

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2005-171

R-3559-2005

23 septembre 2005

---

**PRÉSENTS :**

M. Richard Carrier, B. Sc. (Écon.), M. A. (Écon.)

M. Anthony Frayne, B. Sc. (Écon.), MBA, FCA

M. Gilles Boulianne, B. Sc. (Écon.)

Régisseurs

---

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

Demanderesse

et

**Intervenants dont les noms apparaissent à la page suivante**

---

**Décision**

*Demande de modifier les tarifs de SCGM à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2005*

**Intervenants :**

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

## TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION.....	5
2.	CONCLUSIONS RECHERCHÉES .....	6
3.	PROCESSUS D'ENTENTE NÉGOCIÉE .....	7
3.1	Sujets référés par la décision procédurale .....	7
3.2	Rapport déposé par le Groupe de travail .....	8
3.3	Application du mécanisme incitatif.....	8
3.3.1	Établissement du revenu requis .....	8
3.3.2	Principaux éléments .....	10
3.4	Particularités pour l'année tarifaire 2006 .....	11
3.4.1	Modifications à l'amortissement .....	11
3.4.2	Compte de frais reportés pour le gaz perdu .....	12
3.4.3	Étalement du remboursement du trop-perçu .....	13
3.4.4	Compte de frais reportés pour pénalités sur service ferme .....	15
3.4.5	Modifications aux structures tarifaires.....	16
3.5	Plan global en efficacité énergétique .....	19
3.5.1	Modifications apportées au PGEÉ.....	19
3.5.2	Objectifs du PGEÉ, budgets demandés et rentabilité.....	21
3.5.3	Impact tarifaire du PGEÉ.....	22
3.6	Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes .....	24
3.7	Établissement des tarifs .....	25
3.7.1	Ajustement tarifaire global.....	25
3.7.2	Stratégie tarifaire.....	26
3.8	Conclusion .....	26
4.	SUJETS TRAITÉS EN AUDIENCE .....	27
4.1	Programmes de flexibilité tarifaire mazout et bi-énergie .....	27
4.2	Programme de financement pour la clientèle affaires.....	27
4.3	Plan d'approvisionnement gazier – Horizon 2006-2008.....	29
4.3.1	Demande de gaz naturel.....	29

---

4.3.2	Contexte et stratégies d’approvisionnement .....	29
4.4	Programme de produits financiers dérivés .....	33
4.5	Fonds en efficacité énergétique.....	35
4.5.1	Modifications apportées au FEÉ.....	35
4.5.2	Objectifs de l’année tarifaire 2006 et budget demandé .....	38
4.5.3	Inclusion de la clientèle de Gazifère Inc.....	38
4.5.4	Allocation de participation aux membres du comité de gestion .....	38
4.6	Impact de la migration de clients entre le service en achats .....	
	directs et le service de fourniture du distributeur.....	39
4.6.1	Objection de SCGM sur la preuve de la FCEI.....	39
4.6.2	Preuve de la FCEI concernant la migration de clients .....	
	entre le service en achats directs et le service de fourniture .....	40
4.7	Suivis de décision.....	41
4.7.1	Fonctionnalisation des coûts d’équilibrage et allocation .....	
	de la pointe pour les clients interruptibles.....	41
4.7.2	Compte de nivellement de la température.....	42
5.	DISPOSITIF.....	43
	ANNEXE 1 .....	46

## 1. INTRODUCTION

Le 25 février 2005, Société en commandite Gaz Métro (SCGM ou le distributeur) introduit à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande de modification de ses tarifs à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2005 (année tarifaire 2006).

Le 7 mars 2005, la Régie ordonne à SCGM de publier un avis public annonçant la tenue d'une audience publique pour étudier la demande<sup>1</sup>. Les intéressés sont invités à déposer leur demande d'intervention conformément au *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*<sup>2</sup>. La Régie rend la décision D-2005-54 portant sur la reconnaissance des intervenants.

Le 28 avril 2005, la Régie rend la décision D-2005-77 encadrant le déroulement du dossier tarifaire 2006 de SCGM. Par cette décision, la Régie permet la mise en place d'un groupe de travail (le Groupe de travail) et la tenue d'un processus d'entente négociée (PEN). Cette décision traite également des modalités de traitement des sujets, de l'adoption des lignes directrices, de l'échéancier et des frais des intervenants.

Le 10 mai 2005, SCGM dépose la preuve sur les sujets d'audience ainsi qu'une demande d'ordonnance de confidentialité d'un avenant à un des contrats conclus avec Union Gas Limited (Union Gas) pour le service d'entreposage de gaz naturel.

Le 13 juin 2005, SCGM dépose la preuve découlant du PEN, le rapport du Groupe de travail ainsi qu'une demande amendée.

Le 21 juillet 2005, la Régie accorde à SCGM une ordonnance interdisant la divulgation, la publication et la diffusion uniquement sur les prix des services d'entreposage prévus au contrat conclu avec Union Gas<sup>3</sup>.

L'audience se tient du 23 au 26 août 2005. Le dossier est pris en délibéré le 2 septembre 2005, date de la réception de la demande ré-amendée et des pièces modifiées pour tenir compte de la mise à jour relative aux taux obligatoires de long terme et au taux d'inflation.

---

<sup>1</sup> Décision D-2005-43, 7 mars 2005.

<sup>2</sup> (1998) 130 G.O. II, 1245.

<sup>3</sup> Décision D-2005-128, 21 juillet 2005.

## 2. CONCLUSIONS RECHERCHÉES

Les conclusions recherchées à la demande ré-amendée de SCGM en date du 2 septembre 2005 sont les suivantes :

*« **RECONDUIRE** jusqu'au 1<sup>er</sup> avril 2006 le programme de flexibilité tarifaire bi-énergie déjà reconduit jusqu'au 30 septembre 2005 par la décision D-2004-196 et jusqu'au 30 septembre 2007 le programme de flexibilité tarifaire mazout pour les clients des tarifs D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> et D<sub>M</sub> déjà reconduit jusqu'au 30 septembre 2006 par cette même décision;*

***APPROUVER** le plan d'approvisionnement de SCGM pour l'exercice 2006, tel que décrit à la pièce SCGM-4, document 1, conformément à l'article 72 de la Loi;*

***APPROUVER**, pour l'exercice financier 2006, les modifications proposées au « Programme de produits financiers dérivés », les volumes totaux pouvant être protégés en vertu de ce programme ainsi que le plafond applicable aux contrats d'échange à prix fixes;*

***APPROUVER** l'application à l'exercice 2006 du mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance approuvé par la Régie dans sa décision D-2004-51;*

***AUTORISER** l'utilisation des sommes imputées au Fonds d'efficacité énergétique (FEÉ) conformément au plan d'action du FEÉ présenté à la pièce SCGM-9, document 7;*

***AUTORISER** la création de deux comptes de frais reportés : l'un pour le « gaz perdu » et l'autre pour les pénalités pouvant être imposées par TransCanada Pipeline Limited en vertu de ses tarifs applicables en service continu (« pénalité sur service ferme »);*

***AUTORISER** le coût en capital moyen de 7,79 % sur la base de tarification pour l'exercice financier 2006, lequel provient, entre autres, de l'application du mécanisme automatique d'établissement du taux de rendement sur l'avoir moyen des actionnaires énoncé dans les décisions D-99-11, D-99-150, D-2003-180 et D-2004-196, ainsi que d'une bonification, résultant de l'application du mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance approuvé dans la décision D-2004-51;*

***AUTORISER**, dans l'évaluation des projets d'investissements prévus par SCGM pour l'exercice financier 2006, le coût en capital prospectif de 6,53 % 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 2005, les tarifs de SCGM de façon à ce qu'ils génèrent les revenus requis totalisant 750 745 000 \$, de façon à permettre à SCGM de récupérer l'ensemble de ses coûts pour assumer ses services;*

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

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

### **3. PROCESSUS D'ENTENTE NÉGOCIÉE**

#### **3.1 SUJETS RÉFÉRÉS PAR LA DÉCISION PROCÉDURALE**

Dans sa décision D-2005-77, la Régie identifie les sujets référés au PEN et les sujets devant faire l'objet d'un dépôt de preuve distincte en audience. Divers autres sujets sont traités à titre de suivis de décision.

La Régie rappelle qu'elle détermine les sujets devant faire l'objet d'une preuve en audience en tenant compte notamment de leur importance stratégique ou lorsqu'il s'agit de nouveaux principes réglementaires<sup>4</sup>.

En ce qui a trait aux sujets pouvant être négociés par le Groupe de travail, la Régie tient à préciser que, règle générale, le Groupe de travail doit se limiter à traiter les sujets qui sont prévus explicitement au mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance (le mécanisme incitatif) ou qui ont été spécifiquement référés au PEN par la Régie dans sa décision procédurale<sup>5</sup>. **Dans la mesure où le Groupe de travail juge opportun d'ajouter un élément non prévu aux sujets initiaux, l'approbation préalable de la Régie est souhaitable.** Dans le présent dossier, le compte de nivellement de la température a été traité dans le cadre du PEN sans y avoir été référé par la décision D-2005-77. Il s'agit en fait d'une préoccupation de la Régie faisant suite à la décision D-2005-102<sup>6</sup>. Ce sujet est traité comme un sujet hors PEN aux fins de la présente décision.

---

<sup>4</sup> Décision D-2001-157, dossier R-3463-2001, 1<sup>er</sup> juin 2001.

<sup>5</sup> Mécanisme incitatif approuvé par la Régie par la décision D-2004-51, dossier R-3494-2002, 3 mars 2004.

<sup>6</sup> Décision D-2005-102, dossier R-3556-2004, 30 mai 2005.

## **3.2 RAPPORT DÉPOSÉ PAR LE GROUPE DE TRAVAIL**

Le 6 juin 2005, les membres du Groupe de travail signent un rapport qui indique leur accord quant au contenu des pièces décrites à SCGM-1, document 3, page 1. Le Groupe de travail est d'avis que les pièces produites par SCGM respectent le mécanisme incitatif approuvé dans la décision D-2004-51.

Le rapport du Groupe de travail contient trois dissidences. L'ACIG et la FCEI sont dissidentes quant à l'étalement sur deux ans du remboursement du trop-perçu. L'ACIG est également dissidente sur le Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ), notamment quant à son impact tarifaire et l'augmentation de 10 000 \$ de la subvention pour le programme PE-211 (Études et encouragement à l'implantation (tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>)). Les dissidences de ces membres sont détaillées plus amplement aux sections 3.4 et 3.5 de la présente décision.

Certains membres s'abstiennent sur des sujets spécifiques. Le RNCREQ et le ROÉÉ s'abstiennent sur la proposition du Groupe de travail concernant la modification à l'amortissement, la création d'un compte de frais reportés pour le gaz perdu et l'étalement du remboursement du trop-perçu. La FCEI s'abstient sur les deux premiers sujets énoncés précédemment. Pour sa part, l'ACIG fait valoir une abstention sur la pièce relative à l'allocation du coût de service. Enfin, TransCanada s'abstient sur toutes les pièces déposées par le Groupe de travail.

## **3.3 APPLICATION DU MÉCANISME INCITATIF**

### **3.3.1 ÉTABLISSEMENT DU REVENU REQUIS**

Le fonctionnement du mécanisme incitatif est basé sur une comparaison entre le revenu plafond 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 considéré comme un gain de productivité est partagé avec les clients, dans une proportion de 50 % pour ces derniers et de 50 % pour SCGM, à titre de bonification du rendement de base sur l'avoir des actionnaires ordinaires.

Le revenu plafond de la composante distribution est établi à partir de celui de l'exercice antérieur, lequel est ajusté pour tenir compte de la variation des volumes projetés et de l'évolution des prix à la consommation moins un facteur de productivité<sup>7</sup>. Le revenu plafond

---

<sup>7</sup> IPC Québec au 26 août 2005 de 2,25 %, pièce SCGM-8, document 1, révisée le 2 septembre 2005.



est ajusté pour tenir compte de l'impact des facteurs exogènes et des exclusions. Le revenu plafond des autres composantes, soit le transport, l'équilibrage et les coûts relatifs aux variations d'inventaires est égal au revenu requis déterminé selon la méthode du coût de service.

