

**REPONSE DE SCGM A UNE DEMANDE D'INFORMATION**

**Origine :** Lettre en date du 98-06-23  
**Demandeur :** ACIG

---

**Question :** 5.1.1 Référence : SCGM-5, doc. 1. P. 10 lignes 2 à 34 (capacité excédentaire d'approvisionnement de la journée de pointe) :

Contexte :

Après avoir passé en revue la capacité annuelle (item 5.1) et la capacité saisonnière durant l'hiver et durant l'été (items 5.2 et 5.3) qui démontrent toutes un déficit de capacité d'approvisionnement gazier justifiant non seulement 18,9 Bcf d'interruptions pendant l'hiver et l'achat de 3,4 Bcf de transport additionnel pendant l'été, SCGM suggère à cet item 5.4 qu'il y aura une capacité excédentaire d'approvisionnement de la journée de pointe de l'ordre de 45,3 MMPC, laquelle pourra être mise en marché sous forme d'appels d'offres auprès des clients situés dans la franchise et ceux du marché secondaire.

Demandes :

- a) Expliquer les raisons pour lesquelles le calcul de la capacité excédentaire d'approvisionnement de la journée de pointe n'inclut pas la demande des clients en service interruptible alors même que les calculs de la capacité excédentaire annuelle (item 5.1) ou de la capacité excédentaire saisonnière (items 5.2 et 5.3) tiennent compte quant à eux, de la demande totale des clients de la franchise, incluant les clients interruptibles.

---

**Réponse** La capacité de pointe de l'ensemble des outils d'approvisionnement du distributeur sont contractés pour répondre aux besoins des clients en service continu lors d'une journée de pointe. Un excédent existe lorsque les prévisions des besoins des clients en service continu ne se sont pas matérialisées alors que les outils ont été mis en place plusieurs années d'avance. Si le distributeur avait connu l'existence de cet excédent plusieurs

années d'avance, il aurait mis en place moins d'outils, ce qui aurait résulté en un excédent nul. Le distributeur mitige cet excédent en le remettant en marché. La mise en marché de cet excédent n'a aucun impact sur le niveau des interruptions. Le niveau d'interruption dépend de la somme de la quantité de transport ferme FT durant l'hiver et de toutes les quantités qui ont été entreposées durant la période estivale dans les différents outils d'entreposage. Lorsque les quantités de gaz disponibles durant la saison d'hiver dépassent la demande totale des clients en service continu et interruptible, il y a alors des volumes en excédent sur la saison d'hiver. Par contre, l'inverse, tel qu'on peut le constater durant la saison d'hiver 98-99, montre qu'il y a un manque de volume pour tous les clients et que par conséquent, les volumes demandés par les clients interruptibles ne pourront pas tous être desservis.

**REPONSE DE SCGM A UNE DEMANDE D'INFORMATION**

**Origine :** Lettre en date du 98-06-23  
**Demandeur :** ACIG

---

**Question :** 5.1.1 Référence : SCGM-5, doc. 1 P. 10 lignes 2 à 34 (capacité excédentaire de la journée de pointe)

Demandes :

- b) Le calcul de la capacité excédentaire de la journée de pointe de l'ordre de 45,3 MMPC présuppose-t-il qu'il y a interruption de service des clients interruptibles à l'intérieur de la franchise ? Dans l'affirmative, comment peut-on suggérer qu'il y a capacité excédentaire si les clients interruptibles à l'intérieur de la franchise doivent subir une interruption de service.
- 

**Réponse** En effet, dans le cadre du calcul de la journée de pointe, on suppose que l'alimentation en gaz est interrompue pour toute la clientèle en service interruptible (tarif 5). Lors de la disposition de la capacité excédentaire, le volume total interrompu sur la saison demeure le même.

Les clients du tarif 5 subissent des interruptions à cause du volume de gaz disponible qui est insuffisant pour répondre à la demande totale de la clientèle en service continu et en service interruptible, durant la saison d'hiver.

