

**SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTROPOLITAIN**

**CAUSE TARIFAIRE 2002**

**R-3463-2001**

**STRATÉGIE**

**ET**

**PLAN**

**D'APPROVISIONNEMENT GAZIER**

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1.</b>	<b>INTRODUCTION</b> .....	Page 3
<b>2.</b>	<b>ORIENTATIONS STRATÉGIQUES ET PLANIFICATION DES APPROVISIONNEMENTS GAZIERS</b> .....	Page 3
<b>3.</b>	<b>BILAN DES ÉTUDES RÉALISÉS AU COURS DE L'ANNÉE 2001</b> .....	Page 5
<b>4.</b>	<b>TRANSPORT</b>	
4.1	Contrats de transport.....	Page 6
4.2	Coûts du transport.....	Page 6
<b>5.</b>	<b>ÉQUILIBRAGE</b>	
5.1	Capacité d'entreposage disponible.....	Page 7
5.2	Retrait et injection.....	Page 8
5.3	Coûts d'entreposage .....	Page 8
<b>6.</b>	<b>PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER POUR L'ANNÉE 2001-2002 ET COEFFICIENT D'UTILISATION DU TRANSPORT FERME.</b>	
6.1	Plan d'approvisionnement gazier pour l'année 2001-2002 .....	Page 8
6.2	Coefficient d'utilisation.....	Page 9
<b>7.</b>	<b>ACHAT DE GAZ</b>	
7.1	Clients en « gaz de réseau » .....	Page 10
7.2	Fixation du prix du « gaz de réseau » .....	Page 10
7.3	Clients en achats directs.....	Page 10
<b>8.</b>	<b>GAZ DE COMPRESSION</b>	
8.1	Fournisseurs du gaz de compression des clients en « gaz de réseau » ...	Page 10
8.2	Fournisseurs du gaz de compression des clients en achats directs.....	Page 11

1 **1. INTRODUCTION**

2  
3 Le présent document porte sur les sujets suivants :

- 4 • les orientations stratégiques et la planification des approvisionnements gaziers;
- 5 • le bilan des dépenses afférentes aux approvisionnements gaziers, accordées en  
6 1998-1999 par la Régie ;
- 7 • les paramètres contractuels (volumes et tarifs) relatifs aux services de transport  
8 dont dispose la Société sur les pipelines de TransCanada Pipelines (TCPL),  
9 Union Gas et Nova Gas Transmission Ltd (Nova), le tout pour l'année financière  
10 2001-2002;
- 11 • les volumes des contrats d'entreposage en vigueur entre la Société et Union Gas  
12 ainsi qu'avec Intragaz (Pointe-du-Lac) et Stogaz (St-Flavien);
- 13 • le plan d'approvisionnement gazier incluant le volume d'interruption prévu pour  
14 l'année 2001-2002 et le coefficient d'utilisation anticipé du transport ferme (FT)  
15 sur le réseau de TCPL;
- 16 • les fournisseurs de gaz auprès de qui la Société s'approvisionne pour répondre à  
17 la demande des clients du marché désigné et pour le gaz de compression  
18 nécessaire au transport de la marchandise. À cette fin, les taux requis par le  
19 transporteur (TCPL) sont spécifiés, de même que les prix d'achat du « gaz de  
20 réseau » et du gaz de compression;
- 21 • l'approvisionnement en gaz des clients en achats directs et les fournisseurs du  
22 gaz de compression.

23  
24 **2. ORIENTATIONS STRATÉGIQUES ET PLANIFICATION**

25 **DES APPROVISIONNEMENTS GAZIERS**

26  
27 Les changements structurels de l'industrie se poursuivent. Entre 1998 et 2000, on a  
28 vu un ajout de 25 % de capacité de transport à partir du bassin sédimentaire de  
29 l'Ouest canadien, le tout essentiellement vers les marchés d'exportation, intégrant  
30 encore davantage la principale zone de production gazière canadienne au marché  
31 nord-américain. Ces nouvelles capacités pipelinières font en sorte que les capacités  
32 du gazoduc TransCanada Pipelines ne sont plus totalement contractées comme par  
33 le passé. TCPL dispose donc de capacité excédentaire et ce, principalement entre  
34 Empress et Dawn, en Ontario. Le tronçon de gazoduc entre Dawn et Montréal  
35 demeure quant à lui pleinement utilisé, en raison de la compétitivité du gaz en ce  
36 point névralgique de stockage, d'une part, et de la demande accrue dans le nord-est  
37 américain, notamment aux fins de génération électrique.