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

L'établissement de l'ensemble de ces revenus et de ces coûts fait l'objet du PEN. Le tableau 1 présente le calcul du gain de productivité pour l'année témoin 2006 et son partage ainsi que le revenu plafond et le revenu requis selon les composantes distribution (D), inventaires (F, C), transport (T) et équilibrage (É), tel que présenté en preuve.

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

	2005	2006				
	TOTAL	Distribution (D)	Inventaires (F, C)	Transport <sup>(1)</sup> (T)	Équilibrage (É)	TOTAL <sup>(2)</sup>
Revenu plafond	811 966	445 126	11 911	206 236	91 179	754 452
Revenu requis (avant partage)	776 285	435 176	11 911	206 236	91 179	744 502
Gain de productivité	35 681	9 950	-	-	-	9 950
Part des clients 50 %	17 841	4 975	-	-	-	4 975
Part de SCGM 50 %	17 841	4 975	-	-	-	4 975
Rendement additionnel de SCGM après impôts	1,95 %	0,51 %	-	-	-	0,51 %

Source : pièces SCGM-8, documents 1, 2 et 3, révisées le 2 septembre 2005.

(1) Le coût de transport inclut les coûts reliés aux variations d'inventaires.

(2) La baisse du revenu plafond et du revenu requis, entre 2005 et 2006 s'explique principalement par une baisse des coûts de transport de TransCanada Pipeline à la suite des ordonnances AO-3-TGI-07-2003, AO-4-TGI-07-2003 et TG-03-2005 de l'ONÉ.

Selon la preuve déposée au dossier, le revenu plafond pour l'année tarifaire 2006 s'établit à 754 452 000 \$ tandis que le revenu requis avant partage est de 744 502 000 \$. L'ensemble des activités de SCGM lui permet d'anticiper des gains de productivité de son activité de distribution de 9 950 000 \$.

### 3.3.2 PRINCIPAUX ÉLÉMENTS

SCGM prévoit pour l'année tarifaire 2006 des ventes de 5 647 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> comparativement à 5 561 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2005. La demande des clients petit et moyen débits augmente de 2,3 % et celle des ventes grandes entreprises de 1,4 % (avant interruptions). Malgré la croissance des volumes, le distributeur ne prévoit qu'une légère hausse des revenus de distribution de l'ordre de 100 000 \$.

Les dépenses d'exploitation pour l'année tarifaire 2006 s'établissent à 128,5 M\$. Elles sont supérieures de 5,3 M\$ par rapport à l'année précédente. La variation est principalement expliquée par une augmentation de l'ensemble des dépenses due à l'inflation et aux coûts associés à l'augmentation des volumes et du nombre de clients.

La valeur moyenne mensuelle de la base de tarification projetée s'établit à 1 710,5 M\$, en augmentation de 35,7 M\$ par rapport à la base de tarification du dossier tarifaire 2005. Les additions à la base de tarification s'élèvent à 156,4 M\$. Elles sont présentées sous deux rubriques générales : les frais reportés pour un total de 42,2 M\$ et les immobilisations, regroupées sous différentes catégories, pour un total de 114,3 M\$ conformément à l'article 5 du *Règlement sur les conditions et les cas requérant l'autorisation de la Régie de l'énergie*<sup>8</sup>. Du montant des dépenses en immobilisations, 6,7 M\$ sont attribuables à l'enlèvement et la relocalisation de la conduite sous le pont Jacques-Cartier. Ce projet fait l'objet d'une demande spécifique auprès de la Régie.

Le taux de rendement sur la base de tarification correspond au coût moyen pondéré des différentes composantes de la structure de capital. SCGM utilise, pour l'exercice financier 2006, une structure de capital constituée de 38,5 % d'avoir des actionnaires ordinaires, de 7,5 % d'actions privilégiées et de 54 % de dette. Le taux moyen du coût en capital, avant partage du gain de productivité, est de 7,79 %. Ce taux comprend, entre autres, un coût moyen de la dette de 7,321 % et un taux de rendement sur l'avoir des actionnaires ordinaires de 8,95 %, avant bonification. Après la bonification résultant du partage du gain de productivité, le taux de rendement demandé s'établit à 9,46 % sur l'avoir des actionnaires ordinaires et à 7,98 % sur la base de tarification.

---

<sup>8</sup> (2001) 133, G.O. II, 6165.

Le rendement sur l'avoir des actionnaires ordinaires est fixé à partir d'un mécanisme d'ajustement automatique qui a été renouvelé l'an dernier pour une période de trois ans. **En conséquence, avant partage des gains de productivité, la Régie autorise un taux de rendement sur l'avoir des actionnaires de 8,95 % et un coût en capital moyen sur la base de tarification pour l'exercice 2006 de 7,79 %.**

**Par ailleurs, la Régie autorise, dans l'évaluation des projets d'investissements prévus pour l'exercice 2006, un coût en capital prospectif de 6,53 %.**

### **3.4 PARTICULARITÉS POUR L'ANNÉE TARIFAIRE 2006**

L'année tarifaire 2006 a comme particularité qu'elle coïncide avec la remise de 13 729 000 \$ des gains de productivité réalisés en 2001. Le mécanisme incitatif prévoit en effet que les gains de productivité réalisés sont partagés entre les clients et l'actionnaire au cours des cinq premières années et entièrement remises aux clients lors de la 6<sup>ième</sup> année.

Le Groupe de travail soumet que cette réintégration des gains de productivité de 2001 aura un impact appréciable à la baisse sur la bonification de rendement en 2006 et sera suivie en 2007 par une réintégration des pertes de productivité de 2002, rétablissant ainsi la bonification de rendement en 2007. Il en résulte donc une variation importante du rendement de l'actionnaire entre les années 2005, 2006 et 2007, ce qui apparaît, de l'avis du Groupe de travail, désavantageux tant pour les investisseurs que pour la clientèle.

Le Groupe de travail, dans le cadre du PEN, a cherché des solutions afin d'adoucir les fluctuations du rendement de l'actionnaire d'une année à l'autre. Pour y parvenir, il propose des modifications à l'amortissement, la création d'un compte de frais reportés pour le gaz perdu et l'étalement sur deux ans du remboursement du trop-perçu réalisé en 2004. Par ailleurs, le Groupe de travail propose l'introduction d'un compte de frais reportés pour les pénalités sur service ferme de TransCanada Pipeline Limited (TCPL). Tous ces éléments de solution ont été intégrés au présent dossier tarifaire et sont soumis à la Régie pour approbation.

#### **3.4.1 MODIFICATIONS À L'AMORTISSEMENT**

La mise à jour quinquennale de l'étude des taux d'amortissement est déposée à la Régie. La conclusion de cette étude amène le distributeur à revoir à la hausse son taux moyen d'amortissement. Cette modification se traduit par une augmentation de la dépense annuelle totale d'amortissement de 1 870 000 \$.

Il est proposé, afin d'adoucir les fluctuations dans le rendement sur l'avoir des actionnaires, de reporter d'une année l'application des résultats de l'étude des taux d'amortissement sans toutefois reporter l'échéance de cette étude, laquelle devrait faire l'objet d'une révision dans cinq ans, soit en 2010.

La Régie juge que le motif invoqué par le Groupe de travail est insuffisant pour justifier le report de la mise en application des résultats de l'étude d'amortissement d'une année. Selon la Régie, lorsque l'étude des taux d'amortissement est mise à jour, les résultats de celle-ci doivent, selon la pratique usuelle, être appliqués dès l'année tarifaire suivante. L'application immédiate des résultats de l'étude assure le maintien de pratiques comptable et financière saines et rigoureuses. Le coût de service reflète ainsi les coûts effectivement reliés au service rendu par le distributeur à sa clientèle.

**La Régie accepte la mise à jour de l'étude des taux d'amortissement dont l'application des résultats s'échelonne sur une période de cinq ans. Cependant, la Régie refuse le report d'une année de l'application de la mise à jour de l'étude des taux d'amortissement. Elle demande à SCGM d'intégrer à son coût de service pour l'année tarifaire 2006 la hausse des dépenses d'amortissement évaluée à 1 870 000 \$.**

### **3.4.2 COMPTE DE FRAIS REPORTÉS POUR LE GAZ PERDU**

SCGM rapporte que des variations importantes du niveau de gaz perdu ont été observées au cours des derniers mois, ce qui a amené la mise sur pied d'une équipe de travail afin de réduire le pourcentage de gaz perdu.

SCGM croit qu'il est raisonnable d'espérer ramener le niveau de gaz perdu à un niveau semblable à celui projeté l'an dernier, soit 0,4 %. Le Groupe de travail propose de créer un compte de frais reportés, à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2005, pour y verser en fin d'année la différence entre le résultat réel du niveau de gaz perdu et la projection de 0,4 %, tant positive que négative. Ce compte serait amorti en entier sur l'année tarifaire suivante. Afin d'assurer une certaine stabilité dans la prévision, SCGM convient avec les membres du Groupe de travail qu'au cours des prochaines années, le même ratio de prévision de gaz perdu de 0,4 % soit utilisé aux fins de l'établissement des tarifs.

Les meilleurs taux de gaz perdu atteints dans l'industrie sont de 0,25 %. Le taux de 0,4 % proposé correspond à la moyenne des meilleures années du distributeur. Le Groupe de travail souligne que le concept de frais reportés pour le gaz perdu n'est pas nouveau et qu'il existe chez d'autres distributeurs gaziers. Le distributeur a lui-même bénéficié d'un compte de nivellement du gaz perdu jusqu'en 1999.

Le gaz perdu n'est pas considéré comme un facteur exogène ou une exclusion au sens du mécanisme incitatif. L'écart porté dans le compte de frais reportés devra, le cas échéant, être récupéré dans le revenu requis de l'année qui suit, affectant ainsi le niveau des gains partageables. La Régie considère que SCGM aura ainsi tout intérêt à ce que son équipe de travail interne sur l'identification des causes du niveau de gaz perdu donne des résultats le plus rapidement possible de façon à ce que, à toutes fins pratiques, aucun montant ne soit transféré dans ce compte de frais reportés.

**Pour ces motifs, la Régie accepte la création d'un compte de frais reportés, à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2005, pour y verser en fin d'année la différence entre le résultat réel du niveau de gaz perdu et la projection de 0,4 %, tant positive que négative. Ce compte devra être amorti en entier sur l'année tarifaire suivante.**

### **3.4.3 ÉTALEMENT DU REMBOURSEMENT DU TROP-PERÇU**

Lors de la fermeture des livres 2004 de SCGM, par la décision D-2005-102, la Régie autorisait le remboursement aux abonnés d'un trop-perçu de 6 528 000 \$ comportant intérêts capitalisés à cette date.

Le Groupe de travail mentionne que les deux propositions précédentes concernant le report de l'application de l'étude d'amortissement et le compte de frais reportés du gaz perdu ont pour effet, si retenues, de réduire les tarifs 2006. Toutes choses étant égales par ailleurs, les tarifs 2007 seront appelés à augmenter en raison de la remise des pertes de productivité de 2002. Afin d'atténuer l'écart prévisible, le Groupe de travail propose d'étaler le remboursement du trop-perçu de 2004 sur deux ans plutôt que sur une seule année, comme cela se fait traditionnellement. Cela permet de réduire l'écart entre les tarifs de 2006 et 2007 en augmentant les premiers de la moitié du trop-perçu et en diminuant les seconds de la même valeur.

Le Groupe de travail est d'avis que cette mesure est dans l'intérêt des clients de SCGM, car elle favorise une certaine prévisibilité et une stabilité dans les tarifs.

Deux membres du Groupe de travail, représentant les consommateurs des catégories commerciale, institutionnelle et industrielle, présentent une dissidence à ce sujet. Deux autres membres font valoir spécifiquement leur abstention.

