

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTROPOLITAIN

CAUSE TARIFAIRE 2000

R- 3426-99

PREUVE EN CHEF

**SUR LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER
ET LE COÛT DU GAZ**

TÉMOINS :

SOPHIE BROCHU

LYNE MERCIER

TABLE DES MATIÈRES

1		
2		
3	1. INTRODUCTION	Page 3
4		
5	2. ORIENTATIONS STRATÉGIQUES ET PLANIFICATION DES	
6	APPROVISIONNEMENTS GAZIERS	Page 3
7		
8	3. BILAN DES DÉPENSES ACCORDÉES EN 1998-1999 PAR LA RÉGIE	Page 5
9		
10	4. TRANSPORT	
11	4.1 Contrats de transport	Page 6
12	4.2 Coûts du transport.....	Page 8
13		
14	5. ENTREPOSAGE	
15	5.1 Capacité d'entreposage disponible	Page 9
16	5.2 Retrait et injection	Page 10
17	5.3 Coûts d'entreposage	Page 10
18	6. PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER POUR L'ANNÉE 1999-2000,	
19	COEFFICIENT D'UTILISATION DU TRANSPORT FERME ET BILAN DES	
20	INTERRUPTIONS DE L'ANNÉE 1998-1999	
21		
22	6.1 Plan d'approvisionnement gazier pour l'année 1999-2000	Page 10
23	6.2 Coefficient d'utilisation	Page 12
24	6.3 Bilan des interruptions de l'année 1998-1999	Page 12
25		
26	7. ACHAT DE GAZ	
27	7.1 Clients en « Gaz de réseau ».....	Page 13
28	7.2 Fixation du prix du « Gaz de réseau ».....	Page 13
29	7.3 Clients en achats directs.....	Page 13
30		
31	8. GAZ DE COMPRESSION	
32	8.1 Fournisseurs du marché désigné	Page 14
33	8.2 Fournisseurs des clients en achats directs.....	Page 14

1 **1. INTRODUCTION**

2
3 Déposé à la Régie de l'énergie dans le cadre de la cause tarifaire 2000, le présent
4 document porte sur les sujets suivants :

- 5 • les orientations stratégiques et la planification des approvisionnements gaziers;
- 6 • le bilan des dépenses afférentes aux approvisionnements gaziers, accordées en
7 1998-1999 par la Régie ;
- 8 • les paramètres contractuels (volumes et tarifs) relatifs aux services de transport
9 dont dispose la Société sur les pipelines de TransCanada Pipelines (TCPL),
10 Union Gas , Nova Gas Transmission Ltd (Nova) et Michigan Consolidated Gas
11 Company (MichCon), le tout pour l'année financière 1999-2000;
- 12 • les termes des contrats d'entreposage (volumes et tarifs) en vigueur entre la
13 Société et Union Gas ainsi qu'avec Intragaz (Pointe-du-Lac) et Stogaz (St-Flavien);
- 14 • le plan d'approvisionnement gazier incluant le volume d'interruption prévu pour
15 l'année 1999-2000, le coefficient d'utilisation anticipé du transport ferme (FT) sur le
16 réseau de TCPL et le bilan des interruptions de l'année 1998-1999;
- 17 • les fournisseurs de gaz auprès de qui la Société s'approvisionne pour répondre à la
18 demande des clients du marché désigné et se procurer le gaz de compression
19 nécessaire au transport de la marchandise. À cette fin, les taux requis par le
20 transporteur (TCPL) sont spécifiés, de même que les prix d'achat du «Gaz de
21 réseau» et du gaz de compression;
- 22 • l'approvisionnement en gaz des clients en achats directs et les fournisseurs du gaz
23 de compression.

24
25 **2. ORIENTATIONS STRATÉGIQUES ET PLANIFICATION DES**
26 **APPROVISIONNEMENTS GAZIERS**

27
28 L'environnement gazier dans lequel évolue la Société vit présentement des
29 changements structureaux importants, dont l'ampleur et la portée seront significatifs.
30 Autant ces bouleversements offriront à SCGM et à sa clientèle leur lot d'opportunités,
31 autant les défis « d'arrimage » seront bien réels, le principal s'avérant sans nul doute
32 celui de la gestion de la transition.

