

**PLAN**  
**D'APPROVISIONNEMENT GAZIER**  
**HORIZON 2006-2008**

## **T A B L E D E S M A T I È R E S**

<b>SOMMAIRE .....</b>	<b>4</b>
<b>LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES .....</b>	<b>6</b>
<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>8</b>
<b>1. CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE.....</b>	<b>8</b>
1.1. Hypothèses économiques.....	8
1.2. Hypothèses énergétiques.....	9
<b>2. SITUATION CONCURRENTIELLE.....</b>	<b>14</b>
2.1. Ventes Grandes Entreprises .....	14
2.2. Petit et moyen débits.....	15
2.3. Résidentiel .....	15
2.4. Commercial .....	16
<b>3. PRÉVISION DE LA DEMANDE DE GAZ NATUREL .....</b>	<b>17</b>
3.1. Ventes Grandes Entreprises .....	17
3.2. Petit et moyen débits.....	18
3.3. Livraisons globales.....	21
3.4. Scénario favorable .....	21
3.5. Services de Transport et d'Équilibrage fournis par le client .....	24
3.6. Aléa climatique.....	24
<b>4. CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT .....</b>	<b>24</b>
4.1. Fourniture de gaz naturel .....	25
4.2. Transport.....	25
4.3. Équilibrage .....	27
4.4. Conclusion .....	28

<b>5. CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS .....</b>	<b>28</b>
5.1. Fourniture de gaz naturel .....	29
5.2. Transport.....	30
5.3. Équilibrage .....	30
<b>6. APPROVISIONNEMENTS REQUIS .....</b>	<b>31</b>
6.1. Fourniture de gaz naturel .....	31
6.2. Transport.....	31
6.3. Équilibrage .....	31
6.4. Impact de la température .....	32
6.5. Scénario favorable .....	32
6.6. Risque découlant des différentes sources d'approvisionnement .....	33

1 **SOMMAIRE**

2 Selon les hypothèses économiques et énergétiques retenues par SCGM, les  
3 approvisionnements gaziers requis, avant interruption, pour les années 2006 à 2008 en 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>  
4 sont présentés dans le tableau ci-dessous :

	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>
Ventes Grandes Entreprises	2744,2	3288,0	3277,9
Petit et moyen débits	2977,0	3049,3	3108,2
<b>TOTAL :</b>	<b>5721,2</b>	<b>6337,3</b>	<b>6386,1</b>

5 L'augmentation des livraisons sera de 664,9 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> entre 2006 et 2008 et résulte principalement  
6 de la mise en production de la génération électrique à partir d'avril 2006, d'une croissance  
7 économique soutenue et du développement de nouvelles ventes dans le marché commercial,  
8 industriel et institutionnel.

9 Cette croissance est cependant limitée par la position concurrentielle défavorable du gaz  
10 naturel face au mazout no 6 dans le marché industriel, source énergétique privilégiée par  
11 certains grands clients au terme de leur contrat et également par la réticence d'un client majeur  
12 à s'engager contractuellement au-delà de 2006.

13 Ce plan a été développé en faisant l'hypothèse que SCGM est responsable de contracter le  
14 transport nécessaire pour rencontrer la totalité de la demande dans son marché. Les modalités  
15 du tarif qui s'appliquent aux clients désirant contracter leur propre transport (cession ou délai de  
16 sortie) font en sorte que SCGM sera tenue indemne des choix du client.

17 SCGM devra, pour la durée du plan, contracter les outils d'approvisionnement nécessaires afin  
18 de rencontrer la demande en journée de pointe des clients en service continu, la demande  
19 annuelle des clients en service continu et dans la mesure du possible, celle des clients en  
20 service interruptible. Les approvisionnements doivent être suffisamment flexibles pour faire face  
21 aux fluctuations de volumes résultant des aléas climatiques et des conditions économiques.  
22 SCGM mise sur une stratégie d'établissement d'un portefeuille échelonné dans le temps et  
23 diversifié géographiquement.

1 En relation avec la structure d'outils mise en place, SCGM achètera directement à Dawn un  
2 volume de gaz naturel de 696 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> pour le plan 2006. Pour les deux années subséquentes du  
3 plan, SCGM entend acheter directement à Dawn un volume de gaz se situant entre 614 et  
4 784 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> pour l'année 2007 et de 831 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> pour l'année 2008. Les volumes seront ajustés  
5 selon les prix offerts sur le marché de façon à minimiser le coût total du gaz naturel livré en  
6 franchise.

7 En ce qui a trait aux outils d'équilibrage, SCGM réévaluera, lors du renouvellement des  
8 contrats, les coûts exigés par Union Gas par rapport aux alternatives pour satisfaire les besoins  
9 saisonniers.

1 **LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES**

2	<b>Aeco</b>	Point situé en Alberta représentant le lieu d'accumulation des puits de
3		production.
4	<b>Dawn</b>	Site d'entreposage situé dans le sud de l'Ontario et exploité par Union
5		Gas
6	<b>Débits</b>	Quantité journalière de gaz qui est transportée ou retirée d'un site
7		d'entreposage
8	<b>Degrés-jours</b>	Les degrés-jours servent à déterminer les volumes de chauffage par
9		rapport à la température extérieure. On définit un degré-jour comme étant
10		la différence entre le seuil de 18° C et la température moyenne
11		quotidienne.
12	<b>Empress</b>	Point situé à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan qui constitue
13		le point d'interconnexion entre le réseau intra-Alberta de TCPL (« Nova »)
14		et le réseau principal du transporteur
15	<b>FTLH</b>	Firm Transportation Long Haul; Service de transport ferme de TCPL entre
16		Empress et GMI EDA, est également utilisé au sens large pour
17		caractériser tout service de transport ferme contracté entre Empress et
18		GMI EDA
19	<b>FTSH</b>	Firm Transportation Short Haul; Service de transport ferme de TCPL
20		entre Dawn et GMI EDA, est également utilisé au sens large pour
21		caractériser tout service de transport ferme contracté entre Dawn et GMI
22		EDA
23	<b>Gigajoule (GJ)</b>	1 milliard de joules = 10 <sup>9</sup> joules
24	<b>GMI EDA</b>	Ensemble des points d'interconnexions entre le système de SCGM et
25		ceux de TCPL/TQM qui sont situés dans la zone de livraison EDA
26		(« Eastern Delivery Area ») de TCPL
27	<b>GMI NDA</b>	Ensemble des points d'interconnexions entre le système de SCGM et
28		celui de TCPL qui sont situés dans la zone de livraison NDA (« Northern
29		Delivery Area ») de TCPL
30	<b>GNL</b>	Gaz Naturel Liquéfié; Abréviation utilisée au sens large pour désigner
31		l'usine de liquéfaction de SCGM
32	<b>Joule</b>	Unité de mesure de l'énergie
33	<b>NIT</b>	Nova Inventory Transfer; Point virtuel situé sur le réseau de collecte intra-
34		Alberta de TCPL et auprès duquel le gaz est transigé

1	<b>NOVA</b>	Réseau intra-alberta de TCPL.
2	<b>PDL</b>	Site d'entreposage de Pointe du Lac
3	<b>PIB</b>	Produit intérieur brut. Somme des valeurs des biens et services issus de
4		la production à l'intérieur des frontières d'un pays
5	<b>STS</b>	Storage Transportation Service, service de transport ferme entre Parkway
6		et GMI EDA. Ce service est disponible du 1er novembre au 15 avril
7		inclusivement de chaque saison hivernale.

## 1 INTRODUCTION

2 Ce plan d'approvisionnement, couvrant les années 2006 à 2008, est préparé par SCGM en  
3 vertu du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*, définissant le  
4 contenu et la périodicité du Plan à être soumis à l'approbation de la Régie.

5 Dans ce plan, SCGM expliquera tout d'abord le contexte économique et énergétique dans  
6 lequel elle évoluera au cours des trois prochaines années, ainsi que la situation concurrentielle  
7 qui en découlera. SCGM exposera ensuite la prévision de la demande, par type de clientèle.  
8 SCGM expliquera sa stratégie afin de satisfaire les besoins d'approvisionnements additionnels  
9 qui permettront de combler les besoins de sa clientèle pour la durée du plan. Par la suite les  
10 caractéristiques des contrats d'approvisionnements existants ainsi que les approvisionnements  
11 requis pour les années 2007 et 2008 seront présentés. Les impacts de la température et de la  
12 réalisation d'un scénario favorable sur le plan d'approvisionnement seront également analysés.

