tarifs 2001-2002*	422 700	17 612	227 279	64 616	732 207
Ajustement tarifaire	4 764	(4 973)	80	11 401	11 272
Pourcentage	1,1 %	(28,2 %)	0,04 %	17,6 %	1,5 %

\*Tarifs en vigueur au 1<sup>er</sup> septembre 2002 appliqués aux volumes projetés pour l'année témoin 2002-2003.

Sources : Pièce SCGM-9, document 4, page 1 et pièce SCGM-14, document 7, page 2.

### 2.3 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie constate que les termes de l'entente déposée par le Groupe de travail sont conformes à l'application des paramètres du mécanisme incitatif approuvé par la décision D-2000-183 et elle accepte la proposition tarifaire qui en découle. La Régie note que les modalités tarifaires de cette proposition font l'objet d'une entente unanime.

Les résultats projetés de l'exercice 2002-2003, en comparaison avec ceux de l'an dernier, montrent un certain rétablissement du gain de productivité. Ce dernier, représenté par l'écart entre le revenu plafond et le revenu requis, s'établit à 7 716 000 \$. Ce montant représente environ la moitié du gain de productivité de l'exercice financier 2000 et une hausse de 7 292 000 \$ par rapport à l'année 2001-2002.

La hausse globale des tarifs de 1,5 % est inférieure au taux d'inflation prévu de 1,9 %. Cette hausse constitue une nette amélioration comparativement à la hausse des tarifs de 5,3 % de l'exercice 2002. L'augmentation tarifaire totale demandée est attribuable en majeure partie aux coûts d'équilibrage.

Les ventes anticipées par le distributeur pour l'exercice 2002-2003 s'élèvent à 183,7 Bcf, en baisse de 2,3 Bcf par rapport à l'exercice précédent.

La Régie note qu'après avoir fait l'objet de mesures concrètes de contrôle, les dépenses d'exploitation sont en hausse de 7 900 000 \$ ou de 7,5 %. La Régie relève que, selon le distributeur, une amélioration de la performance ne nécessite pas seulement, et pas nécessairement, une réduction des dépenses d'exploitation. La mesure qui compte, toujours selon le distributeur, est davantage l'effet net sur le tarif du client qui englobe toutes ces composantes.

La Régie est d'avis que le mécanisme incitatif fait appel à la notion du revenu requis dont les dépenses d'exploitation sont une composante. À cet égard, elle juge approprié de suivre l'évolution des dépenses d'exploitation qui est un des postes de dépenses sous le contrôle de l'entreprise.

La Régie estime également tout aussi approprié de suivre l'évolution de la base de tarification, en particulier lorsque les additions ne font pas l'objet de demandes spécifiques. Elle se déclare satisfaite, pour cette année, des informations fournies par SCGM relatives aux additions à la base de tarification. Elle estime que SCGM devrait fournir des informations plus détaillées lors du prochain dossier tarifaire notamment en ce qui a trait à la justification par catégorie des investissements en relation avec les objectifs visés.

### **3. STRATÉGIE TARIFAIRE PROPOSÉE POUR RÉPARTIR LA HAUSSE TARIFAIRE ET MODIFICATIONS AUX STRUCTURES TARIFAIRES**

Les revenus requis de chaque classe tarifaire reflètent non seulement la stratégie tarifaire mais également la réduction appliquée aux rabais transitoires applicables aux taux de distribution des clients des tarifs D<sub>3</sub>, D<sub>4</sub>, D<sub>5</sub> et D<sub>M</sub> ainsi que, le cas échéant, les modifications aux structures tarifaires des différents services.

#### **3.1 STRATÉGIE TARIFAIRE PROPOSÉE POUR RÉPARTIR LA HAUSSE**

Les revenus additionnels requis des inventaires (F, C, T), des services de transport et d'équilibrage correspondent à la différence entre les revenus proposés et les revenus actuels, tel que le démontre le tableau 2 de la page 10.

De façon générale, ces revenus additionnels ont été répartis au prorata des volumes correspondant au service fourni à la classe tarifaire.

Le revenu additionnel requis du service de distribution s'élève à 4 758 000 \$, soit la somme des coûts nets de 1 196 000 \$ pour le Fonds en efficacité énergétique (FEÉ), 1 047 000 \$ pour le Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ), (1 406 000 \$) pour le renversement du montant des frais reportés spécifiques au dossier tarifaire 2001 et de 3 921 000 \$ pour les autres coûts de distribution<sup>2,3</sup>.

Les coûts du FEÉ sont répartis uniformément en pourcentage des revenus de distribution des clients des tarifs D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> et D<sub>M</sub> (excluant les clients qui bénéficient du tarif fixe de distribution). Les coûts du PGEÉ sont répartis selon la méthode d'allocation approuvée dans la décision D-2001-232. Le montant des frais reportés spécifiques au revenu requis du dossier tarifaire 2001 est réparti selon la méthode proposée dans le dossier tarifaire 2002 à l'exception du montant attribué au tarif D<sub>5</sub>.

Les revenus additionnels requis découlant des autres coûts de distribution sont répartis uniformément en pourcentage des revenus de distribution excluant les revenus générés par les obligations minimales quotidiennes (OMQ) des tarifs D<sub>1</sub> et D<sub>M</sub>. Cette répartition équivaut à ne pas modifier l'OMQ des tarifs D<sub>1</sub> et D<sub>M</sub>.

---

<sup>2</sup> Pièce SCGM-14, document 1, pages 7 et 8.

<sup>3</sup> Pièce SCGM-15, document 5, page 1.

## **3.2 MODIFICATIONS AUX STRUCTURES TARIFAIRES**

Les principales modifications concernent :

- la détermination du prix de l'ajustement relié aux inventaires des services de fourniture, de gaz de compression et de transport;
- la grille tarifaire des services de distribution  $D_1$  et  $D_M$ ;
- les services de distribution  $D_3$ ,  $D_4$ ,  $D_5$  et  $D_M$ ;
- le gaz d'appoint, particulièrement en rapport avec le service d'équilibrage;
- l'introduction progressive des services dégroupés.

Ces propositions sont explicitées ci-dessous. L'annexe 1 présente le sommaire explicatif des principales modifications aux tarifs et fait référence au texte des tarifs et à la preuve.

### **3.2.1 AJUSTEMENT RELIÉ AUX INVENTAIRES**

SCGM propose de facturer la totalité des coûts reliés aux inventaires selon le profil de consommation de chaque client à l'exception des clients du tarif  $D_1$ . Ces derniers seront facturés à un prix moyen évalué mensuellement selon le profil de consommation de l'ensemble de la clientèle du tarif  $D_1$  assujettie au service évalué.

L'ajustement relié aux inventaires se divise en deux portions. La portion « variation de prix » tient compte de la variation des inventaires résultant d'un changement de prix de la marchandise. La portion « rendement » tient compte des coûts reliés au maintien de ces inventaires. Actuellement, la portion « variation de prix » est facturée selon le profil de consommation de chaque client alors que la portion « rendement » est facturée à un prix moyen à l'ensemble de la clientèle desservie par le distributeur.

Le recours à un prix moyen pour l'ensemble de la clientèle crée un interfinancement entre les catégories de clientèle de même qu'à l'intérieur d'une même catégorie. La proposition vise à refléter davantage les coûts réels dans l'ajustement relié aux inventaires de façon à ne pas amener les clients à faire des choix qui ne seraient justifiés qu'artificiellement par des biais dans les tarifs.

Quant aux clients du tarif  $D_1$ , la proposition permet de conserver l'approche préconisée sous le tarif d'équilibrage. Le profil propre d'un client du tarif  $D_1$  ne vient pas affecter son prix d'équilibrage. La proposition permet aussi de simplifier l'application du calcul d'ajustement relié aux inventaires et la stabilisation de sa valeur.

La proposition de facturer la totalité des coûts d'inventaire selon le profil de consommation a pour effet d'éliminer l'interfinancement pour cette composante entre les clients à l'intérieur des tarifs D<sub>3</sub>, D<sub>4</sub>, D<sub>5</sub> et D<sub>M</sub> et entre les catégories de clientèle. La proposition entraîne, pour le tarif D<sub>1</sub>, une hausse des revenus générés pour la portion « rendement » de l'ajustement relié aux inventaires. Il y aura encore un interfinancement entre les clients du tarif D<sub>1</sub>. De l'avis du distributeur, cet interfinancement est acceptable parce qu'il est compatible avec l'approche préconisée sous le tarif d'équilibrage.

### **3.2.2 MODIFICATION À LA STRUCTURE DES TARIFS DE DISTRIBUTION D<sub>1</sub> ET D<sub>M</sub>**

Le distributeur propose de fusionner les deux premiers paliers des tarifs D<sub>1</sub> et D<sub>M</sub>. Il propose aussi de réduire l'OMQ. Cette dernière passe de 30,503 à 28,000 ¢/compteur/jour pour les clients résidentiels et institutionnels du tarif D<sub>1</sub> et de 64,879 à 60,000 ¢/compteur/jour pour tous les autres clients du tarif D<sub>1</sub> et pour tous les clients du tarif D<sub>M</sub>. Le taux unitaire du 3<sup>ième</sup> palier est ajusté pour générer les mêmes revenus totaux.

La référence à la notion de palier est enlevée du tableau des taux unitaires pour tous les tarifs exception faite du tarif D<sub>5</sub>.

Cette modification, selon le distributeur, a pour objectifs de favoriser l'efficacité énergétique, de simplifier la facture, d'en faciliter la compréhension, d'éviter les débranchements temporaires et d'améliorer la situation concurrentielle pour les petits clients.

L'impact global de la proposition sur la génération des revenus des tarifs D<sub>1</sub> et D<sub>M</sub> est nul<sup>4</sup>. La facture totale des clients résidentiels consommant entre 1 095 et 10 950 m<sup>3</sup> par année subira une légère majoration qui se situe entre 0,6 % et 1,11 %<sup>5</sup>. Les clients résidentiels consommant entre 0 et 1 095 m<sup>3</sup> par année verront leur facture totale diminuer en moyenne de 5 %.

### **3.2.3 MODIFICATIONS AU TARIF DE DISTRIBUTION D<sub>5</sub>**

Le distributeur propose de corriger légèrement la relation des prix unitaires D<sub>5</sub> versus D<sub>4</sub> pour les sous-tarifs 5.8 et 5.9 pour la ramener au niveau de la relation existant actuellement au sous-tarif 5.7<sup>6</sup>.

---

<sup>4</sup> Pièce SCGM-13, document 3, page 17.

<sup>5</sup> Pièce SCGM-13, document 1, page 19.

<sup>6</sup> Pièce SCGM-13, document 1, page 38.

Par ailleurs, SCGM propose de réduire le pourcentage maximal de réduction pour durée de contrat de 47 % à 40 % et le pourcentage maximal de réduction pour obligation minimale annuelle (OMA) de 31 % à 30 %.

Ces modifications ont pour but de rétablir de façon progressive les relations logiques avec les autres tarifs. Ces relations sont aussi connues sous l'appellation points de croisement. Les modifications proposées pour le tarif D<sub>5</sub> sont relativement importantes puisqu'il s'agit d'une correction de la grille tarifaire pour rétablir la relation avec les autres tarifs en passant par la réévaluation des pourcentages maximums de réduction<sup>7</sup>.

Par le passé, les points de croisement entre les tarifs 1, 3 et 4 étaient observés en considérant le coefficient d'utilisation (CU) minimum requis aux tarifs 3 et 4 pour lequel il y avait avantage à choisir ces tarifs, selon une réduction médiane, plutôt que de rester au tarif 1. Quant au tarif 5, la relation était établie avec les prix unitaires du tarif 4, considérant également une réduction médiane.

Le développement des tarifs dégroupés a eu pour effet de modifier les points de croisement entre les différents tarifs. Il en découle que les prix unitaires au tarif D<sub>5</sub>, même avec les réductions médianes, sont plus élevés qu'au tarif D<sub>1</sub>.

Même si les engagements du client interruptible (tarif D<sub>5</sub>) sont minimaux, il devrait, soumet le distributeur, payer un prix inférieur à celui du tarif D<sub>1</sub>. Ce serait une certaine reconnaissance dans le tarif de distribution du fait que la clientèle interruptible rend disponible de la capacité durant les mois d'hiver, sur demande du distributeur<sup>8</sup>.

