

PLAN
D'APPROVISIONNEMENT GAZIER
HORIZON 2005-2007

T A B L E D E S M A T I È R E S

SOMMAIRE	4
LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES	6
1. INTRODUCTION	8
2. CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE	9
2.1 Hypothèses économiques	9
2.2 Hypothèses énergétiques.....	9
3. SITUATION CONCURRENTIELLE.....	15
3.1 Ventes Grandes Entreprises	15
3.2 Petit et moyen débits.....	16
3.3 Résidentiel.....	16
3.4 Commercial	17
4. PRÉVISION DE LA DEMANDE DE GAZ NATUREL	18
4.1 Ventes Grandes Entreprises	18
4.2 Petit et moyen débits.....	20
4.3 Livraisons globales.....	22
4.4 Scénario favorable	23
4.5 Services de Transport et d'Équilibrage fournis par le client	25
4.6 Aléa climatique	26
5. CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT	27
6. CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS.....	32
6.1 Fourniture de gaz naturel	32
6.2 Transport.....	32

6.3 Équilibrage	33
7. APPROVISIONNEMENTS REQUIS	34
7.1 Fourniture de gaz naturel	34
7.2 Transport.....	34
7.3 Équilibrage	34
7.4 Impact de la température	34
7.5 Scénario favorable	35
7.8 Risque découlant des différentes sources d'approvisionnement	35
8. OPTIMALITÉ DE LA STRUCTURE D'ÉQUILIBRAGE (Déposée sous pli confidentiel)	37

SOMMAIRE

Selon les hypothèses économiques et énergétiques retenues par SCGM, les approvisionnements gaziers requis, avant interruption, pour les années 2005 à 2007 en 10⁶m³ sont présentés dans le tableau ci-dessous :

	2005	2006	2007
Ventes Grandes Entreprises	2706,1	2432,9	3421,2
Petit et moyen débits	2911,0	2990,9	3073,8
TOTAL :	5617,1	5423,7	6495,0

L'augmentation des livraisons sera de 877,9 10⁶m³ entre 2005 et 2007 et résulte principalement du départ de la production de la génération électrique à partir de la fin de l'hiver 2006, d'une croissance économique soutenue et du développement de nouvelles ventes dans le marché commercial, industriel et institutionnel.

Cette croissance est cependant limitée par la position concurrentielle défavorable du gaz naturel face au mazout no 6 dans le marché industriel, source énergétique privilégiée par certains grands clients au terme de leur contrat.

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

SCGM devra, pour la durée du plan, contracter les outils d'approvisionnement nécessaires afin de rencontrer la demande en journée de pointe des clients en service continu, la demande annuelle des clients en service continu et dans la mesure du possible, celle des clients en service interruptible. Les approvisionnements doivent être suffisamment flexibles pour faire face

1 aux fluctuations de volumes résultant des aléas climatiques et des conditions économiques.
2 SCGM mise sur une stratégie d'établissement d'un portefeuille échelonné dans le temps et
3 diversifié géographiquement.

4

5 En relation avec la structure d'outils mise en place, SCGM achètera directement à Dawn un
6 volume de gaz naturel de $556 \cdot 10^6 \text{m}^3$ pour le plan 2005. Pour les deux années subséquentes du
7 plan, SCGM entend acheter directement à Dawn un volume de gaz se situant entre 185 et
8 $792 \cdot 10^6 \text{m}^3$ pour l'année 2006 et entre 211 et $950 \cdot 10^6 \text{m}^3$ pour l'année 2007. Les volumes seront
9 ajustés selon les prix offerts sur le marché de façon à minimiser le coût total du gaz naturel livré
10 en franchise.

11

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

1 **LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES**

2	AECO	Point situé en Alberta représentant le lieu d'accumulation des puits de
3		production.
4		
5	CoEnergy	Courtier avec lequel SCGM possède un contrat d'échange de gaz été-
6		hiver
7		
8	Dawn	Site d'entreposage situé dans le sud de l'Ontario et exploité par Union
9		Gas
10		
11	Débits	Quantité journalière de gaz qui est transportée ou retirée d'un site
12		d'entreposage
13		
14	Degrés-jours	Les degrés-jours servent à déterminer les volumes de chauffage par
15		rapport à la température extérieure. On définit un degré-jour comme étant
16		la différence entre le seuil de 18° C et la température moyenne
17		quotidienne.
18		
19	Empress	Point situé à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan qui constitue
20		le point d'interconnexion entre le réseau intra-Alberta de TCPL (« Nova »)
21		et le réseau principal du transporteur
22		
23	Engage	Courtier avec lequel SCGM possède un contrat d'échange de gaz été-
24		hiver
25		
26	FTLH	Firm Transportation Long Haul; Service de transport ferme de TCPL entre
27		Empress et GMI EDA, est également utilisé au sens large pour
28		caractériser tout service de transport ferme contracté entre Empress et
29		GMI EDA
30		
31	FTSH	Firm Transportation Short Haul; Service de transport ferme de TCPL
32		entre Dawn et GMI EDA, est également utilisé au sens large pour
33		caractériser tout service de transport ferme contracté entre Dawn et GMI
34		EDA
35		
36	Gigajoule (GJ)	1 milliard de joules = 10 ⁹ joules
37		
38	GMI EDA	Ensemble des points d'interconnexions entre le système de SCGM et
39		ceux de TCPL/TQM qui sont situés dans la zone de livraison EDA
40		(« Eastern Delivery Area ») de TCPL
41		
42	GMI NDA	Ensemble des points d'interconnexions entre le système de SCGM et
43		celui de TCPL qui sont situés dans la zone de livraison NDA (« Northern
44		Delivery Area ») de TCPL

1		
2	GNL	Gaz Naturel Liquéfié; Abréviation utilisée au sens large pour désigner
3		l'usine de liquéfaction de SCGM
4		
5	Joule	Unité de mesure de l'énergie
6		
7	Modulation	Variation d'intensité d'utilisation journalière d'un outil d'approvisionnement
8		
9	NIT	Nova Inventory Transfer; Point virtuel situé sur le réseau de collecte intra-
10		Alberta de TCPL et auprès duquel le gaz est transigé
11		
12	NOVA	Réseau intra-alberta de TCPL.
13		
14	PDL	Site d'entreposage de Pointe du Lac
15		
16	Petajoule (PJ)	100 000 milliards de joules = 10^{15} joules
17		
18	PIB	Produit intérieur brut. Somme des valeurs des biens et services issus de
19		la production à l'intérieur des frontières d'un pays
20		
21	STS	Storage Transportation Service, service de transport ferme entre Parkway
22		et GMI EDA. Ce service est disponible du 1er novembre au 15 avril
23		inclusivement de chaque saison hivernale.

1 **1. INTRODUCTION**

2

3 Ce plan d'approvisionnement, couvrant les années 2005 à 2007, est préparé par SCGM en
4 vertu du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*, définissant le
5 contenu et la périodicité du Plan à être soumis à l'approbation de la Régie.