13 Il est à noter que SCGM soumet son plan d'approvisionnement annuel (année 2006) sous la  
14 pièce SCGM-3. Cette pièce fait état des outils d'approvisionnement constituant son portefeuille  
15 et ceux qui seront contractés ponctuellement pour l'année financière 2006. Les prix auxquels  
16 ces outils ont été ou seront contractés, le besoin annuel, le besoin de capacité de pointe et les  
17 interruptions anticipées en fonction d'une température normale sont également identifiés.

## 18 1. CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE

### 19 1.1. Hypothèses économiques

20 Le tableau 1 présente les hypothèses économiques utilisées dans le cadre de ce plan  
21 d'approvisionnement.

Tableau 1

<b>HYPOTHÈSES ÉCONOMIQUES</b>			
	<u>2005-2006</u>	<u>2006-2007</u>	<u>2007-2008</u>
<b>Croissance de la population en %</b>	0,41%	0,37%	0,33%
<b>Croissance du PIB canadien en %</b>	3,00%	2,90%	2,80%
<b>Croissance du PIB québécois en %</b>	3,00%	2,90%	2,80%
<b>Croissance de l'inflation canadienne en %</b>	1,90%	2,00%	2,00%
<b>Croissance de l'inflation québécoise en %</b>	1,90%	2,00%	2,00%
<b>Taux de change (\$US/\$CAN)</b>	0,82	0,81	0,76

**Sources des prévisions**

*Population Québec :*

*Conference Board du Canada (hiver 2005)*

*PIB Canada 2005-2006 :*

*Consensus Forecast (mars 2005)*

*PIB Canada 2006-2007 et 2007-2008 :*

*Consensus Forecast (Global Outlook 2004-2014)*

*Inflation Canada 2005-2006 :*

*Consensus Forecast (mars 2005)*

*Inflation Canada 2006-2007 et 2007-2008 :*

*Consensus Forecast (Global Outlook 2004-2014)*

*PIB et Inflation Québec :*

*Nous faisons l'hypothèse que les taux de croissance du PIB et d'inflation au Québec sont équivalents aux taux canadiens.*

*Taux de change 2005-2006 et 2006-2007 :*

*Consensus Forecast (mars 2005)*

*Taux de change 2007-2008 :*

*Consensus Forecast (Global Outlook 2004-2014)*

1

2

3

## **1.2. Hypothèses énergétiques**

4

### **Gaz naturel**

5

Les tableaux 2 et 3 présentent les prévisions fondamentales ainsi que les prix des contrats d'échange offerts sur le marché financier pour les périodes couvertes par le plan d'approvisionnement. Les hypothèses retenues par SCGM sont présentées au tableau 4.

6

7

8

SCGM a utilisé les prix des contrats d'échange sur le marché financier pour arrêter ses hypothèses quant au prix du gaz naturel.

9

**Tableau 2**

<b>Prévisions fondamentales</b>			
<b>Prix du gaz naturel à Aeco (\$/GJ)</b>			
	<u>2006</u>	<u>2007</u>	<u>2008</u>
Gilbert Laustsen Jung ( janvier 2005)	6,02	5,83	5,67
Sproule (mars 2005)	7,33	6,40	5,61
Purvin & Gertz (mars 2005 pour 2006 et nov 2004 pour 2007 et 2008)	7,39	6,00	5,64
Enerdata (février 2005)	5,84	5,78	5,72
<b>Moyenne</b>	<b>6,65</b>	<b>6,00</b>	<b>5,66</b>

1

**Tableau 3**

<b>Marché financier - moyenne du 16 au 29 mars 2005</b>			
<b>Prix du gaz naturel à Aeco (\$/GJ)</b>			
	<u>2006</u>	<u>2007</u>	<u>2008</u>
Source : CIBC	7,61	6,97	6,43

2

**Tableau 4**

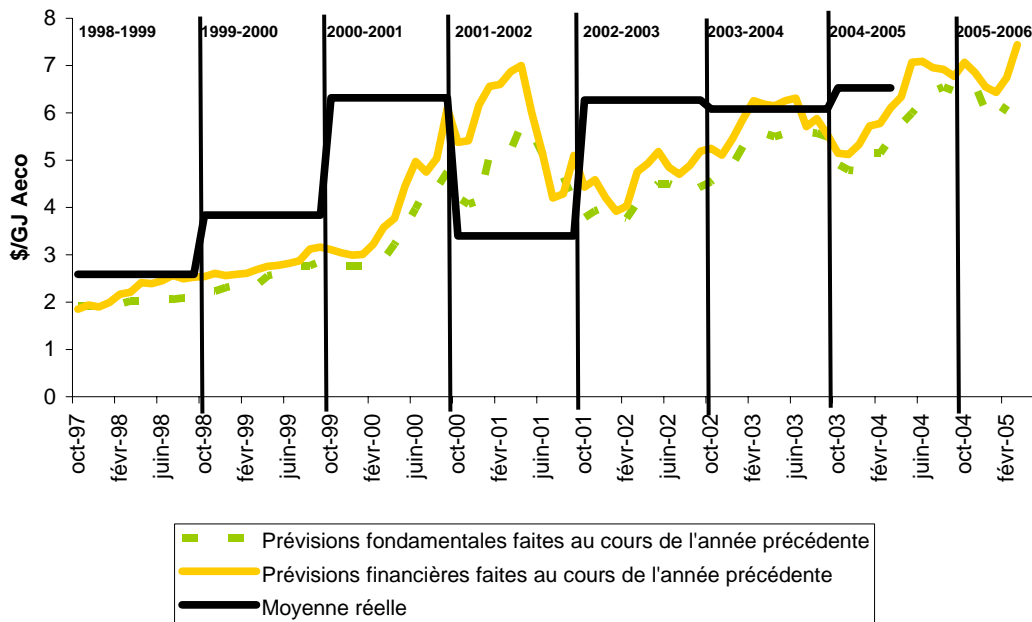
<b>Hypothèses retenues par SCGM (\$/GJ)</b>	
<b>Aeco 2005-2006</b>	<b>7,61</b>
<b>Prix à Empress</b>	<b>7,76</b>
<b>Prix du service de fourniture de gaz naturel de SCGM</b>	<b>6,79</b>
<b>Aeco 2006-2007</b>	<b>6,97</b>
<b>Prix à Empress</b>	<b>7,12</b>
<b>Prix du service de fourniture de gaz naturel de SCGM</b>	<b>6,69</b>
<b>Aeco 2007-2008</b>	<b>6,43</b>
<b>Prix à Empress</b>	<b>6,58</b>
<b>Prix du service de fourniture de gaz naturel de SCGM</b>	<b>6,34</b>

3

4 Le choix du prix des contrats d'échange comme base pour établir le prix du service de  
5 fourniture de gaz naturel est justifié par le fait que cet élément constitue le principal intrant  
6 dans le calcul de ce prix. Il est à noter que le prix du service de fourniture diffère du prix à  
7 Empress en raison de l'écart de coût cumulatif de la fourniture de gaz et des dérivés  
8 financiers déjà en place au moment d'effectuer le calcul. Les dérivatifs déjà en place ont un  
9 effet tangible sur le prix du service de fourniture pour les trois années couvertes par ce plan  
10 d'approvisionnement.

- 1 Tel que le démontre le graphique suivant, le marché financier réussit mieux à prévoir les prix  
 2 du gaz naturel que les prévisions fondamentales.

Prévisions fondamentales et financières vs prix réels observés



- 3  
 4 Ce graphique représente les prévisions fondamentales et financières (le prix des contrats  
 5 d'échange offerts sur le marché financier) pour chaque période tarifaire depuis 1998-1999  
 6 jusqu'à aujourd'hui – ces prévisions sont celles qui avaient été établies durant l'année  
 7 précédant l'année tarifaire indiquée dans le haut du graphique – comparées aux prix  
 8 annuels réels moyens (indice CGPR) observés durant l'année tarifaire.

- 9 Par exemple, les prévisions fondamentales et financières des prix du gaz à Aeco pour  
 10 l'année tarifaire 1998-1999, établies d'octobre 1997 à septembre 1998, sont mises en  
 11 relation avec les prix annuels réels moyens effectivement observés durant l'année 1998-  
 12 1999.