L'ACIG estime que la proposition va à l'encontre de l'esprit sinon de la lettre du mécanisme incitatif en vigueur. Selon l'intervenante, l'interprétation du mécanisme milite contre

l'étalement du remboursement du trop-perçu. Ainsi, l'objectif de la proposition, soit la stabilité des tarifs, n'est pas prévue aux orientations et objectifs généraux du mécanisme.

De plus, bien que le mécanisme intègre la notion de trop-perçu, il est muet sur sa période de remboursement. Selon l'ACIG, si les parties à l'origine du mécanisme incitatif n'ont pas jugé bon de préciser cet horizon, c'est qu'il allait de soi qu'il serait intégralement versé aux clients au cours d'une seule et même année. Dans le cas contraire, les parties auraient été explicites dans le texte du mécanisme incitatif, comme c'est le cas pour d'autres situations de remboursement.

L'ACIG mentionne que, par le passé, le trop-perçu était retourné aux clients le plus rapidement possible afin d'être redistribué à la génération de clients l'ayant généré. L'intervenante ajoute que le trop-perçu ne doit pas servir comme élément régulateur des aberrations passagères du mécanisme incitatif actuel. En ce qui a trait à la recherche de la stabilité tarifaire, l'ACIG estime que les grands clients sont davantage touchés par les variations des prix du transport, de l'équilibrage et de la fourniture que par celles des tarifs de distribution.

La FCEI s'oppose par principe à la modification au gré des années d'une entente pluriannuelle. Elle est d'avis que le remboursement du trop-perçu dans une seule année est plus avantageux pour la clientèle puisque celle-ci bénéficie dès maintenant de la baisse tarifaire. Elle conclut que la stabilité tarifaire recherchée dans le présent dossier n'a pour but que d'assouplir les impacts découlant des autres ajustements sur lesquels la FCEI s'est abstenue, à savoir le report de l'étude des taux d'amortissement et le compte de frais reportés pour le gaz perdu.

La Régie note que le mécanisme incitatif ne prévoit pas de modalités de remboursement des trop-perçus. Le mécanisme incitatif ne traite pas non plus de l'objectif de stabilisation des tarifs de façon spécifique.

**En l'absence de dispositions explicites à cet égard, la Régie est d'avis que le mode traditionnel de traitement des trop-perçus doit servir de guide pour l'application du mécanisme.**

Le trop-perçu constitue une dette du distributeur envers les clients auprès de qui ces sommes ont été perçues. Par le passé, le remboursement de ces sommes perçues en trop s'est effectué sous forme de réduction des tarifs de l'année tarifaire suivant la fermeture des livres. Un remboursement rapide du trop-perçu permet de s'assurer que la génération de clients

bénéficiant de la baisse des tarifs correspond le mieux possible à celle ayant généré ce montant.

Par ailleurs, la Régie note qu'une baisse des tarifs de transport, d'équilibrage et de distribution de l'ordre de 0,9 % est proposée pour 2006. Pour ce qui est de l'année tarifaire 2007, bien que la réintégration au revenu plafond de 13,3 M\$ de pertes de productivité constatées en 2002 soit prévue, la Régie juge qu'il y a encore trop d'éléments hypothétiques et inconnus pour pouvoir anticiper la variation totale des tarifs de transport, d'équilibrage et de distribution de SCGM ainsi que celle du prix de la fourniture, laquelle représente une composante importante de la facture totale du client.

**La Régie considère que les variations tarifaires évoquées pour les années 2006 et 2007 ne justifient pas d'étaler sur deux ans le remboursement du trop-perçu.**

**Pour ces motifs, la Régie accueille les dissidences de l'ACIG et de la FCEI concernant l'étalement du trop-perçu. Elle demande au distributeur de rembourser en totalité le montant du trop-perçu de l'année 2004 dans les tarifs de l'année tarifaire 2006.**

#### **3.4.4 COMPTE DE FRAIS REPORTÉS POUR PÉNALITÉS SUR SERVICE FERME**

En 2006, en raison de la période de démarrage d'un important client, SCGM souligne qu'il est possible, bien que difficile à prévoir avec certitude, que des pénalités sur le service ferme de TCPL soient encourues.

Afin de ne pas inclure inutilement de tels frais dans le calcul du revenu requis, le Groupe de travail propose de mettre en place un compte de frais reportés pour les pénalités sur service ferme de TCPL dans lequel serait porté tout montant supérieur à un niveau de dépense normal et prévisible. Le solde de ce compte au 30 septembre 2006 serait traité dans le dossier tarifaire subséquent. Les pénalités prévues pour 2006 sont de l'ordre de 600 000 \$. De ce montant, 100 000 \$ sont intégrés au présent dossier tarifaire et 500 000 \$ pourraient potentiellement être récupérés via le compte de frais reportés. Pour les années ultérieures, SCGM anticipe revenir à un niveau plus normal, soit 100 000 \$.

La Régie est satisfaite de la preuve du Groupe de travail concernant la nécessité de mettre en place au 1<sup>er</sup> octobre 2005 un compte de frais reportés pour les pénalités sur service ferme de TCPL. **Compte tenu du caractère temporaire de la période de démarrage et l'importance relative de la consommation de ce client, la Régie accepte la création d'un compte de frais reportés uniquement pour l'année tarifaire 2006. Le solde de ce compte au 30 septembre 2006 sera traité dans le prochain dossier tarifaire.**

La Régie est cependant préoccupée par la façon dont ce compte de frais reportés pourrait être récupéré dans les tarifs du distributeur. En effet, le distributeur fonctionnalise le coût des pénalités sur service ferme dans la rubrique transport. Ainsi, ces coûts sont récupérés via le tarif de transport auprès des clients qui utilisent le service de transport du distributeur. Or, le distributeur mentionne que le client important qui sera en démarrage durant l'année 2006 détient son propre service de transport et qu'en conséquence, il n'est pas assujéti au tarif de transport du distributeur.

La Régie conclut que les tarifs ne captent pas adéquatement le lien de causalité entre les clients ou les catégories de clients qui causent ces coûts et les clients ou les catégories de clients, qui se voient facturés pour ce service. **En conséquence, la Régie demande au distributeur d'examiner cette question et de déposer, lors du prochain dossier tarifaire, une solution permettant de refléter adéquatement le lien de causalité entre les clients ou les catégories de clients dont la consommation peut générer des pénalités sur service ferme et les clients ou les catégories de clients assujéti au tarif de transport de SCGM.**

### 3.4.5 MODIFICATIONS AUX STRUCTURES TARIFAIRES

#### 3.4.5.1 Modifications aux tarifs de distribution $D_1$ et $D_M$

Le Groupe de travail propose de modifier la structure tarifaire des services de distribution  $D_1$  et  $D_M$  pour les motifs suivants :

- favoriser l'efficacité énergétique;
- simplifier la facture, dont la structure;
- éviter les débranchements temporaires; et
- améliorer la position concurrentielle pour les petits clients.

Ces modifications aux structures tarifaires découlent principalement des conclusions retenues par le groupe de travail sur la révision de la structure tarifaire pour favoriser l'efficacité énergétique. Ces objectifs ont été développés dans le dossier R-3484-2002. La présente proposition tient compte, de plus, d'autres objectifs, tels l'impact financier chez les clients et l'impact sur le niveau d'interfinancement.

Les modifications proposées consistent à réduire les frais de base et à augmenter le taux unitaire du premier palier (30 premiers  $m^3$ /jour), diminuer le taux du deuxième palier (les 70  $m^3$ /jour suivants) et ajuster les taux unitaires des autres paliers.

La proposition entraîne très peu de modifications sur la facture totale des clients et n'a pas



d'effet négatif dans le développement du secteur résidentiel. L'impact sur le coût de service du distributeur est minime.

L'interfinancement dont bénéficient les petits clients dont la consommation annuelle est inférieure à 10 950 m<sup>3</sup> diminuerait de 485 000 \$ et serait de 52 644 000 \$. Tous les autres clients du tarif D<sub>1</sub> et D<sub>M</sub> verraient leur contribution à l'interfinancement légèrement diminuée.

### **La Régie accepte la proposition du Groupe de travail.**

#### **3.4.5.2 Modifications aux services de distribution D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub>**

Dans les prochaines années, SCGM pourrait devoir desservir une clientèle nouvelle, très différente de la clientèle actuelle par son profil de consommation, les clients dits de cogénération électrique. Ces clients peuvent desservir autant la demande d'électricité en base que la demande en pointe, ou les deux à la fois. Pour certains de ces clients, le coefficient d'utilisation peut varier considérablement d'une période à l'autre. L'importance du niveau de consommation de ces clients ainsi que l'imprévisibilité de leur consommation amènent le distributeur à se questionner sur la structure tarifaire actuelle ainsi que la capacité de celle-ci à générer les revenus requis sans effet néfaste sur l'ensemble des clients.

Le Distributeur mentionne que des modifications visant à bien adapter les tarifs à cette clientèle nouvelle seront examinées dans le cadre du groupe de travail qui examine les structures tarifaires des tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub> et seront proposées dans le cadre des prochains dossiers tarifaires.

D'ici là, le distributeur propose deux modifications aux tarifs. La première vise le retrait du seuil minimal de 50 % de coefficient d'utilisation prévu pour l'accès aux services D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub>. Selon le distributeur, le retrait de cette restriction rendra possible l'utilisation du service à débit stable D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> pour les clients en cogénération de pointe. Ceci permettra de maintenir une large accessibilité aux services du distributeur, même pour des clients dont le profil de consommation est exceptionnel, sans nuire à la rentabilité de la desserte et affecter négativement les tarifs de l'ensemble des clients.

La seconde modification vise à préciser les conditions d'accès au tarif le plus avantageux. Le distributeur propose de modifier dans le texte des tarifs la disposition générale relative au droit au tarif le plus avantageux en ajoutant la phrase suivante :

« La détermination de ce qui constitue le tarif le plus avantageux doit être faite en collaboration avec le distributeur. »

La Régie comprend que la proposition est temporaire et que l'enjeu relié à la desserte des clients de cogénération sera examiné plus en détail dans le groupe de travail traitant des modifications aux tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>. **Dans l'attente d'une nouvelle proposition, la Régie accepte le retrait du seuil minimal de 50 % de coefficient d'utilisation donnant accès aux services D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub>.** La Régie juge que cette modification permettra de desservir les éventuels clients à forte demande dont le profil de consommation est imprévisible et instable sans affecter négativement les tarifs de l'ensemble des clients.

En ce qui concerne la précision à ajouter aux dispositions générales du service de distribution, la Régie comprend que le droit pour un client de bénéficier du tarif le plus avantageux peut dépendre du respect de certaines conditions. Par exemple, l'article 4.3 des « Autres dispositions générales » permet à SCGM de demander une contribution, payable avant le début des travaux, dans les cas où les revenus générés par un nouveau client ne permettent pas au distributeur de rentabiliser ses investissements.

Cependant, la formulation proposée peut laisser entendre que le distributeur peut intervenir dans la décision d'un client à l'égard de ce qu'est pour lui le tarif le plus avantageux. **Bien que la Régie considère que l'objectif de SCGM d'informer ses clients soit louable, la Régie ne peut approuver le texte proposé.**

Le refus de la Régie n'a pas pour effet d'empêcher le distributeur de discuter avec ses clients. Cependant, jusqu'à ce qu'il propose à la Régie des dispositions précisant les conditions d'accès au tarif le plus avantageux, le texte des tarifs doit demeurer inchangé. Par ailleurs, si besoin est, la Régie considère que le distributeur peut se servir des dispositions prévues à l'article 79 de la *Loi de la Régie de l'énergie*<sup>9</sup> (la Loi).

### **3.4.5.3 Autres modifications au texte des tarifs**

Le texte des tarifs déposé en preuve intègre diverses autres modifications proposées dans ce dossier tarifaire. Ces dernières visent, notamment, à uniformiser le texte ou à en faciliter la lecture et la compréhension.

**La Régie accepte les autres modifications proposées au texte des tarifs.**

---

<sup>9</sup> L.R.Q., c. R-6.01.