6

7 Dans ce plan, SCGM expliquera tout d'abord le contexte économique et énergétique dans
8 lequel elle évoluera au cours des trois prochaines années, ainsi que la situation concurrentielle
9 qui en découlera. SCGM exposera ensuite la prévision de la demande, par type de clientèle.

10 Les caractéristiques des contrats d'approvisionnements existants seront présentés par la suite.

11 SCGM expliquera sa stratégie afin de satisfaire les besoins d'approvisionnements additionnels
12 qui permettront de combler les besoins de sa clientèle pour la durée du plan. Enfin, SCGM
13 présentera son analyse sur le caractère optimal de la structure d'équilibrage.

1 2. CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE

2
3 2.1 Hypothèses économiques

4 Le tableau 1 présente les hypothèses économiques utilisées dans le cadre de ce plan
5 d'approvisionnement.
6

Tableau 1

HYPOTHÈSES ÉCONOMIQUES			
	<u>2004-2005</u>	<u>2005-2006</u>	<u>2006-2007</u>
Croissance de la population en %	0,25%	0,24%	0,21%
Croissance du PIB canadien en %	3,30%	3,10%	3,10%
Croissance du PIB québécois en %	3,30%	3,10%	3,10%
Croissance de l'inflation canadienne en %	1,90%	1,90%	2,00%
Croissance de l'inflation québécoise en %	1,90%	1,90%	2,00%
Taux de change (\$US/\$CAN)	0,77	0,76	0,75

Sources des prévisions

Population Québec :

PIB Canada 2004-2005 :

PIB Canada 2005-2006 et 2006-2007 :

Inflation Canada 2004-2005 :

Inflation Canada 2005-2006 et 2006-2007 :

PIB et Inflation Québec :

Taux de change 2004-2005 et 2005-2006 :

Taux de change 2006-2007 :

Conference Board du Canada (hiver 2004)

Consensus Forecast (mars 2004)

Consensus Forecast (Global Outlook 2003-2013)

Consensus Forecast (mars 2004)

Consensus Forecast (Global Outlook 2003-2013)

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

Consensus Forecast (mars 2004)

Consensus Forecast (Global Outlook 2003-2013)

7
8
9 2.2 Hypothèses énergétiques

10 Gaz naturel

11 Les tableaux 2 et 3 présentent les prévisions fondamentales ainsi que les prix des contrats
12 d'échange offerts sur le marché financier pour les périodes couvertes par le plan

1 d'approvisionnement. Les hypothèses retenues par SCGM sont présentées au tableau 4.
 2 SCGM a utilisé les prix des contrats d'échange sur le marché financier pour arrêter ses
 3 hypothèses quant au prix du gaz naturel.
 4

Tableau 2

Prévisions fondamentales			
Prix du gaz naturel à Aeco (\$/GJ)			
	<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>2007</u>
Gilbert Laustsen Jung (janvier 2004)	4,88	4,74	4,74
Sproule (mars 2004)	5,50	4,76	4,65
Purvin & Gertz (mars 2004)	5,69	4,48	4,38
Enerdata (mars 2004)	5,79	5,57	5,62
Moyenne	5,47	4,89	4,85

Tableau 3

Marché financier - moyenne du 11 au 24 mars 2004			
Prix du gaz naturel à Aeco (\$/GJ)			
	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>2006</u>
Source : CIBC	6,16	5,70	5,49

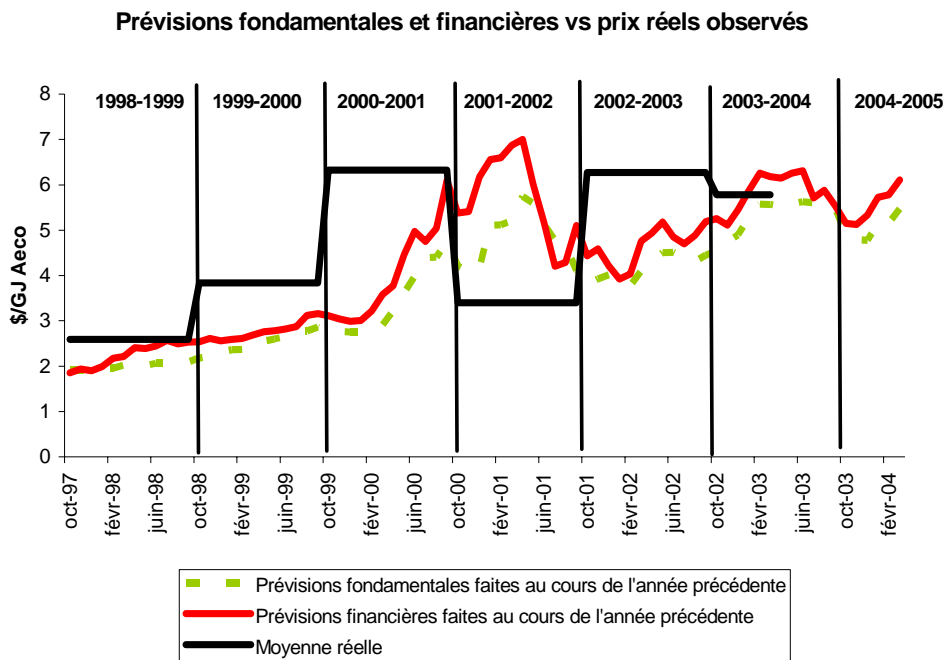
Tableau 4

Hypothèses retenues par SCGM (\$/GJ)	
Aeco 2004-2005	6,16
Prix à Empress	6,32
Prix du service de fourniture de gaz naturel de SCGM	6,11
Aeco 2005-2006	5,70
Prix à Empress	5,86
Prix du service de fourniture de gaz naturel de SCGM	5,80
Aeco 2006-2007	5,49
Prix à Empress	5,65
Prix du service de fourniture de gaz naturel de SCGM	5,53

8
 9
 10 Le choix du prix des contrats d'échange comme base pour établir le prix du service de
 11 fourniture de gaz naturel est justifié par le fait que cet élément constitue le principal intrant

1 dans le calcul de ce prix. Il est à noter que pour l'année 2004-2005, le prix du service de
 2 fourniture diffère du prix à Empress en raison de l'écart de coût cumulatif de la fourniture de
 3 gaz et des dérivés financiers déjà en place au moment d'effectuer le calcul. Les dérivatifs
 4 déjà en place ont aussi un effet tangible sur le prix du service de fourniture en 2005-2006 et
 5 2006-2007.

6
 7 Tel que le démontre le graphique suivant, le marché financier réussit mieux à prévoir les prix
 8 du gaz naturel que les prévisions fondamentales depuis quelques années.



9
 10
 11 Ce graphique représente les prévisions fondamentales et financières (le prix des contrats
 12 d'échange offerts sur le marché financier) pour chaque période tarifaire depuis 1998-1999
 13 jusqu'à aujourd'hui – ces prévisions sont celles qui avaient été établies durant l'année
 14 précédant l'année tarifaire indiquée dans le haut du graphique – comparées aux prix
 15 annuels réels moyens (indice CGPR) observés durant l'année tarifaire.