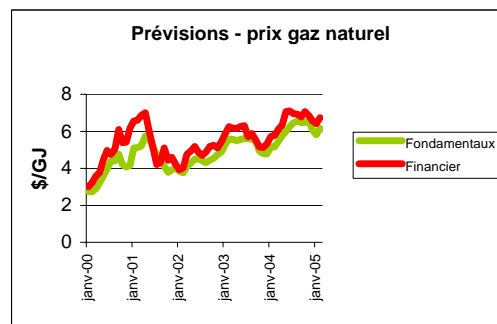
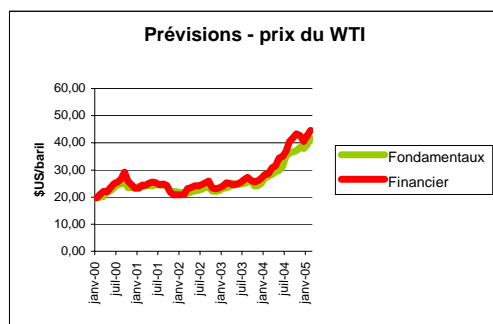
- 13 On remarque, dans l'ensemble, que pour les années 1998-1999 à 2003-2004, le marché  
 14 financier est plus près des prix réels que les prévisions fondamentales. Seule l'année 2001-  
 15 2002 fait exception à ce constat. Il est à noter qu'au moment d'écrire ces lignes, nous ne

1 dispositions que de 6 mois réels en 2004-2005. La moyenne à ce jour est de 6,53 \$/GJ. Pour  
2 2004-2005, la moyenne annuelle des prévisions financières est de 6,20 \$/GJ, alors que la  
3 moyenne des prévisions fondamentales est de 5,64 \$/GJ.

#### 4 Prix du pétrole et produits pétroliers

5 Les tableaux 5 et 6 présentent les prévisions fondamentales et les prix offerts sur le marché  
6 financier pour les périodes couvertes par le plan d'approvisionnement.

7 Les hypothèses retenues par SCGM sont présentées au tableau 7. La même méthodologie  
8 que pour le gaz naturel a été utilisée, soit le prix des contrats d'échange offerts sur le  
9 marché financier. Comme le démontrent les graphiques suivants, les prévisions  
10 fondamentales du prix du pétrole brut et le prix des contrats d'échange sont généralement  
11 assez proches. En général, il n'existe pas la même dichotomie que dans le cas du gaz  
12 naturel. La situation qui prévaut actuellement et ce depuis l'été 2004 fait toutefois exception  
13 à ce constat. En effet, depuis la flambée de cours du pétrole observée depuis l'été 2004, il  
14 semble que le marché financier ait déjoué les fondamentalistes en affichant des prix  
15 beaucoup plus élevés que ceux anticipés par les prévisionnistes.



16

1 **Tableau 5**

<b>Prévisions fondamentales WTI (\$US/baril)</b>			
	<u>2006</u>	<u>2007</u>	<u>2008</u>
Gilbert Laustsen Jung (janvier 2005)	40,00	38,00	36,00
Sproule (février 2005)	44,39	38,40	33,46
Purvin & Gertz (fév 05 pour 2006 et déc 04 pour 2007 et 2008)	40,96	30,91	30,93
<b>Moyenne</b>	<b>41,78</b>	<b>35,77</b>	<b>33,46</b>

**Tableau 6**

<b>Marché financier WTI - moyenne du 16 au 29 mars 2005 (\$US/baril)</b>			
	<u>2006</u>	<u>2007</u>	<u>2008</u>
Source: CIBC	54,37	52,15	50,65

**Tableau 7**

<b>Hypothèses retenues par SCGM</b>	
<b>2005-2006 - prix du WTI (\$US/baril)</b>	<b>54,37</b>
<b>Mazout no 6 , 1,5 % soufre - \$CAN/ baril</b>	<b>45,81</b>
<b>Mazout no 6 , 2,0 % soufre - \$CAN/ baril</b>	<b>43,82</b>
<b>Mazout no 2 - \$CAN/ litre</b>	<b>0,51</b>
<b>2006-2007 - prix du WTI (\$US/baril)</b>	<b>52,15</b>
<b>Mazout no 6 , 1,5 % soufre - \$CAN/ baril</b>	<b>44,39</b>
<b>Mazout no 6 , 2,0 % soufre - \$CAN/ baril</b>	<b>42,46</b>
<b>Mazout no 2 - \$CAN/ litre</b>	<b>0,49</b>
<b>2007-2008 - prix du WTI (\$US/baril)</b>	<b>50,65</b>
<b>Mazout no 6 , 1,5 % soufre - \$CAN/ baril</b>	<b>46,09</b>
<b>Mazout no 6 , 2,0 % soufre - \$CAN/ baril</b>	<b>44,08</b>
<b>Mazout no 2 - \$CAN/ litre</b>	<b>0,51</b>

2  
3 Tarifs de l'électricité

4 En ce qui a trait aux tarifs de l'électricité régulière, nous faisons l'hypothèse qu'ils seront  
5 majorés en fonction de l'inflation et prennent en considération les augmentations effectives  
6 depuis janvier 2004.

7 Quant au tarif de la bi-énergie (BT), nous considérons qu'il sera abrogé au 1er avril 2006 tel  
8 qu'autorisé par la Régie dans sa décision D-2004-170. L'hypothèse de prix du tarif BT est  
9 de 3,51 ¢/kWh jusqu'au 1er avril 2006.

1 **2. SITUATION CONCURRENTIELLE**

2 Les tableaux de la situation concurrentielle pour le plan d'approvisionnement 2006-2008 sont  
3 établis à partir des prévisions de prix présentées à la section 2 du présent document.

4 La situation concurrentielle indique ce qu'est la position relative de la facture de consommation  
5 du gaz naturel par rapport à celle du mazout ou de l'électricité selon certains segments clés de  
6 notre clientèle. Toutefois, les coûts d'acquisition et d'installation d'équipement ne sont pas  
7 inclus dans ce calcul.

8 La situation concurrentielle est évaluée en fonction des règles de calculs qui sont détaillées  
9 dans SCGM-2, document 2, pages 5 à 9.

10 **2.1. Ventes Grandes Entreprises**

11 Le tableau suivant présente la position concurrentielle prévue du gaz naturel par rapport au  
12 mazout pour la durée du plan d'approvisionnement dans le marché de la grande entreprise.

13

<b>VENTES GRANDES ENTREPRISES</b>						
<b>SITUATION CONCURRENTIELLE PROJÉTÉE 2006-2008 (GAZ = 100)</b>						
<b>MAINTIEN ET NOUVELLES VENTES</b>						
<b>Marché</b>	<b>2005-2006</b>		<b>2006-2007</b>		<b>2007-2008</b>	
	<b>Mazout # 6 1,5 % soufre</b>	<b>Mazout # 6 2,0 % soufre</b>	<b>Mazout # 6 1,5 % soufre</b>	<b>Mazout # 6 2,0 % soufre</b>	<b>Mazout # 6 1,5 % soufre</b>	<b>Mazout # 6 2,0 % soufre</b>
	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
<b>Industriel continu</b>						
3 300 000 m <sup>3</sup>	66	63	68	65	75	72
13 000 000 m <sup>3</sup>	68	65	70	67	78	74
<b>Industriel interruptible</b>						
1 700 000 m <sup>3</sup>	69	66	71	68	79	75
20 000 000 m <sup>3</sup>	71	67	73	70	81	78

14

15 La position concurrentielle du gaz naturel n'est pas favorable face au mazout no 6, son  
16 principal concurrent, durant toute la période couverte par le plan d'approvisionnement, et ce,  
17 autant pour les clients au service continu que pour ceux au service interruptible. Selon les

1 hypothèses de prix retenues, la position concurrentielle du gaz naturel s'améliorera tout de  
 2 même de 9% à 10 % entre 2006 et 2008, suite à la baisse anticipée du prix du gaz naturel  
 3 pour 2007 et 2008 par rapport au prix prévu en 2006 combiné à des prix du mazout qui  
 4 demeureront très élevés et même en augmentation entre 2007 et 2008. De façon générale,  
 5 même si la situation concurrentielle est encore loin d'être à l'avantage du gaz naturel dans  
 6 ce marché, elle s'est tout de même améliorée entre 9% et 18% par rapport à la prévision  
 7 que nous présentions l'an dernier.