**RÉPONSE DE SCGM À UNE DEMANDE D'INFORMATION**

**Origine :** Lettre du 23 juin 1998  
**Demandeur :** ACIG

---

**Question 5.1.1**      **Référence : SCGM-5, doc. 1, p. 10, lignes 2 à 34 (capacité excédentaire d'approvisionnement de la journée de pointe) :**

- c)      Veuillez quantifier les volumes et revenus totaux qui sont budgétés pour les deux (2) phases de la mise en marché de ce surplus de capacité qui auront lieu successivement au début de l'été 1998 et au début de l'hiver 1998-99. Pour les fins de cette réponse, faire la distinction entre les revenus générés par les composantes marchandise, transport et distribution.
- 

**Réponse**

Les revenus anticipés reliés aux deux phases de la mise en marché du surplus de la journée de pointe sont inclus, tout comme les revenus provenant des cessions de capacité ou des échanges de gaz, au revenu de 1,6 million \$ prévu en regard de l'optimisation des différents outils d'approvisionnement. Au moment de préparer les données financières de la cause tarifaire 1999, nous n'avons aucune indication quant aux volumes ou revenus pouvant provenir de chacune des catégories, c'est pourquoi nous avons estimé un montant global de 1,6 million \$.

## REPONSE DE SCGM A UNE DEMANDE D'INFORMATION

**Origine :** Lettre en date du 98-06-23  
**Demandeur :** ACIG

---

**Question :** 5.1.1 Référence : SCGM-5, doc. 1 P. 10 lignes 2 à 34 (capacité excédentaire de la journée de pointe)

Demandes :

- d) Veuillez élaborer sur le fonctionnement du mécanisme d'appels d'offres qui serait établi pour faire la mise en marché de ce surplus de capacité auprès des clients situés dans la franchise et ceux du marché secondaire.
- 

**Réponse** La mise aux enchères de l'excédent de capacité de transport observé sur la journée de pointe, offert à la fois aux clients de la franchise et de l'extérieur de la franchise, sera effectuée en deux (2) périodes distinctes :

- ⇒ un premier volume d'environ 20 MMpc/jour pendant 10 jours sera vendu au cours de l'été, entre le 1<sup>er</sup> juin et le 31 juillet;
- ⇒ le reste de la capacité excédentaire évaluée après une mise à jour des besoins de la clientèle en service continu, pourra être disponible entre le 1<sup>er</sup> septembre et le 15 octobre.

À chacune des étapes, la capacité sera attribuée au plus offrant soit à l'intérieur soit à l'extérieur de la franchise mais, à offre égale, le client de la franchise aura priorité.

Si le client en franchise désire en même temps, réduire son nombre de jours d'interruption sur la saison, il devra livrer à SCGM durant l'hiver, le volume équivalent. Pour ce qui est d'un client hors franchise, celui-ci devra livrer à SCGM durant l'hiver le volume équivalent.

**RÉPONSE DE SCGM À UNE DEMANDE D'INFORMATION**

**Origine :** Lettre du 23 juin 1998  
**Demandeur :** ACIG

---

**Question 5.1.1**      **Référence : SCGM-5, doc. 1, p. 10, lignes 2 à 34 (capacité excédentaire d'approvisionnement de la journée de pointe) :**

- e)      Doit-on comprendre que les clients du marché secondaire sont situés à l'extérieur de la franchise de SCGM ? Dans l'affirmative, veuillez expliquer les raisons pour lesquelles aucun volume ni revenu n'est planifié pour les ventes hors franchise aux lignes 29 à 32 de la pièce SCGM-4, doc. 1 (prévisions des ventes de gaz pour les douze (12) mois se terminant le 30 septembre 1999).
- 

**Réponse :**

Voir l'information présentée à la réponse de la question 5.1.1 c) soumise à la pièce SCGM-5, document 1.1 c).