### **3.5 PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE**

#### **3.5.1 MODIFICATIONS APPORTÉES AU PGEÉ**

Le PGEÉ en est à sa sixième année d'activité. Le PGEÉ 2005-2008, dont le budget 2006 est soumis pour approbation, comporte 18 programmes : sept pour le marché résidentiel, sept pour le marché commercial, institutionnel et industriel (CII) et quatre pour les clients de la grande entreprise (GE).

Ce PGEÉ reprend essentiellement les programmes proposés en 2005, à l'exception du programme Chauffe-eau efficace (PE 105) qui est aboli, de deux projets pilotes visant le chauffage de l'eau résidentielle et de deux programmes de promotion de la technologie de l'infrarouge, destinés aux marchés CII et GE. Par ailleurs, le Groupe de travail propose de modifier les modalités de soutien financier de certains programmes. Le tableau 2 compare ces modalités à celles qui ont été approuvées par la Régie en 2004<sup>10</sup>.

---

<sup>10</sup> Pièce SCGM-9, document 1, pages 4 et 5 et dossier R-3529-2004, décision D-2004-196, 24 septembre 2004.

**TABLEAU 2**  
**Comparaison des modalités de programmes en termes de soutien financier<sup>11</sup>**

<b>Programmes</b>	<b>Modalités approuvées par la D-2004-196</b>	<b>Modalités proposées</b>
<b>Programmes résidentiels</b>		
Chauffe-eau efficace (PE 105)	100 \$	aboli
Chaudière AFUE 85 % et plus (PE 111)	600 \$	700 \$
Chauffe-eau instantané (projet pilote) (PE 113)	-	450 \$
Chauffe-eau à condensation (projet pilote) (PE 114)	-	450 \$
<b>Programmes CII</b>		
Chauffe-eau à efficacité intermédiaire (PE 200)	De 100 \$ à 6 000 \$	De 600 \$ à 6 000 \$
Études et encouragement à l'implantation (PE 208)	Études : max. de 5 000 \$ Implantation : max. de 25 000 \$ (0,25 \$/m <sup>3</sup> )	Études : max. de 5 000 \$ Implantation : max. de 25 000 \$, 50 % des dépenses admissibles (0,25 \$/m <sup>3</sup> )
Infrarouge (PE 215)	-	2,50 \$/kBtu installé
<b>Programmes GE</b>		
Études et encouragement à l'implantation (PE 211)	Études : max. de 20 000 \$ Implantation : max. de 40 000 \$ (0,10 \$/m <sup>3</sup> )	Études : max. de 20 000 \$ Implantation : max. de 50 000 \$ (0,10 \$/m <sup>3</sup> )
Infrarouge (PE 217)	-	2,50 \$/kBtu installé

Quant au programme Études et encouragement à l'implantation (PE 211), l'ACIG soutient que la bonification proposée, soit d'augmenter le maximum de l'aide accordée de 40 000 \$ à 50 000 \$, n'est pas pertinente et qu'aucune preuve n'est présentée concernant l'impact positif que cette bonification aurait sur les taux de participation du programme. De plus, comme l'évaluation du programme est prévue pour l'année tarifaire 2006, l'ACIG conclut qu'il serait prématuré d'en modifier les modalités.

La Régie ne retient pas les arguments soulevés par l'ACIG. Elle constate que le léger retard de participation invoqué pour rehausser l'aide financière liée à l'implantation de ce programme s'est résorbé. La Régie considère la modification proposée par le Groupe de travail acceptable. Le niveau d'aide financière par m<sup>3</sup> demeure inchangé et le programme respecte le test du coût total en ressource (TCTR), lequel passe de 7,9 M\$ à 15,2 M\$. La

<sup>11</sup> Seuls les programmes pour lesquels de nouvelles modalités de subventions ont été proposées se retrouvent dans ce tableau.

Régie note, de plus, que les objectifs proposés pour 2006 sont largement supérieurs à ceux de 2005, tant en termes de nombre de participants qu'en termes d'économie d'énergie.

**La Régie accepte les motifs présentés par le Groupe de travail au soutien des modifications proposées. Elle autorise SCGM à aller de l'avant en ce qui a trait à ces modifications.**

**La Régie rappelle toutefois l'importance de l'exercice d'évaluation des programmes dans un contexte de saine gestion du PGEÉ et la nécessité d'appliquer de façon rigoureuse la stratégie mise en place à cet égard. Enfin, pour être pleinement utiles, ces évaluations doivent être disponibles dès l'étape de consultation en cours d'année.**

### **3.5.2 OBJECTIFS DU PGEÉ, BUDGETS DEMANDÉS ET RENTABILITÉ**

Les économies d'énergie annuelles prévues pour la première année d'implantation du PGEÉ 2005-2008 sont de 23,5 millions de m<sup>3</sup>, soit des économies monétaires nettes pour les participants de 109,0 M\$ sur la durée de vie utile des programmes. La Régie note qu'il s'agit d'une augmentation de près de 100 % par rapport à la prévision faite pour l'année 2005. Pour l'année 2006, le budget demandé est de près de 6,6 M\$, dont 5,0 M\$ en aide financière et 1,6 M\$ en dépenses d'exploitation.

La Régie note également que, pour la période d'octobre 2005 à septembre 2008, des économies cumulatives de près de 974 millions de m<sup>3</sup> sur la durée de vie utile des mesures implantées sont prévues, ce qui représente des économies monétaires nettes de 347,1 M\$ (\$ de 2005) pour l'ensemble des participants. Le coût direct du PGEÉ 2005-2008 est estimé à 21,6 M\$, soit 16,6 M\$ en aide financière directe et 5,1 M\$ en dépenses d'exploitation.

La Régie constate que tous les programmes du PGEÉ, sauf les projets pilotes, sont rentables, puisqu'ils satisfont au TCTR. La rentabilité dégagée par les programmes en vertu du TCTR est évaluée à 148,8 M\$. À titre de comparaison, le PGEÉ 2004-2007 dégageait une rentabilité (TCTR) de 63,9 M\$.

**Tenant compte de cette rentabilité et de la preuve à l'appui de la demande budgétaire, la Régie autorise le budget demandé pour l'année tarifaire 2006.** La Régie prend cependant acte de l'intention de SCGM de revoir les modalités des projets pilotes proposés après un an d'opération.

La Régie prend également acte de l'intention de SCGM de charger une firme externe d'examiner le potentiel technico-économique des mesures d'efficacité énergétique pour le

gaz naturel. **La Régie demande que les résultats de l'étude sur le potentiel technico-économique soient déposés dès l'ouverture du prochain dossier tarifaire et ce, afin que la Régie et les intervenants disposent du temps nécessaire à son étude. La Régie demande également que cette étude de potentiel examine spécifiquement la tendance actuelle et à venir en ce qui a trait à la consommation de gaz naturel au Québec (notion de « tendancier »).**

La Régie prend enfin acte qu'une mise à jour de l'étude des coûts évités doit être faite au cours de l'automne 2005. **Elle demande à SCGM que les résultats de l'étude sur les coûts évités soient présentés dès l'ouverture du prochain dossier tarifaire.**

### **3.5.3 IMPACT TARIFAIRE DU PGEÉ**

Selon le Groupe de travail, l'impact total du PGEÉ sur les tarifs pour 2006 est de 1,832 % basé sur des revenus de distribution de 439,8 M\$ et de 0,491 % basé sur des revenus annuels totaux de 1,635 M\$.

Dans le cadre de la dernière négociation du mécanisme incitatif de SCGM, le mécanisme d'ajustement de pertes de revenus (MAPR) a été reconduit pour une période de trois ans. SCGM utilise plusieurs variables qui lui permettent d'établir ce MAPR : la puissance installée, la durée de vie des mesures, les économies d'énergie, l'utilisation de l'énergie et les effets de distorsion. Les résultats des évaluations d'impact permettent à SCGM de mettre à jour son fichier de pertes de revenus.

Dans la décision D-2004-196, la Régie exprimait une préoccupation à l'égard de l'évolution des tarifs de SCGM et de l'impact du PGEÉ sur ces derniers. Elle demandait au distributeur de lui proposer une méthode d'établissement du niveau de l'impact tarifaire du PGEÉ, notamment en tenant compte d'un plafonnement des sommes incluses au MAPR ou en reconsidérant certaines modalités<sup>12</sup>.

Pour y répondre, le Groupe de travail propose que l'examen de l'impact tarifaire ne se concentre pas sur l'examen du résultat de l'impact tarifaire sur les revenus du distributeur, mais plutôt sur la croissance du ratio du coût des mesures en \$/m<sup>3</sup> économisés en comparaison à celle de l'année antérieure. Le Groupe de travail juge que la croissance de ce PGEÉ est raisonnable et acceptable.

---

<sup>12</sup> Décision D-2004-196, 24 septembre 2004, page 43.

Dans sa dissidence, l'ACIG affirme que SCGM et le Groupe de travail omettent de répondre clairement à la demande de la Régie. L'intervenante propose de plafonner l'impact tarifaire du PGEÉ à 2 % des revenus du distributeur pour l'ensemble des clientèles visées. Par ailleurs, l'ACIG propose de réduire la durée de vie des mesures des programmes destinés à la clientèle GE de 50 % afin de tenir compte des liens entre ces programmes et les programmes commerciaux.

Bien qu'il estime que l'impact tarifaire futur du PGEÉ croisse, le Groupe de travail est d'avis que l'impact tarifaire du PGEÉ sur la clientèle n'est pas indu, ce qui est conforme à son premier principe directeur. Il estime en outre que le plafonnement de l'impact tarifaire dû au PGEÉ aurait pour conséquence de ralentir les activités de ce dernier.

La dissidence de l'ACIG sur l'impact tarifaire du PGEÉ et le plafonnement de cet impact sur les tarifs porte sur la préoccupation émise par la Régie dans sa décision de l'an dernier. Les intervenants ont présenté diverses méthodologies pertinentes permettant de mesurer cet impact.

La Régie considère que le TCTR représente le critère principal pour évaluer la rentabilité des mesures d'efficacité énergétique. Cependant, même si une mesure est rentable, il y a lieu de surveiller l'impact tarifaire des programmes d'efficacité énergétique. D'abord, comme soulevé par le Groupe de travail, il est nécessaire de s'assurer que l'impact tarifaire n'affaiblisse pas indûment la position concurrentielle du distributeur. De plus, la Régie doit prendre en compte le fardeau imposé aux non-participants, lesquels, soit par inertie ou parce qu'ils se sont déjà dotés d'équipements efficaces, se trouvent à subventionner ceux qui bénéficient des programmes.

Afin d'apprécier correctement l'impact tarifaire du PGEÉ pour les clients de SCGM, il importe que la Régie dispose d'indicateurs de mesure de l'impact de l'ensemble des coûts du PGEÉ sur les revenus de distribution et sur les revenus totaux, considérant ou non le MAPR. Des intrants de qualité sont essentiels à l'obtention de tels indicateurs, qu'il s'agisse du potentiel technico-économique, des coûts évités ou des pertes de revenus. Tous les coûts du PGEÉ doivent être considérés aux fins de ces indicateurs, incluant l'amortissement du compte de frais reportés. Ces mesures doivent aussi être développées dans une perspective de moyen et de long terme. De plus, la Régie souhaite que ces indicateurs soient développés par catégorie tarifaire. Enfin, à titre d'information complémentaire, les coûts associés au FEÉ doivent être pris en compte pour mesurer l'effort global en efficacité énergétique requis des clients.

La Régie considère utile de comparer le PGEE de SCGM avec les plans d'autres distributeurs d'énergie, notamment avec Hydro-Québec Distribution, en apportant les ajustements nécessaires pour établir des bases de comparaison valables. La Régie prend note de l'existence d'une étude de balisage présentement réalisée par l'Association canadienne du gaz et l'Association canadienne de l'électricité, permettant de comparer les différentes pratiques en efficacité énergétique et de positionner les efforts de SCGM en cette matière par rapport aux autres distributeurs d'énergie. La Régie prend acte de l'ouverture de SCGM, en tant que participante, à faire état des résultats de cette étude dans le prochain dossier tarifaire.