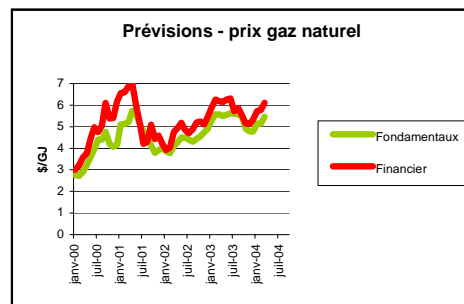
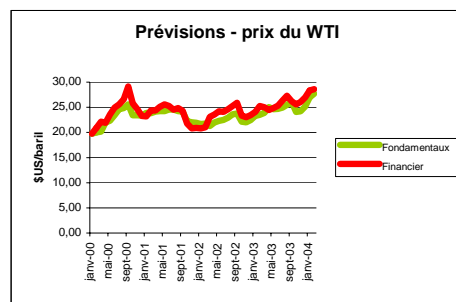
1 Par exemple, les prévisions fondamentales et financières des prix du gaz à AECO pour
2 l'année tarifaire 1998-1999, établies d'octobre 1997 à septembre 1998, sont mises en
3 relation avec les prix annuels réels moyens effectivement observés durant l'année 1998-
4 1999.

5
6 On remarque, dans l'ensemble, que pour les années 1998-1999 à 2002-2003, le marché
7 financier est plus près des prix réels que les prévisions fondamentales. Seule l'année 2001-
8 2002 fait exception à ce constat. Il est à noter qu'au moment d'écrire ces lignes, nous ne
9 disposons que de 6 mois réels en 2003-2004. La moyenne à ce jour est de 5,78 \$/GJ.
10 Pour 2003-2004, la moyenne annuelle des prévisions financières est de 5,83 \$/GJ, alors
11 que la moyenne des prévisions fondamentales est de 5,33 \$/GJ.

12 Prix du pétrole et produits pétroliers

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

15
16
17 Les hypothèses retenues par SCGM sont présentées au tableau 7. La même méthodologie
18 que pour le gaz naturel a été utilisée, soit le prix des contrats d'échange offerts sur le
19 marché financier. Comme le démontrent les graphiques suivants, les prévisions
20 fondamentales du prix du pétrole brut et le prix des contrats d'échange sont généralement
21 assez proches. Il n'existe donc pas la même dichotomie que dans le cas du gaz naturel.



23

1

Tableau 5

Prévisions fondamentales WTI (\$US/baril)			
	<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>2007</u>
Gilbert Laustsen Jung (janvier 2004)	26,00	25,00	25,00
Sproule (mars 2004)	28,64	26,08	26,14
Purvin & Gertz (mars 2004)	30,36	27,00	26,99
Moyenne	28,33	26,03	26,04

Tableau 6

Marché financier WTI - moyenne du 11 au 24 mars 2004 (\$US/baril)			
	<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>2007</u>
Source: CIBC	31,15	29,44	28,77

Tableau 7

Hypothèses retenues par SCGM	
2004-2005 - prix du WTI (\$US/baril)	31,15
Mazout no 6 , 1,5 % soufre - \$CAN/ baril	34,20
Mazout no 6 , 2,0 % soufre - \$CAN/ baril	32,58
Mazout no 2 - \$CAN/ litre	0,32
2005-2006 - prix du WTI (\$US/baril)	29,44
Mazout no 6 , 1,5 % soufre - \$CAN/ baril	32,78
Mazout no 6 , 2,0 % soufre - \$CAN/ baril	31,23
Mazout no 2 - \$CAN/ litre	0,30
2006-2007 - prix du WTI (\$US/baril)	28,77
Mazout no 6 , 1,5 % soufre - \$CAN/ baril	32,40
Mazout no 6 , 2,0 % soufre - \$CAN/ baril	30,87
Mazout no 2 - \$CAN/ litre	0,30

2

3

4

5 Tarifs de l'électricité

6 En ce qui a trait aux tarifs de l'électricité régulière, nous faisons l'hypothèse qu'ils seront
7 majorés en fonction de l'inflation.

8

9 Quant au tarif de la bi-énergie (BT), nous faisons l'hypothèse qu'ils seront équivalents au
10 tarif régulier à partir d'avril 2006. Les hypothèses de prix du tarif bi-énergie (BT) pour les

1 trois prochaines années reposent sur la demande R-3531-2004 que Hydro-Québec a
2 déposée à la Régie le 23 mars 2004 (R-3531-2004) ainsi que sur la grille tarifaire révisée
3 déposée à la Régie le 12 mars 2004 (R-3492-2002 Phase II).

4
5 L'hypothèse de prix est de 3,47 ¢/kWh jusqu'au 1^{er} avril 2005 et inclut les augmentations
6 effectives au 1^{er} janvier 2004 (3 %) et 1^{er} avril 2004 (1,5 %). À partir du 1^{er} avril 2005, nous
7 posons l'hypothèse d'une augmentation additionnelle du tarif BT de 2 %, soit 3,54 ¢/kWh. À
8 partir du 1^{er} avril 2006, nous posons l'hypothèse que la demande d'abrogation du tarif BT
9 d'Hydro-Québec (R-3531-2004) sera acceptée par la Régie et que le tarif rejoindra celui de
10 l'électricité régulière, soit 7,61 ¢/kWh. Pour les fins de la situation concurrentielle, nous
11 utilisons, pour chacune des années du plan, l'hypothèse de prix qui prévaut pendant la
12 période hivernale. Nous avons donc utilisé 3,47 ¢/kWh pour l'année 2004-2005, 3,54 ¢/kWh
13 pour l'année 2005-2006 et 7,61 ¢/kWh pour l'année 2006-2007.

14
15 Veuillez noter que la situation concurrentielle ne tient pas compte des compensations
16 financières proposées par Hydro-Québec dans sa demande d'abrogation du tarif BT.

3. SITUATION CONCURRENTIELLE

Les tableaux de la situation concurrentielle pour le plan d'approvisionnement 2005-2007 sont établis à partir des prévisions de prix présentées à la section 2 du présent document.

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

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

3.1 Ventes Grandes Entreprises

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

Tableau 8

VENTES GRANDES ENTREPRISES						
SITUATION CONCURRENTIELLE PROJÉTÉE 2005-2007 (GAZ = 100)						
MAINTIEN ET NOUVELLES VENTES						
Marché	2004-2005		2005-2006		2006-2007	
	Mazout # 6 1,5 % soufre	Mazout # 6 2,0 % soufre	Mazout # 6 1,5 % soufre	Mazout # 6 2,0 % soufre	Mazout # 6 1,5 % soufre	Mazout # 6 2,0 % soufre
Industriel continu	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
3 300 000 m ³	57	54	58	55	59	56
13 000 000 m ³	59	56	59	57	61	58
Industriel interruptible						
1 700 000 m ³	59	57	60	57	61	58
20 000 000 m ³	61	59	63	60	64	61

La position concurrentielle du gaz naturel n'est pas favorable face au mazout no 6, son principal concurrent, durant toute la période couverte par le plan d'approvisionnement, et ce, autant pour les clients au service continu que pour ceux au service interruptible. Selon les hypothèses de prix retenues, la position concurrentielle du gaz naturel s'améliorera tout de même de 1% à 2 % entre 2005 et 2007, suite à la baisse anticipée du prix du gaz naturel pour 2006 et 2007 par rapport au prix prévu en 2005. De façon générale, la situation concurrentielle est légèrement plus favorable que celle que nous présentions l'an dernier.