## 8 2.2. Petit et moyen débits

9 Le tableau suivant présente la position concurrentielle prévue pour la durée du plan  
 10 d'approvisionnement.

Tableau 9

VENTES PETIT ET MOYEN DÉBITS										
SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2006-2008 (GAZ = 100)										
MAINTIEN ET NOUVELLES VENTES										
Type de client	Volume annuel (m <sup>3</sup> )	2005-2006			2006-2007			2007-2008		
		Mazout # 2 (%)	Électricité régulière (%)	Bi-gaz 0 heure d'interruption (%)	Mazout # 2 (%)	Électricité régulière (%)	Bi-gaz 0 heure d'interruption (%)	Mazout # 2 (%)	Électricité régulière (%)	Bi-gaz 0 heure d'interruption (%)
<b>Tarif 1:</b>										
<b>Résidentiel</b>										
Unifam.- équip. neufs efficaces	1 923	107	93	S/O	106	95	S/O	110	97	S/O
Unifam.- équip. existants	3 179	98	84	S/O	96	86	S/O	100	89	S/O
<b>Commercial</b>										
	14 600	101	110	56	98	113	S/O	104	118	S/O
	100 000	108	108	60	106	112	S/O	113	117	S/O
	400 000	129	131	72	126	135	S/O	135	143	S/O

## 12 2.3. Résidentiel

13 Avec la hausse récente des prix du mazout no 2 ainsi que les prévisions pour la durée du  
 14 plan d'approvisionnement, la position concurrentielle du gaz naturel face au mazout s'est  
 15 grandement améliorée par rapport au portrait de l'an dernier. On constate maintenant que le  
 16 gaz naturel est plus économique que le mazout dans le cas de résidences récentes avec  
 17 des équipements efficaces et presque à parité avec le mazout dans le cas de résidences  
 18 plus âgées qui utilisent des équipements conventionnels. De plus, la position concurrentielle  
 19 s'améliorera de 2% à 3% entre 2006 et 2008.

1 Face à l'électricité régulière, la situation concurrentielle du gaz naturel demeurera  
2 légèrement défavorable mais s'améliorera tout de même d'ici 2007, en considérant les  
3 récentes augmentations des tarifs d'électricité et celles anticipées sur la durée du plan. Le  
4 désavantage concurrentiel du gaz naturel réduira d'environ 4% de 2006 à 2008 pour une  
5 résidence récente avec des équipements efficaces et de 5% sur la même période pour une  
6 résidence plus âgée avec des équipements conventionnels.

#### 7 **2.4. Commercial**

8 La situation concurrentielle du gaz naturel face au mazout dans le marché commercial  
9 devrait subir le même revirement que celui observé dans le marché résidentiel. Le gaz  
10 naturel présente maintenant une position concurrentielle favorable face au mazout no 2,  
11 sauf pour les plus petits clients en 2007, qui varie de 1% à 35% selon la quantité de gaz  
12 naturel consommée annuellement, les plus grands avantages concurrentiels étant en 2008.

13 Face à l'électricité régulière, le gaz naturel présente un avantage concurrentiel qui  
14 augmentera de 2006 à 2008 considérant l'augmentation des tarifs d'électricité et la réduction  
15 du prix du gaz naturel sur la période.

16 Considérant l'hypothèse retenue quant à l'augmentation du tarif bi-énergie, la position  
17 concurrentielle demeurera défavorable au gaz naturel jusqu'à l'abrogation du tarif en avril  
18 2006.

1 **3. PRÉVISION DE LA DEMANDE DE GAZ NATUREL**

2 **3.1. Ventes Grandes Entreprises**

3 Les tableaux ci-dessous présentent la prévision de la demande de gaz naturel pour la durée  
4 du plan d'approvisionnement ainsi que les motifs expliquant les écarts entre les années.

**Tableau 10**

<b>LIVRAISONS GAZ NATUREL 2006-2008</b>			
<b>VENTES GRANDES ENTREPRISES</b>			
<b>(avant interruptions)</b>			
<b>DESCRIPTION</b>	<b>10<sup>6</sup> m<sup>3</sup></b>		
	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>
Service continu	1975,4	2595,4	2588,7
Service interruptible	768,8	692,6	689,2
<b>Total</b>	<b>2744,2</b>	<b>3288,0</b>	<b>3277,9</b>

5  
6 Les livraisons dans le marché des grandes entreprises augmenteront substantiellement  
7 entre 2006 et 2007, soit de plus de 543,8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, principalement grâce au démarrage du  
8 projet de génération électrique qui démarrera en avril 2006 mais qui atteindra son plein  
9 potentiel en 2007. Par la suite, la demande demeurera relativement stable entre 2007 et  
10 2008 avec une légère réduction de 10,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.

**Tableau 11**

<b>LIVRAISONS GAZ NATUREL 2006-2008 VENTES GRANDES ENTREPRISES</b>			
<b>DESCRIPTION</b>	<b>10<sup>6</sup>m<sup>3</sup></b>		
	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>
Livraisons anticipées au 30 septembre (avant interruptions)	2 711,7	2 744,2	3 288,0
Génération électrique			
Continu tarif D <sub>4</sub>	<u>130,4</u>	<u>786,6</u>	0,0
Interruptible tarif D <sub>5</sub>	<u>0,0</u>	<u>0,0</u>	<u>0,0</u>
Total	<b>130,4</b>	<b>786,6</b>	<b>0,0</b>
Pertes à l'efficacité énergétique découlant du PGEÉ			
Continu tarif D <sub>4</sub>	(8,1)	(11,7)	(13,1)
Interruptible tarif D <sub>5</sub>	<u>0,0</u>	<u>0,0</u>	<u>0,0</u>
Total	<b>(8,1)</b>	<b>(11,7)</b>	<b>(13,1)</b>
Pertes face à la concurrence mazout			
Continu tarif D <sub>4</sub>	(2,0)	(10,7)	0,0
Interruptible tarif D <sub>5</sub>	<u>(18,1)</u>	<u>(26,5)</u>	<u>0,0</u>
Total	<b>(20,0)</b>	<b>(37,3)</b>	<b>0,0</b>
Récupération (pertes) structurelles			
Continu tarif D <sub>4</sub>	0,0	0,0	0,0
Interruptible tarif D <sub>5</sub>	<u>(4,5)</u>	<u>(9,0)</u>	<u>(8,8)</u>
Total	<b>(4,5)</b>	<b>(9,0)</b>	<b>(8,8)</b>
Fluctuations de production			
Continu tarif D <sub>4</sub>	35,2	(154,0)	14,7
Interruptible tarif D <sub>5</sub>	<u>(99,6)</u>	<u>(40,6)</u>	<u>(1,1)</u>
Total	<b>(64,4)</b>	<b>(194,6)</b>	<b>13,6</b>
Migration des clients du tarif 4 ou 5			
Continu tarif D <sub>4</sub>	(4,5)	0,0	0,0
Interruptible tarif D <sub>5</sub>	<u>(1,7)</u>	<u>0,0</u>	<u>(2,0)</u>
Total	<b>(6,2)</b>	<b>0,0</b>	<b>(2,0)</b>
Maturation des nouvelles ventes			
Continu tarif D <sub>4</sub>	5,4	9,9	0,0
Interruptible tarif D <sub>5</sub>	<u>0,0</u>	<u>0,0</u>	<u>0,0</u>
Total	<b>5,4</b>	<b>9,9</b>	<b>0,0</b>
<b>Livraisons prévues au 30 septembre (avant interruptions)</b>	<b>2744,2</b>	<b>3288,0</b>	<b>3277,9</b>