**REPONSE DE SCGM A UNE DEMANDE D'INFORMATION**

**Origine :** Lettre en date du 98-06-23  
**Demandeur :** ACIG

---

**Question :** 5.1.1 Référence : SCGM-5, doc. 1 P. 10 lignes 2 à 34 (capacité excédentaire de la journée de pointe)

Demandes :

- f) Veuillez élaborer sur la gestion de la mise en marché de cette capacité excédentaire avec les interruptions à l'intérieur de la franchise. Doit-on comprendre que des livraisons à des clients à l'extérieur de la franchise pourraient coïncider avec des interruptions de service à l'intérieur de la franchise ?

---

**Réponse :** La mise en marché de la capacité excédentaire de la journée de pointe auprès de clients en franchise ou de clients à l'extérieur de la franchise n'aura aucun impact sur le volume total interrompu sur la saison d'hiver. Tous ces clients, s'ils obtiennent de la capacité excédentaire devront rembourser durant la saison d'hiver, le volume qu'ils auront consommé durant les dix jours de consommation en pointe. Les clients en franchise pourront le faire de deux manières, soit en étant interrompus durant des journées ultérieures, soit en livrant le volume équivalent à la franchise. Pour ce qui est des clients hors franchise, il n'y aura qu'un choix, celui de rembourser la marchandise durant la saison d'hiver.

**RÉPONSE DE SCGM À UNE DEMANDE D'INFORMATION**

**Origine :** Lettre du 23 juin 1998  
**Demandeur :** ACIG

---

**Question 5.1.1**      **Référence : SCGM-5, doc. 1, p. 10, lignes 2 à 34 (capacité excédentaire d'approvisionnement de la journée de pointe) :**

g)      Veuillez fournir la ventilation détaillée des revenus d'optimisation établis à 1,6 million \$, comme indiqué à la page 10, lignes 33 et 34.

---

**Réponse :**

Voir la réponse fournie à la question 5.1.1 c) présentée à la pièce SCGM-5, document 1.1 c).

**REPONSE DE SCGM A UNE DEMANDE D'INFORMATION**

**Origine :** Lettre en date du 98-06-23  
**Demandeur :** ACIG

---

**Question :** 5.1.1 Référence : SCGM-5, doc. 1 P. 10 lignes 2 à 34 (capacité excédentaire de la journée de pointe)

Demandes :

- h) Compte tenu que le scénario de capacité excédentaire de l'ordre de 45,3 MMPC est établi sur la base d'une journée de 44 degrés/jour, doit-on comprendre que davantage de capacité excédentaire d'approvisionnement de la journée de pointe pourrait être mise en marché advenant que l'hiver soit plus doux que prévu ?
- 

**Réponse** L'excédent de capacité de pointe sera révisé avant le 1<sup>er</sup> novembre seulement de chaque saison d'hiver. Même si l'hiver se montrait plus doux, nous devrions nous assurer de disposer en tout temps durant l'hiver des capacités nécessaires pour combler les besoins des clients en service continu dans l'éventualité où une journée de 44 degrés /jour devait arriver.

**REPONSE DE SCGM A UNE DEMANDE D'INFORMATION**

**Origine :** Lettre en date du 98-06-23  
**Demandeur :** ACIG

---

**Question :** 5.1.2 Référence : SCGM-5, doc. 1. P. 11 , item 6.3 (clients en achat/revente) :

Demandes :

- a) Doit-on comprendre que toute la clientèle de la Société qui ne s'approvisionne pas en gaz de réseau détient des contrats de type achat/revente ?
- 

**Réponse** Non, la clientèle de la Société s'approvisionne soit en gaz de réseau, soit via des contrats de type achat/revente, soit via des contrats de service de livraison à la frontière de l'Alberta.