33
34 Transition d'abord au plan de la structure concurrentielle des marchés énergétiques,
35 alors que les prévisions pointent vers des prix pétroliers somme toute modérés, que les
36 anticipations quant aux prix gaziers dans l'Ouest canadien s'avèrent robustes, que ces
37 derniers s'inscrivent dorénavant dans une continentalité, et qu'ils seront désormais tout
38 autant corrélés aux spéculations financières qu'au jeu de paramètres économiques
39 fondamentaux tel l'équilibre de l'offre et de la demande.

1 Transition également en amont de nos infrastructures, alors que la mise en service de
2 nouveaux gazoducs multiplie les points d'approvisionnement et les routes
3 d'acheminement, provoquant du coup un chambardement de la valeur des capacités
4 de transport existantes.

5
6 Transition aussi au cœur de notre franchise, alors que la Société arrime sa pratique
7 commerciale aux nouvelles réalités évoquées plus haut, pour désormais offrir un
8 éventail de services dits « dégroupés » (vers le 1^{er} octobre 2000) permettant,
9 notamment, à certains clients de gérer leur propre capacité de transport et de livrer
10 leurs molécules en différents points géographiques.

11
12 Malgré ces bouleversements, SCGM entend maintenir le cap et l'objectif qu'elle a
13 toujours visé, soit celui d'offrir à sa clientèle un service de qualité et un prix de livraison
14 en franchise le plus bas possible.

15
16 Capitalisant sur les échéances contractuelles de ses différents outils
17 d'approvisionnement, SCGM se propose d'articuler ses opérations sur la base d'une
18 stratégie simple et performante, soit celle de bâtir un portefeuille échelonné dans le
19 temps et diversifié géographiquement.

20
21 En effet, au cours des trois prochaines années, plusieurs contrats de transport ferme
22 (FT) détenus par SCGM sur TCPL arriveront à échéance. Il en va de même pour 65%
23 de notre capacité d'entreposage en sol ontarien. L'opportunité se présente donc pour
24 la Société de réduire le poids relatif du transport de l'Ouest canadien et/ou de détenir
25 des contrats à plus brève échéance, ceux arrivant à terme pouvant être renouvelés sur
26 une base annuelle. Cette situation lui offre, du coup, l'occasion de diversifier ses points
27 d'approvisionnement et de choisir ainsi les moins onéreux au bénéfice de la clientèle.

28
29 Plusieurs projets de gazoducs verront sous peu le jour dont, Alliance et probablement
30 Vector. On anticipe déjà une croissance de l'activité au point d'interconnexion de ces
31 deux pipelines (Joliet, près de Chicago) où du gaz canadien et américain pourront être
32 livrés et acheminés jusqu'à Dawn.

33
34 L'intensification prévue des échanges à Joliet et à Dawn aura définitivement un impact
35 sur le prix de la marchandise vendue dans cette région. La Société sera ainsi en
36 mesure d'optimiser le transport qu'elle détient déjà, depuis Dawn jusqu'à sa franchise.

37
38 Finalement, toujours dans la perspective de sa stratégie de diversification, SCGM
39 poursuit ses efforts en vue de raccorder la franchise gazière québécoise au bassin de
40 l'Île de Sable et ce, à l'horizon 2003. Les pourparlers avec les différents intervenants
41 en ce sens augurent bien.

1 **3. BILAN DES DÉPENSES ACCORDÉES EN 1998-1999 PAR LA RÉGIE**

2
3 Le but des différents mandats attribués à des firmes de recherche est d'assister la
4 Société dans l'élaboration de sa stratégie de planification des approvisionnements
5 gaziers, selon les besoins requis.