1

2 **3.2. Petit et moyen débits**

3 Le tableau suivant présente la prévision de la demande de gaz naturel pour le marché (petit  
4 et moyen débits).

**Tableau 12**

<b>LIVRAISONS GAZ NATUREL 2006-2008</b>	
<b>VENTES PETIT ET MOYEN DÉBITS</b>	
DESCRIPTION	$10^6 m^3$
<b><i>Livraisons anticipées au 30 septembre 2005</i></b>	
	<b>2 850,6</b>
Pertes à l'efficacité énergétique découlant du PGEÉ	(6,9)
Récupération (réduction) (économies, efficacité et substitution partielle)	45,9
Migration des clients du tarif D <sub>4</sub> ou D <sub>5</sub>	4,5
Pertes structurelles (contexte économique : bâtiments vacants, Fermeture temporaire ou permanente, etc.)	(38,4)
Maturation des nouvelles ventes	121,4
<b><i>Livraisons prévues pour 2006</i></b>	
	<b>2 977,0</b>
Pertes à l'efficacité énergétique découlant du PGEÉ	(13,3)
Réduction (économies, efficacité et substitution partielle)	(5,6)
Migration des clients du tarif D <sub>4</sub> ou D <sub>5</sub>	4,5
Pertes structurelles (contexte économique : bâtiments vacants, Fermeture temporaire ou permanente, etc.)	(38,9)
Maturation des nouvelles ventes	125,6
<b><i>Livraisons prévues pour 2007</i></b>	
	<b>3 049,3</b>
Pertes à l'efficacité énergétique découlant du PGEÉ	(14,7)
Réduction (économies, efficacité et substitution partielle)	(5,6)
Migration des clients du tarif D <sub>4</sub> ou D <sub>5</sub>	5,1
Pertes structurelles (contexte économique : bâtiments vacants, Fermeture temporaire ou permanente, etc.)	(39,8)
Maturation des nouvelles ventes	113,8
<b><i>Livraisons prévues pour 2008</i></b>	
	<b>3 108,2</b>

- 1
- 2 La demande du marché petit et moyen débits augmentera en moyenne de 3,0 % par année
- 3 de 2006 à 2008. Cette croissance soutenue est justifiée principalement par une croissance
- 4 économique de près de 3,0 % sur la durée du plan, qui aura des effets bénéfiques autant
- 5 pour les nouvelles ventes que pour le maintien de la demande de la clientèle actuelle.

1 L'abrogation du tarif bi-énergie au 1er avril 2006 génèrera des nouvelles ventes auprès des  
2 clients bi-gaz et bi-mazout situés à proximité du réseau qui contribueront à augmenter les  
3 livraisons dans le marché commercial (Commercial, Industriel, Institutionnel).

4 Enfin, une partie du retard dans les livraisons anticipées pour 2005 par rapport aux  
5 livraisons prévues dans le dossier tarifaire 2005 pourrait être récupéré en 2006. SCGM  
6 tente de valider et mesurer les impacts des effets climatiques particuliers que nous avons  
7 connus au Québec cet hiver. Nous posons l'hypothèse que cet effet ne sera pas récurrent et  
8 que la baisse de livraisons en résultant sera récupérée en 2006.

9 Le prix du gaz naturel est toujours à surveiller pour 2006. Cependant, malgré un prix moyen  
10 élevé anticipé pour 2006, nous anticipons peu de réaction des clients face au prix en nous  
11 basant sur ce qui suit:

- 12 - le service de fourniture de gaz de SCGM est bien protégé des grandes  
13 fluctuations ou des chocs de prix par le programme des dérivés financiers ;
- 14 - les prix des autres sources énergétiques concurrentes, et particulièrement celui  
15 du mazout, sont également en hausse pour 2006 ;
- 16 - des mesures d'économie temporaires ou permanentes ont déjà été mises en  
17 place depuis 2001 pour une certaine portion de la clientèle; et
- 18 - la mise en place d'un plan de maintien structuré est en cours dans le marché  
19 Commercial (Commercial, Industriel, Institutionnel) afin de préserver les  
20 volumes actuels.

21 De plus, la position concurrentielle du gaz naturel demeure favorable face à l'électricité  
22 régulière et au mazout no 2 dans le marché CII (Commercial, Industriel, Institutionnel) qui  
23 représente plus de 90 % de la demande du marché du petit et moyen débits. Dans ces  
24 circonstances, la substitution totale ou partielle du gaz naturel par une source énergétique  
25 alternative, quoique possible, ne représenterait pas un choix économiquement rentable pour  
26 la clientèle CII, en faisant abstraction du coût des équipements. Finalement, l'accès pour les  
27 clients à l'offre de fourniture à prix fixe par les fournisseurs de gaz naturel leur permet de se  
28 protéger contre les fluctuations inattendues du prix du gaz sur les marchés et de profiter  
29 d'une facture stable et prévisible.

1 Malgré qu'il soit toujours possible que les clients mettent en place des mesures d'économies  
2 visant à réduire leurs factures suite à une grande volatilité avec des prix élevés durant la  
3 période de chauffe 2006, nous avons fait l'hypothèse que le prix du service de fourniture du  
4 distributeur anticipé pour 2006 n'aurait pas d'impact négatif sur la demande.

### 5 **3.3. Livraisons globales**

6 Les livraisons globales pour le plan d'approvisionnement sont présentées dans le tableau ci-  
7 dessous.

**Tableau 13**

<b>LIVRAISONS GLOBALES GAZ NATUREL 2006-2008</b>			
<b>PETIT ET MOYEN DÉBITS ET VENTES GRANDES ENTREPRISES</b>			
<b>(avant interruptions)</b>			
DESCRIPTION	$10^6\text{m}^3$		
	2006	2007	2008
Service continu	4952,4	5644,7	5696,9
Service interruptible	768,8	692,6	689,2
<b>Total</b>	<b>5721,2</b>	<b>6337,3</b>	<b>6386,1</b>

8  
9 Les volumes au service continu sont composés des volumes au petit et moyen débits ainsi  
10 que des volumes au service continu dans le marché ventes aux grandes entreprises.

### 11 **3.4. Scénario favorable**

12 Un scénario alternatif a été analysé pour 2007 et 2008 afin d'illustrer la demande de gaz  
13 naturel sur la durée du plan d'approvisionnement sur la base d'un contexte favorable en  
14 terme de position concurrentielle du gaz naturel face aux sources énergétiques alternatives.  
15 Nous avons aussi considéré d'autres facteurs propres à certains clients, tels que des  
16 besoins de production additionnels, qui sont susceptibles d'influencer à la hausse la  
17 demande sur la durée du plan d'approvisionnement.

18 Les hypothèses retenues pour l'élaboration de ce scénario visent exclusivement le marché  
19 de la grande entreprise et sont les suivantes :

- 20 • Coût total (F, C, T, E, D) au gaz naturel inférieur au coût au mazout no 6 (incluant le  
21 transport), celui-ci étant la source énergétique alternative pour les grandes entreprises.

1 SCGM émet l'hypothèse que la position concurrentielle du gaz naturel est favorable par  
2 rapport au mazout pour les années 2007 et 2008.

- 3 • Analyse des impacts volumétriques, client par client :
  - 4 ➤ Au service continu :
    - 5 ▪ Renouvellement d'un contrat d'un client majeur au-delà de 2006 dont la
    - 6 production pourrait être maintenue au niveau de 2006 ;
    - 7 ▪ Augmentation de la consommation de gaz naturel pour des clients qui utilisent
    - 8 davantage de mazout qu'ils le feraient si la situation concurrentielle du gaz était
    - 9 favorable ;
    - 10 ▪ Reprise des opérations d'un client en fermeture en raison du prix du gaz naturel ;
    - 11 ▪ Maintien des volumes actuels d'un client dont la fermeture anticipée pourrait être
    - 12 écartée ou retardée.
  - 13 ➤ Au service interruptible :
    - 14 ▪ Renouvellement des contrats à échéance d'ici 2008 ;
    - 15 ▪ Consommation des clients égale ou supérieure à leur obligation minimale
    - 16 annuelle (OMA) ;
    - 17 ▪ Retour à la consommation du gaz naturel pour des clients sans contrats ayant
    - 18 cessé d'utiliser le gaz naturel au cours des 6 dernières années, principalement
    - 19 dans l'industrie des pâtes et papiers.

20 La demande du marché de la grande entreprise, ayant subi une compression importante au  
21 cours des dernières années par une position concurrentielle difficile, pourrait s'accroître de  
22 façon significative dans un contexte concurrentiel favorable face au mazout. Plusieurs  
23 grands clients ayant délaissé complètement le gaz naturel pourraient utiliser à nouveau le  
24 gaz naturel comme source énergétique principale.

25 Au service interruptible, les clients dont les contrats n'ont pas été renouvelés ou ceux ne  
26 consommant qu'une partie de leur pleine capacité pourraient générer une demande  
27 additionnelle de gaz naturel de 581,4 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2008 alors qu'au service continu, la  
28 demande additionnelle pourrait atteindre 285,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, pour une demande additionnelle  
29 totale de 866,4 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2008.