En ce qui concerne la relativité entre le tarif D<sub>5</sub> et le tarif D<sub>4</sub>, à réduction médiane, les prix des deux tarifs devraient être similaires. De l'avis du distributeur, l'obligation plus importante au tarif D<sub>4</sub> est compensée par l'interruptibilité au tarif D<sub>5</sub>.

Il y aurait lieu de modifier le tarif de distribution D<sub>5</sub> de façon à rétablir les points de croisement entre les tarifs D<sub>1</sub>, D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub> et d'établir un niveau de réduction plus significatif, avec la contrainte additionnelle de générer les mêmes revenus de distribution. La grille tarifaire du service de distribution D<sub>5</sub> intègre les modifications en minimisant dans la mesure du possible l'impact sur la clientèle.

---

<sup>7</sup> Pièce SCGM-13, document 1, page 4.

<sup>8</sup> Pièce SCGM-13, document 1, page 32.

SCGM et les intervenants conviennent de demander à la Régie la mise en place, au cours de l'année 2002-2003, d'un groupe de travail pour discuter du niveau général des réductions aux tarifs de distribution, conformément à la décision D-2002-132<sup>9</sup>.

### **Prolongation et renouvellement de contrat**

SCGM propose de permettre aux clients qui détenaient déjà un contrat en service interruptible se terminant le ou après le 1<sup>er</sup> octobre 2000 l'alternative suivante :

- soit contracter à nouveau, avec la même réduction pour durée contractuelle que celle applicable à son contrat antérieur, tout en lui laissant le bénéfice d'une durée résiduelle égale à la moitié de la durée de son contrat antérieur plus 6 mois;
- soit exercer son droit de prolonger son contrat d'une année tout en conservant le bénéfice du rabais pour la durée de contrat initial, et ce même si le délai prévu aux tarifs est dépassé.

Le droit à ce « privilège » serait accordé jusqu'au 30 septembre 2003<sup>10</sup>. Cette proposition vise à faciliter la récupération des clients perdus au cours des dernières années.

### **Élargissement du tarif de distribution D<sub>M</sub>**

Il est proposé de transférer graduellement, à l'échéance de leur contrat, les clients du tarif D<sub>3</sub> au tarif D<sub>M</sub> ou à tout autre tarif plus avantageux à condition qu'ils en remplissent les conditions d'admissibilité. Seul l'accès au tarif D<sub>3</sub> ne serait plus disponible à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2002, si ce n'est pour les clients qui demandent une combinaison tarifaire D<sub>3</sub> et D<sub>5</sub>.

Étant donné que ces deux tarifs ciblent une clientèle similaire, la proposition vise à contrer la possibilité accrue de migration non souhaitable entre les deux tarifs sans recourir, comme il en a été question au service de distribution D<sub>5</sub>, à une correction de la grille tarifaire. Ce risque de migration découle de la modification des avantages relatifs entre les tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>M</sub> à la suite du dégroupement tarifaire.

La simulation faite avec les clients du tarif D<sub>3</sub> actifs au 30 septembre 2001 et selon la grille tarifaire D-2001-232 montre que la fermeture du tarif D<sub>3</sub> se traduirait en une variation de revenus de distribution de 46 671 \$ sur une période de 5 ans<sup>11</sup>.

---

<sup>9</sup> Pièce SCGM-13, document 1, page 40.

<sup>10</sup> Pièce SCGM-13, document 1, page 41.

<sup>11</sup> Pièce SCGM-13, document 1, page 22.

Malgré l'élargissement proposé ci-dessus pour les clients du tarif D<sub>3</sub>, les clients du tarif D<sub>1</sub> ne pourront être transférés au tarif D<sub>M</sub>. Cinq mille clients du tarif D<sub>1</sub> respectent les conditions d'applicabilité du tarif D<sub>M</sub>. Le système de facturation industrielle ne pourrait gérer la migration d'un grand nombre de clients<sup>12</sup>. De plus, leur transfert causerait une perte de revenu d'environ 30 000 000 \$.

### **3.2.4 GAZ D'APPOINT**

Il est proposé de retirer de l'historique des consommations totales servant à déterminer le prix d'équilibrage ainsi que le prix de l'ajustement relié aux inventaires, les consommations de « gaz d'appoint concurrence » et « gaz d'appoint pour éviter une interruption » et de les traiter distinctement<sup>13</sup>.

La proposition ne concerne pas le service « gaz d'appoint saisonnier ». Ce gaz d'appoint est livré sur une base uniforme de décembre à mars alors que les journées de non interruption grâce au service s'étalent sur la période de l'hiver de façon non uniforme. Il y a donc effectivement un service d'équilibrage offert au client, service qui se combine avec le service offert pour les volumes du contrat régulier.

La proposition vise à éliminer l'effet généré par l'ajout de volumes de gaz naturel contractés sous des contrats de gaz d'appoint à la suite d'un biais observé dans l'évaluation du tarif d'équilibrage et du prix de l'ajustement relié aux inventaires.

#### **Biais observé dans l'évaluation du tarif d'équilibrage**

Le gaz d'appoint est pris en compte par le tarif d'équilibrage comme étant de l'approvisionnement additionnel à l'approvisionnement régulier du client. Il y a donc un impact sur le calcul du prix d'équilibrage. Toutefois, l'effet du gaz d'appoint devrait être nul si, au cours de ces journées, le client livre une quantité de gaz égale à ce qu'il consomme. Le client qui livre ce qu'il consomme ne nécessite pas de service d'équilibrage.

---

<sup>12</sup> Pièce SCGM-13, document 1, page 23.

<sup>13</sup> Pièce SCGM-13, document 1, page 45.

## **Biais observé dans l'évaluation du prix de l'ajustement relié aux inventaires**

Le client qui a utilisé du gaz d'appoint durant l'année voit sa quantité d'inventaire et sa quote-part du montant total à payer ou à recevoir fluctuer. Or, le gaz fourni n'a nullement interagi avec les inventaires maintenus pour l'ensemble de la clientèle.

En outre, le tarif d'équilibrage étant un constat du service fourni en observant l'historique des douze derniers mois, l'ajout du gaz d'appoint au cours d'un mois aura un impact sur le tarif d'équilibrage et sur le prix de l'ajustement relié aux inventaires des onze mois suivants.

## **Modification au service d'équilibrage**

Le but du tarif d'équilibrage est de fixer le prix du service en fonction un profil de consommation et, par l'entremise de la transposition des volumes, de le fixer également en fonction du profil de livraison. Actuellement, l'exercice de transposition des volumes n'est pas appliqué aux clients interruptibles. Ce traitement découle de questionnements dus à l'application automatique et sans nuance du zéro comme consommation de pointe à tous les clients interruptibles et à la considération des volumes de gaz d'appoint combinés aux volumes retirés sous le tarif de distribution D<sub>5</sub>.

L'acceptation de la proposition d'exclure les volumes de « gaz d'appoint concurrence » et au « gaz d'appoint pour éviter une interruption » des consommations totales servant à déterminer le prix d'équilibrage ainsi que le prix de l'ajustement relié aux inventaires et un nouveau calcul de pointe transposée rendraient possible la transposition des volumes pour les clients interruptibles<sup>14</sup>. C'est la proposition soumise par SCGM.

La considération de la pointe à zéro augmentée de l'écart entre la pointe transposée et la pointe réelle des consommations d'hiver permet de capter l'impact des livraisons non uniformes sur le prix d'équilibrage tout en reconnaissant la mise en disponibilité de la capacité de ces clients<sup>15</sup>.

### **3.2.5 INTRODUCTION PROGRESSIVE DES SERVICES DÉGROUPEÉS**

L'introduction progressive des services dégroupés est étendue aux clients des tarifs de distribution D<sub>3</sub> et D<sub>M</sub>. La restriction quant au regroupement de clients incluant des points de

---

<sup>14</sup> Pièce SCGM-13, document 4, page 4.

<sup>15</sup> Pièce SCGM-13, document 4, page 7.

mesurage au tarif D<sub>1</sub> est toutefois maintenue à cause des contraintes administratives y étant rattachées<sup>16</sup>.

Le tableau 3 intègre l'effet de la stratégie tarifaire, l'effet des modifications aux structures tarifaires et celui des rabais transitoires.

**TABLEAU 3**  
**RÉPARTITION TARIFAIRE<sup>17</sup>**

	Revenus au 1 <sup>er</sup> septembre 2002 (000 \$)					Revenus proposés (000 \$)				
	Inven- taire	Trans- port	Équili- brage	Distri- bution	TOTAL	Inven- taire	Trans- port	Équili- brage	Distri- bution	TOTAL
TARIF 1	10 422	88 077	54 343	314 819	467 661	10 634	88 108	63 675	317 591	480 008
TARIF M	2 984	27 681	7 114	42 166	79 945	1 029	27 688	8 119	42 731	79 567
TARIF 3	440	4 846	657	7 051	12 994	108	4 847	756	7 183	12 894
TARIF 4	2 140	68 265	2 879	41 634	114 918	204	68 300	3 348	42 515	114 367
TARIF 5	1 626	38 411	(377)	17 037	56 697	671	38 424	122	17 441	56 658
TOTAL	17 612	227 280	64 616	422 707	732 215	12 646	227 367	76 020	427 461	743 494

Source : Pièce SCGM-14, document 7.

Les revenus de distribution requis des clients au tarif 1 sont en hausse de 0,9 % et ceux requis des clients au tarif M le sont de 1,3 %. Les clients au tarif 3 supportent une hausse de 1,9 % et ceux au tarif 4 de 2,1 %. Finalement, les revenus de distribution requis des clients au tarif 5 sont en hausse de 2,4 %.

Toutefois, la distribution n'est qu'une composante de la facture totale du client. En tenant compte des autres composantes (inventaires, transport, équilibrage), l'augmentation globale des tarifs est de 1,5 %. Les quelque 150 000 clients du tarif 1 voient leur facture augmenter en moyenne de 2,6 %, soit une augmentation supérieure à l'inflation prévue de 1,9 %. Alors que tous les autres tarifs baissent légèrement.

<sup>16</sup> Pièce SCGM-13, document 1, page 51.

<sup>17</sup> Certaines données diffèrent légèrement d'un tableau à l'autre. Ces différences, déjà présentes dans les pièces au dossier, sont probablement dues à l'arrondissement.

Ces hausses sont des moyennes et elles ne se reflètent pas nécessairement à tous les niveaux de consommation. Par exemple, les très petits clients sans chauffage de l'espace, consommant entre 0 et 1 095 m<sup>3</sup> par année, voient leur facture totale diminuer de 5 %<sup>18</sup>.

### **3.3 OPINION DE LA RÉGIE**

#### **Répartition tarifaire**

La Régie accepte la répartition tarifaire proposée à la pièce SCGM-14, document 5.

La Régie relève que la majoration moyenne de 1,1 % des tarifs de distribution pour l'ensemble de la clientèle est en dessous du taux d'inflation prévu de 1,9 %. Ce résultat représente une nette amélioration en comparaison de l'augmentation moyenne de 4,3 % de l'année passée. Par contre, l'augmentation globale des tarifs en tenant compte des autres composantes (inventaires, transport, équilibrage) s'établit à 1,5 %. Cette hausse reste en deçà de l'inflation et nettement inférieure à celle de l'année passée de 5,3 %. Toutefois, pour plus de 150 000 clients, soit ceux du tarif 1, la hausse globale dépasse l'inflation.

#### **Modifications aux structures tarifaires et autres changements**

La Régie accepte les modifications proposées aux structures tarifaires ainsi que les changements au texte des tarifs tels qu'explicités aux pièces SCGM-13, document 1 et SCGM-15, document 1. Cette acceptation globale doit être modulée en fonction des commentaires ci-après.

La Régie relève l'ampleur des modifications aux structures tarifaires et la multiplicité des changements au texte des tarifs.

La plupart des modifications et des changements proposés sont de portée limitée. Toutefois, la modification proposée au tarif D<sub>5</sub> s'appuie sur un raisonnement qui remet en question certains principes antérieurs et elle constitue une nouvelle approche.

La Régie prend acte des exemples décrits par le distributeur afin de pouvoir justifier une certaine reconnaissance dans le tarif de distribution de la mise en disponibilité de capacité durant l'hiver par le client interruptible. La Régie retient que cette situation bien particulière,

---

<sup>18</sup> Pièce SCGM-14, document 7, page 1.

rattachée au tarif d'équilibrage, amène le distributeur à faire appel au tarif de distribution pour établir une distinction appropriée entre les clients<sup>19</sup>.