6
7 Tel que spécifié précédemment, SCGM vise à réduire les coûts du transport et de la
8 marchandise livrée en franchise afin de minimiser les frais d'approvisionnement
9 encourus par la clientèle. D'une part, les changements majeurs qui se produisent
10 actuellement dans le marché nord-américain du gaz naturel et, d'autre part, l'échéance
11 d'ici l'an 2003 des contrats de transport ferme sur le réseau de TCPL et d'entreposage
12 passé avec Union Gas, permettront à la Société de diversifier son portefeuille
13 d'approvisionnement afin de minimiser les risques financiers.

14
15 Au cours de l'année 1998-1999, 25% des 400 000 \$ accordés par la Régie dans cet
16 objectif furent utilisés.

17
18 Les études réalisées et autres dépenses sont les suivantes :

- 19
20 - Long Range Energy Price Forecast
21 PURVIN & GERTZ, INC
22 Coût : 10 700 \$
- 23
24 - Baseline Projection Data Book, 1999 Edition
25 GAS RESEARCH INSTITUTE
26 Coût : 760 \$
- 27
28 - Widening Perspectives on Gas Supply
29 An Evaluation of Eastern Canadian Supply
30 Options in a Changing Gas Market
31 ENERGY ERA (SHARP)
32 Coût : 5 000 \$
- 33
34 - Electric Supply and Demand for 98
35 North American Electric Reliability Councils ES&D for 98
36 (Banque de données)
37 (Estimation de la demande en gaz dans la région Nord-Est des États-Unis)
38 Coût : 149 \$
- 39
40 - Supply Deliverability Study
41 The North American Gas Strategies
42 An Update on North American Pipeline Expansion
43 ZIFF ENERGY GROUP
44 Coût : 28 000 \$
- 45
46 - Canadian Energy Research Institute (abonnement)
47 Coût : 5 000 \$

- 1
2 - Frais de déplacements effectués dans le but, entre autres, de participer aux
3 comités de travail avec TCPL et Maritimes & Northeast. Ces réunions traitent
4 de sujets sur lesquels la société peut émettre des opinions et influencer
5 certaines décisions.

6 Coût : 38 800 \$

7
8
9 Le reste de la somme soit, 311 591 \$ sera comptabilisée dans un compte de frais
10 reportés et servira, au cours des prochaines années, à la réalisation d'études
11 additionnelles et à d'autres dépenses reliées à des représentations diverses qui seront
12 effectuées dans le cadre de la restructuration des contrats de transport et
13 d'entreposage.

15 **4. TRANSPORT**

16 **4.1 Contrats de transport**

17
18 Les clauses relatives aux capacités quotidiennes et annuelles de transport inscrites
19 dans les différents contrats passés entre la Société et les transporteurs canadiens et
20 américain TCPL, Union Gas, Nova et MichCon sont présentées à la pièce SCGM-5,
21 *Document 2*. Les volumes sont exprimés en 10³m³ et en Bcf.

22 **TCPL**

23
24 Le volume de transport ferme (FT) contracté sur le réseau de TCPL pour acheminer la
25 marchandise de la frontière de l'Alberta (Empress) jusqu'au territoire québécois
26 augmentera de 22,7 MMpc/jour, à compter du 1^{er} novembre 1999. Par contre, deux (2)
27 contrats arriveront à échéance au cours de l'année et ne seront pas renouvelés soit,
28 35,5 MMpc/jour et 24,1 MMpc/jour les 31 octobre 1999 et 30 novembre 1999,
29 respectivement. La Société disposera donc d'une capacité quotidienne à compter du
30 1^{er} novembre 1999 de 567,5 MMpc (sans le service de livraison) soit, 209,6 Bcf pour
31 l'année 1999-2000 (544,8 MMpc/jour durant 12 mois, 22,7 MMpc/jour durant 11 mois,
32 24,1 MMpc/jour additionnels aux mois d'octobre et novembre et 35,5 MMpc/jour de
33 plus au mois d'octobre).