1 La demande provenant du marché des clients de petit et moyen débits serait relativement  
 2 stable dans un contexte de position concurrentielle favorable puisque le marché CII est déjà  
 3 dans une position concurrentielle favorable face à l'électricité et au mazout no 2 et que  
 4 l'abrogation du tarif bi-énergie est déjà prise en compte dans le scénario de base. De plus,  
 5 en posant l'hypothèse qu'une partie de la baisse des livraisons observée en 2005 pourrait  
 6 être récupérée en 2006 (effets climatiques), le scénario de base est déjà à caractère plus  
 7 optimiste que conservateur.

8 Il est évident que le retour à une position concurrentielle favorable du gaz naturel dans le  
 9 marché résidentiel pourrait avoir un effet à la hausse sur les nouvelles ventes,  
 10 principalement dans le marché de la conversion. Cependant, l'effet sur la demande  
 11 demeurerait marginal.

12 Ainsi, dans un scénario favorable, la demande de gaz naturel pourrait atteindre  
 13 7 182,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2007 et 7 252,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2008.

**Tableau 14**

<b>LIVRAISONS GLOBALES GAZ NATUREL 2006-2008</b>			
<b>SCÉNARIO FAVORABLE</b>			
<b>PETIT ET MOYEN DÉBITS ET VENTES GRANDES ENTREPRISES</b>			
<b>(avant interruptions)</b>			
DESCRIPTION	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>		
	2006	2007	2008
Service continu	4952,4	5908,3	5981,9
Service interruptible	768,8	1274,0	1270,6
<b>Total</b>	<b>5721,2</b>	<b>7182,3</b>	<b>7252,5</b>

14  
 15 Le tableau 15 présente l'écart entre le scénario favorable du tableau 14 et le scénario  
 16 régulier présenté à la section 3.3 du tableau 13.

**Tableau 15**

<b>LIVRAISONS GLOBALES GAZ NATUREL 2006-2008</b>			
<b>ÉCART DES SCÉNARIOS</b>			
<b>PETIT ET MOYEN DÉBITS ET VENTES GRANDES ENTREPRISES</b>			
<b>(avant interruptions)</b>			
DESCRIPTION	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>		
	2006	2007	2008
Service continu	0	263,6	285,0
Service interruptible	0	581,4	581,4
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>845,0</b>	<b>866,4</b>

1       **3.5. Services de Transport et d'Équilibrage fournis par le client**

2       Actuellement, outre les clients qui consommeront du biogaz, seulement huit clients utilisent  
3       leur propre transport pour l'année 2005. Malgré qu'il soit possible que ce nombre varie d'ici  
4       2007, nous avons fait l'hypothèse que ce nombre de clients sera statique pour toute la  
5       durée du plan d'approvisionnement.

6       **3.6. Aléa climatique**

7       Afin d'évaluer l'impact potentiel de la température, nous avons utilisé l'écart annuel total  
8       maximum bas et haut, observé entre les degrés-jours réel franchise des douze dernières  
9       années et la normale franchise du budget 2006. Ces écarts sont respectivement de -13,5 %  
10      et 8,4 %. Les variations potentielles de demande engendrées par ces écarts de température  
11      sont illustrées au tableau de la pièce SCGM-4, document 2. Les impacts de ces variations  
12      sur le plan d'approvisionnement sont exposés à la pièce SCGM-4, document 7.

13      **4. CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT**

14      SCGM dépose, en conformité avec le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan*  
15      *d'approvisionnement*, un plan gazier ayant un horizon de 3 ans, soit 2006 à 2008.

16      L'objectif premier de l'approvisionnement gazier est de faire en sorte d'avoir un  
17      approvisionnement sécuritaire tout en s'assurant que le coût d'utilisation du gaz naturel pour  
18      nos clients soit le plus bas possible et concurrentiel avec celui des énergies alternatives.  
19      Spécifiquement, SCGM contracte les outils nécessaires afin de rencontrer la demande continue  
20      des clients en journée de pointe, la demande saisonnière des clients continus et, dans la  
21      mesure du possible, celle des clients interruptibles. Ces approvisionnements doivent être  
22      suffisamment flexibles pour faire face aux fluctuations dues au climat et à l'économie.

23      SCGM minimise les coûts totaux d'approvisionnement en utilisant une combinaison d'outils : du  
24      transport depuis l'Alberta, du stockage en franchise et hors franchise, des échanges de  
25      molécule d'une période à l'autre, des achats de molécule directement à Dawn, du service de  
26      pointe et des livraisons en franchise. C'est dans cette optique que SCGM réitérait l'an dernier  
27      que sa stratégie visait la mise en place d'un portefeuille échelonné dans le temps et diversifié

1 géographiquement.

2 Le développement d'alternatives au pipeline de TransCanada demeure un objectif de SCGM.  
3 D'ailleurs, SCGM a entamé des négociations avec des partenaires afin d'être éventuellement  
4 desservi en gaz naturel directement au Québec à partir d'un port méthanier. En raison de  
5 l'ampleur de l'engagement contractuel de SCGM, la Régie sera saisie d'une demande pour  
6 entériner le contrat d'approvisionnement dès que celui-ci aura été négocié.

7 Comme l'an passé, SCGM propose d'examiner le contexte ainsi que les stratégies retenues par  
8 composante (fourniture de gaz naturel, transport et équilibrage).

#### 9 **4.1. Fourniture de gaz naturel**

10 Notre stratégie d'acquisition de fourniture varie en fonction du point d'acquisition. Étant  
11 donné la liquidité du marché à Aeco, qui est un bassin de production avec un grand nombre  
12 de joueurs, une activité spot fiable et des indices de prix reconnus, SCGM limite à 12 et 24  
13 mois ses contrats. Cette flexibilité permet de réévaluer plus souvent le crédit des  
14 fournisseurs ainsi que d'en accueillir de nouveaux. SCGM procède par appel d'offres et  
15 sélectionne les fournisseurs en fonction des critères suivants : la prime demandée, la cote  
16 de crédit, l'expérience passée et la diversification de ses fournisseurs.

17 Pour ce qui est de Dawn, SCGM procède par invitation. Dawn étant une plaque tournante  
18 (hub) et non pas un bassin de production, le nombre de joueurs y est plus faible, l'activité  
19 spot y est variable et il n'y a pas d'indice reconnu par les banques pour fins de dérivatifs  
20 financiers. Les critères pour inviter un fournisseur sont : la cote de crédit, la crédibilité en  
21 tant que fournisseur à Dawn (détention de capacité de transport et /ou stockage), et la prime  
22 de lieu demandée. Pour ce qui est de la durée des contrats, SCGM préfère avoir des  
23 contrats à court terme afin d'optimiser l'appariement des achats avec la demande et de  
24 moduler le tout en fonction de la variation de cette demande, tant sur une base mensuelle,  
25 annuelle et pluriannuelle.

#### 26 **4.2. Transport**

27 Le pipeline de TransCanada est pleinement utilisé en aval de Dawn et sous-utilisé en amont  
28 de ce point. L'arrivée de capacité pipelinière a augmenté l'offre qui existait déjà à Dawn, un

1        carrefour où plusieurs pipelines convergent. Afin de retenir les expéditeurs qui ont  
2        désormais une alternative de transport, TransCanada avait essayé, depuis 1998 de modifier  
3        son environnement réglementaire. Compte tenu de l'opposition constante à toute  
4        proposition de réforme majeure, TransCanada a modifié son approche et proposera à  
5        l'avenir des changements à la pièce en fonction des demandes du marché.

6        SCGM continue de demeurer active dans la défense de ses droits auprès de TransCanada  
7        car, contrairement à ses voisins ontariens, elle n'a pas d'alternative pour du transport  
8        jusqu'à sa franchise. SCGM participe activement aux groupes de travail spécifiques formés  
9        par TransCanada pour discuter d'enjeux. Dans ses interventions, SCGM s'appuie sur les  
10       principes tarifaires historiquement approuvés qui font en sorte que, même si elle est  
11       l'expéditrice domestique la plus éloignée du bassin de production de l'Ouest canadien, elle  
12       jouit des mêmes tarifs de transport que le client situé à Toronto.

13       Le marché du gaz naturel est en effervescence avec la venue éventuelle de ports  
14       méthaniers dans l'Est du Canada. Cet événement entraîne à court terme une réflexion  
15       générale sur l'approvisionnement du gaz naturel. Déjà, dans le cadre des groupes de travail  
16       formés par TCPL, des sous-comités ont été mis en place pour traiter de l'avènement des  
17       ports méthaniers, de leur impact dans le marché et des modifications qu'ils entraînent dans  
18       la gestion de l'approvisionnement gazier.