La Régie juge qu'il est prématuré de remettre en question le principe à savoir qu'en absence d'interruption pour cause de restriction d'outils de distribution, les tarifs de distribution devraient être conçus de façon identique pour les clients continus et les clients interruptibles.

À fortiori, la preuve démontre que le distributeur a entamé certaines réflexions sur le tarif d'équilibrage, mais qu'il n'est pas suffisamment avancé dans ses travaux pour proposer des modifications à la tarification du service d'équilibrage<sup>20,21</sup>.

Par ailleurs, les intervenants conviennent de demander à la Régie la mise en place au cours de l'année 2002-2003 d'un groupe de travail pour discuter du niveau général des réductions aux tarifs de distribution<sup>22</sup>.

### **Mise en place au cours de l'année 2002-2003 d'un groupe de travail**

La Régie reconnaît que le niveau de réduction aux tarifs de distribution est particulièrement élevé au tarif D<sub>5</sub>. Une approche structurée du problème implique l'examen des raisons qui sous-tendent ces réductions.

La Régie prend acte de la position de l'ACIG. Cet intervenant replace la question du tarif 5 interruptible au niveau de la gestion des approvisionnements gaziers. Il fait remarquer que, dans un environnement caractérisé par la volatilité des prix du gaz naturel, les réductions selon la durée du contrat et selon l'OMA ne suffisent pas à retenir les clients de ce tarif.

L'ACIG soumet deux avenues susceptibles de réduire certains des risques inhérents à la clientèle interruptible : éliminer les contrats de cinq ans avec un volume souscrit élevé et éliminer évidemment les escomptes faramineux qui y sont associés ainsi qu'envisager de céder de la capacité de transport aux clients interruptibles à des conditions raisonnables et avantageuses pour eux<sup>23</sup>. Le RNCREQ soumet aussi que le tarif ne répond plus au besoin des clients<sup>24</sup>.

---

<sup>19</sup> Pièce SCGM-13, document 1.1.

<sup>20</sup> Pièce SCGM-13, document 1, page 65.

<sup>21</sup> Pièce SCGM-13, document 4, page 7.

<sup>22</sup> Pièce SCGM-13, document 1, page 40.

<sup>23</sup> NS, volume 4, page 34.

<sup>24</sup> NS, volume 4, page 45.

La Régie note que le questionnement dépasse le seul niveau des réductions. L'examen des questions soulevées en rapport avec le tarif interruptible pourrait affecter la nature, la pertinence et le niveau de réduction à tous les tarifs de distribution. La Régie juge préférable, étant donné le nombre de groupes de travail en cours, de demander à SCGM de présenter dans le prochain dossier tarifaire, une preuve sur le niveau général des réductions et les implications pour les relations logiques entre les tarifs. La Régie invite le distributeur à consulter de façon informelle les clients. En ce qui concerne spécifiquement le tarif 5, cette preuve prendra en compte, entre autres, la suggestion de l'ACIG d'éliminer les contrats de cinq ans avec un volume souscrit élevé et, en même temps, les réductions y associées. La Régie décidera ultérieurement du traitement approprié.

#### 4. MÉCANISME UNIQUE D'AJUSTEMENT DU PRIX POUR LE SERVICE DE FOURNITURE DE GAZ NATUREL ET DE GAZ DE COMPRESSION

SCGM propose de combiner les mécanismes d'ajustement périodique du prix du service de fourniture de gaz naturel et de gaz de compression en un prix unique à compter du premier jour du mois suivant l'autorisation de la Régie.

Cette proposition vise à simplifier le mécanisme d'ajustement périodique du prix du service de fourniture de gaz naturel et de gaz de compression, tout en assurant la neutralité de son application auprès de la clientèle<sup>25</sup>.

##### 4.1 MISE EN CONTEXTE

À la suite du dégroupement du service de gaz de compression<sup>26</sup>, SCGM a mis en place une procédure séparée d'ajustement mensuel du prix de ce service de même nature que celle existant déjà au service de fourniture de gaz naturel. Cette mise à jour mensuelle des prix du service de fourniture de gaz naturel et de gaz de compression vise à refléter les coûts réels d'acquisition de SCGM par une projection annuelle objective de prix provenant de sources reconnues et reflétant les conditions prévalant dans le marché. Elle vise aussi à niveler les variations saisonnières des prix dans le marché.

---

<sup>25</sup> Pièce SCGM-4, document 2, page 17.

<sup>26</sup> Décision D-99-11, Demande de modification des tarifs de SCGM à compter du 1<sup>er</sup> octobre 1998, dossier R-3397-98, 10 février 1999.

La combinaison des deux mécanismes d'ajustement est rendue possible puisque les calculs découlent des mêmes contrats d'approvisionnement. Le traitement de l'évaluation des écarts entre le coût réel d'acquisition et le prix du gaz facturé antérieurement (écart de prix cumulatif) est le même pour le service de fourniture de gaz naturel et de gaz de compression. Depuis le dégroupement de l'ensemble des services de SCGM en vigueur le 1<sup>er</sup> octobre 2001<sup>27</sup>, le traitement de l'ajustement dû à la réévaluation mensuelle des inventaires pour le prix du gaz de compression est harmonisé au traitement existant déjà pour la composante fourniture. L'ajustement d'inventaire est depuis attribué à chaque client et indiqué sur sa facture mensuelle, ainsi que les coûts reliés au maintien de ces inventaires par SCGM.

## 4.2 IMPACTS DE LA PROPOSITION

La proposition ainsi que le modèle du nouveau rapport mensuel qui sera désormais soumis à l'approbation de la Régie sont présentés à la pièce SCGM-4, document 2, pages 5 à 16.

La proposition de SCGM combinant les prix du service de fourniture de gaz naturel et de gaz de compression n'aura aucun impact sur la facture des clients<sup>28</sup>.

Dans le cadre du Programme de produits financiers dérivés, la Régie a autorisé une enveloppe budgétaire affectée au paiement des primes ne devant pas dépasser 1,5 % de la valeur annuelle du gaz de réseau estimé au moment de la transaction de couverture<sup>29</sup>. Afin d'être cohérent avec la méthode de calcul proposée pour l'établissement d'un prix unique de service de fourniture de gaz naturel et de gaz de compression, SCGM suggère d'inclure le coût annuel du gaz de compression dans l'établissement de l'enveloppe budgétaire affectée au paiement des primes. Le volume global sur lequel s'applique le 1,5 % est donc majoré de 5 %<sup>30</sup>. Le gaz de compression équivaut à environ 5 % du gaz de réseau.

## 4.3 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie approuve la proposition du distributeur. Elle juge que cette proposition contribue à simplifier le mécanisme d'ajustement périodique du prix du service de fourniture de gaz

---

<sup>27</sup> Décision D-2001-78 sur la demande de SCGM de procéder au dégroupement de ses tarifs, dossier R-3443-2000, 16 mars 2001.

<sup>28</sup> Pièce SCGM-4, document 2, page 17.

<sup>29</sup> Décision D-2001-214, dossier R-3463-2001, 6 septembre 2001.

<sup>30</sup> Notes Sténographiques (NS), volume 3, page 33, lignes 5 à 7.

naturel et de gaz de compression. En outre, la Régie est satisfaite de la preuve démontrant que la proposition n'a aucun impact sur la facture des clients.

## **5. PROGRAMME DE PRODUITS FINANCIERS DÉRIVÉS**

L'annexe 2 présente un résumé des propositions relatives au programme de produits financiers dérivés. Deux propositions font l'objet d'une mise à jour : celle relative au plafond applicable aux contrats d'échange à prix fixe et celle relative aux balises volumétriques.

### **5.1 PRIX MAXIMAL POUR CONTRAT D'ÉCHANGE ET PLANCHER DE COLLIERS**

Le prix maximal pour contrat d'échange et plancher de colliers passe de 6,20 \$/GJ à 5,89 \$/GJ à AECO. Ce prix représente dans tous les marchés du secteur commercial le prix à parité avec le prix de l'électricité. Il est calculé en tenant compte des coûts de transport, de distribution, d'équilibrage et de compression nécessaires pour transporter le gaz d'AECO jusqu'au point de consommation<sup>31</sup>. Comme les coûts pour amener le gaz naturel jusqu'au client ont augmenté, il faut ajuster à la baisse la balise antérieure<sup>32</sup>.

### **5.2 PRIX D'EXERCICE MAXIMAL DES OPTIONS**

Pour les outils ayant une échéance de un an et moins le prix d'exercice ne fait pas l'objet d'indexation. SCGM recommande que le prix d'exercice maximal pour l'année gazière 2002-2003 reste à 10,00 \$/GJ.

Selon SCGM, puisque la volatilité prospective des prix du gaz naturel s'annonce à la hausse par rapport à l'an dernier, toute baisse du plafond antérieur de 10,00 \$/GJ est inappropriée dans les circonstances et une hausse ne correspond pas à une forte probabilité d'occurrence<sup>33</sup>.

---

<sup>31</sup> Pièce SCGM-5, document 1.1.

<sup>32</sup> NS, volume 3, page 42.

<sup>33</sup> NS, volume 3, pages 78 et 85.

Selon SCGM, le prix d'exercice maximal des options de un an et moins fixé à 10,00 \$/GJ représente un équilibre entre le niveau de protection suffisant et les primes à payer pour se protéger contre une flambée des prix. Toute baisse du prix maximal risque de commander des primes plus élevées<sup>34</sup>.

Pour les outils ayant une échéance de plus de un an, les prix d'exercice qui apparaissent à l'annexe 2 ont fait l'objet d'indexation selon une formule approuvée antérieurement par la Régie.

### **5.3 VOLUMES TOTAUX DE GAZ POUVANT ÊTRE PROTÉGÉS (BALISES VOLUMÉTRIQUES)**

Étant donné que l'utilisation de dérivés financiers par SCGM n'est pas spéculative. Il est essentiel de s'assurer que les volumes protégés dans le temps ne dépasseront jamais les volumes vendus en gaz de réseau.

La limite volumétrique de protection correspond à la portion annuelle maximale des volumes à protéger sur les volumes totaux de gaz de réseau. La méthodologie proposée pour quantifier la limite volumétrique annuelle repose sur des hypothèses de déplacement du gaz de réseau vers les achats directs ou vers une forme d'énergie concurrente (facteur de déplacement) et sur le degré de prévision des prix des contrats d'échange dans le temps (facteur d'incertitude).

Les données historiques ont été mises à jour afin de représenter la réalité avec le plus d'exactitude possible. Au cours de l'année gazière 2002, les volumes de gaz de réseau se sont révélés légèrement plus stables qu'auparavant<sup>35</sup>.

Pour l'essentiel la balise 0-12 mois proposée cette année de 89 PJ (pétajoules) est à peu près la même que celle de l'an dernier. Pour les années 2 et 3, on est respectivement à 66 PJ et à 51 PJ de couverture absolue par rapport aux 63 PJ et aux 49 PJ de l'année passée<sup>36</sup>. Le facteur d'incertitude amène un portefeuille de couverture cible par rapport aux volumes totaux fixés à la suite de la prise en compte du facteur de déplacement. Le portefeuille cible de couverture du programme permet de protéger entre 20 % et 75 % des volumes de la première année; entre 0 et 63 % des volumes pour la deuxième année; entre 0 et 40 % des

---

<sup>34</sup> NS, volume 3, pages 78 et 85.

<sup>35</sup> Pièce SCGM-5, document 1.5.

<sup>36</sup> NS, volume 3, pages 45 et 46.

volumes pour la troisième année. Ces résultats ainsi que les limites volumétriques mensuelles sont présentés à l'annexe 2.

## **5.4 OPINION DE LA RÉGIE**

### **Plafond applicable aux contrats d'échange à prix fixes**

La Régie accepte la proposition du distributeur de fixer à 5,89 \$/GJ à AECO le prix maximal pour contrat d'échange et plancher de colliers. Elle accepte aussi la proposition de reconduire le prix actuel d'exercice maximal des options de un an et moins qui est de 10,00 \$/GJ à AECO ainsi que les prix d'exercice des options de deux et de trois ans découlant de la formule d'indexation déjà approuvée. Les explications données par SCGM quant à la volatilité anticipée par les marchés financiers et les stratégies proposées sont pertinentes et raisonnables dans le contexte gazier actuel.