34
35 L'augmentation de la capacité de transport ferme, à compter du 1^{er} novembre prochain
36 et le non-renouvellement de deux contrats au cours de l'automne 1999 s'expliquent
37 comme suit :

1 Le volume de transport requis pour alimenter la franchise est déterminé en fonction des
2 prévisions des ventes. La Société anticipait, il y a deux ans, une croissance importante
3 de la demande au cours des années futures qui nécessitait de la capacité de transport
4 additionnelle. La requête adressée à TCPL pour obtenir du transport supplémentaire
5 doit être déposée deux ans avant la première livraison de gaz. Suite à la réduction des
6 ventes observée durant l'année 1998-1999, les prévisions furent révisées à la baisse,
7 ce qui a pour effet de réduire la capacité de transport ferme nécessaire pour répondre
8 aux besoins de la clientèle.

9
10 Actuellement, le seul client en service de livraison situé dans la franchise détient une
11 capacité journalière de 2,7 MMpc, ce qui correspond à 1 Bcf pour l'année.

12
13 La Société possède également du transport STS (Storage Transportation Service) sur
14 la section joignant Parkway et Montréal. La capacité réservée se chiffre à
15 141,6 MMpc/jour et sert à acheminer le gaz stocké dans le sud-ouest de l'Ontario
16 (Dawn).

17
18 Finalement, dans le cadre de l'entente conclue entre Vermont Gas Systems (VGS) et la
19 Société concernant la fourniture d'un service d'entreposage, SCGM a contracté
20 19 MMpc/jour de transport sur le pipeline de TCPL, entre Parkway et Philipsburg.
21 Cette entente s'échelonne sur une période de onze (11) ans (du 1^{er} avril 1995 au
22 31 mars 2006). Notons que les coûts affectés à ce transport sont imputés à l'activité
23 non réglementée, tel qu'autorisé par la Régie.

24 **UNION GAS**

25
26 Le contrat de transport reliant Dawn et Parkway sur le pipeline de Union Gas, lequel fut
27 prolongé jusqu'au 1^{er} avril 2001, selon les termes et conditions relatifs à la décision
28 EBRO 494-03 du Ontario Energy Board, se chiffre à 191,6 MMpc/jour. En effet, dans
29 le cadre de l'entente conclue entre la Société et Union Gas, cette dernière a repris 63
30 des 254,6 MMpc/jour inscrits au contrat initial.

31 Les capacités quotidiennes de transport entre Ojibway et Dawn ainsi que St-Clair et
32 Dawn demeurent à 35 MMpc (12,7 Bcf par année) et 20 MMpc (7,3 Bcf par année)
33 respectivement, pour l'année 1999-2000.

35 **NOVA**

36
37 La Société possède actuellement trois contrats de transport sur le réseau de Nova
38 entre AECO 'C'/NIT (Alberta Energy Company Storage 'C' Hub / National Inventory
39 Transfer) et Empress. Une quatrième entente fut conclue entre les deux parties pour
40 une période de dix ans (du 1^{er} novembre 1999 au 31 octobre 2009) dont la capacité
41 totalise 71,4 MMpc/jour.

1 **MICHCON**

2
3 La capacité réservée sur le pipeline américain de MichCon (de Willowrun à St-Clair)
4 pour transporter le gaz en provenance des États-Unis, se chiffre à 20 MMpc/jour (7,3
5 Bcf par année) pour l'année 1999-2000, soit le même volume que les années
6 antérieures.
7

8 **4.2 Coûts du transport**

9
10 Les différents tarifs payés à TCPL, Union Gas, Nova et MichCon pour l'utilisation du
11 transport contracté sur leur réseau sont présentés à la pièce *SCGM-5, Document 4*.

12 **TCPL**

13
14 Les tarifs en vigueur le 1^{er} juin 1999 furent utilisés pour estimer les coûts affectés au
15 transport sur le pipeline de TCPL.

16 **UNION GAS**

17
18 Les tarifs publiés le 1^{er} janvier 1999 par Union Gas ont servi au calcul des coûts
19 d'utilisation du réseau ontarien (M12 et C1). Pour le transport M12 (de Dawn à
20 Parkway), la Société fournit à Union Gas depuis le mois de septembre 1992, le gaz de
21 compression dont le pourcentage est spécifié dans la grille tarifaire. Aucune prime
22 variable additionnelle n'est alors imposée.