**La Régie demande, pour le prochain dossier tarifaire, de poursuivre les travaux visant à établir une mesure valable de l'impact tarifaire du PGEE, en tenant compte des éléments mentionnés précédemment, et de présenter des comparaisons avec d'autres distributeurs.**

### **3.6 COMPTE D'AIDE À LA SUBSTITUTION D'ÉNERGIES PLUS POLLUANTES**

Le principe retenu dans le cadre du mécanisme incitatif prévoit qu'une somme annuelle d'un million de dollars sera versée dans le compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes (CASEP). Les sommes versées dans ce compte doivent être utilisées pour réaliser des conversions de formes d'énergies plus polluantes vers le gaz naturel.

Tel que demandé par la Régie dans la décision D-2004-196, le distributeur présente les projets réalisés en cours d'année ainsi que les objectifs pour l'année 2006. Au 31 mars 2005, la presque totalité des prévisions 2005 ont été réalisées. Par ailleurs, l'objectif de déplacement de mazout pour l'année 2006 se chiffre à plus de 3 000 000 m<sup>3</sup> répartis entre les clients résidentiel, commercial et institutionnel.

Sans remettre en cause les éléments qui se trouvent contenus dans la preuve déposée par SCGM et le Groupe de travail sur le CASEP, SÉ/AQLPA mentionne que le rapport soumis par le distributeur pourrait gagner à être complété par une preuve complémentaire plus détaillée.

La Régie juge que les informations fournies par le distributeur lui permettent d'apprécier les résultats réalisés en cours d'année de même que les objectifs fixés pour l'année 2006. Elle considère que les montants prévus au CASEP sont adéquatement alloués.



### 3.7 ÉTABLISSEMENT DES TARIFS

#### 3.7.1 AJUSTEMENT TARIFAIRE GLOBAL

Comme expliqué à la section 3.3.1, les tarifs sont fixés de manière à générer le revenu plafond moins la part des clients du gain de productivité, nette des sommes investies dans le FEÉ.

La baisse tarifaire proposée de 0,93 % est obtenue en comparant le revenu requis, après partage des gains de productivité, au revenu obtenu en appliquant les tarifs en vigueur aux volumes projetés pour l'année témoin 2006.

Cette baisse est le résultat net de la diminution du revenu requis des composantes transport et équilibrage ainsi que de la hausse de la composante distribution. La hausse proposée de la composante distribution s'établit à 0,37 %. Le tableau 3 présente le détail du calcul de l'ajustement tarifaire global tel que présenté dans le dossier.

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

	Distribution (D)	Inventaires (F, C, T)	Transport (T)	Équilibrage (É)	TOTAL
Revenu plafond	445 126	13 942	204 205	91 179	754 452
Part des clients	(4 975)				(4 975)
FEÉ	1 268				1 268
Revenu requis (après partage)*	441 419	13 942	204 205	91 179	750 745
Tarifs 2005**	439 784	14 605	211 936	91 469	757 794
	1 635	(663)	(7 731)	(290)	(7 049)
Ajustement tarifaire	<u>1 635</u>	<u>(663)</u>	<u>(7 731)</u>	<u>(290)</u>	<u>(7 049)</u>
Pourcentage	0,37 %	-4,54 %	-3,65 %	-0,32 %	-0,93 %

\* Revenu requis à récupérer dans les tarifs.

\*\* Tarifs en vigueur en 2005 appliqués aux volumes projetés pour l'année témoin 2006.

Source : pièce SCGM-8, document 4, page 1.  
pièce SCGM-12, document 8, pages 1 et 2.

Tenant compte des modifications ordonnées par la Régie dans la présente décision et des données fournies en preuve, la Régie estime la baisse tarifaire globale des tarifs de transport, d'équilibrage et de distribution à environ 1,3%.

### **3.7.2 STRATÉGIE TARIFAIRE**

L'ajustement tarifaire requis des inventaires (F, C, T) de même que le service d'équilibrage sont répartis selon le profil de consommation de chaque client à l'exception des clients au tarif D<sub>1</sub>. Ces derniers sont facturés selon un taux reflétant le profil moyen de l'ensemble de la clientèle de ce tarif. Le service de transport est réparti au prorata des volumes correspondant au service fourni à la catégorie tarifaire.

Exception faite des coûts du PGEÉ qui sont répartis selon la méthode d'allocation approuvée dans la décision D-2001-232, tous les autres ajustements du tarif de distribution sont répartis uniformément en pourcentage des revenus de distribution de la catégorie tarifaire. Les coûts du FEÉ n'affectent que les clients des tarifs de distribution D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> et D<sub>M</sub>. Les clients bénéficiant du tarif fixe de distribution ne sont touchés par aucun des ajustements.

Une fois cette répartition complétée, les grilles tarifaires doivent être modifiées pour refléter la réduction appliquée aux rabais transitoires. Par la suite, les grilles tarifaires du service de distribution sont ajustées pour intégrer les modifications proposées aux structures tarifaires D<sub>1</sub> et D<sub>M</sub>.

**La Régie accepte la stratégie tarifaire proposée par le Groupe de travail.**

### **3.8 CONCLUSION**

**La Régie approuve l'application à l'année tarifaire 2006 du mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance approuvé dans sa décision D-2004-51 sous réserve des corrections à apporter conformément à la présente décision. Ces corrections portent, notamment, sur les modifications à l'amortissement et à l'étalement du remboursement du trop-perçu réalisé en 2004 ainsi que sur le texte des tarifs.**

**La Régie demande au Distributeur de modifier et de déposer l'ensemble des pièces au dossier nécessaires à l'établissement des tarifs de l'année tarifaire 2006 en tenant compte des modifications découlant de la présente décision.**

#### **4. SUJETS TRAITÉS EN AUDIENCE**

##### **4.1 PROGRAMMES DE FLEXIBILITÉ TARIFAIRE MAZOUT ET BI-ÉNERGIE**

SCGM demande à la Régie de reconduire, pour une période de deux ans se terminant le 30 septembre 2007, le programme de flexibilité tarifaire mazout pour les tarifs D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> et D<sub>M</sub>.

SCGM demande également à la Régie de reconduire jusqu'au 1<sup>er</sup> avril 2006 le programme de flexibilité tarifaire bi-énergie pour les tarifs D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> et D<sub>M</sub>. Cette date coïncide avec la fin du programme relié au tarif BT d'Hydro-Québec.

Ces programmes visent à prévenir des pertes de volumes et de revenus de transport, d'équilibrage et de distribution ainsi que la hausse tarifaire pouvant en résulter pour l'ensemble de la clientèle.

**La Régie accepte de reconduire jusqu'au 30 septembre 2007, le programme de flexibilité tarifaire mazout pour les clients des tarifs D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> et D<sub>M</sub> déjà reconduit jusqu'au 30 septembre 2006 par la décision D-2004-196. Elle accepte aussi de reconduire, jusqu'au 1<sup>er</sup> avril 2006, le programme de flexibilité tarifaire bi-énergie déjà reconduit jusqu'au 30 septembre 2005 par cette même décision.**

**La Régie demande à SCGM de produire, lors de la fermeture des livres au 30 septembre 2006, un rapport final portant sur les résultats du programme de flexibilité tarifaire bi-énergie.**

##### **4.2 PROGRAMME DE FINANCEMENT POUR LA CLIENTÈLE AFFAIRES**

Par sa décision D-2004-196, la Régie demandait à SCGM de présenter dans le cadre du présent dossier le résultat de ses travaux et la solution envisagée afin de desservir les entreprises en démarrage et celles du secteur de la restauration dans le cadre du Programme de financement pour la clientèle affaires.

Au 28 février 2005, 27 clients se sont prévalus du programme pour un montant de financement de 389 487 \$. Les prévisions de SCGM pour ce programme lancé au printemps 2004 étaient de 265 prêts pour un montant de financement de 4 885 275 \$ sur la période allant du 1<sup>er</sup> juin 2004 au 28 février 2005. Ainsi, 10 % de l'objectif initial en nombre de prêts

a été réalisé. SCGM a mis en place au cours de l'année un plan de redressement pour l'année tarifaire 2006.

Pour SCGM, la priorité est d'assurer la viabilité du programme de financement existant en augmentant le nombre de participants. Dans un deuxième temps, SCGM et son partenaire, la Banque Scotia, ont convenu qu'à l'atteinte de 100 prêts, ils négocieraient un service de financement aux entreprises en démarrage et à celles du secteur de la restauration auprès de prêteurs secondaires. Pour ce faire, SCGM mentionne que les conditions exigées par le prêteur secondaire devront respecter les conditions du programme approuvé par la Régie. Ces conditions sont le financement d'un montant entre 5 000 \$ et 50 000 \$ par participant servant à l'achat et à l'installation d'appareils au gaz naturel et une contribution maximale aux pertes du prêteur de 220 000 \$ pour les deux premières années. Dans le cas où ces conditions ne seraient pas respectées, SCGM reviendra à la Régie pour une nouvelle approbation.

La FCEI s'inquiète de la faible progression du programme depuis février 2005. Elle souhaite que SCGM et son partenaire initient dès maintenant l'évaluation des services offerts par différents prêteurs secondaires, de sorte que la mise en place du service de financement pour les entreprises en démarrage et celles du secteur de la restauration puissent être réalisées au cours de l'année tarifaire 2006.

UC mentionne l'importance de s'assurer que tout risque de hausse tarifaire, même minime, qui résulterait d'un défaut de remboursement par un emprunteur soit assumé par la catégorie tarifaire qui bénéficie de ce programme et non par les clients résidentiels.

**À l'atteinte de l'objectif de 100 prêts, la Régie permet au Distributeur de négocier, en cours d'année, un service de financement pour les entreprises en démarrage et celles du secteur de la restauration auprès d'un prêteur secondaire, dans la mesure où ce service respecte les conditions du programme approuvé par la Régie dans la décision D-2004-196.**

**De plus, la Régie demande à SCGM de déposer, lors du prochain dossier tarifaire, un rapport sur les résultats obtenus.**

### 4.3 PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER – HORIZON 2006-2008

Tel que requis par le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*<sup>13</sup>, SCGM dépose son plan d'approvisionnement gazier. Ce plan présente la prévision triennale de la demande de gaz naturel ainsi que les outils d'approvisionnement requis pour satisfaire cette demande.

#### 4.3.1 DEMANDE DE GAZ NATUREL

Les livraisons globales, avant interruptions, pour les années 2006 à 2008 sont présentées au tableau 4 :

**TABLEAU 4**  
**Livraisons globales de gaz naturel 2006 – 2008**  
**(avant interruptions)**  
**(en millions de m<sup>3</sup>)**

	2006	2007	2008
Service continu	4 952,4	5 644,7	5 696,9
Service interruptible	768,8	692,6	689,2
Total	5 721,2	6 337,3	6 386,1

Source : pièce SCGM-4, document 1, page 21.

SCGM souligne que l'augmentation des livraisons de 664,9 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> entre 2006 et 2008 résulte principalement de la mise en service d'une centrale de cogénération électrique à partir d'avril 2006, d'une croissance économique soutenue et du développement de nouvelles ventes dans le marché commercial, industriel et institutionnel. La demande du marché petit et moyen débits augmente, quant à elle, de 3,0 % en moyenne par année durant cette période.

#### 4.3.2 CONTEXTE ET STRATÉGIES D'APPROVISIONNEMENT

Selon le distributeur, l'objectif premier du plan est de procurer aux clients un approvisionnement sécuritaire tout en s'assurant que le coût d'utilisation du gaz naturel soit le plus bas possible et concurrentiel avec celui des énergies alternatives. Spécifiquement, le distributeur contracte les outils nécessaires afin de rencontrer la demande continue des clients en journée de pointe, la demande saisonnière des clients continus et, dans la mesure

<sup>13</sup> (2001) 133 G.O. II, 6037.

du possible, celle de clients interruptibles. Ces approvisionnements doivent être suffisamment flexibles pour faire face aux fluctuations dues au climat et à l'activité économique.