**REPONSE DE SCGM A UNE DEMANDE D'INFORMATION**

**Origine :** Lettre en date du 98-06-23  
**Demandeur :** ACIG

---

**Question :** 5.1.2 Référence : SCGM-5, doc. 1. P. 11 , item 6.3 (clients en achat/revente) :

Demands :

- b) Dans la négative, veuillez préciser le nombre de clients et les volumes qui sont livrés en vertu d'ententes autres que des contrats de type achat/revente, notamment via le nouveau service de livraison à la frontière de l'Alberta.
- 

**Réponse** 253 clients pour un volume quotidien de  $1\,143,1\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$ , soit l'équivalent de 14,7 Bcf/an.

**RÉPONSE DE SCGM À UNE DEMANDE D'INFORMATION**

**Origine :** Lettre du 14 août  
**Demandeur :** Régie de l'énergie

---

**Question 5.1**

**Références :** **SCGM-5, doc. 1, page 4 de 15 (R-3397-98)**

Dans la cause tarifaire 1997-1998 (R-3376-97, phase II), la situation qui prévalait dans le transport M12 était la suivante :

La capacité totale en vertu des contrats de transport M12 s'élève à 254,6 mmpc/jour.

La capacité réservée s'élève à 141,6 mmpc/jour.

Cession à Union jusqu'au 1<sup>er</sup> avril 1999 de 63,0 mmpc/jour.

Le surplus de transport s'élève à 50 mmpc/jour.

**Demandes :**

Veuillez présenter la situation qui prévaudra dans la franchise suite à la prolongation pour 2 ans de 149,9 mmpc/jour de capacité de transport M12, au titre de :

- la capacité totale sous contrat
  - la capacité réservée prévue
  - le surplus, s'il y a lieu.
- 

**Réponses**

À partir du 1<sup>er</sup> avril 1999, la capacité totale sous contrat deviendra 191,6 mmpc/jour.

La capacité réservée prévue est de 141,6 mmpc/jour.

Le surplus est de 50 mmpc/jour.

**RÉPONSE DE SCGM À UNE DEMANDE D'INFORMATION**

**Origine :** Lettre du 14 août  
**Demandeur :** Régie de l'énergie

---

**Question 5.2**

**Références :** SCGM-5, doc. 1, page 4 de 15 (R-3397-98)

Dans la cause tarifaire 1997-1998 (R-3376-97, phase II), la situation qui prévalait dans le transport M12 était la suivante :

La capacité totale en vertu des contrats de transport M12 s'élève à 254,6 mmpc/jour.

La capacité réservée s'élève à 141,6 mmpc/jour.

Cession à Union jusqu'au 1<sup>er</sup> avril 1999 de 63,0 mmpc/jour.

Le surplus de transport s'élève à 50 mmpc/jour.

**Demandes :**

Qu'advient-il au 1<sup>er</sup> avril 1999 de la capacité de 63,0 mmpc/jour cédée à Union Gas ?.

---

**Réponses :**

La capacité de 63 mmpc/jour cédée à Union Gas n'a pas été renouvelée à partir du 1<sup>er</sup> avril 1999.

**RÉPONSE DE SCGM À UNE DEMANDE D'INFORMATION**

**Origine :** Lettre du 14 août  
**Demandeur :** FNACQ

---

**Question 64**

**Références :** SCGM-5, doc. 1, page 5, ligne 7

**Demandes :**

Quel serait l'impact sur le coût de la capacité de transport sur le réseau MichCon du maintien du taux de change canadien à 66¢ pour l'année 1999 ?

---

**Réponses :**

Le coût de la capacité de transport augmenterait, sur une base annuelle, de 73 000 \$.

**RÉPONSE DE SCGM À UNE DEMANDE D'INFORMATION**

**Origine :** Lettre du 14 août  
**Demandeur :** FNACQ

---

**Question 65**

**Références :** SCGM-5, doc. 1, page 5, ligne 10

**Demandes :**

Sur quels pipelines SCGM prévoit acheter du transport additionnel dans la région Est au cours de l'été 1999 ?

---

**Réponses :**

SCGM prévoit acheter des volumes de gaz dans le sud de l'Ontario mais ne prévoit pas acheter spécifiquement une capacité de transport additionnel sur un pipeline.