19       L'alliance formée avec les distributeurs ontariens tant au niveau des groupes de travail  
20       qu'au niveau de la défense de dossiers spécifiques devant l'Office national de l'énergie s'est  
21       poursuivie et demeure, même avec la venue des ports méthaniers. L'impact de cette  
22       alliance accentue l'influence de SCGM tant dans les groupes de travail qu'au niveau de  
23       propositions que TransCanada souhaite mettre de l'avant.

24       En plus des pressions pour minimiser les tarifs de TransCanada, SCGM minimise le coût  
25       livré à ses clients en franchise de la façon suivante. La demande de SCGM est fortement  
26       influencée par la température et elle doit nécessairement détenir les capacités de transport  
27       et d'entreposage nécessaires pour répondre aux besoins de sa clientèle continue durant la  
28       période hivernale. Le coût de la capacité de transport ferme entre l'Alberta et le Québec est  
29       important et la structure tarifaire comporte une grande part de coûts fixes. La capacité doit  
30       donc être payée même lorsque non utilisée. La façon de réduire les coûts est donc de

1 diminuer la capacité longue distance en y jumelant des achats à Dawn, lesquels sont à leur  
2 tour transportés sur un contrat de courte distance dont les coûts sont moindres. La capacité  
3 de transport en franchise demeure donc la même mais le transport provenant du bassin  
4 sédimentaire de l'Ouest canadien est, à toutes fins pratiques, presque totalement utilisé,  
5 alors que le transport provenant de Dawn est celui qui s'ajuste à la variation de la demande.  
6 Tout comme pour la fourniture, SCGM surveille la valeur du transport sur le marché  
7 secondaire afin de se repositionner à Aeco advenant le cas où la valeur du marché  
8 secondaire annulerait les économies reliées à cette option.

### 9 **4.3. Équilibrage**

10 Le contexte rattaché à l'équilibrage et qui a été abordé dans le cadre du dossier tarifaire  
11 2005 demeure encore vrai cette année.

12 Le site d'entreposage de Union est pleinement contracté et donc très limité au niveau de  
13 nouvelles capacités mises en marché. À cette situation s'ajoute la croissance du  
14 développement de la génération électrique qui est prévue en Ontario et qui amplifie de  
15 façon considérable la demande des outils d'approvisionnement dans le sud de cette  
16 province. Ces éléments ont pour effet de rendre le site d'entreposage de Union très prisé  
17 dans le milieu énergétique.

18 SCGM se retrouve en position stratégique face aux autres intervenants de par ses contrats  
19 d'entreposage étalés dans le temps et jouissant d'un droit de premier refus tant et aussi  
20 longtemps que les capacités ne sont pas requises par le marché de l'Ontario. Ceci lui évite  
21 donc le processus régulier d'appel d'offres de Union.

22 D'une part, SCGM possède un outil très flexible en terme de débit journalier. Au dossier  
23 tarifaire 2005 (R-3529-2004), à la pièce SCGM-3, document 4.4, SCGM a défini les  
24 particularités reliées aux outils d'entreposage et l'importance du débit journalier. Ainsi, la  
25 capacité de retrait détenue par SCGM, suppléée par des achats de gaz à Dawn ou par des  
26 achats spot, permet de répondre aux fluctuations de la demande de la clientèle durant  
27 l'hiver.

1 D'autre part, décontracter de la capacité d'entreposage signifierait, en fonction du contexte  
2 actuel, que toute addition future mettrait SCGM en position moins favorable que la  
3 conservation de cette capacité. En effet, l'outil étant très en demande, il pourrait être difficile  
4 d'augmenter la capacité d'entreposage à court terme et nous pourrions devoir prendre des  
5 engagements à long terme impliquant des contraintes de délais dans la mise en place de  
6 nouveaux outils.

7 Les conclusions qui nous avaient amenés à renouveler le contrat d'entreposage chez Union  
8 et qui avaient été présentées au dossier tarifaire 2005 demeurent valides et nous amènent  
9 donc à maintenir, pour l'instant, nos capacités d'entreposage chez Union lors de  
10 renouvellements.

#### 11 **4.4. Conclusion**

12 La stratégie de se positionner à Dawn pour effectuer une partie des achats qui a été mise  
13 en place depuis novembre 2003 demeure pertinente sur l'horizon du plan 2006-2008.

14 De façon générale, les outils déjà sous contrat pour les années 2006-2008 nous permettent  
15 de répondre à la demande de la clientèle sans amener de restructuration importante à la  
16 stratégie déjà présentée.

17 De plus, en fonction de la sous-utilisation anticipée du transport sur le pipeline de  
18 TransCanada entre Empress et Dawn pour les années à venir et de ses droits de  
19 renouvellement annuels pour une partie importante de ses volumes, SCGM sera en mesure  
20 de se repositionner à Aeco advenant le cas où les bénéfices du marché secondaire à Dawn  
21 venaient à disparaître.

22 Finalement, SCGM se garde à l'affût de toutes les possibilités qui lui permettrait de diminuer  
23 le coût livré en franchise.

#### 24 **5. CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS**

25 Cette section porte particulièrement sur la première année du plan d'approvisionnement.  
26 Contrairement à l'année passée, la demande totale stipulée dans cette section ainsi que dans la  
27 section portant sur les deux années suivantes inclut la demande en biogaz et la demande pour

1 génération électrique. Il est à noter que pour la demande de génération électrique, le client se  
2 chargera de contracter sa fourniture et son transport, ce qui n'occasionne aucun impact net sur  
3 le plan d'approvisionnement, l'approvisionnement étant égal à la demande. Quant à la demande  
4 de biogaz, elle est fournie par un réseau dédié et ne requiert donc pas d'outil  
5 d'approvisionnement additionnel. Dans les documents 6, 7 et 8 de la pièce SCGM-4, nous  
6 avons indiqué distinctement les volumes de biogaz.

### 7 **5.1. Fourniture de gaz naturel**

8 Le portefeuille de contrats d'approvisionnement en fourniture de gaz naturel et de gaz de  
9 compression de SCGM est présentement constitué de vingt-deux contrats répartis comme  
10 suit : quatre contrats à Empress, dix à NIT, et huit à Dawn. Le tableau de la pièce SCGM-4,  
11 document 3 spécifie la date d'échéance, le point de livraison ainsi que le volume annuel  
12 relié à chacun de ces contrats pour le plan d'approvisionnement 2006-2008. Le tableau  
13 contient également les totaux annuels à chacun des points de livraison.

14 Le volume annuel d'achat en service de fourniture de gaz naturel prévu est de  $2\,402\,10^6\text{m}^3$ .  
15 Tel qu'indiqué à la pièce SCGM-4, document 3 un volume annuel de  $1\,237\,10^6\text{m}^3$  est déjà  
16 contracté, ce qui implique que SCGM a présentement sécurisé 52 % des achats totaux en  
17 service de fourniture de gaz naturel. Les volumes achetés à Dawn sont, quant à eux,  
18 sécurisés à 32 %. En effet, la différence entre le total annuel spécifié pour le point Dawn  
19 dans le tableau ( $221\,10^6\text{m}^3$ ) et le total annuel requis spécifié dans le plan  
20 d'approvisionnement de la pièce SCGM-4 document 6, ligne 9, colonne 3 ( $696\,10^6\text{m}^3$ )  
21 signifie qu'il reste  $475\,10^6\text{m}^3$  à acheter à Dawn au moment d'écrire ces lignes. SCGM  
22 procédera dans les semaines qui viennent à un appel d'offres afin de compléter ses besoins  
23 en approvisionnement.

24 De façon générale, SCGM planifie contracter entre 65 % et 75 % de ses besoins avant le  
25 début de l'année gazière et conserver au moins 25 % de ses achats en spot afin d'être en  
26 mesure de réagir aux variations de la demande dues aux mouvements en achats directs  
27 ainsi qu'aux aléas de la température.

28 En ce qui a trait à la sécurité des approvisionnements, Aeco, Empress et Dawn sont des  
29 points liquides et il est facile de s'y approvisionner en tout temps. Le gaz naturel étant une

1 commodité, les prix s'ajustent automatiquement en fonction de l'offre et de la demande.  
2 Rappelons que les volumes contractés suite aux appels d'offres en service de fourniture de  
3 gaz naturel le sont à un indice mensuel ou quotidien et que cet indice détermine le prix.