38 C'est dans ce contexte que se sont déroulées les négociations qui ont mené au cours  
39 des derniers mois à une entente de principe entre TCPL et plusieurs de ses  
40 principaux intéressés; cette entente a été déposée à l'Office National de l'énergie  
41 (ONÉ) le 3 mai dernier. Elle prévoit certaines modifications au mécanisme

1 d'attribution de la capacité interruptible, des améliorations pour les détenteurs de  
2 transport en service ferme par l'ajout de nouveaux services ainsi que la mise en  
3 place de programmes incitatifs pour la réduction des coûts du transporteur. La  
4 complexité reliée au nouveau contexte gazier dont: la position monopolistique de  
5 TCPL dans certains marchés, une concurrence de marché dans d'autres et des  
6 intérêts divergents au sein des diverses parties intéressées font en sorte que ces  
7 dernières ont limité la durée de l'entente à deux ans. L'entente prévoit que les  
8 discussions avec les parties intéressées devront reprendre dès l'automne 2001 afin  
9 de développer un modèle réglementaire et commercial qui répondra aux demandes  
10 du marché tout en tenant compte de la problématique du non-renouvellement des  
11 capacités de transport. La Société a participé activement au processus de  
12 négociation et a l'intention de continuer à participer tout aussi activement à ces  
13 nouvelles discussions puisqu'elle est, contrairement à d'autres distributeurs gaziers,  
14 encore dépendante à 100 % de ce pipeline pour ses besoins de transport.

15  
16 En franchise, dès octobre 2001, SCGM cédera ses contrats de transport aux clients  
17 éligibles qui en feront la demande. Nous ne connaissons pas encore quel succès  
18 aura ce nouveau service auprès de notre clientèle. SCGM devra quand même  
19 continuer à contracter des outils d'approvisionnement pour desservir la clientèle qui  
20 le requiert. Dans cette perspective, SCGM poursuivra sa stratégie de mise en place  
21 d'un portefeuille échelonné dans le temps et diversifié géographiquement. Nous vous  
22 rappelons qu'une partie importante de nos contrats de transport viennent à échéance  
23 en novembre 2003. À court terme, la Société tentera d'obtenir sur le marché  
24 secondaire des capacités de transport disponibles jusqu'à sa franchise et ce, tant à  
25 partir d'AECO, en Alberta, qu'à partir de Dawn, en Ontario. Tel qu'expliqué plus haut,  
26 Dawn est un lieu de transaction de plus en plus liquide qu'il est souhaitable  
27 d'incorporer dans notre stratégie. De plus, nous prévoyons cristalliser dans le temps  
28 les différentiels de prix de transport entre deux points par le biais de « basis swaps »  
29 Ces « basis swaps » reflètent le différentiel de prix de transport avec le Henry Hub à  
30 un moment donné. À titre d'exemple le basis à Dawn, Nymex -22 reflète pour cette  
31 journée donnée la valeur du transport entre le Henry Hub et Dawn. Le basis -22 est  
32 équivalent à acheter du transport sur le marché secondaire entre ces deux points.

33  
34 D'autre part, SCGM poursuit ses pourparlers avec les producteurs du bassin de la  
35 côte Atlantique afin de procéder éventuellement au raccordement de ces réserves à  
36 sa franchise. Même si des progrès importants ont été réalisés au cours des derniers  
37 mois dans ce dossier, la demande accrue pour le gaz naturel dans le nord-est  
38 américain crée une vive concurrence pour le gaz provenant de cette région. SCGM  
39 prévoit informer ses clients et la Régie dès qu'elle aura progressé quant à ces  
40 discussions.

41  
42 Par ailleurs, le marché Nord-américain est dorénavant un marché intégré et la faible  
43 croissance de la production combinée à une croissance de la demande américaine  
44 pour la génération électrique ont contribué, l'hiver dernier, à des hausses de prix  
45 sans précédent. C'est suite à ce contexte de grande volatilité de prix, lequel  
46 subsistera pour quelque temps encore, que la Société a présenté un programme

1 révisé de gestion des produits dérivés qui vise à stabiliser les prix de son gaz de  
2 réseau et aussi à préserver la situation concurrentielle.

3  
4 Finalement, SCGM a renouvelé, au cours des derniers mois, sa capacité  
5 d'entreposage avec Intragaz pour ses installations de Pointe-du-Lac. Afin de faire  
6 profiter à ses clients des meilleurs prix possibles, SCGM s'est basée sur le coût des  
7 alternatives disponibles pour mener à bien ses négociations avec Intragaz.