3.2 Petit et moyen débits

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

Tableau 9

VENTES PETIT ET MOYEN DÉBITS										
SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2005-2007 (GAZ = 100)										
MAINTIEN ET NOUVELLES VENTES										
Type de client	Volume annuel (m ³)	2004-2005			2005-2006			2006-2007		
		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 (%)
Tarif 1:										
Résidentiel										
Unifam.- équip. neufs efficaces	1 923	84	93	S/O	83	95	S/O	84	97	S/O
Unifam.- équip. existants	3 179	74	84	S/O	74	87	S/O	74	90	S/O
Commercial										
	14 600	67	111	57	66	116	59	67	120	129
	100 000	72	111	61	71	116	64	71	121	131
	400 000	82	131	72	81	138	76	82	144	155

3.3 Résidentiel

La position concurrentielle du gaz naturel demeure difficile d'ici 2007 face au mazout, où le désavantage concurrentiel du gaz naturel varie entre 16 et 26 %. La position concurrentielle est cependant stable sur la durée du plan puisque la baisse du prix du gaz naturel est accompagnée d'une baisse équivalente du prix du mazout no 2.

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 prévues sur la durée du plan. Le
4 désavantage concurrentiel du gaz naturel passera de 7 à 3 % de 2005 à 2007 pour une
5 nouvelle résidence avec des équipements neufs efficaces, alors qu'il passera de 16 à 10 %
6 sur la même période pour une résidence existante avec des équipements conventionnels.

8 **3.4 Commercial**

9 Dans le marché commercial, le gaz naturel présente une position concurrentielle
10 défavorable face au mazout no 2 qui varie de 18 à 34 %, selon la quantité de gaz naturel
11 consommée annuellement.

12
13 Face à l'électricité régulière, le gaz naturel présente un avantage concurrentiel qui
14 augmentera de 2005 à 2007 considérant l'augmentation des tarifs d'électricité et la réduction
15 du prix du gaz naturel sur la période.

16
17 Considérant l'hypothèse retenue quant à l'augmentation du tarif bi-énergie, la position
18 concurrentielle demeurera défavorable au gaz naturel pour 2005 et 2006 mais la situation
19 pourrait s'inverser en avril 2006 advenant une décision favorable de la Régie sur
20 l'abrogation du tarif BT.

21

1 4. PRÉVISION DE LA DEMANDE DE GAZ NATUREL

2
3 4.1 Ventes Grandes Entreprises

4 Les tableaux ci-dessous présentent la prévision de la demande de gaz naturel pour la durée
5 du plan d'approvisionnement ainsi que les motifs expliquant les écarts entre les années.
6

Tableau 10

LIVRAISONS GAZ NATUREL 2005-2007 VENTES GRANDES ENTREPRISES (avant interruptions)			
DESCRIPTION	10 ⁶ m ³		
	2005	2006	2007
Service continu	1905,2	1680,9	2748,5
Service interruptible	800,9	752,0	672,7
Total	2706,1	2432,9	3421,2

7
8

Tableau 11

LIVRAISONS GAZ NATUREL 2005-2007 VENTES GRANDES ENTREPRISES			
DESCRIPTION	10⁶m³		
	2005	2006	2007
Livraisons anticipées au 30 septembre 2004 (avant interruptions)	2807,9	2 706,1	2 432,9
Génération électrique			
Continu tarif D ₄	<u>0,0</u>	<u>121,9</u>	1 059,0
Interruptible tarif D ₅	<u>0,0</u>	<u>0,0</u>	<u>0,0</u>
Total	0,0	121,9	1 059,0
Pertes à l'efficacité énergétique découlant du PGEÉ			
Continu tarif D ₄	(6,8)	(5,6)	(6,5)
Interruptible tarif D ₅	<u>0,0</u>	<u>0,0</u>	<u>0,0</u>
Total	(6,8)	(5,6)	(6,5)
Pertes face à la concurrence mazout			
Continu tarif D ₄	(32,7)	0,0	0,0
Interruptible tarif D ₅	<u>(92,3)</u>	<u>(35,6)</u>	<u>(70,6)</u>
Total	(125,0)	(35,6)	(70,6)
Récupération (pertes) structurelles			
Continu tarif D ₄	167,1	(345,4)	0,0
Interruptible tarif D ₅	<u>(84,4)</u>	<u>(6,5)</u>	<u>0,0</u>
Total	82,8	(351,9)	0,0
Fluctuations de production			
Continu tarif D ₄	41,2	10,9	18,0
Interruptible tarif D ₅	<u>(68,0)</u>	<u>(7,0)</u>	<u>(22,9)</u>
Total	(26,8)	3,9	(4,9)
Migration des clients du tarif 4 ou 5			
Continu tarif D ₄	(31,0)	(9,0)	(2,8)
Interruptible tarif D ₅	<u>0,0</u>	<u>0,0</u>	<u>0,0</u>
Total	(31,0)	(9,0)	(2,8)
Maturation des nouvelles ventes			
Continu tarif D ₄	5,0	3,1	0,0
Interruptible tarif D ₅	<u>0,0</u>	<u>0,0</u>	<u>14,1</u>
Total	5,0	3,1	14,1
Livraisons prévues au 30 septembre (avant interruptions)	2705,9	2432,9	3421,2

1
2
3
4
5
6

Les livraisons dans le marché des grandes entreprises diminueront initialement de 273,2 10⁶m³ de 2005 à 2006. Cette diminution résulte en grande partie par le non-renouvellement anticipé d'un contrat d'un an d'un client majeur au service continu. Par contre, les livraisons prévues augmenteront de 988,3 10⁶m³ de 2006 à 2007. Cette forte

1 croissance est principalement expliquée par la nouvelle demande de génération électrique
2 qui devrait débuter, selon nos hypothèses, en avril 2006 pour se poursuivre en 2007.

3
4 L'impact favorable de la croissance du service continu sur la demande totale est cependant
5 atténué par la réduction des livraisons au service interruptible. La position concurrentielle
6 défavorable au gaz naturel par rapport au mazout no 6 dans ce marché, incite les clients à
7 ne pas renouveler leur contrat à échéance et à utiliser le mazout comme source énergétique
8 alternative.

9
10 **4.2 Petit et moyen débits**

11 Le tableau suivant présente la prévision de la demande de gaz naturel pour le marché
12 résidentiel et commercial (petit et moyen débits).