23
24
25 Toutes variations ultérieures des tarifs de TCPL et de Union Gas seront comptabilisées
26 dans un compte de frais reportés. Selon l'importance des montants, ces derniers
27 pourront faire l'objet d'un « pass-on ».

28 **NOVA**

29 Les tarifs imposés par Nova à partir du 1^{er} avril 1999 ont servi à l'estimation des coûts
30 de transport sur le pipeline albertain.

31 **MICHCON**

32
33 Le transporteur américain a révisé ses tarifs à la baisse et ce, à compter du 1^{er} mars
34 1999. Ces derniers furent donc utilisés pour estimer les coûts de transport sur le
35 gazoduc de MichCon.
36
37
38

1 **5. ENTREPOSAGE**

2 **5.1 Capacité d'entreposage disponible**

3 Au cours de l'année 1999-2000, la Société retirera du gaz de quatre (4) sites
4 d'entreposage. Trois (3) sont localisés à l'intérieur de sa franchise, dont des réservoirs
5 de gaz liquide (GNL : deux réservoirs) sur le territoire de la ville de Montréal et deux
6 espaces souterrains appartenant à Intragaz (Pointe-du-Lac (PdL)) et Stogaz
7 (St-Flavien). Le quatrième site est situé dans le sud-ouest ontarien (Dawn), et
8 Union Gas en est le propriétaire.

9 Le 1^{er} avril 1999, le contrat de 13,8 Bcf d'entreposage passé avec Union Gas qui devait
10 arriver à échéance, fut prolongé pour une période de deux (2) ans soit, jusqu'au 1^{er}
11 avril 2001.

12 La Société peut mettre fin au contrat passé avec Intragaz pour l'entreposage de
13 Pointe-du-Lac au mois de janvier 2001, moyennant un préavis d'une année (janvier
14 2000). SCGM n'a pas encore arrêté sa décision quant au prolongement ou à l'arrêt du
15 contrat et poursuit sa réflexion à cet effet, notamment quant aux modalités d'un
16 renouvellement éventuel.

17 La capacité d'entreposage de chacune des quatre (4) sources disponibles durant
18 l'année est la suivante :

19			
20	Intragaz (PdL)	0,79 Bcf	(22 400 10 ³ m ³)
21	Stogaz (St-Flavien)	1,48 Bcf	(42 000 10 ³ m ³)
22	GNL	2,08 Bcf	(58 922 10 ³ m ³)
23	Union Gas (Dawn)	21,20 Bcf	(600 000 10 ³ m ³)
24			

25 De plus, 3 Bcf de gaz seront échangés avec CoEnergy Trading Company durant
26 l'année 1999-2000. Les livraisons auront lieu entre le 1^{er} novembre 1999 et le 31 mars
27 2000 pour répondre à la demande de la saison hivernale. Ces volumes devront être
28 remboursés à CoEnergy entre le 1^{er} mai et le 31 octobre 2000.

29
30 Une entente similaire existe depuis 1995 entre SCGM et Sempra Energy Trading
31 Corporation (Sempra) (auparavant AIG Trading Group) dans le cadre du service
32 d'entreposage dispensé à VGS. Sempra prend possession de la marchandise (1,5
33 Bcf) durant l'été et la livre à la Société au cours de l'hiver. Les frais reliés à cet
34 échange de gaz seront imputés à l'activité non réglementée, conformément à la
35 décision D-95-46 émise par la Régie.

36
37 Durant l'été 2000, 0,75 Bcf de gaz coussin sera injecté à St-Flavien en plus de 1,21 Bcf
38 de gaz utile (0,27 Bcf de gaz utile est resté en inventaire, à la fin de l'hiver 1999).
39 Stogaz fournit la marchandise destinée au gaz coussin alors que SCGM en assume les
40 frais de transport, tel que stipulé au contrat.

1 **5.2 Retrait et injection**

2
3 Pour chacune des sources d'entreposage, les volumes de retrait et d'injection autorisés
4 figurent à la pièce *SCGM-5, Document 5*.