8  
9 **3. BILAN DES ÉTUDES RÉALISÉS AU COURS DE L'ANNÉE-2001**

10  
11 De manière continue, la Société met à jour ses informations et les bases de données  
12 de ses modèles en vue d'établir une stratégie optimale d'approvisionnement gazier à  
13 court, moyen et long termes.

14  
15 À la suite du dossier tarifaire 1999, la Régie accordait à SCGM un montant de 400  
16 000\$ en vue de permettre à la Société de pousser plus en avant ses études et de  
17 parfaire sa stratégie en matière d'acquisition d'outils de transport et d'entreposage de  
18 gaz naturel. Au cours de l'exercice suivant, la Régie permettait la mise en place d'un  
19 compte de frais reportés correspondant aux sommes non encore investies mais  
20 toujours requises en ce qui concerne son positionnement stratégique devant mener à  
21 des choix optimaux en matière d'approvisionnement en gaz naturel.

22  
23 En date du 31 mai 2001, des frais de 133 276 \$ ont été encourus pour la période  
24 budgétaire débutant le 1<sup>er</sup> octobre 2000.

25  
26 Études Ziff Energy Group : 11 250 \$

27  
28 Frais de consultation sur l'allocation des coûts et la tarification de TCPL encourus à  
29 l'occasion des négociations sur les demandes tarifaires de TCPL

30  
31  
32 Mme Aggie Chung consultante : 26 645 \$

33  
34 Frais de déplacement du personnel de SCGM effectués, entre autres, dans le but de  
35 participer aux divers comités de travail avec TCPL et Maritimes & Northeast Pipeline.  
36 Ces réunions et groupes de travail traitent de sujets sur lesquels la Société émet des  
37 opinions et influence, comme participante, les orientations et les décisions.

38  
39 Coût au 31 mai : 95 381 \$

40  
41 Nous proposons donc que les dépenses encourues à ce jour, combinées à celles qui  
42 viendront s'ajouter d'ici la fin de cet exercice budgétaire, soient imputées au compte  
43 de frais reportés lequel affichait un solde de 223 329 \$ au 1<sup>er</sup> octobre dernier.

1  
2 **4. TRANSPORT**

3 **4.1 Contrats de transport**

4  
5 Les clauses relatives aux capacités quotidiennes et annuelles de transport inscrites  
6 dans les différents contrats passés entre la Société et les transporteurs TCPL, Union  
7 Gas et Nova sont présentées à la pièce SCGM-4, document 2. Les volumes sont  
8 exprimés en  $10^3\text{m}^3$  et en Bcf.

9  
10 Deux contrats de transport Empress-GMI EDA achetés sur le marché secondaire  
11 arriveront à échéance le 31 octobre 2001 et ne seront pas renouvelés soit :  
12  $132,7\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$  et  $265,3\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$ . De plus, deux autres contrats de transport  
13 Empress-GMI EDA, également achetés sur le marché secondaire, ont pris fin le 31  
14 mars 2001 et n'ont pas été renouvelés. Ces derniers, d'une capacité respective de  
15  $212,2\ 10\text{m}^3/\text{jour}$  et de  $185,7\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$  n'entraient des volumes en franchise que sur  
16 la période hivernale du plan d'approvisionnement 2000-2001.

17  
18 Un nouveau contrat de service STS d'une capacité journalière de  $1\ 192\ 10^3\text{m}^3$ , a été  
19 contracté avec le transporteur TCPL. Ce dernier a pour but de remplacer la capacité  
20 de pointe abandonnée par les quatre contrats cités au paragraphe précédent ainsi  
21 qu'à doter la société d'une marge de manœuvre additionnelle en capacité de pointe.

22  
23 Actuellement, le seul client en service de livraison situé dans la franchise détient une  
24 capacité journalière de 2,7 MMpc, ce qui correspond à 1 Bcf pour l'année.  
25

26 **4.2 Coûts du transport**

27  
28 Les différents tarifs payés à TCPL, Union Gas et Nova pour l'utilisation du transport  
29 contracté sur leur réseau sont présentés à la pièce SCGM-4, document 5.  
30

31 **TCPL**

32  
33 Les tarifs intérimaires publiés le 1<sup>er</sup> février 2001 ont été utilisés pour estimer les coûts  
34 affectés au transport sur le pipeline de TCPL.  
35

36 **UNION GAS**

37  
38 Les tarifs approuvés par la Commission de l'Énergie de l'Ontario le 15 décembre  
39 2000 (EB-2000-0427) et entrant en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2001 ont servi au calcul des  
40 coûts d'utilisation du réseau ontarien (M12 et C1). Pour ce qui est du transport M12  
41 (entre Dawn et Parkway), la Société fournit à Union Gas, et ce depuis septembre  
42 1992, le gaz de compression requis aux opérations. Les volumes afférents au gaz de

1 compression sont spécifiés à la grille tarifaire de Union. Aucune prime variable  
2 additionnelle n'est alors imposée.