**RÉPONSE DE SCGM À UNE DEMANDE D'INFORMATION**

**Origine :** Lettre du 14 août  
**Demandeur :** FNACQ et Option Consommateurs

---

**Question 66) SCGM - 5, document 1, page 6, ligne 9**

**Préambule :**

Aux fins de la présente demande tarifaire, les frais de transport entre AECO C et Empress sont ajoutés au prix du gaz plutôt qu'au prix du transport.

**Demande :**

Est-ce que ce traitement comptable est appelé à changer avec l'éclatement des tarifs de SCGM lors de la prochaine cause tarifaire ?

---

**Réponse**

Non. Selon les conditions et modalités du nouveau service, le prix du transport entre AECO et Empress est ajouté au prix d'achat du gaz à AECO pour le ramener à l'équivalent des achats de gaz à Empress. Nos achats de gaz à Empress comprennent déjà du transport entre AECO et Empress et ce prix de la marchandise à Empress est déjà « éclaté » dans la tarification. L'éclatement additionnel prochainement proposé ne changera rien à cette portion déjà éclatée de notre tarification.

**RÉPONSE DE SCGM À UNE DEMANDE D'INFORMATION**

**Origine :** Lettre du 14 août  
**Demandeur :** FNACQ

---

**Question 67**

**Références :** **SCGM-5,DOC.1, P.11, LIGNE 23**

Si le dollar canadien se maintient à 66¢ pour l'année 1999, SCGM maintient-elle le prix de référence de 2,10 \$ par gigajoule pour le prix du gaz de réseau pour l'année 1998-1999 ?

---

**Réponse :**

Nous avons augmenté notre prévision du prix du gaz naturel à 2,65 \$ /gigajoule. Cette prévision qui reflète les prix affichés sur les marchés financiers tient compte des anticipations des agents économiques incluant celles sur l'évolution du taux de change.

**RÉPONSE DE SCGM À UNE DEMANDE D'INFORMATION**

**Origine :** Lettre du 14 août

**Demandeur :** FNACQ

---

**Question 68**

**Références :** SCGM-5, doc. 1, page 13, ligne 17

**Demandes :**

- a) Si SCGM doit choisir entre certaines alternatives d'approvisionnement, le critère du meilleur prix possible sera-t-il suivi en tout temps ?
  - b) Sinon, quels autres critères, par ordre d'importance, seront suivis par SCGM dans le choix de ses approvisionnements ?
- 

**Réponses :**

- a) Le critère du meilleur prix possible sera le critère prépondérant.
- b) Les autres critères sont, par ordre d'importance, et ce, conformément à la politique d'approvisionnement en vigueur, les suivants :
  - 1° sécurité
  - 2° fiabilité
  - 3° diversité.

**RÉPONSE DE SCGM À UNE DEMANDE D'INFORMATION**

**Origine :** Lettre du 14 août  
**Demandeur :** FNACQ

---

**Question 69**

**Références :** SCGM-5, doc. 1, page 14, ligne 28

**Demandes :**

- a) Parmi les études mentionnées et le suivi des dossiers devant l'ONE qui sont aussi mentionnées par SCGM dans sa preuve, est-ce que ces coûts portent exclusivement sur les frais futurs ou s'ils incluent des frais passés ?
  - b) Est-ce que ces frais incluent des dépenses reliées aux projets de gazoducs TransMaritimes ou PNGTS ?
  - c) Quels sont les dossiers impliquant l'établissement de scénarios économiques visant l'accès aux réserves de gaz naturel de l'Est du pays et plus particulièrement, l'Île de Sable, auxquels il est fait référence dans la preuve ?
  - d) SCGM entend-elle produire le résultat de ses analyses auprès de la Régie de l'énergie ?
- 