## 4 **5.2. Transport**

5 Le portefeuille de contrats de transport que possède SCGM peut être décomposé en neuf  
6 parties selon les segments parcourus. Onze contrats de transport viennent à échéance sur  
7 l'horizon du plan d'approvisionnement 2006. Le tableau de la pièce SCGM-4, document 4  
8 contient les débits totaux de chaque segment ainsi que les échéances et les débits des  
9 différents contrats de transport. À titre informatif, les contrats venant à échéance durant  
10 l'année financière 2006 ont été ombragés dans le tableau.

11 Un service de TCPL-FTSH a été ajouté sur le segment de Parkway-EDA. Une capacité de  
12  $1\,715\,10^3\text{m}^3/\text{j}$  est assujettie à un "Precedent Agreement (PA)" avec TCPL prévoyant une  
13 disponibilité en novembre 2007, soit pour l'année financière 2008. Cette capacité a été  
14 contractée avec TCPL afin de remplacer deux contrats du marché secondaire qui viendront  
15 à échéance en 2006, pour une capacité de  $1\,275\,10^3\text{m}^3/\text{j}$  ; la différence de  $440\,10^3\text{m}^3/\text{j}$  ayant  
16 été estimée requise pour répondre à une croissance de la demande de pointe que SCGM  
17 avait projetée.

## 18 **5.3. Équilibrage**

19 Le portefeuille d'outils d'entreposage de SCGM est constitué de trois sites d'entreposage  
20 souterrain et d'une usine de liquéfaction dont SCGM est le propriétaire. Deux contrats  
21 d'entreposage viennent à échéance sur l'horizon du plan 2006. Le tableau de la pièce  
22 SCGM-4, document 5 contient les volumes totaux d'entreposage ainsi que les capacités  
23 totales de retrait et d'injection actuellement détenues par SCGM avec chacune des parties  
24 et des outils impliqués. De plus, les échéances portant sur les volumes et les capacités de  
25 retrait et d'injection reliées à ces volumes y sont également spécifiées. À titre informatif, les  
26 contrats venant à échéance durant l'année financière 2006 ont été ombragés dans le  
27 tableau.

1 **6. APPROVISIONNEMENTS REQUIS**

2 Cette section décrit les outils d'approvisionnement qui seront potentiellement requis pour les  
3 années 2007 et 2008 du plan. Pour l'année 2007, l'approvisionnement additionnel peut être  
4 fourni par une augmentation de la capacité de transport FTLH ou par une augmentation des  
5 achats à Dawn. Quant à l'année 2008, SCGM ne présente pas de plage d'outils  
6 d'approvisionnement. En effet, tel que mentionné précédemment, les outils déjà sous contrat  
7 nous permettent de répondre à la demande.

8 **6.1. Fourniture de gaz naturel**

9 Pour les plans d'approvisionnement 2007 et 2008, SCGM prévoit acheter directement à  
10 Dawn un volume de gaz naturel se situant entre  $614 \cdot 10^6 \text{m}^3$  et  $784 \cdot 10^6 \text{m}^3$  pour l'année 2007  
11 et de  $831 \cdot 10^6 \text{m}^3$  pour l'année 2008. Ces valeurs sont illustrées à la pièce SCGM-4,  
12 document 6, ligne 9, colonnes 6 et 9 respectivement. La politique de produits dérivés  
13 financiers approuvée par la Régie s'appliquera à ces volumes de la même façon qu'aux  
14 volumes achetés à Empress.

15 **6.2. Transport**

16 Selon le scénario des livraisons globales de gaz naturel présenté à la section 3.3, SCGM  
17 devra fournir de  $6\,346 \cdot 10^6 \text{m}^3$  en 2007 et  $6\,406 \cdot 10^6 \text{m}^3$  en 2008 après interruptions, tel  
18 qu'indiqué à la pièce SCGM-4, document 6, ligne 6. Ce tableau contient les débits  
19 envisagés pour les segments de transport qui composent le plan d'approvisionnement de  
20 SCGM pour la période concernée. Le débit de transport éventuellement fourni par les clients  
21 fournissant leur propre service de transport est inclus dans la capacité de FTLH.  
22 L'augmentation observée en 2007 pour le service FTLH (ligne 8) découle principalement de  
23 la venue d'un client en génération électrique qui fournit son propre service de transport.

24 **6.3. Équilibrage**

25 SCGM prévoit détenir de la capacité d'entreposage pour un total de  $803 \cdot 10^6 \text{m}^3$  pour l'année  
26 2007 et 2008. Le détail des volumes éventuellement entreposés par SCGM pour les  
27 périodes concernées se retrouve à la pièce SCGM-4, document 6, lignes 16 à 23.

1       **6.4. Impact de la température**

2       La pièce SCGM-4, document 7 présente les impacts de la température pour une structure  
3       donnée d'approvisionnement. Comme on peut le constater, la majorité des variations des  
4       volumes de ventes dues à la température se répercute par une variation des interruptions et  
5       de la capacité de transport non utilisé. On retrouve une variation des achats de gaz naturel  
6       à Dawn étant donné la structure sous-jacente à ces scénarios. L'utilisation d'une autre  
7       structure sous-jacente des outils d'approvisionnement aurait produit des résultats  
8       numériquement différents mais directionnellement semblables.

9       **6.5. Scénario favorable**

10      La pièce SCGM-4, document 8 présente les plages de valeurs pour le scénario  
11      d'approvisionnement dans le cas où les livraisons globales de gaz naturel se situeraient au  
12      niveau du scénario favorable tel qu'indiqué à la section 3.4.

13      Pour l'année 2007, l'approvisionnement additionnel peut être fourni par une augmentation  
14      de la capacité de transport FTLH ou par une augmentation des achats à Dawn. Une  
15      augmentation des volumes interrompus est également considérée. Quant au FT non utilisé,  
16      selon la structure d'approvisionnement on observera, soit une augmentation dans le cas où  
17      de la capacité additionnelle de transport FTLH est prévue, ou une diminution lorsque la  
18      structure ne s'appuie que sur une augmentation des achats à Dawn.

19      Pour l'année 2008, les outils déjà disponibles permettent de répondre à la demande,  
20      combinés toutefois à une augmentation des volumes interrompus et d'une légère baisse du  
21      FT non utilisé. On remarque également que la provision de pointe se retrouve à 2,2%, un  
22      niveau légèrement inférieur à la plage normalement visée par SCGM, soit entre 3,5% et 6%.  
23      En théorie, SCGM s'outillerait pour avoir une provision de pointe supérieure à la borne  
24      minimale de 3,5%. Ainsi, dans le cas de la concrétisation du scénario favorable 2008, nous  
25      aurions des indices au moins une année avant de la possibilité de cette réalisation nous  
26      permettant d'agir en conséquence.

1        **6.6. Risque découlant des différentes sources d'approvisionnement**

2        Dans l'éventualité où un fournisseur ferait défaut de livrer le gaz qu'il s'était engagé à livrer,  
3        SCGM devrait se procurer du gaz de remplacement auprès d'autres fournisseurs actifs dans  
4        le marché. Le gaz de remplacement ainsi trouvé pourrait cependant devoir être acheté à un  
5        prix supérieur au prix convenu avec le fournisseur initial. Les ententes en place prévoient  
6        cependant que le fournisseur fautif doit indemniser SCGM pour les coûts additionnels  
7        encourus pour l'acquisition de gaz de remplacement.

8        La liquidité des marchés fait en sorte qu'il est presque toujours possible de trouver du gaz  
9        de remplacement. Le prix auquel le gaz de remplacement serait disponible dans le marché  
10       peut cependant être influencé par la liquidité des sources d'approvisionnement. En effet,  
11       Dawn n'étant pas un bassin de production comme l'est Empress, la liquidité de ce point est  
12       affectée par des contraintes de capacité de transport et de retrait d'entrepôt. Ces  
13       contraintes sur la liquidité de Dawn pourraient se refléter dans le prix du gaz de  
14       remplacement.

15       Le mécanisme d'indemnisation fait en sorte que les fournisseurs n'ont aucun intérêt  
16       financier à faire défaut dans leurs obligations de livraison.

17       Le risque est donc essentiellement de nature financière et est lié à la solvabilité financière  
18       des fournisseurs et ce, indépendamment de la source d'approvisionnement.