## 4 **NOVA**

5 Les tarifs imposés par Nova à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2001 ont servi à l'estimation des  
6 coûts de transport sur le pipeline albertain.

## 8 **5. ÉQUILIBRAGE**

### 9 **5.1 Capacité d'entreposage disponible**

10 Au cours de l'année 2001-2002, la Société retirera du gaz de quatre sites  
11 d'entreposage. Trois sont localisés à l'intérieur de sa franchise, dont des réservoirs  
12 de gaz liquide (GNL : deux réservoirs) sur le territoire de la ville de Montréal et deux  
13 espaces souterrains appartenant respectivement à Intragaz (Pointe-du-Lac (PdL)) et  
14 Stogaz (St-Flavien). Le quatrième site, qui est de loin le plus important en terme de  
15 capacité, est situé dans le sud-ouest ontarien (Dawn) et Union Gas en est le  
16 propriétaire.

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

20	Intragaz (PdL)	0,80 Bcf	(22 700 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )
21	Stogaz (St-Flavien)	2,4 Bcf	(68 000 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )
22	GNL	2,08 Bcf	(58 922 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )
23	Union Gas (Dawn)	21,20 Bcf	(600 000 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )

24  
25 De plus, 4 Bcf de gaz seront échangés avec CoEnergy Trading Company durant  
26 l'année 2001-2002. Les livraisons auront lieu entre le 1<sup>er</sup> novembre 2001 et le 31  
27 mars 2002 en vue de compléter les outils de gestion de la demande en saison  
28 hivernale de SCGM. Ces volumes devront être remis à CoEnergy entre le 1<sup>er</sup> mai et  
29 le 31 octobre 2002.

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

1           **5.2    Retrait et injection**

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

5           **5.3    Coûts d'entreposage**

6  
7           Les tarifs d'Union Gas, d'Intragaz (PdL) et de Stogaz (St-Flavien) apparaissent dans  
8           le document SCGM-4, document 6.

9           Suite aux négociations entamées avec Intragaz l'an dernier, une entente pour  
10          l'utilisation du site de Pointe-Du-Lac a été conclue. L'ancienne structure tarifaire a été  
11          remplacée par l'utilisation exclusive d'une prime fixe dont le montant apparaît à la  
12          pièce mentionnée ci-haut. L'ancienne structure tarifaire continue de s'appliquer  
13          jusqu'au 30 septembre 2001 inclusivement et ce, selon les taux majorés en fonction  
14          de l'entente initiale. La nouvelle structure tarifaire entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> octobre  
15          2001.

16          Les tarifs payés par SCGM pour le service d'entreposage de St-Flavien  
17          correspondent aux tarifs de 1992, majorés de 3 % par année à compter du 1<sup>er</sup> janvier  
18          1994, le tout selon les modalités contractuelles autorisées par la Régie dans la  
19          décision D-94-06.

20          Les tarifs concernant la partie du service d'entreposage de Union Gas, négociés aux  
21          prix du marché, demeurent confidentiels. Ces derniers n'ont pas changé puisqu'ils  
22          s'appliquent sur la durée totale de l'entente. Les tarifs s'appliquant à la partie  
23          contractée sous le régime de coût de service n'ont pas changé par rapport à l'an  
24          dernier.

25  
26          **6.    PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER POUR L'ANNÉE 2001-2002**  
27          **ET JOURNÉE DE POINTE**

28  
29          **6.1    Plan d'approvisionnement gazier pour l'année 2001-2002**

30  
31          La pièce SCGM-4, document 4, présente le plan d'approvisionnement gazier pour  
32          l'année 2001-2002.