Tableau 12

LIVRAISONS GAZ NATUREL 2005-2007	
VENTES PETIT ET MOYEN DÉBITS	
DESCRIPTION	$10^6 m^3$
<i>Livraisons anticipées au 30 septembre 2004</i>	
	2 822,3
Pertes à l'efficacité énergétique découlant du PGEE	(5,1)
Réduction (économies, efficacité et substitution partielle)	(14,1)
Migration des clients du tarif D ₄ ou D ₅	2,8
Pertes structurelles (contexte économique : bâtiments vacants, Fermeture temporaire ou permanente, etc.)	(30,5)
Maturation des nouvelles ventes	107,3
Migration des clients des tarifs D ₄ et D ₅ (biogaz)	28,2
Total	135,5
<i>Livraisons prévues pour 2005</i>	
	2 911,0
Pertes à l'efficacité énergétique découlant du PGEE	(5,6)
Réduction (économies, efficacité et substitution partielle)	(2,8)
Migration des clients du tarif D ₄ ou D ₅	2,8
Pertes structurelles (contexte économique : bâtiments vacants, Fermeture temporaire ou permanente, etc.)	(34,7)
Maturation des nouvelles ventes	114,0
Migration des clients des tarifs D ₄ et D ₅ (biogaz)	6,2
Total	120,2
<i>Livraisons prévues pour 2006</i>	
	2 990,9
Pertes à l'efficacité énergétique découlant du PGEE	(6,2)
Réduction (économies, efficacité et substitution partielle)	(2,8)
Migration des clients du tarif D ₄ ou D ₅	2,8
Pertes structurelles (contexte économique : bâtiments vacants, Fermeture temporaire ou permanente, etc.)	(35,6)
Maturation des nouvelles ventes	124,7
Migration des clients des tarifs D ₄ et D ₅ (biogaz)	-
Total	124,7
<i>Livraisons prévues pour 2007</i>	
	3 073,8

- 1
- 2
- 3 La demande du marché résidentiel et commercial (ventes petit et moyen débits)
- 4 augmentera en moyenne de 2,8 % par année de 2005 à 2007. Cette croissance soutenue
- 5 est justifiée principalement par une croissance économique supérieure à 3,0 % sur la durée

1 du plan, qui aura des effets bénéfiques autant pour les nouvelles ventes que pour le
2 maintien de la demande de la clientèle actuelle.

3
4 À noter également le développement des projets de biogaz qui feront partie de la demande
5 de ce marché dès 2005.

6
7 L'amélioration de la position concurrentielle face à l'électricité régulière suite au dégel des
8 tarifs en 2004 ainsi que l'abrogation potentielle du tarif bi-énergie à partir d'avril 2006, tel
9 que demandé par Hydro-Québec, favorisera également la croissance des nouvelles ventes
10 principalement dans le marché commercial (Commercial, Industriel, Institutionnel).

11
12 Le prix du gaz naturel demeure cependant à surveiller pour 2005. Même si le prix anticipé
13 du service de fourniture de gaz naturel de SCGM est inférieur à celui observé en 2000-2001
14 et que la position concurrentielle demeure favorable face à l'électricité régulière dans le
15 marché commercial (Commercial, Industriel, Institutionnel) qui représente plus de 90 % de
16 la demande du marché du petit et moyen débits, il est toujours possible que les clients
17 mettent en place des mesures d'économies visant à réduire leurs factures suite à une
18 grande volatilité avec des prix élevés durant la période de chauffe 2005.

19
20 Cependant, l'accès pour les clients à un programme de gaz naturel à prix fixe par
21 l'entremise des fournisseurs ainsi que la contribution des dérivatifs financiers au calcul du
22 prix du service de fourniture de gaz naturel de SCGM pourraient contribuer à limiter les
23 impacts de cette volatilité pour les clients et, par conséquent, sur la demande de gaz
24 naturel.

25
26 Par conséquent, nous avons fait l'hypothèse que le prix du service de fourniture de gaz
27 naturel de SCGM anticipé pour 2005 n'aurait pas d'impact négatif sur la demande.

28 **4.3 Livraisons globales**

29 Les livraisons globales pour le plan d'approvisionnement sont présentées dans le tableau ci-
30 dessous.
31

1

Tableau 13

LIVRAISONS GLOBALES GAZ NATUREL 2005-2007			
PETIT ET MOYEN DÉBITS ET VENTES GRANDES ENTREPRISES			
(avant interruptions)			
DESCRIPTION	10⁶m³		
	2005	2006	2007
Service continu	4816,2	4671,7	5822,3
Service interruptible	800,9	752,0	672,7
Total	5617,1	5423,7	6495,0

2
3

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

6

7 **4.4 Scénario favorable**

8 Un scénario alternatif a été analysé pour 2006 et 2007 afin d'illustrer la demande de gaz
9 naturel sur la durée du plan d'approvisionnement sur la base d'un contexte favorable en
10 terme de position concurrentielle du gaz naturel face aux sources énergétiques alternatives.
11 Nous avons aussi considéré d'autres facteurs propres à certains clients, tels que des
12 besoins de production additionnels, qui sont susceptibles d'influencer à la hausse la
13 demande sur la durée du plan d'approvisionnement.

14

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

17

18 • Coût total (F, C, T, E, D) au gaz naturel inférieur au coût au mazout no 6 (incluant le
19 transport), celui-ci étant la source énergétique alternative pour les grandes
20 entreprises. SCGM émet l'hypothèse que la position concurrentielle du gaz naturel est
21 favorable par rapport au mazout pour les années 2005-2006 et 2006-2007.

22 • Analyse des impacts volumétriques client par client :

23 • Au service continu :

- 1 • Renouvellement d'un contrat d'un client majeur dont la production pourrait être
2 maintenue au Québec à l'échéance du contrat;
- 3 • Reprise des opérations d'un client actuellement en faillite.
- 4
- 5 • Au service interruptible :
- 6 • Renouvellement des contrats à échéance d'ici 2006-2007;
- 7 • Consommation des clients égale ou supérieure à leur obligation minimale
8 annuelle (OMA);
- 9 • Retour à la consommation du gaz naturel pour des clients sans contrats
10 actuellement au mazout depuis l'année 1999-2000.
- 11

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

17

18 Au service interruptible, les clients dont les contrats n'ont pas été renouvelés ou ceux ne
19 consommant qu'une partie de leur pleine capacité pourraient générer une demande
20 additionnelle de gaz naturel de $464,7 \cdot 10^6 \text{m}^3$ en 2007 alors qu'au service continu, la
21 demande additionnelle pourrait atteindre $342,5 \cdot 10^6 \text{m}^3$, pour une demande additionnelle
22 totale de $807,2 \cdot 10^6 \text{m}^3$ en 2007.

23

24 La demande provenant du marché des clients de petit et moyen débits serait relativement
25 stable dans un contexte de position concurrentielle favorable puisque le marché CII est déjà
26 dans une position concurrentielle favorable face à l'électricité et que l'abrogation potentielle
27 du tarif bi-énergie est déjà prise en compte dans le scénario de base.

28

29 Il est évident que le retour à une position concurrentielle favorable du gaz naturel dans le
30 marché résidentiel pourrait avoir un effet à la hausse sur les nouvelles ventes,

1 principalement dans le marché de la conversion. Cependant, l'effet sur la demande
2 demeurerait marginal.