Le distributeur minimise les coûts totaux d'approvisionnement en utilisant une combinaison d'outils. Sa stratégie vise le recours à un portefeuille échelonné dans le temps et diversifié géographiquement.

### ***Fourniture de gaz naturel***

La stratégie d'acquisition du distributeur varie en fonction du point d'acquisition. SCGM sélectionne les fournisseurs en Alberta au point d'acquisition AECO en procédant par appel d'offres et limite à des périodes de 12 et 24 mois ses contrats d'achat à indice mensuel afin de réévaluer fréquemment le crédit des fournisseurs.

Le distributeur préfère avoir des contrats à court terme à Dawn en Ontario afin d'optimiser l'appariement des achats avec la demande et de moduler le tout en fonction de la variation de cette demande, tant sur une base mensuelle, annuelle que pluriannuelle. Les fournisseurs sont sélectionnés par invitation selon la cote de crédit, la crédibilité et la prime de lieu demandée.

De façon générale, SCGM planifie contracter entre 65 % et 75 % de ses besoins avant le début de l'année gazière et satisfaire au moins 25 % de ses besoins par des achats sur le marché « spot » afin d'être en mesure de réagir aux variations de la demande ainsi qu'aux aléas de la température.

### ***Transport***

SCGM poursuit son objectif de réduire ses coûts de transport en diminuant la capacité longue distance et en y jumelant des achats à Dawn. Les achats à Dawn sont transportés à l'aide d'un contrat de courte distance dont les coûts sont moindres. Tout comme pour la fourniture, le distributeur surveille la valeur du transport sur le marché secondaire afin de se repositionner à AECO, advenant le cas où cette valeur annulerait les économies reliées à l'option d'acheter à Dawn.

### ***Équilibrage***

Le portefeuille d'outils d'équilibrage de SCGM est constitué de trois sites d'entreposage

souterrain<sup>14</sup>, d'un contrat d'échange de gaz naturel été-hiver et de l'usine de gaz naturel liquéfié dont elle est propriétaire.

Quant à la capacité d'entreposage à Dawn, SCGM se trouve en position stratégique face aux autres intervenants en Ontario grâce à ses contrats d'entreposage étalés dans le temps avec Union Gas. Le distributeur jouit d'un droit de premier refus tant et aussi longtemps que ces capacités d'entreposage ne sont pas requises par le marché de l'Ontario.

### *Sources d'approvisionnement et demande*

Pour l'année 2006, le distributeur anticipe pour les clients en service continu une demande de pointe correspondante à une température de 44 degrés-jours (DJ), soit  $29\,883\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ . Afin de répondre à cette demande de pointe, le distributeur a contracté des outils pouvant desservir une consommation de  $31\,271\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ . L'écart entre la demande anticipée et les outils à la disposition du distributeur correspond à la provision de pointe. Celle-ci représente 4,6 % de la demande totale en pointe.

Le distributeur prévoit interrompre un volume de  $75\,10^6\text{m}^3$  durant l'hiver 2006. Ce volume représente 10 % de la demande annuelle des clients en service interruptible.

### *Caractère optimal du plan d'approvisionnement*

Dans sa décision D-2004-196<sup>15</sup>, la Régie demandait au distributeur d'établir des paramètres ou des repères permettant d'apprécier les marges de manœuvre nécessaires et optimales à la réalisation du plan. SCGM a demandé à la firme Ziff Energy Group de l'assister dans cette analyse<sup>16</sup>. Dans son rapport, le consultant n'établit pas de plage de pourcentage permettant de juger de la pertinence de la provision de pointe telle que définie par SCGM. En fait, cette notion semble propre à SCGM et peut difficilement être comparée à ce qui existe chez d'autres distributeurs. La pratique habituelle chez les autres distributeurs canadiens est d'établir avec le plus de certitude possible la demande de pointe du réseau et de s'assurer que les outils sont disponibles pour faire face à cette demande potentielle. Contrairement à la méthode utilisée par SCGM, il n'y a pas de provision de pointe ajoutée.

Considérant les résultats avancés par Ziff Energy Group, SCGM propose d'établir une plage de provision de pointe en définissant une borne inférieure et supérieure. La borne inférieure est égale à la différence entre la demande continue évaluée à 46 DJ et celle à 44 DJ. La

---

<sup>14</sup> Les sites d'entreposage souterrain sont : Dawn (Union Gas), Pointe-du-Lac et St-Flavien.

<sup>15</sup> Dossier R-3529-2004, 24 septembre 2004.

<sup>16</sup> Le rapport du consultant est déposé en annexe A à la pièce SCGM-4, document 9.

borne supérieure est la différence entre la capacité journalière correspondant au total des approvisionnements requis pour un hiver extrême et la demande continue évaluée à 44 DJ. En appliquant cette définition à son analyse des outils du plan d'approvisionnement 2006, SCGM estime que la plage de provision de pointe devra être établie entre 3,1 % et 6,1 %. Le distributeur soumet donc que sa provision de pointe évaluée à 4,6 % ou  $1\,388\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  pour l'année tarifaire 2006 est à l'intérieur de cette plage.

SCGM indique sa préférence à maintenir l'approche actuelle, soit avoir une provision de pointe qui se retrouve dans une certaine plage, plutôt que de fixer annuellement la valeur totale des outils d'approvisionnement pour répondre à l'hiver extrême historique. De plus, le distributeur n'envisage pas de modifier l'évaluation de la journée de pointe pour la demande continue évaluée à 44 DJ. Le distributeur souligne qu'une notion de saisonnalité doit être rattachée à l'évaluation des outils d'approvisionnement requis pour une année donnée. En effet, la provision de pointe peut être considérée comme une marge additionnelle pour faire face à certaines situations potentielles en cours d'hiver telles que :

- le respect de la garantie de service offerte aux clients en service interruptible sous le volet 1B;
- l'incertitude des prévisions météorologiques;
- la variabilité de la demande continue et interruptible; et
- les conséquences de la gestion des interruptions et de ses pratiques commerciales.

La partie de la provision de pointe requise pour respecter la garantie de service offerte aux clients interruptibles sous le volet 1B est estimée par le distributeur à 50 % de la consommation moyenne quotidienne de ces clients pour les mois de décembre à mars. Pour 2006, cela représente 54 % de la provision de pointe.

SCGM ne propose pas d'ajouter de la capacité additionnelle aux outils d'approvisionnement pour l'année 2006. Les outils dont elle dispose lui permettent déjà de répondre à une demande de journée de pointe de 46 DJ et de faire face à un certain effritement des outils au cours d'un hiver froid.

La Régie juge que le plan d'approvisionnement couvrant l'horizon 2006 à 2008 est conforme aux exigences du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*. Elle évalue ce plan d'approvisionnement sous les aspects suivants : la sécurité d'approvisionnement et le caractère optimal du plan.

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



détermine la demande en pointe en évaluant les besoins des clients en service continu à une température de 44 DJ. La Régie prend note de l'importance de la notion de saisonnalité qui se rattache à l'évaluation des outils d'approvisionnement requis pour une année donnée. Ces derniers doivent être suffisants pour permettre au distributeur de faire face à diverses situations potentielles tout au long de l'hiver et non seulement en journée de pointe. Sans être le seul, un des besoins à satisfaire correspond à la garantie de service des clients interruptibles au volet 1B. Pour l'année 2006, la Régie considère que la provision de 4,6 % de la demande de pointe est appropriée pour assurer la sécurité d'approvisionnement de la clientèle.

**La Régie juge que le plan d'approvisionnement montre suffisamment de flexibilité pour faire face aux fluctuations de la demande. Elle est satisfaite des stratégies du distributeur quant à la sécurité d'approvisionnement sur l'horizon du plan. Elle note également l'engagement du distributeur de donner, lors des prochains dossiers tarifaires, des perspectives d'approvisionnement à long terme dans le contexte de son plan d'approvisionnement annuel.**

**La Régie retient les balises proposées dans le but de définir une plage de provision de pointe visant à fournir un indicateur du niveau requis des approvisionnements. La Régie accepte que le distributeur positionne sa provision de pointe 2006 au milieu de la plage. La Régie demande au distributeur d'expliquer, lors des prochains dossiers tarifaires, le positionnement proposé de sa provision de pointe par rapport aux balises retenues.**

**La Régie approuve le plan d'approvisionnement gazier pour l'année tarifaire 2006.**

#### **4.4 PROGRAMME DE PRODUITS FINANCIERS DÉRIVÉS**

Les orientations de SCGM en matière de gestion du coût du service de fourniture de gaz naturel continuent de s'articuler autour des trois objectifs suivants :

- 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.

Le programme de produits financiers dérivés permet à SCGM d'utiliser divers outils pour atteindre ces objectifs, soit les contrats d'échange à prix fixe, l'achat et la vente d'options d'achat et de vente et une combinaison de ces outils. SCGM propose trois modifications au programme de dérivés financiers en vigueur.

### ***Modification du facteur d'incertitude***

La balise temporelle du programme de produits dérivés débute le 1<sup>er</sup> novembre 2005 et se termine le 31 octobre 2009. Cette période de 48 mois demeure fixe durant l'application de l'année tarifaire.

Pour la première année de la période visée, SCGM souhaite protéger, par l'utilisation de l'un ou l'autre des outils financiers autorisés, au moins 20 % mais au maximum 75 % des volumes prévus en service de fourniture, après prise en compte du facteur de déplacement. Ces valeurs demeurent inchangées par rapport au dossier tarifaire précédent.

SCGM propose d'utiliser le même facteur de 75 % comme maximum pour la deuxième année. Le distributeur mentionne qu'avec une balise temporelle fixe, le facteur d'incertitude maximal actuel de 56 % devient très restrictif pour l'application du programme. En effet, selon le programme actuel, SCGM doit attendre que l'année 2 devienne l'année 1 avant de pouvoir augmenter sa couverture de 56 % à 75 %. Dans une situation où les risques de flambée des prix seraient élevés et où le volume en service de fourniture serait en augmentation, le facteur d'incertitude limiterait l'action de SCGM dans l'objectif de protéger sa clientèle.

En ce qui a trait aux années subséquentes, SCGM propose d'appliquer le facteur de 75 % de façon successive. En tenant compte de la modification proposée pour l'année 2, le portefeuille cible de protection pour les années 3 et 4 devient 56 % et 42 % respectivement en lieu et place de 42 % et 32 %.

### ***Augmentation du prix maximal pour les contrats d'échange et du plancher des colliers de 6,91 \$/GJ à 7,41 \$/GJ***

SCGM recommande de mettre à jour le prix maximal pour les contrats d'échange et le plancher des colliers de 6,91 \$/GJ à 7,41 \$/GJ à AECO dans le but de maintenir une marge de manœuvre suffisante tout en restant très compétitive.

Avec un prix de 7,41 \$/GJ, SCGM démontre que ses tarifs sont compétitifs avec ceux offerts par Hydro-Québec pour plus de 92 % de la clientèle commerciale en service de fourniture.

SCGM soumet que pour être compétitive auprès de 100 % de la clientèle commerciale, elle devrait utiliser un prix maximal de 6,53 \$/GJ. Au niveau actuel des prix, cette limite empêcherait toute fixation des prix à l'aide de contrats d'échange pour l'ensemble des périodes sur lesquelles le programme de produits dérivés financiers peut agir.

### ***Augmentation du prix maximal des options de 11 \$/GJ à 12 \$/GJ***

SCGM recommande que le prix d'exercice maximal des options soit augmenté de 11 \$/GJ à 12 \$/GJ, à l'achat. Cette augmentation du prix maximal permettrait une plus grande marge de manœuvre dans un contexte de prix élevés et de grande volatilité des prix. Selon le distributeur, la marge de manœuvre additionnelle permise par un prix d'exercice maximal pour les options d'achat à 12 \$/GJ s'avère nécessaire.

La Régie note que les modifications proposées ne vont pas à l'encontre des trois principaux objectifs du programme de produits financiers dérivés.