33  
34          **HIVER**

35  
36          Durant l'hiver, 37 Bcf provenant des outils d'équilibrage seront requis (VGS inclus) en  
37          plus de 83,9 Bcf de FT pour répondre à la demande totale qui se chiffre à 122,7 Bcf  
38          (ventes et injections dans les inventaires—avant interruption), en incluant le service  
39          de livraison. Le volume d'interruption prévu est de 1,7 Bcf.  
40

**ÉTÉ**

La Société ne prévoit pas (contrairement à l'an dernier) devoir acheter du gaz à Dawn en vue de satisfaire les besoins d'inventaires. En effet, 24,4 Bcf (VGS inclus) seront injectés durant la saison estivale et 2,2 bcf seront retournés en vertu des contrats d'échanges. La demande prévue pour les clients situés dans la franchise s'élève à 78,8 Bcf, en incluant le service de livraison. Pour répondre à cette demande, 103,4 Bcf (incluant le service de livraison) de gaz provenant de l'Ouest canadien seront transportés, 1,5 Bcf sera livré pour VGS et 0,5 Bcf retiré des inventaires au cours des mois d'épaulement (octobre et avril).

**JOURNÉE DE POINTE**

L'approvisionnement sur la journée de pointe doit satisfaire la demande des clients en service continu pour une température de  $-26^{\circ}\text{C}$  ou, de façon équivalente, 44 degrés-jours en base  $18^{\circ}\text{C}$ . Le tableau ci-dessous spécifie le transport journalier disponible en période de pointe pour l'hiver 2001-2002.

**Journée de pointe 2001-2002**

Sources	MMpc
Transport FT (incluant service de livraison)	536,9
Transport FT EDA marché secondaire	18,7
Transport STS TCPL	183,4
Transport Dawn-EDA marché secondaire	26,5
GNL	203,7
St-Flavien	24,0
Pointe du Lac	49,3
Volet – 2	0,0
Total approvisionnement	1042,5
Demande continue (44 degrés-jours)	971,2
Capacité excédentaire	71,3

**6.2 Coefficient d'utilisation**

Pour l'année 2001-2002, le coefficient d'utilisation du transport ferme (FT) anticipé est de 92,8 %.

1 **7. ACHATS 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» auprès de quatre  
5 fournisseurs.

6 Le contrat avec le principal fournisseur, lequel fournit 71,3 % du volume requis pour  
7 les clients en gaz de réseau des tarifs 1, 3 et M, se terminera le 31 octobre 2003. Les  
8 contrats des trois autres fournisseurs ont été octroyés à la suite d'un appel d'offre et  
9 arriveront à échéance le 31 octobre 2001.

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

12 Pour l'année 2001-2002, le volume total de gaz de réseau est estimé à 85,3 Bcf.

13 **7.2 Fixation du prix du «Gaz de réseau»**

14  
15 Le prix moyen de référence utilisé pour l'année 2001-2002 est de 6,94 \$/Gj. Ce  
16 dernier est basé sur les prévisions de prix de la marchandise pour la période étudiée.  
17

18 **7.3 Clients en achats directs**

19  
20 Le reste de la clientèle de la Société s'approvisionne directement auprès des  
21 fournisseurs de l'Ouest canadien. Pour l'année 2001-2002, ce volume est estimé à  
22 environ 102,6 Bcf. La liste des fournisseurs de ces clients figure à la pièce SCGM-4,  
23 document 7. Pour l'année 2001-2002, environ 57 % des volumes de la clientèle en  
24 achats directs seront renouvelés le 1<sup>er</sup> novembre 2001 et le reste au cours de  
25 l'année. Les volumes seront ajustés en fonction de la consommation prévue.  
26

27 **8. GAZ DE COMPRESSION**

28  
29 SCGM doit fournir, pour les clients en gaz de réseau, le gaz de compression  
30 nécessaire au transport de la marchandise à partir de l'Ouest canadien jusqu'au  
31 territoire québécois. Les clients en achats directs fournissent leur propre gaz de  
32 compression.

33 **8.1 Fournisseurs du gaz de compression des clients en « gaz de réseau »**

34  
35 La composition du portefeuille de fournisseurs est identique à celui du "gaz de  
36 réseau"  
37

1 Les pourcentages de gaz de compression appliqués pour la préparation du budget  
2 2001-2002 sont 5,04 % pour la zone EDA (Eastern Delivery Area) et 4,03 % pour la  
3 zone NDA (Northern Delivery Area) (moyenne arithmétique des prévisions de TCPL).

4 **8.2 Fournisseurs du gaz de compression des clients en achats directs**

5  
6 Pour les fins budgétaires, les pourcentages de gaz de compression utilisés pour les  
7 clients en «gaz de réseau» sont également appliqués à ceux en achats directs, soit  
8 5,04 % (EDA) et 4,03 % (NDA).