3
4 Ainsi, dans un scénario favorable, la demande de gaz naturel pourrait atteindre
5 6 247,6 10⁶m³ en 2006 et 7 302,2 10⁶m³ en 2007.

Tableau 14

LIVRAISONS GLOBALES GAZ NATUREL 2005-2007			
SCÉNARIO FAVORABLE			
PETIT ET MOYEN DÉBITS ET VENTES GRANDES ENTREPRISES			
(avant interruptions)			
DESCRIPTION	10 ⁶ m ³		
	2005	2006	2007
Service continu	4816,2	5014,5	6164,8
Service interruptible	800,9	1233,1	1137,4
Total	5617,1	6247,6	7302,2

Tableau 15

LIVRAISONS GLOBALES GAZ NATUREL 2005-2007			
ÉCART DES SCÉNARIOS			
PETIT ET MOYEN DÉBITS ET VENTES GRANDES ENTREPRISES			
(avant interruptions)			
DESCRIPTION	10 ⁶ m ³		
	2005	2006	2007
Service continu	0	342,8	342,5
Service interruptible	0	481,1	464,7
Total	0	823,9	807,2

9 **4.5 Services de Transport et d'Équilibrage fournis par le client**

10
11 Actuellement, outre les clients qui consommeront du biogaz, seulement huit clients utilisent
12 leur propre transport pour l'année 2005. Malgré qu'il soit possible que ce nombre varie d'ici
13 2007, nous avons fait l'hypothèse que ce nombre de clients sera statique pour toute la
14 durée du plan d'approvisionnement.
15
16

1 **4.6 Aléa climatique**

2 Afin d'évaluer l'impact potentiel de la température, nous avons utilisé l'écart annuel total
3 maximum bas et haut, observé entre les degrés-jours réel franchise des onze dernières
4 années et la normale franchise du budget 2005. Ces écarts sont respectivement de -13,7 %
5 et 8,1 %. Les variations potentielles de demande engendrées par ces écarts de température
6 sont illustrées au tableau de la pièce SCGM-4, document 2. Les impacts de ces variations
7 sur le plan d'approvisionnement sont exposés à la pièce SCGM-4, document 6.

1 **5. CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT**

2
3 Depuis de nombreuses années, SCGM soumet, lors du dépôt de ses causes tarifaires, son plan
4 d'approvisionnement annuel. Ce plan fait état des outils d'approvisionnement constituant son
5 portefeuille et ceux qui seront contractés ponctuellement. Il identifie également les prix auxquels
6 ces outils ont été ou seront contractés, le besoin annuel, le besoin de capacité de pointe et les
7 interruptions anticipées en fonction d'une température normale.

8
9 Depuis la cause tarifaire 2003, SCGM dépose, en conformité avec le *Règlement sur la teneur et*
10 *la périodicité du plan d'approvisionnement*, un plan gazier ayant un horizon de 3 ans. Les
11 plages contractuelles probables pour toutes les composantes du plan qui sont sujettes à
12 renouvellement ont été mises à jour pour les années budgétaires 2005, 2006 et 2007.

13
14 L'objectif premier de l'approvisionnement gazier est de faire en sorte d'avoir un
15 approvisionnement sécuritaire tout en s'assurant que le coût d'utilisation du gaz naturel pour
16 nos clients soit le plus bas possible et concurrentiel avec celui des énergies alternatives.
17 Spécifiquement, le distributeur contracte les outils nécessaires afin de rencontrer la demande
18 continue des clients en journée de pointe, la demande saisonnière des clients continus et, dans
19 la mesure du possible, celle des clients interruptibles. Ces approvisionnements doivent être
20 suffisamment flexibles pour faire face aux fluctuations dues au climat et à l'économie.

21
22 Le distributeur minimise les coûts totaux d'approvisionnement en utilisant une combinaison
23 d'outils : du transport depuis l'Alberta, du stockage en franchise et hors franchise, des échanges
24 de molécule d'une période à l'autre, des achats de molécule directement à Dawn, du service de
25 pointe et des livraisons en franchise. C'est dans cette optique que SCGM réitérait l'an dernier
26 que sa stratégie visait la mise en place d'un portefeuille échelonné dans le temps et diversifié
27 géographiquement. Une partie importante de ses contrats de transport depuis Empress en
28 Alberta qui venaient à échéance en novembre 2003 lui donnait l'opportunité de se désengager
29 d'une portion de son transport LH (tronçon Empress- GMi EDA), ce qui fut fait.

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

7
8 À plus court terme, conformément à nos plans nous nous sommes repositionnés à Dawn pour
9 une partie de nos approvisionnements. Comme l'an passé, nous vous proposons d'examiner
10 par composante (fourniture de gaz naturel, transport et équilibrage) le contexte ainsi que les
11 stratégies retenues. De plus, nous couvrirons les préoccupations exprimées par la Régie quant
12 à l'optimalité de la structure d'équilibrage.

13
14 La fourniture de gaz naturel

15 Comme il est souligné dans la section « contexte économique et énergétique », la
16 combinaison du prix élevé ainsi que la volatilité du prix fait en sorte que les autres sources
17 d'énergie sont perçues comme étant plus attrayantes. La décote financière de plusieurs
18 entreprises oeuvrant dans le domaine de l'énergie a entraîné une consolidation du nombre
19 de joueurs dans le marché. La liquidité, tant au niveau physique que financière, s'en est
20 ressentie. Depuis lors, tout est question de solidité financière et d'actifs tant du côté de
21 l'acheteur que du fournisseur.

22
23 Comme souligné l'an dernier, notre stratégie d'acquisition de fourniture varie en fonction du
24 point d'acquisition. Étant donné la liquidité du marché à AECO, qui est un bassin de
25 production avec un grand nombre de joueurs, une activité *spot* fiable et des indices de prix
26 reconnus, SCGM limite à 12 et 24 mois ses contrats d'achats à indice mensuel. Cette
27 flexibilité nous permet de réévaluer plus souvent le crédit des fournisseurs ainsi que d'en
28 accueillir de nouveaux. SCGM procède par appel d'offres et sélectionne les fournisseurs en
29 fonction des critères suivants : la prime demandée, la cote de crédit, l'expérience passée et
30 la diversification de ses fournisseurs.

1 Pour ce qui est de Dawn, SCGM procède par invitation. Dawn étant une plaque tournante
2 (hub) et non pas un bassin de production, le nombre de joueurs y est plus faible, l'activité
3 spot y est variable et il n'y a pas d'indice reconnu par les banques pour fins de dérivatifs
4 financiers. Les critères pour inviter un fournisseur sont : la cote de crédit, la crédibilité en
5 tant que fournisseur à Dawn (détention de capacité de transport et /ou stockage), et la prime
6 de lieu demandée. Pour ce qui est de la durée des contrats, nous préférons avoir des
7 contrats au moins deux ans à l'avance afin de pouvoir se repositionner à AECO advenant le
8 tarissement du marché secondaire à Dawn, ce qui pourrait annuler tout l'avantage des
9 achats à Dawn.