La Régie juge que les modifications proposées au facteur d'incertitude offriront une plus grande flexibilité opérationnelle pour l'application du programme des produits financiers dérivés.

La Régie considère que les explications présentées par le distributeur quant aux conditions de marché très volatiles et quant aux prix très élevés sont pertinentes dans le présent contexte gazier. L'augmentation des balises relatives au prix maximal d'exercice a pour avantage de mieux refléter la réalité du marché.

**Pour ces motifs, la Régie accepte les trois modifications proposées.**

Enfin, la Régie prend acte du rapport annuel de performance du Programme de produits financiers dérivés déposé en suivi de la décision D-2001-214.

## **4.5 FONDS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE**

### **4.5.1 MODIFICATIONS APPORTÉES AU FEÉ**

Le FEÉ offre depuis quatre ans divers programmes en efficacité énergétique aux clients de SCGM. Les interventions du FEÉ se font de façon complémentaire au champ d'action du PGEÉ de SCGM. En effet, alors que ce dernier concentre ses efforts sur les équipements à haut rendement énergétique fonctionnant au gaz naturel, les programmes du FEÉ portent

essentiellement sur les travaux touchant l'enveloppe des bâtiments et les technologies émergentes ne fonctionnant pas au gaz naturel, tels que les panneaux réflecteurs de chaleur, les murs solaires et le récupérateur de la chaleur des eaux grises.

Sans pour autant exclure quelque projet que ce soit, le FEÉ donne priorité aux interventions qui sont effectuées chez les clients résidentiels à faible revenu ou dans des projets à vocation communautaire ou sociale, ou qui présentent un aspect novateur.

Le FEÉ propose quinze programmes à la clientèle résidentielle et sept à la clientèle CII. Comme les avoirs du FEÉ proviennent d'une partie des gains de productivité retournés par SCGM aux clientèles résidentielles et CII dans le cadre de l'application du mécanisme incitatif, les budgets d'intervention respectent le prorata des contributions respectives de chaque marché. Dans son Plan d'action 2006, près de 29 % de son aide financière est consacrée à la clientèle résidentielle et 71 % à la clientèle CII.

Afin de rehausser les taux de participation à certains de ses programmes, le FEÉ propose d'en augmenter l'aide financière. Le FEÉ souhaite également modifier les paramètres de ses programmes afin d'éviter une trop grande disproportion entre les offres faites aux clients du gaz naturel et de ceux de l'électricité, visés par le PGEÉ d'Hydro-Québec.

Le tableau 5 compare les nouvelles modalités proposées par le FEÉ aux modalités déjà approuvées par la Régie dans ses décisions antérieures, en termes de soutien financier.

**TABLEAU 5**  
**Comparaison des modalités de programmes en termes de subvention<sup>17</sup>**

Programmes	Modalités approuvées	Modalités proposées
<b>Marché résidentiel</b>		
Aide à la construction de log. sociaux efficaces (PF 110)	1 312 \$/logement	2 456 \$/logement
Aide financière et technique à la rénovation (PF 120)	500 \$/logement	1 100 \$/logement
Programme communautaire de l'AEÉ (PF 140)	280 \$	210 \$
Aide financière à l'achat de nouvelles habitations (PR 310)		
<i>unifamiliales</i>	1 500 \$	2 150 \$
<i>multifamiliales</i>	1 000 \$/logement	1 300 \$
Systèmes récupérateurs de chaleur des eaux grises (PR 340)	300 \$	400 \$
Analyse énergétique ÉnerGuide (PR 370)		
<i>unifamiliales</i>	50 \$	50 \$
<i>duplex / triplex</i>	100 \$/ 200 \$	100 \$/ 150 \$
Végétalisation des toits en milieu urbain (PR 380)	NA	2 \$/pi <sup>2</sup>
Option d'Analyse thermographique par infrarouge (PR 390)	NA	200 \$
<b>Marché CII</b>		
Aide à la construction de bâtiments efficaces (PC 410)	25 ¢/m <sup>3</sup> économisé	40 ¢/m <sup>3</sup> économisé
Aide à la rénovation de l'enveloppe des bâtiments (PC 420)	25 ¢/m <sup>3</sup> économisé	- 50 ¢/m <sup>3</sup> (< 5 % d'économie) - 60 ¢/m <sup>3</sup> (5 à 7,5 % d'économie) - 70 ¢/m <sup>3</sup> (7,5 à 10 % d'économie) - 80 ¢/m <sup>3</sup> (10 à 15 % d'économie) - 90 ¢/m <sup>3</sup> (> 15 % d'économie)
Panneaux réflecteurs dans les bâtiments commerciaux (PC 430)	25 ¢/m <sup>3</sup> économisé	35 ¢/m <sup>3</sup> économisé (jusqu'à 70 % du coût d'achat)
Aide financière à l'installation de systèmes solaires (PC 440)	25 ¢/m <sup>3</sup> économisé	40 ¢/m <sup>3</sup> économisé
Végétalisation des toits en milieu urbain (PC 450)	1 \$/pi <sup>2</sup>	2 \$/pi <sup>2</sup>
Systèmes récupérateurs de chaleur des eaux grises (PC 460)	25 ¢/m <sup>3</sup> économisé	40 ¢/m <sup>3</sup> économisé

La FCEI s'objecte à l'augmentation des contributions pour l'ensemble des programmes du FEÉ. Elle est d'avis qu'avant de modifier le contenu d'un programme, il est essentiel d'attendre le résultat d'une étude exhaustive.

La Régie note l'intention exprimée par le FEÉ de faire de ses programmes un succès lui permettant d'atteindre les objectifs du Fonds en matière d'efficacité énergétique. Elle retient qu'un plan de communication doit appuyer la commercialisation des programmes auprès de la clientèle de SCGM.

Par ailleurs, la Régie considère que les programmes s'adressant au marché CII s'avèrent rentables sur le coût total en ressources. Les modifications proposées à ces programmes permettent de rapprocher la période de retour sur investissement (PRI) des seuils désirés.

<sup>17</sup> Seuls les programmes pour lesquels de nouvelles modalités de subventions ont été modifiées se retrouvent dans ce tableau.

De plus, selon le FEÉ, aucune des bonifications proposées n'excède celles approuvées pour Hydro-Québec.

**Pour ces motifs, la Régie autorise le FEÉ à aller de l'avant en ce qui a trait aux modifications des programmes.**

#### **4.5.2 OBJECTIFS DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2006 ET BUDGET DEMANDÉ**

Les investissements nécessaires à la mise en oeuvre des 22 programmes du Plan d'action 2006 du FEÉ sont de près de 3,6 M\$. Ces programmes doivent générer des économies annuelles d'environ  $4,7 \cdot 10^6 \text{m}^3$  de gaz naturel. À l'horizon 2008, les investissements représentent près de 12 M\$ pour des économies totales de plus de  $16 \cdot 10^6 \text{m}^3$  de gaz naturel.

Le rapport d'étape du FEÉ fait état des coûts réels des programmes et activités offerts. En date du 31 mars 2005, environ 37 % du budget prévu est engagé. En plus des résultats de la dernière année, le FEÉ dépose, à la demande de la Régie, un plan d'action annuel et triennal.

**Tenant compte de la preuve à l'appui et des intentions exprimées par le FEÉ, la Régie considère que les objectifs du FEÉ pour l'année 2006 sont adéquats et elle autorise le budget demandé.**

#### **4.5.3 INCLUSION DE LA CLIENTÈLE DE GAZIFÈRE INC.**

En octobre 2004, la direction de Gazifère Inc. (Gazifère) faisait part au responsable du FEÉ du désir de sa clientèle à participer aux programmes du FEÉ. Selon la Régie il est prématuré de se prononcer sur l'acceptabilité d'un partenariat entre Gazifère et le FEÉ.

Dans l'éventualité où le FEÉ devait conclure une telle entente avec Gazifère, il importe pour la Régie que ce partenariat ne s'établisse pas au détriment de la clientèle de SCGM, que ce soit en termes financiers, de qualité du service ou de capacité de développement des programmes. Un tel partenariat devrait également viser à apporter des bénéfices aux clients de SCGM qui ont financé le FEÉ à même leurs tarifs. La Régie demande au FEÉ, le cas échéant, de lui démontrer le respect de ces exigences.

#### **4.5.4 ALLOCATION DE PARTICIPATION AUX MEMBRES DU COMITÉ DE GESTION**

Compte tenu des dispositions prévues au mécanisme incitatif et de la preuve au soutien de sa demande, la Régie accepte les propositions présentées à cet égard par le Comité de gestion du Fonds.

## **4.6 IMPACT DE LA MIGRATION DE CLIENTS ENTRE LE SERVICE EN ACHATS DIRECTS ET LE SERVICE DE FOURNITURE DU DISTRIBUTEUR**

### **4.6.1 OBJECTION DE SCGM SUR LA PREUVE DE LA FCEI**

Dans sa preuve écrite, la FCEI soulève un enjeu concernant la migration des clients en achats directs vers le service de fourniture, appelé aussi gaz de réseau, offert par SCGM et son impact sur le prix du gaz de réseau. La FCEI propose trois solutions.

SCGM a questionné ces solutions dans ses demandes de renseignement produites le 8 juillet 2005. Elle s'est ensuite objectée au dépôt de cette partie de la preuve le 12 août 2005. Selon elle, les solutions amenées par la FCEI sont d'ordre purement tarifaire et viennent modifier le tarif de fourniture de SCGM et les conditions tarifaires s'appliquant notamment aux clients des tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>. Ces conditions et modalités tarifaires font partie des sujets référés au processus d'entente négociée sur lesquels la FCEI a donné son accord. Selon les lignes directrices applicables au présent dossier, elle ne peut donc déposer une preuve allant à l'encontre de ces éléments de l'entente du Groupe de travail.

Après avoir entendu en audience les arguments des parties, la Régie a pris l'objection sous réserve et elle a entendu la preuve de la FCEI à cet égard. La Régie doit maintenant disposer de cette objection.

Pour trancher cette question, la Régie distingue le problème exposé par la FCEI et les solutions qu'elle propose pour y remédier. Selon la Régie, la problématique soulevée à l'égard de la migration possible des clients entre les achats directs et le gaz de réseau est reliée au plan d'approvisionnement et aux produits financiers dérivés. Ces sujets ont été identifiés par la Régie comme faisant partie de l'audience et donc, cette partie de la preuve de la FCEI est recevable.

Toutefois, la Régie est d'avis que l'application des solutions proposées nécessiterait des modifications au texte des tarifs. Or, la FCEI a signé le rapport du Groupe de travail qui porte, notamment, sur le texte des tarifs au 1<sup>er</sup> octobre 2005.

Les lignes directrices adoptées par la Régie sont claires : les membres du Groupe de travail qui signent, dans le cadre du PEN, une entente pour y indiquer leur accord ou leur abstention renoncent à leur droit de contester cette entente dans le cadre de l'audience relative au

PEN<sup>18</sup>. La FCEI aurait dû inscrire une dissidence sur la pièce du dossier en question pour avoir le droit de présenter une preuve sur ce sujet.

La Régie accueille partiellement l'objection de SCGM et rejette, de la preuve déposée par la FCEI, les solutions proposées aux pages 9 et 10 de la pièce FCEI-3.

#### **4.6.2 PREUVE DE LA FCEI CONCERNANT LA MIGRATION DE CLIENTS ENTRE LE SERVICE EN ACHATS DIRECTS ET LE SERVICE DE FOURNITURE**

La FCEI soutient que SCGM a permis à certains clients des tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub> de migrer vers l'approvisionnement à son tarif de fourniture, sans appliquer le préavis de six mois prévu aux conditions et modalités du service de fourniture. La FCEI ne propose pas de refuser l'accès au service de fourniture du distributeur à la clientèle des tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>, mais veut plutôt s'assurer que leur migration ne vienne pas créer une charge indue sur le prix de ce service, payé par la clientèle qui utilise habituellement le service de fourniture du distributeur. Selon cette intervenante, ceci représenterait de l'interfinancement au détriment de la clientèle utilisant le service de fourniture du distributeur.