### **Balises volumétriques**

La Régie accepte la mise à jour de ces balises volumétriques établies selon les normes acceptées et définies. Les résultats en termes de volumes de gaz maximaux à protéger sont relativement similaires à ceux du dossier tarifaire 2002<sup>37</sup>. La Régie est satisfaite de la preuve présentée par SCGM. Une preuve mathématique très élaborée est présentée concernant l'utilisation des facteurs de déplacement et des facteurs d'incertitude aux fins d'établir les volumes cibles totaux annuels pouvant être protégés. Ces facteurs découlent de l'utilisation de lois, caractéristiques et tests statistiques (Kurtosis, Skewness, Kolmogorov-Smirnov, Khi-carré) robustes et reconnus.

## **6. PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER – HORIZON 2003-2005**

SCGM dépose sous la cote SCGM-6 son plan d'approvisionnement gazier. Ce plan présente la prévision triennale de la demande de gaz et les outils d'approvisionnement requis pour satisfaire cette demande.

---

<sup>37</sup> Pièce SCGM-5, document 4, page 4.

## 6.1 DEMANDE DE GAZ NATUREL

SCGM présente deux scénarios de demande : un scénario de base et un scénario favorable. Le scénario de base repose sur l'hypothèse d'une croissance économique annuelle soutenue se situant entre 3 % et 4 %<sup>38</sup>, d'une prévision du prix de la fourniture de gaz à Empress variant entre 5,16 \$/GJ et 5,36 \$/GJ<sup>39</sup>, du prix du mazout n° 6 variant entre 27,69 \$ et 29,76 \$ CAN/baril<sup>40</sup> et, finalement, d'un gel des tarifs d'électricité jusqu'en 2004 suivi, par la suite, d'une progression annuelle ajustée au taux d'inflation.

Sous ce scénario de base, la position concurrentielle du gaz naturel, dans les différents marchés, est défavorable par rapport au mazout. Cette situation défavorable a un effet important chez les clients de la grande entreprise et particulièrement chez les clients interruptibles, puisque ces derniers ont la possibilité d'utiliser facilement et rapidement des énergies alternatives. Par contre, la position concurrentielle du gaz naturel par rapport à l'électricité est soit à parité ou favorable dans le marché petit et moyen débit.

Le scénario favorable diffère du scénario de base uniquement en ce que les prix retenus produisent un coût du gaz naturel livré aux clients inférieur au coût du mazout n° 6 et, conséquemment, rend favorable la position concurrentielle du gaz naturel<sup>41</sup>.

### Prévision de la demande

SCGM prévoit dans le scénario de base une augmentation annuelle moyenne de la demande des clients en service continu de l'ordre de 3 %<sup>42</sup>. Cette augmentation de la demande est justifiée par la croissance économique soutenue pour les clients petit et moyen débit et par l'implantation de nouvelles industries pour les clients grand débit continu. Sur l'horizon du plan d'approvisionnement, les clients en service interruptible devraient réduire leur consommation de l'ordre de 8,8 % en raison de la situation concurrentielle défavorable au gaz naturel<sup>43</sup>.

Sous le scénario favorable, la prévision de la demande pour les clients petit et moyen débit est la même que celle sous le scénario de base. La demande des clients grand débit fait la différence entre les deux scénarios. En effet, la situation concurrentielle favorable au gaz naturel par rapport au mazout n° 6 se traduit par une augmentation importante de la demande

<sup>38</sup> Pièce SCGM 6, document 1, page 9.

<sup>39</sup> Pièce SCGM 6, document 1, page 11.

<sup>40</sup> Pièce SCGM 6, document 1, page 14.

<sup>41</sup> Pièce SCGM6, document 1.1, page 1.

<sup>42</sup> Pièce SCGM 6, document 8, page 2.

<sup>43</sup> Pièce SCGM 6, document 8, page 2.

chez les clients en service interruptible. En 2005, les ventes pour les clients en service interruptible sont plus du double de celles sous le scénario de base.

Le tableau 4 présente les prévisions de la demande sous les deux scénarios. Les prévisions de la demande ont été faites en tenant compte des pertes de consommation attribuables aux programmes d'efficacité énergétique.

**TABLEAU 4**  
**DEMANDE DE GAZ NATUREL 2003-2005**  
**(avant interruptions) – 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>**

	scénario de base			scénario favorable		
	2003	2004	2005	2003	2004	2005
Service continu	4 379	4 561	4 658	4 379	4 814	4 911
Service interruptible	893	845	736	893	1 681	1 699
Total	5 272	5 406	5 394	5 272	6 495	6 609

## 6.2 APPROVISIONNEMENTS

La planification des approvisionnements affecte autant le profil de la demande que celui de la consommation annuelle globale. Afin de satisfaire la demande, le distributeur contracte les outils d'approvisionnement nécessaires pour combler les besoins annuels, saisonniers et de pointe des clients en service continu et, dans la mesure du possible, les besoins des clients interruptibles en dehors de la période de pointe. Ces approvisionnements doivent être suffisamment flexibles pour faire face aux fluctuations de la demande dues aux aléas de la température et de l'économie. De plus, le distributeur vise à minimiser les coûts totaux d'approvisionnement en optimisant une combinaison d'outils. Ces outils sont composés du transport depuis l'Alberta, de l'entreposage en franchise et hors franchise, des échanges de gaz naturel d'une période à l'autre, des achats de gaz naturel à Dawn, du service de pointe et des livraisons en franchise.

SCGM a préparé son plan en faisant l'hypothèse qu'elle est responsable de contracter tous les outils de transport et d'équilibrage pour rencontrer la totalité de la demande de son marché.

### **6.2.1 MARCHANDISE**

Le gaz naturel consommé au Québec provient essentiellement du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. SCGM détient des contrats pour la fourniture de gaz naturel (incluant le gaz de compression) auprès de quatre fournisseurs<sup>44</sup>. Trois de ces contrats sont à nominations fixes avec option de renouvellement. La nomination du quatrième contrat peut être modifiée en cours d'année avec un préavis de deux mois. À l'échéance d'un contrat, SCGM utilise une procédure d'appel d'offres sur invitation afin de contracter les volumes de gaz naturel requis.

### **6.2.2 TRANSPORT**

Le portefeuille des contrats de transport détenu par SCGM est composé principalement de contrats auprès de TCPL pour acheminer le gaz depuis Empress, Dawn ou Parkway et de contrats auprès de Union Gas pour transporter le gaz de l'entreposage. Près de 75 % des contrats de transport avec TCPL viennent à échéance sur l'horizon du plan d'approvisionnement<sup>45</sup>. Ces contrats de transport pourront être renouvelés, le cas échéant, pour une année à la fois avec un préavis de six mois.

Au cours des dernières années, de nouvelles capacités pipelinières se sont ajoutées, ouvrant au gaz canadien de nouveaux débouchés dans la région américaine des Grands Lacs ainsi qu'en Ontario en passant par Dawn. L'ajout de ces capacités de transport augmente de façon substantielle la disponibilité du gaz à Dawn. Ces nouvelles capacités viennent concurrencer TCPL de telle sorte que cette dernière dispose désormais de capacité excédentaire de transport entre Empress et Dawn en Ontario<sup>46</sup>. Par contre, la capacité de transport entre Dawn et la franchise, pour laquelle SCGM est totalement dépendante de TCPL, est utilisée à pleine capacité durant les périodes de pointe en hiver.

### **6.2.3 ENTREPOSAGE**

Le portefeuille d'outils d'équilibrage de SCGM comporte trois contrats d'entreposage souterrain, deux transactions d'échange de gaz naturel été-hiver et une usine de liquéfaction. Sur la durée du plan, trois contrats viennent à échéance : un contrat d'échange de gaz et deux contrats de transport et d'entreposage avec Union Gas. Ces deux derniers contrats sont actuellement tarifés selon le coût de service d'entreposage de Union Gas. S'ils sont

---

<sup>44</sup> Pièce SCGM 6, document 1, page 30.

<sup>45</sup> Pièce SCGM 6, document 3, page 1.

<sup>46</sup> Pièce SCGM 6, document 1, page 26.

renouvelés, ils le seront au prix du marché. SCGM étudie présentement l'opportunité de les renouveler.

### **6.3 STRATÉGIE PROPOSÉE**

Dans ce contexte caractérisé par une concurrence accrue à Dawn, par une capacité excédentaire de transport sur TCPL et par l'échéance de 75 % des contrats de transport de SCGM avec option de renouvellement annuel, SCGM vise une stratégie de mise en place d'un portefeuille échelonné dans le temps et diversifié géographiquement.

Selon le distributeur, cette stratégie est importante puisque SCGM est entièrement dépendante physiquement de TCPL pour le transport du gaz naturel en provenance de Empress ou de Dawn. De cette dépendance physique découle un danger de dépendance économique réel.

TCPL devrait incessamment déposer une proposition de modèle réglementaire et commercial devant répondre aux besoins du marché tout en tenant compte de la problématique du non-renouvellement des contrats.

Même si les propositions de TCPL ne sont pas encore connues, SCGM aimerait faire migrer une partie de ses contrats de transport de Empress vers Dawn afin de tirer profit de la plus grande liquidité des marchés. Pour ce faire, SCGM propose de contracter de la capacité « Firm Transportation Short Haul » (FTSH), pour ensuite se désengager graduellement et en partie du « Firm Transportataion Long Haul » (FTLH).

L'objectif de trouver des alternatives au pipeline de TCPL et, notamment, de se raccorder au bassin de l'Est fait toujours partie de la stratégie à plus long terme de SCGM, au-delà de l'horizon 2003-2005.

En ce qui concerne les contrats d'entreposage chez Union Gas, SCGM réévaluera, lors du renouvellement des contrats, les coûts exigés par Union Gas par rapport aux alternatives afin de satisfaire les besoins saisonniers. Selon SCGM, cette décision devra tenir compte de la nécessité de préserver sa capacité de pointe et de maintenir une flexibilité opérationnelle suffisamment grande pour faire face aux variations de consommation.

## 6.4 APPROVISIONNEMENT REQUIS

Pour la première année du plan, les contrats de transport et d'entreposage sont tous en vigueur, à l'exception de deux contrats avec Union Gas qui viennent à échéance en mars 2003. Ce contexte contractuel, combiné à la baisse de la demande de gaz, fait en sorte que SCGM dispose, durant cette première année, de capacité excédentaire de transport durant l'été et d'espace d'entreposage chez Union Gas<sup>47</sup>. Le coefficient d'utilisation anticipé du contrat de transport FTLH est de 93 %<sup>48</sup>. Le volume que SCGM prévoit céder durant l'été est de  $54 \cdot 10^6 \text{m}^3$ <sup>49</sup>. Le volume anticipé d'interruption est de  $85 \cdot 10^6 \text{m}^3$ <sup>50</sup>. Enfin, SCGM dispose d'une provision de pointe de  $1\,245 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$ <sup>51</sup>.

En 2004 et 2005, une grande proportion des contrats de transport et d'entreposage est sujet à renouvellement. La tarification et la composition des services de TCPL sont encore inconnues du distributeur. La stratégie contractuelle précise n'est donc pas encore établie. Par conséquent, SCGM présente un plan d'approvisionnement, pour ces deux années, contenant des fourchettes de volumes contractuels.

Pour ces deux dernières années du plan, SCGM a déjà contracté un volume de FTSH qui débutera le 1<sup>er</sup> novembre 2003 et prévoit réduire sa capacité de transport FTLH<sup>52</sup>. En 2005, SCGM prévoit contracter du FTLH supplémentaire principalement pour satisfaire la demande de pointe additionnelle des clients en service continu. Compte tenu des limites contractuelles sur le FTSH fixées par SCGM, et de la limite contractuelle et physique des outils d'équilibrage, l'équilibrage par l'entremise de l'outil de transport FTLH est, selon SCGM, optimal dans le scénario de l'année 2005<sup>53</sup>.

En ce qui concerne le scénario favorable, SCGM a fixé les volumes contractuels d'entreposage de même que le FTSH et a comblé la demande additionnelle des clients en service interruptible par du transport FTLH. Les autres outils de transport et d'équilibrage demeurent sensiblement les mêmes.

---

<sup>47</sup> NS, volume 3, pages 196 et 197.