5 La Société peut retirer de l'espace souterrain de Union Gas au maximum
6 141,6 MMpc/jour ($4011 \cdot 10^3 \text{m}^3$), de PDL et St-Flavien 49,4 MMpc/jour ($1400 \cdot 10^3 \text{m}^3$) et
7 15,2 MMpc/jour ($431 \cdot 10^3 \text{m}^3$) respectivement et vaporiser (GNL) 204 MMpc/jour
8 ($5779 \cdot 10^3 \text{m}^3$).

9 **5.3 Coûts d'entreposage**

10
11 Les tarifs d'entreposage chargés par Union Gas, Intragaz (PDL) et Stogaz (St-Flavien)
12 apparaissent à la pièce *SCGM-5, Document 6*.

13 De même que pour le transport M12, la Société fournit à Union Gas depuis le mois de
14 septembre 1992, le gaz de compression pour injecter et retirer la marchandise
15 entreposée. Les taux sont spécifiés dans la grille tarifaire. Elle doit déboursier en sus
16 une prime variable.

17 Les tarifs en vigueur depuis le 1^{er} janvier 1999 furent appliqués pour la préparation du
18 budget 1999-2000.

19 Tout changement ultérieur des primes reliées à l'entreposage chez Union Gas sera
20 comptabilisé dans un compte de frais reportés.

21 Les tarifs imposés par Intragaz pour l'utilisation de l'entreposage de PDL augmenteront
22 le 1^{er} janvier 2000. Les primes seront indexées selon l'IPC canadien, tel que stipulé
23 dans le contrat. Pour l'année 2000, la Société anticipe un taux de 1,7%.

24 Les tarifs payés par SCGM pour la marchandise entreposée à St-Flavien
25 correspondent aux primes de 1992 majorées de 3 % par année à compter du 1^{er} janvier
26 1994, selon les modalités contractuelles autorisées par la Régie, dans la décision
27 D-94-06.

28 **6. PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER POUR L'ANNÉE 1999-2000,**
29 **COEFFICIENT D'UTILISATION DU TRANSPORT FERME ET BILAN DES**
30 **INTERRUPTIONS DE L'ANNÉE 1998-1999**

31
32 **6.1 Plan d'approvisionnement gazier pour l'année 1999-2000**

33
34 La pièce SCGM-5, Document 3, présente le plan d'approvisionnement gazier pour
35 l'année 1999-2000, c'est-à-dire la demande totale et les différentes sources
36 d'approvisionnement utilisées pour répondre aux besoins de la clientèle.

37
38 Le présent dossier tarifaire prévoit des revenus d'optimisation des outils
39 d'approvisionnement de 1,1 MM\$.

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36

HIVER

Durant l'hiver, 37,6 Bcf d'entreposage seront requis (VGS inclus) en plus de 87,4 Bcf de FT pour répondre à la demande totale qui se chiffre à 139,4 Bcf (ventes et injections dans les inventaires—avant interruption), en incluant le service de livraison.

Le volume d'interruption prévu est de 14,4 Bcf. La Société anticipe offrir à la clientèle interruptible 0,8 Bcf de transport additionnel (Volet 2), ce qui réduira les interruptions à 13,6 Bcf.

ÉTÉ

La Société devra acheter 1,7 Bcf de transport supplémentaire au cours de l'été (avril à septembre) en vue de satisfaire les besoins d'inventaires. En effet, 29,7 Bcf (VGS inclus) seront injectés durant la saison estivale, 3 Bcf remboursés à CoEnergy, 0,6 Bcf remis dans le cadre des échanges de gaz. Le volume de ventes prévu pour les clients situés dans la franchise s'élève à 96,1 Bcf, en incluant le service de livraison. Pour répondre à cette demande, 123,2 Bcf (incluant le service de livraison) de gaz provenant de l'Ouest canadien seront transportés, 1,5 Bcf sera livré pour VGS et 3,8 Bcf retirés des inventaires au cours des mois d'épaulement (octobre et avril).