10
11 Le transport

12 Le pipeline de TransCanada est pleinement utilisé en aval de Dawn et sous-utilisé en amont
13 de ce point. L'arrivée de capacité pipelinière a augmenté l'offre qui existait déjà à Dawn, un
14 carrefour où plusieurs pipelines convergent. Afin de retenir les expéditeurs qui ont
15 désormais une alternative de transport, TransCanada avait essayé, depuis 1998 de modifier
16 son environnement réglementaire. Compte tenu de l'opposition constante à toute
17 proposition de réforme majeure, TransCanada a tout dernièrement modifié son approche et
18 proposera à l'avenir des changements à la pièce en fonction des demandes du marché.

19
20 SCGM continue de demeurer active dans la défense de ses droits auprès de TransCanada
21 car, contrairement à ses voisins ontariens, elle n'a pas d'alternatives pour du transport
22 jusqu'à sa franchise. SCGM participe activement aux Toll Task Force ainsi qu'aux groupes
23 de travail spécifiques formés, de temps à autres, par TransCanada pour discuter d'enjeux.
24 Entre autre, un groupe de travail issu du Toll Task Force a été formé pour négocier une
25 entente relative au coût de service de 2004, à l'exception, des éléments reliés au coût du
26 capital. Dans ses interventions, SCGM s'appuie sur les principes tarifaires historiquement
27 approuvés qui font en sorte que, même si elle est l'expéditrice domestique la plus éloignée
28 du bassin de production, elle jouit des mêmes tarifs de transport que le client situé à
29 Toronto. L'alliance formée avec les distributeurs ontariens tant au niveau des groupes de
30 travail qu'au niveau de la défense de dossiers spécifique devant l'Office national de

1 l'énergie s'est poursuivie. L'impact de cette alliance accentue notre influence tant dans les
2 groupes de travail qu'au niveau de proposition que TransCanada souhaite mettre de l'avant.

3
4 En plus des pressions pour minimiser les tarifs de TransCanada, SCGM minimise le coût
5 livré à ses clients en franchise de la façon suivante. La demande de SCGM est fortement
6 influencée par la température et elle doit nécessairement détenir la capacité de transport et
7 d'entreposage nécessaires pour répondre aux besoins de sa clientèle continue durant la
8 période hivernale. Le coût de la capacité de transport ferme entre l'Alberta et le Québec est
9 important et la structure tarifaire comporte une grande part de coûts fixes. La capacité doit
10 donc être payée même lorsque non utilisée. La façon de réduire les coûts est donc de
11 diminuer la capacité longue distance en y jumelant des achats à Dawn, lesquels sont à leur
12 tour transportés sur un contrat de courte distance dont les coûts sont moindres. La capacité
13 de transport en franchise demeure donc la même mais le transport provenant du bassin
14 sédimentaire de l'Ouest Canadien est, à toutes fins pratiques, presque totalement utilisé,
15 alors que le transport provenant de Dawn est celui qui s'ajuste à la variation de la demande.
16 Tout comme pour la fourniture, nous surveillons la valeur du transport sur le marché
17 secondaire afin de nous repositionner à AECO advenant le cas où la valeur du marché
18 secondaire annulerait les économies reliées à cette option.

19
20 L'équilibrage

21 Suite à une décision de la Commission de l'énergie de l'Ontario en 1999, SCGM doit
22 renégocier ses contrats de stockage venant à échéance en vertu des prix de marché.
23 SCGM a ainsi vu le coût de son stockage hors franchise augmenter.

24
25 Afin de compenser pour les volumes qui, depuis novembre 2003, ne sont plus desservis par
26 du transport LH, SCGM avait déjà, dès 2003, contracté pour l'année 2004 près de
27 501 10⁶m³ ou 19 PJ d'achat de gaz directement à Dawn. Tout comme le stockage, ces
28 achats transportés sur des contrats de transport SH servent principalement à suppléer aux
29 volumes livrés en franchise l'hiver via le transport LH afin de rencontrer les besoins de
30 pointe.

1 Pour ce qui est du renouvellement de ses contrats de stockage avec Union Gas, SCGM
2 évalue, le moment venu, le coût de ce service et des alternatives disponibles. Comme
3 mentionné précédemment, SCGM pourrait en effet compenser le contrat par des achats
4 effectués directement à Dawn ou par des échanges été/hiver. Dans son évaluation, en sus
5 du coût du service, SCGM tient compte de la flexibilité inhérente au service spécifique, de la
6 fiabilité de l'option et des risques financiers y associés. La section 8 du présent document
7 traite spécifiquement de l'optimalité de la structure d'équilibrage.

8
9 Conclusion

10 SCGM a profité de l'échéance de ses contrats LH en novembre 2003 pour se positionner à
11 Dawn et y effectuer une partie de ses achats. Compte tenu de la non-disponibilité de
12 transport entre Dawn et la franchise de SCGM, nous ne pouvons augmenter
13 significativement nos achats à Dawn pour l'instant. En fonction de la sous-utilisation
14 anticipée du transport sur le pipeline de TransCanada entre Empress et Dawn pour les
15 années à venir et de nos droits de renouvellement annuels pour une partie importante de
16 nos volumes, SCGM sera en mesure de se repositionner à AECO advenant le cas où les
17 bénéfices du marché secondaire à Dawn venaient à disparaître.

18
19 Finalement, SCGM se garde à l'affût de toutes les possibilités qui lui permettrait de diminuer
20 le coût livré en franchise.

1 **6. CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS**

2
3 Cette section porte particulièrement sur la première année du plan d'approvisionnement.
4 Cependant, il est à noter que la demande totale stipulée dans cette section ainsi que dans la
5 section portant sur les deux années suivantes exclut la demande en biogaz et la demande pour
6 génération électrique. Cette demande spécifique est exclue puisqu'elle est fournie par un
7 réseau dédié et ne requiert donc pas d'outils d'approvisionnement additionnels. Par contre, il est
8 à noter que tous les tableaux de la section 4 incluent les volumes de biogaz.

9
10 **6.1 Fourniture de gaz naturel**

11 Le portefeuille de contrats d'approvisionnement en fourniture de gaz naturel et de gaz de
12 compression de SCGM est présentement constitué de quatorze contrats répartis comme
13 suit : quatre contrats à NIT, deux à Empress et six à Dawn. Le tableau de la pièce SCGM-4,
14 document 8 spécifie la date d'échéance, le point de livraison ainsi que le volume annuel
15 relié à chacun de ces contrats pour le plan d'approvisionnement 2005-2007. Le tableau
16 contient également les totaux annuels à chacun des points de livraison.

17
18 La différence entre le total annuel spécifié pour le point Dawn dans le tableau et le total
19 annuel spécifié dans le plan d'approvisionnement de la pièce SCGM-4 document 5, ligne 9,
20 colonne 1 signifie qu'il reste $78 \cdot 10^6 \text{m}^3$ à acheter à Dawn au moment d'écrire ces lignes. Le
21 volume annuel d'achat en service de fourniture de gaz naturel prévu est de $2\,607 \cdot 10^6 \text{m}^3$, ce
22 qui implique que SCGM a présentement sécurisé 29 % des achats totaux en service de
23 fourniture de gaz naturel. Les volumes achetés à Dawn sont, quant à eux, sécurisés à 86 %.