<sup>48</sup> Pièce SCGM 3, document 1, page 9.

<sup>49</sup> Pièce SCGM 3, document 4, page 1.

<sup>50</sup> Pièce SCGM 3, document 4, page 1.

<sup>51</sup> Pièce SCGM 3, document 1, page 9.

<sup>52</sup> Pièce SCGM 6, document 1.3, page 1.

<sup>53</sup> Pièce SCGM 6, document 5.1, page 1.

## 6.5. OPINION DE LA RÉGIE

Le plan d’approvisionnement, couvrant l’horizon 2003 à 2005, est le premier à être soumis à la Régie à la suite de l’entrée en vigueur du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d’approvisionnement*<sup>54</sup>.

La Régie note que le plan d’approvisionnement tel que présenté à la section 6 de la preuve est conforme aux exigences du Règlement. Elle évalue le plan d’approvisionnement du distributeur par rapport aux aspects suivants : la sécurité d’approvisionnement, le caractère optimal du plan, la fonctionnalisation des coûts reliés aux capacités excédentaires de transport et, finalement, les orientations stratégiques.

### Sécurité d’approvisionnement

La Régie constate que le portefeuille d’approvisionnement prévu par le distributeur rencontre les besoins annuels, saisonniers et de pointe de la clientèle. Selon la Régie, le plan d’approvisionnement présenté montre suffisamment de flexibilité, tant au niveau de la fourniture, du transport que de l’équilibrage, pour faire face aux fluctuations de la demande. Compte tenu du contexte, la Régie est satisfaite des stratégies du distributeur relativement à la sécurité d’approvisionnement de la franchise sur l’horizon du plan.

### Caractère optimal du plan

La Régie observe que, pour chacune des années du plan, il existe des capacités excédentaires de transport. Bien que ces capacités excédentaires ne soient pas attribuables aux mêmes causes d’une année à l’autre, la Régie est préoccupée par l’optimalité du plan<sup>55</sup>.

Les excédents de la première année du plan sont principalement attribuables à la perte d’une partie de la clientèle en service interruptible. Bien que SCGM ne prévoit pas pouvoir se délester, au plein prix, d’outils de transport ayant fait l’objet d’engagements antérieurs, la Régie s’attend à ce que le distributeur poursuive ses efforts en vue de minimiser les coûts en écoulant sur le marché secondaire les capacités excédentaires au meilleur prix possible.

Quant aux deux dernières années du plan, la Régie constate que, même sous le scénario favorable, les excédents persistent malgré l’ajout d’un volume additionnel important au service interruptible. La Régie note que le portefeuille dont il est question dans la preuve n’est pas immuable et que SCGM dispose de moyens lui permettant de mettre en place, d’ici

---

<sup>54</sup> Décret 925-2001, 9 août 2001.

<sup>55</sup> NS, volume 3, pages 165 et 166.

là, un ensemble d'outils de transport et d'entreposage mieux adapté au contexte éventuel de la demande et de la dynamique du marché en amont de la franchise. Il n'en demeure pas moins que la Régie s'interroge sur le caractère optimal des outils additionnels envisagés pour desservir les clients interruptibles.

En ce qui concerne la fourniture de gaz, la Régie prend note de la procédure d'appel d'offres sur invitation permettant de contacter les fournisseurs potentiels. La Régie considère que la stratégie contractuelle en matière de fourniture de gaz doit être suffisamment souple pour s'ajuster à la demande et doit permettre d'acquérir le gaz naturel aux meilleures conditions possibles en tenant compte de la solvabilité des fournisseurs.

### **Fonctionnalisation des coûts reliés aux capacités excédentaires**

La Régie constate que SCGM a fonctionnalisé une partie du coût de la capacité excédentaire de transport dans la composante espace de l'équilibrage; ce qui explique en grande partie la hausse de 11 400 000 \$ des coûts d'équilibrage<sup>56</sup>. La Régie constate que, dans un contexte de tarifs dégroupés, la fonctionnalisation d'une dépense de transport ou d'équilibrage a un impact direct sur les tarifs. Par ailleurs, SCGM mentionne que la fonctionnalisation des dépenses de capacités excédentaires de transport dépend du moment où cette capacité est inutilisée<sup>57</sup>.

En conséquence, la Régie demande dans le prochain dossier tarifaire que SCGM présente une preuve expliquant les principes sous-jacents à la fonctionnalisation du coût des capacités excédentaires de transport.

### **Orientations stratégiques**

La Régie reconnaît que le contexte et les conditions du marché gazier continueront d'évoluer. Grâce aux possibilités de renouvellement annuel de ses contrats de transport avec TCPL et grâce à la plus grande disponibilité du gaz à Dawn, des opportunités intéressantes s'offrent à SCGM pour diversifier son portefeuille de contrats et tirer profit de la plus grande concurrence sur le marché.

La Régie est consciente que le défi pour SCGM demeure l'optimisation de ses capacités contractuelles compte tenu des nouvelles opportunités du marché et des risques qui découlent de la composition de sa clientèle. Les risques sont reliés, d'une part, au dédoublement de la capacité de transport entre le FTSH et FTLH et, d'autre part, à la

---

<sup>56</sup> NS, volume 3, page 193.

<sup>57</sup> Pièce SCGM-6, document 1.12, page 2.

préservation d'un portefeuille de contrats de fourniture, de transport et d'équilibrage qui donne suffisamment de flexibilité au distributeur pour faire face au profil de consommation de ses clients.

La Régie a pris note que la volatilité du prix de la marchandise a beaucoup augmenté. La Régie comprend que les clients en service interruptible peuvent substituer rapidement leur type de combustible lorsque la situation concurrentielle du gaz naturel devient défavorable par rapport au mazout n° 6.

La Régie reconnaît l'apport des clients interruptibles comme outil de gestion de la période de pointe. Cependant, lorsque les clients interruptibles délaissent le gaz pour un combustible alternatif SCGM demeure avec de la capacité excédentaire de transport. Les coûts reliés à ces capacités non utilisées peuvent être importants.

En conséquence, lors du prochain plan d'approvisionnement, la Régie demande à SCGM de présenter la stratégie envisagée pour desservir les clients interruptibles en regard du contexte actuel du marché gazier.

En conclusion, la Régie approuve le plan d'approvisionnement de SCGM. Elle demande au distributeur de tenir compte des préoccupations émises ci-dessus pour la préparation de son prochain plan.

## 7. RAPPORTS SPÉCIFIQUES DEMANDÉS PAR LA RÉGIE ET SUIVIS DE DÉCISIONS ANTÉRIEURES

Dans cette section, la Régie se prononce sur certains rapports spécifiques et suivis de décisions. La liste complète de ces rapports et suivis de décisions antérieures est présentée à l'annexe 3.

## 7.1 ÉLÉMENTS RELATIFS AU PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PGEÉ)

SCGM présente des rapports de suivis pour le PGEÉ<sup>58</sup>. Ces rapports comparent les résultats du Plan aux prévisions pour la période de six mois se terminant le 31 mars 2002. Au cours de cette période, SCGM a réalisé 60 % des économies envisagées en m<sup>3</sup>, a rejoint 36 % des participants prévus et a dépensé 93 % du budget anticipé<sup>59</sup>.

### 7.1.1 PLAN 2002-2005

La mise à jour du PGEÉ sur l'horizon 2002-2005 estime le coût direct à 13 470 000 \$ qui se répartit de la façon suivante : 9 690 000 \$ pour l'aide financière directe, 3 770 000 \$ pour les dépenses d'exploitation<sup>60</sup>.

SCGM prévoit des économies cumulatives de près de 418 700 000 m<sup>3</sup> sur la durée de vie utile des mesures implantées, ce qui équivaut à 167 000 000 \$ en dollars de l'année 2002 pour l'ensemble des participants comparativement à 110 300 000 \$ pour le PGEÉ 2001-2004. Selon le test du coût total en ressources (TCTR)<sup>61</sup>, les économies se chiffrent à 44 000 000 \$ comparativement à 40 700 000 \$ pour le PGEÉ 2001-2004.

Pour l'année 2002-2003, SCGM demande à la Régie l'approbation d'un budget de 4 015 000 \$, incluant 2 700 000 \$ d'aide financière et 1 200 000 \$ de dépenses d'exploitation<sup>62</sup>.

Pour la première année d'implantation du PGEÉ 2002-2005, SCGM prévoit des économies annuelles de 8 200 000 m<sup>3</sup>, ce qui équivaut, pour les participants, à 52 900 000 \$ sur la durée de vie utile des programmes<sup>63</sup>.

Les pertes de revenus pour SCGM s'élèvent à 379 863 \$ et la récompense prévue est de 354 444 \$ pour la prochaine année<sup>64</sup>.

---

<sup>58</sup> Pièce SCGM-10, document 2.

<sup>59</sup> Pièce SCGM-10, document 2, page 2, tableau I.

<sup>60</sup> Pièce SCGM-10, document 2, page 23.

<sup>61</sup> Pièce SCGM-10, document 2, page 10.

<sup>62</sup> Pièce SCGM-10, document 2, page 20.

<sup>63</sup> Pièce SCGM-10, document 2, page 7.

<sup>64</sup> Pièce SCGM-10, document 1, page 76.

L'impact tarifaire du PGEÉ sur les revenus de distribution pour 2002-2003 est de 1,116 % basé sur des revenus de distribution de 428 000 000 \$<sup>65</sup>.

### 7.1.2 OPINION DE LA RÉGIE

Dans l'ensemble, les rapports de suivis pour le PGEÉ respectent les orientations de la Régie. La Régie observe que les économies d'énergie réalisées ont été calculées en prenant comme hypothèse que les résultats présentés tiennent compte du mois réel d'implantation des mesures, tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2001-232.

Quant au Plan 2002-2005, la Régie reconnaît qu'il s'intègre dans la stratégie de positionnement de SCGM auprès de sa clientèle et lui permet de rechercher la continuité dans ses interventions en efficacité énergétique afin de contribuer à l'atteinte d'une transformation de marché, tout en s'assurant de répondre aux besoins de la clientèle sans affecter l'intégrité financière de l'entreprise.

La Régie constate que, tel que demandé dans la décision D-2001-232<sup>66</sup>, les frais d'administration du PGEÉ 2002-2005 ont été diminués sensiblement par rapport au PGEÉ 2001-2004. La Régie prend note que SCGM prétend ne pas être en mesure, pour la présente mise à jour du PGEÉ, de réduire davantage ces frais, car il s'agit d'une masse salariale et de dépenses d'exploitation minimales qui ne peuvent être compressées outre mesure<sup>67</sup>.

En ce qui concerne l'étude de fidélisation et d'attraction du PGEÉ sur la clientèle, la Régie constate que SCGM n'est pas en mesure de fournir les résultats d'une pareille étude ni même une méthodologie d'évaluation<sup>68</sup>. Elle encourage la poursuite des démarches externes entreprises par SCGM. Pour le prochain dossier tarifaire, la Régie demande à SCGM de déposer un compte rendu des résultats de la recherche de la firme externe retenue. Elle décidera alors de la suite à donner à cette demande.

---

<sup>65</sup> Pièce SCGM-10, Document 1, page 78.

<sup>66</sup> Décision D-2001-232, dossier R-3463-2001, 27 septembre 2001, page 20.

<sup>67</sup> Pièce SCGM-10, document 1, page 10.

<sup>68</sup> Pièce SCGM-10, document 1, pages 8 à 10.

## **7.2 PLAN D'ACTION DU FONDS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (FEÉ)**

Le 5 octobre 2000, la Régie rend une décision<sup>69</sup> autorisant la création du FEÉ ayant pour but de réaliser des programmes et des activités en efficacité énergétique auprès des consommateurs de gaz naturel sur le territoire desservi par SCGM. La mission du FEÉ est de réaliser des projets d'efficacité énergétique qui se font en sus de ce qui sera réalisé dans le cadre du PGEÉ de SCGM. De plus, ces projets s'effectuent autant que possible en partenariat, de façon à maximiser les retombées des sommes investies dans le FEÉ.