La FCEI demande au distributeur de tenir compte des impacts économiques potentiels pour les clients dans l'exercice de sa discrétion concernant l'application de l'avis de six mois<sup>19</sup>.

**La Régie est d'avis que l'enjeu relié à la migration des clients entre les achats directs et le service de fourniture du distributeur mérite d'être examiné. Une telle migration pourrait influencer sur le prix de fourniture payé par les clients qui ont choisi ou qui n'ont d'autre choix que d'utiliser le service de fourniture du distributeur. La Régie est d'avis qu'il est important d'analyser correctement la situation pour s'assurer que les solutions retenues, le cas échéant, apportent plus d'avantages que la situation actuelle.**

**La Régie demande au distributeur de former un groupe de travail composé de représentants des groupes de consommateurs pour analyser l'enjeu relié à la migration des clients en achats directs. Ce groupe de travail aura pour mandat de :**

- **présenter la problématique;**
- **quantifier les impacts;**
- **identifier les options possibles;**
- **faire rapport à la Régie pour examen dans le prochain dossier tarifaire.**

---

<sup>18</sup> Décision D-2005-77, dossier R-3559-2005, 28 avril 2005, article VIII des lignes directrices en annexe.

<sup>19</sup> NS, volume 3, pages 293 et 294.



**L'attribution de frais à un intervenant participant aux travaux du groupe de travail est établie à 1 600 \$ par séance de travail, conformément au *Guide de paiement de frais des intervenants (le Guide)*<sup>20</sup>.**

## **4.7 SUIVIS DE DÉCISION**

### **4.7.1 FONCTIONNALISATION DES COÛTS D'ÉQUILIBRAGE ET ALLOCATION DE LA POINTE POUR LES CLIENTS INTERRUPTIBLES**

Dans sa décision D-2004-196, la Régie demandait que les aspects suivants de la fonctionnalisation entre la pointe et l'espace pour les coûts d'équilibrage soient approfondis :

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

Le distributeur est d'avis qu'il pourrait être approprié de modifier la méthode de fonctionnalisation entre la pointe et l'espace des coûts d'équilibrage. Cependant, il mentionne que pour cette année il est préférable de maintenir une certaine stabilité dans l'établissement du prix d'équilibrage. Il mentionne avoir reçu des commentaires de la clientèle Grandes entreprises à l'effet que l'instabilité des tarifs était très irritante et que le tarif d'équilibrage était très complexe. SCGM prévoit se pencher à nouveau sur les modalités de ce tarif dans le groupe de travail technique qui examine le tarif d'équilibrage et les tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>. D'ici là, il préconise le maintien de la formule actuelle du calcul du prix.

La Régie considère qu'il serait inopportun d'apporter des corrections aux méthodes de répartition des coûts d'équilibrage qui pourraient à terme avoir un impact sur le tarif au moment même où un groupe de travail examine en détail cette question. **La Régie demande à ce groupe de travail de poursuivre l'examen de la fonctionnalisation entre la pointe et l'espace relative aux coûts d'équilibrage. La Régie demande qu'un rapport soit présenté dans la demande tarifaire 2007.**

---

<sup>20</sup> Décision D-2003-183, dossier R-3500-2002, 2 octobre 2003, page 12.

#### 4.7.2 COMPTE DE NIVELLEMENT DE LA TEMPÉRATURE

Dans sa décision D-2004-112, la Régie demandait à SCGM de faire rapport sur la méthode de normalisation des revenus, incluant l'évaluation de sa contrepartie. SCGM déposait dans le cadre de son rapport annuel au 30 septembre 2004 l'amorce de cette réflexion<sup>21</sup>. Dans le présent dossier, le distributeur expose la suite de cette réflexion et propose certaines modifications à la méthode visant l'établissement de la contrepartie à la normalisation des revenus pour la température.

Selon le distributeur, l'évaluation des revenus de la contrepartie, suivant la méthode de contrepartie partielle mise en place en 2001, est facilement affectée par les facteurs de demande indépendants de la température ainsi que par les transactions d'optimisation effectuées sur le marché secondaire. Bien qu'adéquate dans plusieurs circonstances, le distributeur juge que la méthode actuelle cause un biais financier significatif lorsque SCGM procure à sa clientèle interruptible un service de meilleure qualité que ce qui avait été prévu malgré une température plus froide.

Pour corriger le biais, le distributeur propose d'équilibrer la méthode de normalisation des revenus pour la température par une contrepartie parfaite pour les services d'équilibrage et de distribution, soit des volumes de contrepartie identiques, mais en sens inverse, aux volumes de normalisation. La normalisation au service de transport serait abandonnée.

Le distributeur mentionne que les volumes de ventes relativement faibles au service interruptible ne peuvent compenser complètement pour les écarts de consommation des clients continus dus à la température. Par contre, il souligne que des nouveaux outils disponibles sur le marché secondaire permettent de compenser partiellement et ponctuellement cette baisse de volume au tarif D<sub>5</sub>.

Selon le distributeur, la contrepartie parfaite aura pour avantage d'être indépendante des phénomènes de demande et des transactions d'optimisation non budgétées par SCGM. De plus, cette méthode a pour avantage d'être objective et simple en plus d'éviter un décalage dans le temps entre les coûts et les revenus, tout en maintenant un incitatif à toujours maintenir la meilleure qualité de service qu'il est possible d'offrir en considérant l'ensemble des outils de transport et d'équilibrage disponibles sur les marchés.

Le distributeur mentionne que, sans être la solution à tous les aléas financiers, la normalisation des revenus d'équilibrage et de distribution avec une contrepartie parfaite

---

<sup>21</sup> Dossier R-3556-2004, pièce SCGM-7, document 3.

représente le meilleur outil pour offrir une certaine stabilité des revenus dans le contexte gazier actuel.

**La Régie accepte l'utilisation, à compter de l'année tarifaire 2006, d'une contrepartie parfaite telle que proposée par le distributeur.** La Régie reconnaît que le contexte du marché gazier a évolué depuis 2001. En effet, le distributeur peut davantage profiter d'opportunités ponctuelles et non prévisibles sur le marché secondaire et augmenter le service offert aux clients en service interruptible. Bien que la proposition du distributeur ne reflète pas précisément la réalité, la Régie juge que la contrepartie parfaite devrait mieux capter la complexité de cette réalité.

Cependant la Régie désire suivre les effets de l'application de la contrepartie parfaite, notamment, les volumes réellement livrés et interrompus en service interruptible, les volumes normalisés au service interruptible, de même que les transactions effectuées sur le marché secondaire attribuables aux fluctuations de la température. **En conséquence, la Régie demande au distributeur de lui fournir, dans le dossier de fermeture 2006, un rapport de suivi qui permettra de mieux comprendre les liens entre ces différents éléments.**

## **5. DISPOSITIF**

Pour l'ensemble de ces motifs,

### **La Régie de l'énergie :**

**RECONDUIT** jusqu'au 1<sup>er</sup> avril 2006 le programme de flexibilité tarifaire bi-énergie déjà reconduit jusqu'au 30 septembre 2005 par la décision D-2004-196 et jusqu'au 30 septembre 2007 le programme de flexibilité tarifaire mazout pour les clients des tarifs D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> et D<sub>M</sub> déjà reconduit jusqu'au 30 septembre 2006 par cette même décision;

**APPROUVE** le plan d'approvisionnement de SCGM pour l'exercice 2006, tel que décrit à la pièce SCGM-4, document 1, conformément à l'article 72 de la Loi;

**APPROUVE**, pour l'exercice financier 2006, les modifications proposées au « Programme de produits financiers dérivés »;

**APPROUVE** l'application à l'exercice 2006 du mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance approuvé par la Régie dans sa décision D-2004-51, sous réserve des décisions rendues à la section 3;

**AUTORISE** l'utilisation des sommes imputées au FEÉ conformément au plan d'action du FEÉ présenté à la pièce SCGM-9, document 7;

**AUTORISE** la création d'un compte de frais reportés pour le « gaz perdu »;

**AUTORISE** la création, uniquement pour l'année tarifaire 2006, d'un compte de frais reportés pour les pénalités pouvant être imposées par TransCanada Pipeline Limited en vertu de ses tarifs applicables en service continu (« pénalité sur service ferme »);

**AUTORISE** le coût en capital moyen avant bonification de 7,79 % sur la base de tarification pour l'exercice financier 2006, lequel provient, entre autres, de l'application du mécanisme automatique d'établissement du taux de rendement sur l'avoir moyen des actionnaires énoncé dans les décisions D-99-11, D-99-150, D-2003-180 et D-2004-196;

**AUTORISE**, dans l'évaluation des projets d'investissements prévus par SCGM pour l'exercice financier 2006, le coût en capital prospectif de 6,53 % résultant de l'utilisation des taux déterminés selon les paramètres contenus dans la décision D-97-25;

**DEMANDE** à SCGM de déposer, pour approbation, les pièces révisées, la grille tarifaire et le texte des tarifs pour tenir compte de la présente décision et ce, au plus tard le 28 septembre 2005 à 12 h.

Richard Carrier  
Régisseur

Anthony Frayne  
Régisseur

Gilles Boulianne  
Régisseur

## Représentants :

- Société en commandite Gaz Métro (SCGM) représentée par M<sup>e</sup> Jocelyn B. Allard;
- Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) représentée par M<sup>e</sup> Nicolas Plourde;
- Centre d'études réglementaires du Québec (CERQ) représenté par M. Jean-Paul Thivierge;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M<sup>e</sup> André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M. Jean-François Lefebvre;
- Option consommateurs (OC) représentée par M<sup>e</sup> Stéphanie Lussier;
- 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 Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ/AQLPA) représenté par M<sup>e</sup> Dominique Neuman;
- TransCanada Energy Ltd (TransCanada) représentée par M. Brian Kelly;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M<sup>e</sup> Hélène Sicard;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M<sup>e</sup> Steve Cadrin.

# ANNEXE 1

## LES SUIVIS DE DÉCISION DÉCOULANT DE LA PRÉSENTE DÉCISION

**Annexe 1 (2 pages)**

**R.C.** \_\_\_\_\_

**A. F.** \_\_\_\_\_

**G.B.** \_\_\_\_\_

## ANNEXE 1

### LISTE DES SUIVIS DE DÉCISION REQUIS PAR LA PRÉSENTE DÉCISION

**A. La Régie demande que les éléments suivants soient déposés par SCGM lors du prochain dossier tarifaire :**

**SUJETS POUR EXAMEN DE LA RÉGIE :**

- 1- Présenter une solution permettant de refléter adéquatement le lien de causalité entre les clients ou les catégories de clients dont la consommation peut générer des pénalités sur service ferme et les clients ou les catégories de clients assujettis au tarif de transport de SCGM;
- 2- Présenter un rapport sur la fonctionnalisation entre la pointe et l'espace pour les coûts d'équilibrage;
- 3- Présenter un rapport sur la problématique reliée à la migration des clients entre le service en achats directs et le service de fourniture du distributeur;
- 4- Déposer les résultats de l'étude sur le potentiel technico-économique dans le cadre du PGEÉ dès l'ouverture du prochain dossier tarifaire;
- 5- Mettre à jour l'étude des coûts évités dans le cadre du PGEÉ et présenter les résultats dès l'ouverture du prochain dossier tarifaire;
- 6- Poursuivre les travaux visant à établir une mesure valable de l'impact tarifaire du PGEÉ, en tenant compte des éléments mentionnés dans la présente décision, et présenter des comparaisons avec d'autres distributeurs.

**SUJETS DEVANT FAIRE L'OBJET DE RAPPORTS DE SUIVIS**

- 1- Rapport sur le programme de financement de la clientèle affaires incluant les résultats obtenus pour desservir les entreprises en démarrage et celles du secteur de la restauration.

**B. La Régie demande que les éléments suivants soient déposés par SCGM lors du dossier de fermeture au 30 septembre 2006 :**

- 1- Rapport final portant sur les résultats du programme de flexibilité tarifaire bi-énergie;
- 2- Rapport de suivis sur la méthode de normalisation de la température.