L'achat du transport supplémentaire durant l'été (1,7 Bcf) est conditionnel au prix demandé sur le marché secondaire. Si ce dernier était trop élevé, la Société compenserait le manque d'approvisionnement par des interruptions au cours de l'hiver et/ou de l'été.

JOURNÉE DE POINTE

L'approvisionnement sur la journée de pointe doit satisfaire la demande des clients en service continu.

La variation entre des capacités de transport (FT et STS) plus les retraits des entreposages situés dans la franchise (GNL, PdL et St-Flavien) et la demande des clients en service continu, pour une journée de 44 Dj se calcule comme suit :

Journée de pointe, 1999-2000

1		
2		
3	Transport FT (incluant service de livraison)	570,2 MMpc
4	Transport STS	141,6 MMpc
5	GNL	204,0 MMpc
6	PdL	49,4 MMpc
7	St-Flavien	15,2 MMpc
8	Volet – 2	5,2 MMpc
9	Autres	<u>8,8 MMpc</u>
10	Total de l’approvisionnement	994,4 MMpc
11	Demande des clients en service continu	<u>993,4 MMpc</u>
12	Capacité excédentaire	1,0 MMpc
13		

14 L’approvisionnement « Autres » requis pour satisfaire la demande de pointe consiste à
15 retirer du gaz emmagasiné dans les conduites et/ou à acheter du service de pointe.

16 La journée la plus froide de l’année ayant lieu au cours des mois de janvier ou de
17 février, SCGM juge plus opportun d’attendre le début de l’hiver avant de contracter du
18 service de pointe, afin d’évaluer de façon plus précise ses besoins. De plus, la Société
19 sera alors en mesure de constater le volume disponible de transport en « overrun »
20 entre Parkway et Montréal, qui pourrait être utilisé pour satisfaire les besoins de la
21 franchise et d’estimer le volume d’approvisionnement de pointe additionnel nécessaire,
22 s’il y a lieu.

23
24 **6.2 Coefficient d’utilisation**

25
26 Pour l’année 1999-2000, le coefficient d’utilisation du transport ferme (FT) anticipé est
27 de 99,99%.

28
29 **6.3 Bilan des interruptions de l’année 1998-1999**

30
31 Pour l’hiver 1998-1999, le volume d’interruption se chiffre à 1 Bcf, comparativement à
32 une prévision de 6,4 Bcf, après le « gaz d’hiver ».

33 Le faible prix du mazout, associé au prix élevé du gaz naturel au cours de la saison
34 hivernale, ont eu pour effet d’inciter les clients du secteur industriel à considérer l’huile
35 comme source d’énergie alternative pour leur consommation, au-delà de leur obligation
36 contractuelle. De plus, une température plus chaude que prévue a également réduit la
37 consommation des clients « chauffage ».

38 Enfin, un nouveau contrat de transport ferme (FT) de 33,7 MMpc/jour a débuté le
39 10 décembre 1998 (début prévu le 1^{er} novembre 1998; retard dû à l’extension du
40 réseau de TQM vers PNGTS) et les clients en service interruptible ont bénéficié de
41 6,4 Bcf de transport additionnel en Volet 2/Volet 1B, alors que 6,6 Bcf étaient prévus.

1 **7. ACHAT DE GAZ**

2 **7.1 Clients en «Gaz de réseau»**

3
4 La Société achète le gaz retiré par les clients en «Gaz de réseau» de TransCanada
5 Gas Services Ltd (TCGS), de Pan-Alberta Gas Limited (PAG) et de quatre autres
6 fournisseurs.

7 Le contrat passé entre la Société et TCGS qui fournit 71,3% du volume requis pour le
8 marché désigné, se terminera le 31 octobre 2003. Celui signé avec PAG qui
9 approvisionne 16,6% du volume, prendra fin le 31 octobre 1999.

10 Les contrats des quatre autres fournisseurs arriveront à échéance le 31 octobre 2000.

11 En effet, les contrats passés avec les trois fournisseurs retenus l'année dernière dans
12 le cadre de l'appel d'offres furent prolongés d'un an (jusqu'au 31 octobre 2000). La
13 Société achètera, à compter du 1^{er} novembre 1999, du « Gaz de réseau » d'un
14 quatrième fournisseur et pour les volumes manquants, s'il y a lieu, SCGM ira à
15 nouveau en appel d'offres au cours de l'automne 1999.