### **7.2.1 PLAN D'ACTION 2002-2003**

Le Plan d'action 2002-2003 du FEÉ<sup>70</sup> propose de poursuivre et de compléter le projet-pilote sur l'utilisation de l'analyse thermographique par infrarouge dans l'analyse énergétique des bâtiments initiée lors de la mise en œuvre du Plan d'action 2001-2002 et d'entreprendre la mise en œuvre de quatre nouveaux programmes et d'un nouveau projet-pilote, soit :

- le Programme d'assistance financière et technique à la construction de logements sociaux efficaces – Volet Immeubles résidentiels à logements multiples;
- le Programme d'assistance financière et technique à la construction de logements sociaux efficaces – Volet Immeubles de 2 à 8 logements;
- le Programme de rabais à l'achat de fenêtres et portes coulissantes à haut rendement énergétique;
- le Programme d'installation et de promotion de panneaux réflecteurs de chaleur; et
- le projet-pilote intitulé Démonstration des impacts énergétiques des toits et murs végétaux en milieu urbain.

La mise en œuvre de ce Plan d'action devrait générer des économies annuelles de 3 069 590 m<sup>3</sup> de gaz naturel au cours de la période allant du 1<sup>er</sup> octobre 2002 au 30 septembre 2003. Le FEÉ prévoit y investir 1 669 500 \$ au cours de cette période. Cet investissement représente environ 24 % de la somme des revenus du FEÉ au 30 septembre 2003.

### **7.2.2 OPINION DE LA RÉGIE**

La Régie autorise l'utilisation des sommes imputées au FEÉ à hauteur de 1 669 500 \$ pour l'année 2002-2003. La Régie reconnaît que les orientations stratégiques définies dans le Plan d'action, par le Comité de gestion du FEÉ, représentent un cadre susceptible de favoriser

---

<sup>69</sup> Décision D-2000-183, dossier R-3425-99, 5 octobre 2000.

<sup>70</sup> Pièce SCGM-10, document 7, pages 9 et 10.

une certaine expérimentation de mesures novatrices qu'il serait difficile d'inclure dans le PGEÉ. Toutefois, la Régie s'interroge sur la pertinence de certains types de projets envisagés dans le cadre du FEÉ et demande à SCGM de déposer dans le cadre du prochain dossier tarifaire, un rapport détaillé des résultats obtenus pour les programmes soumis dans le cadre du FEÉ.

### **7.3 RAPPORT ANNUEL DE PERFORMANCE : PROGRAMME DE PRODUITS FINANCIERS DÉRIVÉS**

La décision D-2001-214 établit la teneur du rapport annuel de performance du programme de produits financiers de SCGM :

- les objectifs pour l'année;
- les moyens utilisés aux fins d'atteindre les objectifs;
- les résultats atteints en regard de chacun des objectifs;
- une comparaison du tarif mensuel de fourniture avec les prix mensuels sur le marché;
- les coûts encourus des différentes primes;
- les impacts nets pour l'ensemble des consommateurs;
- les améliorations nécessaires, le cas échéant.

Du rapport déposé par SCGM<sup>71</sup>, seuls les résultats atteints en regard de chacun des objectifs du programme seront présentés. Les objectifs sont :

- stabiliser le coût du gaz naturel en réduisant la volatilité du portefeuille;
- limiter l'impact d'une augmentation potentielle des prix lors de cycles haussiers ou lors de pointes de la demande dans le marché;
- saisir ce qui est perçu comme une opportunité de marché afin de préserver la position concurrentielle du gaz naturel<sup>72</sup>.

#### **7.3.1 RÉSULTATS DU PROGRAMME DE PRODUITS FINANCIERS DÉRIVÉS**

##### **Réduire la volatilité du portefeuille**

La volatilité est une mesure de la dispersion de la variation des prix du portefeuille<sup>73</sup>. Pour l'année gazière 2001, les résultats du programme de produits financiers dérivés montrent que

---

<sup>71</sup> Pièce SCGM-5, document 2.

<sup>72</sup> Pièce SCGM-5, document 2, pages 3 et 4.

<sup>73</sup> Pièce SCGM-5, document 2.2, page 4.

l'objectif de réduction de la volatilité du portefeuille a été atteint. Selon le distributeur, les outils de protection dont s'est dotée SCGM au cours de l'année gazière 2001 ont réussi à diminuer de 20 % la volatilité de son portefeuille d'approvisionnement<sup>74</sup>. Le portefeuille avec couverture avait une volatilité de 64 % alors que le portefeuille non couvert avait une volatilité de 84 %<sup>75</sup>. Cette réduction de volatilité comporte des frais : le coût moyen d'approvisionnement du portefeuille avec couverture s'établissait à 6,49 \$/GJ alors que le coût moyen d'approvisionnement du portefeuille non couvert était de 6,24 \$/GJ, conformément avec la théorie risque/rendement de Markowitz, théorie selon laquelle plus le portefeuille est risqué, plus son rendement est important<sup>76</sup>.

Pour l'année gazière 2002, les résultats du programme de produits financiers dérivés pour l'année gazière 2002 montrent que l'objectif a été atteint puisque la volatilité du portefeuille avec couverture se situait à 34 % alors que la volatilité du portefeuille non couvert (ou volatilité à AECO) était plus élevée à 59 %<sup>77</sup>. Le coût moyen d'approvisionnement du portefeuille avec couverture était de 4,12 \$/GJ alors que le portefeuille non couvert avait un coût moyen de 3,65 \$/GJ pour les raisons mentionnées ci-dessus.

### **Limiter l'impact d'une augmentation potentielle des prix**

L'objectif de limiter l'impact des hausses de prix a été atteint au cours de l'année gazière 2001. Alors que les prix du marché ont atteint des sommets de près de 13,00 \$/GJ en janvier et 11,00 \$/GJ en février 2001, les stratégies de couverture de SCGM ont permis de plafonner les prix des volumes protégés à 9,00 \$/GJ, résultant en un prix moyen d'approvisionnement entre 10,00 \$ et 11,00 \$/GJ. En plus de limiter l'impact de la hausse des prix, les résultats démontrent que la stratégie adoptée a permis à l'ensemble des consommateurs de bénéficier de l'affaiblissement des prix au cours de l'été 2001<sup>78</sup>.

L'année gazière 2002 fut marquée par une baisse des prix du gaz naturel au cours de l'hiver 2002. La hausse éventuelle des prix ne s'est pas matérialisée<sup>79</sup>. Les prix avec couverture se sont constamment révélés supérieurs aux prix du marché tels que publiés dans la revue *Canadian Gas Price Reporter* (prix CGPR). Si SCGM n'avait pas entrepris de stratégies de couverture pour l'année 2002, les écarts de prix auraient été inexistantes. Par contre, si les

---

<sup>74</sup> Pièce SCGM-5, document 2, page 10.

<sup>75</sup> Pièce SCGM-5, document 2, page 11.

<sup>76</sup> Pièce SCGM-5, document 2, page 11.

<sup>77</sup> Pièce SCGM-5, document 2, page 11.

<sup>78</sup> Pièce SCGM-5, document 2, page 12.

<sup>79</sup> Pièce SCGM-5, document 2, page 13.

prix CGPR s'étaient matérialisés à des niveaux plus élevés, les prix avec couverture auraient été inférieurs au prix CGPR<sup>80</sup>.

### **Préserver la position concurrentielle du gaz naturel**

Comme en 2001, le marché du gaz en 2002 n'a pas présenté de fluctuations temporaires et favorables des prix. Cependant, le distributeur soumet qu'il a toujours su fixer la protection en deçà de 6,20 \$/GJ<sup>81</sup>.

SCGM soumet que l'utilisation de dérivés financiers demeure nécessaire dans des marchés gaziers encore hautement volatils. De plus, selon SCGM, les différents outils financiers dont elle dispose sont adéquats comme le montrent les résultats du programme<sup>82</sup>.

#### **7.3.2 POLITIQUES DE PRODUITS FINANCIERS DÉRIVÉS CHEZ LES DISTRIBUTEURS DE GAZ NATUREL CANADIENS**

Dans la décision D-2001-214, la Régie demandait à SCGM de produire, dans le cadre du dossier tarifaire 2003, un rapport incluant une étude complète et détaillée des différentes approches utilisées par les distributeurs gaziers canadiens concernant la réduction du coût du gaz de réseau. La Régie demandait une analyse des résultats obtenus par les distributeurs en matière d'utilisation des produits financiers dérivés<sup>83</sup>.

Ce rapport est présenté aux pièces SCGM-5, documents 3 et SCGM-5, document 4, page 10. SCGM réitère que : « [...] le but de notre étude était une étude comparative de l'impact des dérivés financiers sur le prix affiché du gaz de réseau.<sup>84</sup> » Toute comparaison a été impossible à faire. SCGM soumet que la majorité des distributeurs canadiens lui ont indiqué que leur politique de dérivés financiers était remise à leur instance réglementaire sous pli confidentiel<sup>85</sup>.

---

<sup>80</sup> Pièce SCGM-5, document 2.4, page 2.

<sup>81</sup> Pièce SCGM-5, document 2, page 16.

<sup>82</sup> Pièce SCGM-5, document 4, page 10.

<sup>83</sup> Décision D-2001-214, dossier R-3463-2001, 6 septembre 2001, page 35.

<sup>84</sup> NS, volume 3, page 56.

<sup>85</sup> NS, volume 3, pages 56 et 57.

### 7.3.3 OPINION DE LA RÉGIE

#### Résultats du programme de produits financiers dérivés

La Régie prend acte des résultats du programme de produits financiers dérivés et juge que la teneur du suivi rencontre les exigences de la décision D-2001-214.

#### Politiques de produits financiers dérivés chez les distributeurs de gaz naturel canadiens

La Régie prend acte du fait que le caractère confidentiel des politiques de dérivés financiers en vigueur chez les distributeurs empêche une comparaison significative entre distributeurs. La Régie relève SCGM de l'obligation de présenter ce suivi lors du prochain dossier tarifaire.

## 8. FRAIS DES INTERVENANTS

Tous les intervenants admissibles ont réclamé le remboursement de leurs frais pour la participation au Groupe de travail et à l'audience des 28 et 29 août 2002. La Régie prend acte de ces demandes de remboursement et informe les intervenants concernés qu'elle jugera ultérieurement du degré d'utilité et du *quantum* des frais.

La Régie rappelle qu'elle est guidée à ce chapitre par les critères énoncés dans la décision D-99-124<sup>86</sup> relative au *Guide de paiement des frais des intervenants* (le Guide). Elle avise également les intervenants que sa décision sur le *quantum* des frais sera prise en fonction des balises maximales définies ci-après. Celles-ci découlent, d'une part, de celles établies par la décision D-2002-113 et, d'autre part, de la durée réelle de l'audience : une journée et demie (12 heures).

La Régie établit, pour la portion du dossier relative à l'audience des 28 et 29 août 2002, les bornes maximales suivantes :

- pour la préparation et la présence à l'audience, un nombre maximal pour les services d'analystes n'excédant pas neuf journées et demie (9,5), soit un maximum de soixante-seize (76) heures;

---

<sup>86</sup> Décision D-99-124, 22 juillet 1999.

- pour la préparation et la présence à l'audience, un nombre maximal pour les services d'avocats n'excédant pas cinq journées et demie (5,5), soit un maximum de quarante-quatre (44) heures;
- le cas échéant, le nombre d'heures pour les services d'un coordonnateur, payé aux groupes de personnes réunis;
- un budget maximal pour les autres dépenses équivalant à 5 % de l'enveloppe d'honoraires soumis; pour les groupes de personnes réunis, le maximum est établi à 6 %;
- les taxes applicables selon le statut fiscal de l'intervenant.

Étant donné que le critère d'utilité ne s'applique pas aux rencontres du Groupe de travail, les intervenants devront présenter de façon distincte les frais relatifs au Groupe de travail et ceux relatifs à l'audience.

VU ce qui précède;

**CONSIDÉRANT** la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>87</sup>;

**CONSIDÉRANT** le *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*<sup>88</sup>.

### La Régie de l'énergie :

**RECONDUIT** jusqu'au 30 septembre 2004 les programmes et conditions tarifaires suivants déjà reconduits jusqu'au 30 septembre 2003 par la décision D-2001-232 :

- 1) programme de flexibilité tarifaire bi-énergie,
- 2) programme de flexibilité tarifaire mazout pour les clients des tarifs D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> et D<sub>M</sub>;

**APPROUVE** les modifications proposées aux procédures d'ajustement mensuel du prix de la fourniture du gaz naturel et du prix du gaz de compression afin de permettre l'utilisation d'un prix unique pour les tarifs de fourniture de gaz naturel et de gaz de compression, telles que plus amplement expliquées à la pièce SCGM-4, document 2;

---

<sup>87</sup> L.R.Q., c. R-6.01.