24
25 **6.2 Transport**

26 Le portefeuille de contrats de transport que possède SCGM peut être décomposé en neuf
27 parties selon les segments parcourus. Vingt-deux contrats de transport viennent à échéance
28 sur l'horizon du plan d'approvisionnement. Le tableau de la pièce SCGM-4, document 3
29 contient les débits totaux de chaque segment ainsi que les échéances et les débits des
30 différents contrats de transport.

1 **6.3 Équilibrage**

2 Le portefeuille d'outils d'entreposage de SCGM est constitué de trois sites d'entreposage
3 souterrain et d'une usine de liquéfaction dont SCGM est le propriétaire. Cinq contrats
4 d'entreposage viennent à échéance sur l'horizon du plan. Le tableau de la pièce SCGM-4,
5 document 4 contient les volumes totaux d'entreposage ainsi que les capacités totales de
6 retrait et d'injection actuellement détenues par SCGM avec chacune des parties et des
7 outils impliqués. De plus, les échéances portant sur les volumes et les capacités de retrait et
8 d'injection reliées à ces volumes y sont également spécifiées.
9

1 **7. APPROVISIONNEMENTS REQUIS**

2
3 Cette section décrit les outils d'approvisionnement qui seront potentiellement requis pour les
4 années 2006 et 2007 du plan.

5
6 **7.1 Fourniture de gaz naturel**

7 Pour les plans d'approvisionnement 2006 et 2007, SCGM prévoit acheter directement à
8 Dawn un volume de gaz naturel se situant entre $185 \text{ } 10^6\text{m}^3$ et $792 \text{ } 10^6\text{m}^3$ pour l'année 2006
9 et entre $211 \text{ } 10^6\text{m}^3$ et $950 \text{ } 10^6\text{m}^3$ pour l'année 2007. Ces plages sont illustrées à la pièce
10 SCGM-4, document 5. La politique de produits dérivés financiers approuvée par la Régie
11 s'appliquera à ces volumes de la même façon qu'aux volumes achetés à Empress.

12
13 **7.2 Transport**

14 Selon le scénario des livraisons globales de gaz naturel présenté à la section 4.3, SCGM
15 devra fournir entre $4\,988 \text{ } 10^6\text{m}^3$ et $5\,305 \text{ } 10^6\text{m}^3$ en 2006 et entre $5\,094 \text{ } 10^6\text{m}^3$ et $5\,305 \text{ } 10^6\text{m}^3$
16 en 2007 selon le niveau d'interruptions. La pièce SCGM-4, document 5 contient les plages
17 de débits envisagées pour les segments de transport qui composent le plan
18 d'approvisionnement de SCGM pour la période concernée. Le débit de transport
19 éventuellement fourni par les clients en service de livraison est inclus dans la capacité des
20 plages de FTLH.

21
22 **7.3 Équilibrage**

23 SCGM prévoit détenir de la capacité d'entreposage pour un total variant entre $739 \text{ } 10^6\text{m}^3$ et
24 $871 \text{ } 10^6\text{m}^3$ pour l'année 2006 et entre $792 \text{ } 10^6\text{m}^3$ et $924 \text{ } 10^6\text{m}^3$ pour l'année 2007. La pièce
25 SCGM-4, document 5 contient le détail des plages de volumes éventuellement entreposés
26 par SCGM pour les périodes concernées.

27
28 **7.4 Impact de la température**

29 La pièce SCGM-4, document 6 présente les impacts de la température pour une structure
30 donnée d'approvisionnement. Comme on peut le constater, la majorité des variations des
31 volumes de ventes dues à la température se répercute par une variation des interruptions et

1 de la capacité de transport non utilisé. On retrouve une légère variation des achats de gaz
2 naturel à Dawn puisque la structure sous-jacente à ces scénarios permet une légère
3 variation des volumes d'achats de gaz naturel à Dawn. L'utilisation d'une autre structure
4 sous-jacente des outils d'approvisionnement aurait produit des résultats numériquement
5 différents mais directionnellement semblables.

7.5 Scénario favorable

8 La pièce SCGM-4, document 7 présente les plages de valeurs pour le scénario
9 d'approvisionnement dans le cas où les livraisons globales de gaz naturel se situeraient au
10 niveau du scénario favorable tel qu'indiqué à la section 4.4.

11
12 Sous le scénario favorable, la demande de pointe augmente à $30\,610\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ et à
13 $31\,349\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ pour les années 2006 et 2007 respectivement. Les structures sous-jacentes
14 qui génèrent les plages de ce scénario supposent que SCGM peut obtenir les débits
15 additionnels requis sur le tronçon Empress-Montréal et sur le tronçon Dawn-Montréal. Donc,
16 par rapport au scénario régulier, l'approvisionnement additionnel requis pour les volumes du
17 scénario favorable est fourni à la fois par une augmentation de capacité de transport, par
18 une diminution de la capacité non utilisée du transport de façon globale, ainsi que par une
19 augmentation des interruptions et des achats de gaz naturel à Dawn et à Empress.
20 L'augmentation des achats de gaz naturel à Empress n'est pas visible spécifiquement, elle
21 doit être déduite en comparant les volumes de transport total utilisé sur le tronçon Empress-
22 Montréal dans les scénarios régulier et favorable. L'augmentation des achats de gaz naturel
23 à Dawn est directement observable en comparant la donnée spécifique de chaque scénario.

7.8 Risque découlant des différentes sources d'approvisionnement

24
25 Dans l'éventualité où un fournisseur ferait défaut de livrer le gaz qu'il s'était engagé à livrer,
26 SCGM devrait se procurer du gaz de remplacement auprès d'autres fournisseurs actifs dans
27 le marché. Le gaz de remplacement ainsi trouvé pourrait cependant devoir être acheté à un
28 prix supérieur au prix convenu avec le fournisseur initial. Les ententes en place prévoient
29 cependant que le fournisseur fautif doit indemniser SCGM pour les coûts additionnels
30 encourus pour l'acquisition de gaz de remplacement.
31

1
2 La liquidité des marchés fait en sorte qu'il est presque toujours possible de trouver du gaz
3 de remplacement. Le prix auquel le gaz de remplacement serait disponible dans le marché
4 peut cependant être influencé par la liquidité des sources d'approvisionnement. En effet,
5 Dawn n'étant pas un bassin de production comme l'est Empress, la liquidité de ce point est
6 affectée par des contraintes de capacité de transport et de retrait d'entreposage. Ces
7 contraintes sur la liquidité de Dawn pourraient se refléter dans le prix du gaz de
8 remplacement.

9
10 Le mécanisme d'indemnisation fait en sorte que les fournisseurs n'ont aucun intérêt
11 financier à faire défaut dans leurs obligations de livraison.

12
13 Le risque est donc essentiellement de nature financière et est lié à la solvabilité financière
14 des fournisseurs et ce, indépendamment de la source d'approvisionnement.

1 **8. OPTIMALITÉ DE LA STRUCTURE D'ÉQUILIBRAGE (Déposée sous pli confidentiel)**

2

3

4