16 Si des volumes additionnels sont requis au cours de l'année, les achats seront
17 effectués sur le marché « spot ».

18 On estime à 67,6 Bcf le volume de gaz destiné au marché désigné pour l'année
19 1999-2000.

20 **7.2 Fixation du prix du «Gaz de réseau»**

21
22 Le prix de référence utilisé pour l'année 1999-2000 est de 3,10 \$/Gj. Ce dernier est
23 basé sur les prévisions de prix de la marchandise, pour la période étudiée.

24
25 Étant donné le niveau élevé des prix du gaz naturel au cours de l'année 1998-1999,
26 aucun prix ne fut fixé au moyen des dérivatifs financiers.

27 SCGM est à réévaluer la pertinence des paramètres de la grille actuelle régissant
28 l'utilisation des dérivatifs financiers. Au cas échéant, elle avisera la Régie.

29 **7.3 Clients en achats directs**

30
31 Le reste de la clientèle de la Société s'approvisionne directement auprès des
32 fournisseurs de l'Ouest canadien. Pour l'année 1999-2000, ce volume est estimé à
33 environ 139,8 Bcf. La liste des fournisseurs de ces clients figure à la pièce SCGM-5,
34 Document 7. Notons que le tableau présente pour chacun des fournisseurs, les
35 volumes inscrits le 1^{er} avril 1999. Pour l'année 1999-2000, plus de la moitié des
36 contrats de la clientèle seront renouvelés le 1^{er} novembre 1999 et le reste au cours de
37 l'année. Les volumes seront ajustés en fonction de la consommation prévue.

1 **8. GAZ DE COMPRESSION**

2
3 SCGM doit fournir le gaz de compression nécessaire au transport de la marchandise
4 de l'Ouest canadien jusqu'au territoire québécois, destinée aux clients du marché
5 désigné et à ceux en achats directs ne fournissant pas leur propre gaz de compression.

6 **8.1 Fournisseurs du marché désigné**

7
8 TCGS vendra à la Société le gaz de compression requis pour déplacer 71,3% du
9 volume de gaz destiné aux clients en «Gaz de réseau», pour l'année 1999-2000. PAG
10 et les quatre autres fournisseurs approvisionneront les volumes requis pour transporter
11 la marchandise vendue pour les clients du marché désigné, au cours du mois d'octobre
12 1999 pour le premier et jusqu'au 31 octobre 2000 pour les seconds. Les volumes
13 manquants seront achetés sur le marché « spot ».

14 Les pourcentages de gaz de compression appliqués pour la préparation du budget
15 1999-2000 sont 8,06 % et 6,50 % pour les zones EDA (Eastern Delivery Area) et NDA
16 (Northern Delivery Area) respectivement (moyenne arithmétique des prévisions de
17 TCPL, « Forecast of 1999 Fuel Ratio »).

18 **8.2 Fournisseurs des clients en achats directs**

19
20 Pour les fins budgétaires, les pourcentages de gaz de compression utilisés pour les
21 clients en «Gaz de réseau» sont également appliqués à ceux en achats directs, soit
22 8,06 % (EDA) et 6,50 % (NDA).

23
24 Le contrat passé entre la Société et PAG pour l'achat de 6,5 Bcf de gaz destiné au gaz
25 de compression ou à d'autres fins (Multipurpose) se terminera le 31 octobre 1999.

26
27 Les clients en achats directs fourniront 7 Bcf de gaz de compression.

28
29 Le reste du volume nécessaire pour l'année 1999-2000 proviendra des fournisseurs
30 mentionnés précédemment et des achats sur le marché « spot ».

31
32 On estime à 3,10 \$/Gj le prix du gaz de compression qui sera payé en 1999-2000.
33 Celui-ci est établi à partir des prévisions de prix de la marchandise, pour la période
34 concernée.

35