<sup>88</sup> (1998) 130 G.O. II, 1245.

**APPROUVE** le plan d'approvisionnement de SCGM décrit à la pièce SCGM-6, document 1 et ce, tel que prévu à l'article 72 de la Loi;

**APPROUVE**, pour l'exercice financier 2003, les volumes totaux pouvant être protégés en vertu du « Programme de produits financiers dérivés » ainsi que le plafond applicable aux contrats d'échange à prix fixes, le tout tel que décrit à la pièce SCGM-5, document 1, page 2;

**APPROUVE** l'application à l'exercice 2003 du mécanisme incitatif à l'amélioration à la performance approuvé par la Régie dans sa décision D-2000-183;

**AUTORISE** l'utilisation des sommes imputées au Fonds d'efficacité énergétique (FEÉ) conformément au plan d'action du FEÉ inclus dans la preuve;

**AUTORISE** le coût en capital moyen de 8,41 % sur la base de tarification pour l'exercice 2002-2003, lequel résulte, 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 et D-99-150, soit 9,89 %;

**AUTORISE**, dans l'évaluation des projets d'investissements prévus par SCGM pour l'exercice financier 2003, le coût en capital prospectif de 7,43 % résultant de l'utilisation des taux déterminés selon les paramètres contenus dans la décision D-97-25;

**MODIFIE**, à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2002, les tarifs de SCGM de façon à ce qu'ils génèrent les revenus requis totalisant 743 479 000 \$, afin de permettre à SCGM de récupérer l'ensemble de ses coûts;

**AUTORISE** la répartition tarifaire proposée à la pièce SCGM-14, document 5;

**APPROUVE** le texte des tarifs proposé à la pièce SCGM-15, document 1;

**DEMANDE** à SCGM de déposer le texte des tarifs dans les trente jours suivant la présente décision;

**PERMET** aux intervenants reconnus et admissibles de soumettre leur demande de paiement de frais détaillés, respectant les directives établies à la section 8 et la décision D-99-124 relative au *Guide de paiement des frais des intervenants* dans les trente jours suivant la présente;

**RÉSERVE** sa décision sur l'utilité de la participation des intervenants à ses délibérations et sur l'établissement du *quantum* des frais.

Jean-Noël Vallière  
Régisseur

Anita Côté-Verhaaf  
Régisseure

François Tanguay  
Régisseur

**Liste des représentants :**

- Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM) représentée par M<sup>e</sup> Jocelyn B. Allard;
- Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) représentée par M<sup>e</sup> Guy Sarault;
- Centre d'études réglementaires du Québec (CERQ) représenté par M<sup>e</sup> Michel Davis;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M<sup>e</sup> André Turmel;
- Gazifère Inc. (Gazifère) représentée par M<sup>e</sup> Louise Tremblay;
- Gazoduc TransQuébec & Maritimes Inc. (Gazoduc TQM) représentée par M. Phi P. Dang;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M<sup>e</sup> Éric Couture;
- Hydro-Québec représentée par M<sup>e</sup> F. Jean Morel;
- Option consommateurs (OC) représentée par M<sup>e</sup> Eric McDevitt David;
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M<sup>e</sup> Pierre Tourigny;
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ) représenté par M<sup>e</sup> Eve-Lyne H. Fecteau;
- Stratégies énergétiques et Groupe STOP (S.É./STOP) représenté par M<sup>e</sup> Dominique Neuman;
- Union des consommateurs (UC), anciennement Action Réseau consommateur et Fédération des Associations Coopératives d'Économie Familiale (ARC/FACEF), représentée par M<sup>e</sup> Yanik Sévigny;
- M<sup>e</sup> Philippe Garant pour la Régie de l'énergie.

# ANNEXE 1

## SOMMAIRE EXPLICATIF DES PRINCIPALES MODIFICATIONS AUX TARIFS

**Annexe 1 (8 pages)**

**J.N.V.** \_\_\_\_\_

**A.C.V.** \_\_\_\_\_

**F.T.** \_\_\_\_\_

## SOMMAIRE EXPLICATIF DES PRINCIPALES PROPOSITIONS

SCGM-15, Document 1	ANNEXE 1	SCGM-13, Document 1
Art. 2	<p><b>1. OPTIONS DISPONIBLES AUX CLIENTS</b></p> <p><b>Fourniture combinée des services du client et des services du distributeur</b></p> <p>Modification du dernier paragraphe pour préciser que seul le client en service de « gaz d'appoint pour éviter une interruption » pourra utiliser son propre service de transport pour cette portion appoint de sa consommation.</p>	pages 47 et 48
Art. 2.2	<p><b>2. FOURNITURE</b></p> <p><b>A) Service du distributeur &amp; B) Service fourni par le client</b></p> <p><b>Ajustement relié aux inventaires</b></p> <p>Intégration de la proposition de facturer la totalité des coûts d'inventaires, portion « variation de prix » et portion « rendement » selon le profil de consommation de chaque client à l'exception des clients du tarif D<sub>1</sub> qui se verront facturer un taux mensuel moyen.</p> <p>Précision quant à l'ajustement relié aux inventaires qui exclut les volumes retirés en vertu de contrats de « gaz d'appoint concurrence » ou de « gaz d'appoint pour éviter une interruption ».</p>	pages 9, 12 et 53
Art. 3.5	<p><b>B) Service fourni par le client</b></p> <p><b>Obligations du client</b></p> <p>Modification du point f) de façon à prévoir que l'obligation de rencontrer des normes de qualité ne s'applique pas dans le cas de biogaz distribué en réseau fermé et distinct.</p>	pages 45 et 53
Art. 1	<p><b>C) Service de gaz d'appoint</b></p> <p><b>Applicabilité</b></p> <p>L'accès au service est encadré par une exigence de volume minimale de la période contractuelle de gaz d'appoint égale à 3 200 m<sup>3</sup>/jour.</p> <p>Transfert de l'ancien article 3.1 <i>Utilisation du gaz d'appoint</i> en y intégrant la terminologie suivante : service « gaz d'appoint concurrence » ; service « gaz d'appoint saisonnier » ; service « gaz d'appoint pour éviter une interruption ».</p>	page 62
		pages 46 et 47

SCGM-15, Document 1	ANNEXE 1	SCGM-13, Document 1
<p><b>Art. 2</b></p> <p><b>Art. 3.5</b></p>	<p>Élimination du gaz d'appoint pour éviter un déséquilibre volumétrique.</p> <p><b>Tarif</b></p> <p>Spécification du tarif applicable pour chacun des services de gaz d'appoint.</p> <p><b>Autres dispositions</b></p> <p>Spécification à savoir que le client qui désire se prévaloir du service de « gaz d'appoint concurrence » ou de « gaz d'appoint saisonnier » doit utiliser le service de transport fourni ponctuellement par le distributeur.</p>	<p>page 42</p> <p>page 47</p> <p>page 48</p>
<p><b>Art. 2.2</b></p> <p><b>Art. 3.3</b></p>	<p><b>3. GAZ DE COMPRESSION</b></p> <p><b>A) Service du distributeur</b></p> <p><b>Ajustement relié aux inventaires</b></p> <p>Intégration de la proposition de facturer la totalité des coûts d'inventaires, portion « variation de prix » et portion « rendement » selon le profil de consommation de chaque client à l'exception des clients du tarif D<sub>1</sub> qui se verront facturer un taux mensuel moyen.</p> <p>Précision quant à l'ajustement relié aux inventaires qui exclut les volumes retirés en vertu de contrats de « gaz d'appoint concurrence » ou de « gaz d'appoint pour éviter une interruption ».</p> <p><b>Durée du contrat</b></p> <p>Spécification à savoir que la durée du contrat en service de gaz d'appoint peut être inférieure à douze (12) mois même si la durée de tout contrat en service de gaz de compression doit être égale à un multiple de 12 pour les clients au tarifs de distribution D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub> et à 12 mois au moins pour les clients des autres tarifs de distribution.</p>	<p>page 12</p> <p>pages 45 et 53</p> <p>page 49</p>
<p><b>Art. 2.2</b></p>	<p><b>4. TRANSPORT</b></p> <p><b>A) Service du distributeur</b></p> <p><b>Ajustement relié aux inventaires</b></p> <p>Intégration de la proposition de facturer la totalité des coûts d'inventaires, portion « variation de prix » et portion « rendement » selon le profil de</p>	<p>page 12</p>

SCGM-15, Document 1	ANNEXE 1	SCGM-13, Document 1
<p><b>Art.3</b></p> <p><b>Art. 3.2</b></p> <p><b>Art. 3.3</b></p>	<p>consommation de chaque client à l'exception des clients du tarif D<sub>1</sub> qui se verront facturer un taux mensuel moyen.</p> <p>Précision quant à l'ajustement relié aux inventaires qui exclut les volumes retirés en vertu de contrats de « gaz d'appoint concurrence » ou de « gaz d'appoint pour éviter une interruption ».</p> <p><b>Conditions et modalités</b></p> <p><b>Préavis de sortie</b></p> <p>Réécriture de l'article afin de l'harmoniser à l'article 3.2 « Préavis d'entrée » ci-après de la section « Service fourni par le client ».</p> <p><b>Durée du contrat</b></p> <p>Spécification à savoir que la durée du contrat en service de gaz d'appoint peut être inférieure à douze (12) mois même si tout contrat de transport doit avoir une durée minimale de 12 mois.</p>	<p>pages 45 et 53</p> <p>page 57</p> <p>page 49</p>
<p><b>Art. 3.2</b></p>	<p><b>B) Service fourni par le client</b></p> <p><b>Préavis d'entrée</b></p> <p>Le délai de préavis mentionné au deuxième paragraphe de l'article 3.1 a été transféré sous cet article. Il est précisé que le délai de 60 jours est applicable lorsqu'il y a cession de la capacité de transport détenue par le distributeur. Le délai doit être antérieur au 1<sup>er</sup> mars pour le client qui désire fournir directement son service de transport au plus tôt le 1<sup>er</sup> novembre suivant.</p>	<p>page 56</p>
	<p><b>5. ÉQUILIBRAGE</b></p> <p><b>A) Service du distributeur</b></p>	

SCGM-15, Document 1	ANNEXE 1	SCGM-13, Document 1
<p><b>Art. 2.2</b></p> <p><b>Art. 2.3</b></p>	<p><b>Prix de l'équilibrage pour les clients en services de distribution D<sub>M</sub>, D<sub>3</sub>, D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub></b></p> <p>Reflète la proposition de retirer de l'historique des consommations totales, les consommations de « gaz d'appoint concurrence » et « gaz d'appoint pour éviter une interruption » lors de l'évaluation du tarif d'équilibrage.</p> <p><b>Transposition des volumes</b></p> <p>Correction d'une omission antérieure au texte des tarifs en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2001; spécification à savoir que la livraison théorique uniforme (LTU) est égale à la somme des VCJs (volumes contractuels journaliers) des 12 derniers mois divisée par le nombre de jours ayant un VJC au cours des 12 derniers mois. Puisque la transposition des volumes s'applique lorsque le client fournit son service de fourniture, la livraison uniforme doit être calculée sur la même période.</p> <p>Tient compte de la proposition de faire la transposition des volumes des clients interruptibles et présente le calcul de la pointe transposée. Pièce SCGM-13, document 4</p>	<p>pages 44, 45 et 49</p> <p>page 57</p> <p>-</p>
<p><b>Art. 3.3</b></p>	<p><b>Durée du contrat</b></p> <p>Spécification à savoir que la durée du contrat en service de gaz d'appoint peut être inférieure à douze (12) mois même si tout contrat d'équilibrage doit avoir une durée minimale de 12 mois.</p>	<p>page 49</p>
<p><b>Art. 2.1 et 2.2</b></p>	<p><b>6. DISTRIBUTION</b></p> <p><b>A) Services de distribution D<sub>1</sub> : général et</b></p> <p><b>B) D<sub>M</sub> : modulaire</b></p> <p><b>Taux unitaires au volume retiré</b></p> <p>Reflètent les modifications aux structures tarifaires D<sub>1</sub> et D<sub>M</sub> relativement à l'obligation minimale quotidienne et à la fusion des deux premiers paliers.</p> <p>La première colonne (Palier D<sub>1</sub>) est enlevée. La présence des paliers amenait de la confusion : la notion du volume retiré passant à travers chaque palier, jusqu'à l'atteinte du palier maximal applicable, se perd.</p> <p><b>C) Services de distribution D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> : Débit stable</b></p>	<p>pages 15 et 53</p> <p>page 58</p>

SCGM-15, Document 1	ANNEXE 1	SCGM-13, Document 1
<p><b>Art. 1</b></p> <p><b>Art. 2.1</b></p> <p><b>Art. 2.2</b></p> <p><b>Art. 2.3</b></p> <p><b>Art. 2.4</b></p> <p><b>Art. 2.5</b></p>	<p><b>Applicabilité</b></p> <p>Reflète la proposition de transférer graduellement les clients du tarif D<sub>3</sub> au tarif D<sub>M</sub> et de fermer l'accès au tarif D<sub>3</sub> à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2002, à l'exception des clients qui demandent une combinaison tarifaire D<sub>3</sub> et D<sub>5</sub>.</p> <p>De plus, le coefficient d'utilisation minimum requis pour bénéficier du tarif D<sub>3</sub> est modifié et ramené à un niveau équivalent à celui du tarif D<sub>4</sub> soit au moins 50 %.</p> <p><b>Obligation minimale quotidienne</b></p> <p>Ajout d'un palier pour les volumes souscrits supérieurs à 1 000 000 m<sup>3</sup> par jour. Effet de la décision D-2002-132.</p> <p><b>Taux unitaires au volume retiré</b></p> <p><b>Écrêtement des pointes</b></p> <p><b>Retraits interdits excédant l'écrêtement des pointes</b></p> <p>Seuls les clients en cours de contrat avec lecture mensuelle demeurent admissibles au tarif D<sub>3</sub>. La modification vient du fait que les clients du tarif D<sub>3</sub> ne sont pas tous avec lecture mensuelle.</p> <p><b>Réduction selon la durée du contrat</b></p> <p>Offre de réductions additionnelles pour des contrats de plus de 60 mois. Effet de la décision D-2002-132.</p>	<p>pages 21 et 24</p> <p>page 53</p> <p>page 24</p> <p>page 53</p>
<p><b>Art. 4.1</b></p> <p><b>Art. 1</b></p>	<p><b>Prolongation de contrat</b></p> <p>Il est précisé que seuls les clients du tarif D<sub>4</sub> et ceux du tarif D<sub>3</sub> en combinaison avec le tarif D<sub>5</sub> auraient la possibilité de prolonger leur contrat d'une année en conservant la même réduction pour la durée.</p> <p>Cette précision est ajoutée afin que les clients du tarif D<sub>3</sub> devant être transférés au tarif D<sub>M</sub> ne prolongent pas continuellement leur contrat au tarif D<sub>3</sub>.</p> <p>Application d'un maximum de 24 mois à l'avis minimal pour se prévaloir de la clause de prolongation de contrat. Effet de la décision D-2002-132.</p> <p><b>D) Service de distribution D<sub>5</sub> : Interruptible</b></p> <p><b>Applicabilité</b></p> <p>L'option de combinaison des volets 1A et 1 B prévu à l'article 4 est retirée</p>	<p>page 25</p> <p>page 53</p> <p>pages 60 et 61</p>

SCGM-15, Document 1	ANNEXE 1	SCGM-13, Document 1
	et la non disponibilité de la combinaison est précisée au second paragraphe de l'article 1.	
<b>Art. 2.1</b>	<b>Taux unitaire au volume retiré</b>	
	Modification du premier paragraphe afin d'établir le tarif applicable au service de gaz d'appoint.	page 49
<b>Art. 2.6</b>	<b>Retraits interdits lors d'interruption</b>	
	Stipulation claire à savoir que la pénalité ne s'applique pas aux volumes retirés en vertu de contrats de « gaz d'appoint pour éviter une interruption » et de « gaz d'appoint concurrence » et que tous les coûts additionnels occasionnés par les retraits interdits seront facturés en sus de la pénalité.	page 50
<b>Art. 2.8</b>	<b>Prime de dépannage</b>	
	Stipulation claire à savoir que la prime de dépannage ne s'applique pas aux volumes retirés en vertu de contrats de gaz d'appoint. Correction d'une omission antérieure.	page 50
<b>Art. 2.9</b>	<b>Obligation minimale annuelle (OMA)</b>	
	Spécification à savoir que le volume retiré pour le calcul de l'OMA est ajusté pour y soustraire le gaz retiré en vertu d'un contrat de « gaz d'appoint pour éviter une interruption » et de « gaz d'appoint concurrence ». Transfert au texte des tarifs d'une clause stipulée au contrat de gaz d'appoint.	page 50
<b>Art. 4.2</b>	<b>Interruptions</b>	
	Il est spécifié que la clause (d) prévoyant au moins un jour complet d'interruption par année ne s'applique pas au service de « gaz d'appoint concurrence ».	page 51
<b>Art. 3</b>	<b>7. DISPOSITIONS GÉNÉRALES</b> <b>Qualité du gaz</b>	
	Modification afin de permettre la facturation de la distribution des biogaz émanant des sites d'enfouissement. La conversion du pouvoir calorifique sera établie en fonction du pouvoir calorifique propre au site d'enfouissement plutôt qu'en fonction de celui observé mensuellement pour le réseau régulier de SCGM.	page 62
<b>Art. 5.1</b>	<b>Mode de lecture</b>	
	Ajout d'une clause prévoyant que le client qui choisit un mode de lecture autre que celui préconisé par le distributeur assume les coûts réels encourus pour l'utilisation de ce mode de lecture.	page 62
<b>Art. 7.2</b>	<b>Échéance</b>	

SCGM-15, Document 1	ANNEXE 1	SCGM-13, Document 1
	Modification de la formulation du délai de paiement de facture d'une période actuelle de quinze (15) jours (de calendrier) à douze (12) jours ouvrables.	page 63
<p data-bbox="168 470 245 499"><b>Art. 2</b></p> <p data-bbox="168 690 245 720"><b>Art. 5</b></p> <p data-bbox="168 842 245 871"><b>Art. 6</b></p> <p data-bbox="168 993 245 1022"><b>Art. 7</b></p>	<p data-bbox="376 428 927 462"><b>8. DISPOSITIONS TRANSITOIRES</b></p> <p data-bbox="376 470 613 499"><b>Rabais transitoires</b></p> <p data-bbox="376 543 1268 682">Amortissement pour la prochaine année financière d'une tranche additionnelle de 20 % des revenus de distribution. Les clients qui ont un rabais transitoire inférieur ou égal à 20 % verront leur rabais transitoire totalement amorti.</p> <p data-bbox="376 690 1118 724"><b>Retrait progressif des services de transport et d'équilibrage</b></p> <p data-bbox="376 764 1268 835">Élargissement de l'admissibilité aux services dégroupés pour inclure les clients des tarifs de distribution D<sub>3</sub> et D<sub>M</sub>.</p> <p data-bbox="376 842 849 875"><b>Contrats au service de distribution D<sub>3</sub></b></p> <p data-bbox="376 915 1268 987">Ajout d'un article afin de spécifier que les clients déjà présents au tarif D<sub>3</sub> demeureront assujettis à ce tarif jusqu'à la fin de leur contrat.</p> <p data-bbox="376 993 849 1026"><b>Contrats au service de distribution D<sub>5</sub></b></p> <p data-bbox="376 1066 1268 1171">Offre faite aux clients qui détenaient un contrat en service interruptible se terminant le ou après le 1<sup>er</sup> octobre 2000 de contracter à nouveau selon certaines modalités.</p> <p data-bbox="376 1211 1268 1350">Offre faite aux clients qui sont encore sous contrat mais qui ne se sont pas prévalus à temps de leur droit de prolonger leur contrat de le faire pour une année tout en conservant le bénéfice du rabais sur la durée de contrat original.</p>	<p data-bbox="1294 543 1386 573">page 64</p> <p data-bbox="1294 730 1386 760">page 51</p> <p data-bbox="1294 882 1386 911">page 25</p> <p data-bbox="1294 1066 1386 1096">page 41</p>

# ANNEXE 2

## RÉSUMÉ DES PROPOSITIONS RELATIVES AU PROGRAMME DE PRODUITS DÉRIVÉS FINANCIERS

**Annexe 2 (1 page)**

**J.N.V.** \_\_\_\_\_

**A.C.V.** \_\_\_\_\_

**F.T.** \_\_\_\_\_

## ANNEXE 2

### Résumé des propositions du programme de dérivés financiers

OUTILS AUTORISÉS	PRIX MAXIMAL POUR CONTRATS D'ÉCHANGE ET PLANCHER DE COLLIERS
• Contrat d'échange à prix fixe	• 5,89 \$/GJ à AECO
• Achat et vente d'options d'achat et de vente	
• Combinaison des outils précités	
BALISE TEMPORELLE	PRIX D'EXERCICE MAXIMAL DES OPTIONS
• Couverture maximale : 36 mois	• 0-12 mois : 10,00 \$/GJ à AECO
	• 13-24 mois : 9,90 \$/GJ à AECO <sup>89</sup>
	• 25-36 mois : 9,80 \$/GJ à AECO <sup>89</sup>
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	

### BALISES VOLUMÉTRIQUES

#### RÉSULTATS DOSSIER TARIFAIRE 2003 VS DOSSIER TARIFAIRE 2002

	0-12 mois	13-24 mois	25-36 mois
Service de fourniture de gaz naturel de SCGM			
En PJ/an	89,68	66 <sup>90</sup> vs 63	51 <sup>90</sup> vs 49
En 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /an	2 367	1 743	1 352
Portefeuille cible de protection (%) <sup>91</sup>	20-75 %	0-63 %	0-40 %
Volumes annuels à protéger			
En PJ/an	18-67	0-42 vs 0-40	0-21 vs 0-20
En 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /an	473 – 1 775	0 – 1 101	0 – 542
Volumes maximums – transactions mensuelles (1/6 des volumes annuels)			
En PJ/mois	11	7	4
En 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /mois	297	183	90

Le prix d'exercice maximal pour les options est établi de la façon suivante :

- Pour les outils ayant échéance de un (1) an et moins, le prix d'exercice ne fait pas l'objet d'indexation. Celui-ci reste donc à 10,00\$/GJ à AECO.

Sources : Pièce SCGM-5, document 1, page 2 et pièce SCGM-5, document 4, page 4.

<sup>89</sup> Source : CIBC World Markets, Energy Update, Thursday May 02, 2002.

<sup>90</sup> Estimé en fonction de la courbe de déplacement calculé.

<sup>91</sup> Établi en fonction du facteur d'incertitude calculé.

# ANNEXE 3

## RAPPORTS SPÉCIFIQUES DEMANDÉS PAR LA RÉGIE ET SUIVIS DE DÉCISIONS ANTÉRIEURES

**Annexe 3 (1 page)**

**J.N.V.** \_\_\_\_\_

**A.C.V.** \_\_\_\_\_

**F.T.** \_\_\_\_\_

### ANNEXE 3

#### Rapports spécifiques demandés par la Régie et suivis de décisions

		Référence
1.	Mise à jour du plan de développement du secteur résidentiel.	Pièce SCGM-2, document 7, page 1
2.	Suivi de la décision D-2001-214 Les projections de prix d'une seule banque en lieu et place des projections de prix de trois banques pour déterminer le prix du service de fourniture de gaz naturel et de gaz de compression sont suffisamment représentatives des données du marché.	Pièce SCGM-4, document 1
3.	Rapport annuel de performance – Produits financiers dérivés (suivi de la décision D-2000-214).	Pièce SCGM-5, document 2
4.	Suivi du projet du système de gestion intégré (SAPHIR) – Décision D-2000-34.	Pièce SCGM-7, document 8
5.	Évolution du coût de service.	Pièce SCGM-9, document 9
6.	Rapports de suivis et tableaux financiers du PGÉE.	Pièce SCGM-10, documents 1 à 4
7.	Plan d'action visant l'utilisation du compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes (CASEP).	Pièce SCGM-10, document 5
8.	Éléments relatifs au plan d'action du FEÉ.	Pièce SCGM-10, documents 6 et 7
9.	Suivi du tarif d'équilibrage.	Pièce SCGM-13, document 1