**Réponses :**

- a) Ces coûts portent exclusivement sur les frais futurs.
  - b) Non, ces frais n'incluent pas des dépenses reliées aux projets de gazoducs TransMaritimes ou PNGTS.
  - c) Vous trouverez à la pièce SCGM-5, Document 1.10, Page 2 de 2 l'ensemble des différents projets de gazoducs. Pour certains de ces projets, SCGM devra établir des scénarios économiques visant à établir la fiabilité ainsi que l'avantage économique de contracter de la capacité de transport afin de diversifier son portefeuille d'approvisionnement tout en assurant l'alimentation de sa franchise.
  - d) Étant donné que le coût de la capacité de transport fait partie du coût de service de la Société, toute modification à ce coût serait présentée à la Régie dans le cadre de son dossier tarifaire.
-

# Pipeline Proposals

## TransCanada 99 Expansion

- C\$405 million, 42" & 48", 200 Mmcf/d
- NEB filing Apr 29

## Alliance

- Fort Chicago (26%), IPL (21.4%), WEI (14.5%), Coastal (14.4%), Duke (9.8%), Unocal (9.1%), Williams (4.8%)
- C\$3.7 billion, 1,325 Bcfd, 2nd half 2000
- NEB hearing started Jan 6
- FERC PD obtained Aug 1

## Illinois-Wisconsin Express Project

- El Paso, Peoples, Enron, NBPL
- Joliet to Wisc, Ill, Minn markets (150-200 mi.)
- 650 MMcf/d, \$220-280 million, Nov 1/01

## Viking Voyageur (TCPL/Nicor)

- 1.05 Bcfd, 36", Dec/00
- Joliet to Wisc.
- open season in Aug
- FERC filing fall '98

## Great Lakes 300 Expansion

- \$620 million, 259 mi., 36", Nov/00
- 300 MMcf (all TCPL), Emerson to St. Clair

## East Leg 2000 (Northern Natural)

- 400 - 500 MMcf/d, fall 99 start, system looping & 45 mi. ext.
- To Volo Ill. (NI Gas) and Grayslake Ill. (North Shore)
- Markets in Iowa, Wisc. and Illinois; 25¢ postage stamp rate
- Open season to July 18th; 36¢ on NBPL to Grundy Center

## TQM Lachenaie (Portland) Extension

- \$200 million, 132 mi., 24", Nov/98
- NEB hearing ended Dec 17
- awaiting PQ environmental approval

## Maritimes & Northeast

- WEI (37.5%), Duke (37.5%), Mobil (25%)
- PA w/NS Power for 90 MMBtu/d
- \$70 million St. John, NB lateral
- PA w/NB Power for 25 MMBtu/d
- NEB approval Dec 3
- wants FERC approval by Apr 1

## Foothills

- NEB app'd 690 MMcf/d in Jan/97

## Northern Border Extension

- Harper, Iowa to Manhattan, IL; Dec/98
- \$837 million, 425 mi., (30", 36")
- Will increase by 700 MMcf/d to 2.5 Bcfd
- FERC approved

## ANR - Wisconsin Loop

- \$23.6 million, 11.4 mi., 30", 116 MMcf/d, Nov 1/00
- Joliet to Wisc, Ill, Minn markets
- 10¢ to Wisc, 14¢ to Mich storage, 14¢ to Viking
- open season Jul 1 to Aug 1, min. 5-yr term

## Millennium

- Columbia, TCPL, WEI, MCN
- \$680 million, 422 mi., 700 MMcf/d, Nov/99
- Dawn/Lake Erie to Westchester, NY
- +1.8 Bcf requested, FERC filing Dec 22

## National Fuel

- Ellisburg to Leidy
- 1998: 25-40 MMcf/d
- 1999: 400 MMcf/d
- existing cap = 477 MMcf/d

## Portland

- \$303 million, 292 mi., 170.2 MMcf/d, Nov/98
- Pittsburg NH to Dracut MA, 24"
- FERC approval Sep 24
- 99/00 open season to Mar 6 (.5 Bcfd)

## Sable Offshore Energy Project

- \$3 billion; Mobil (59%), Shell (26%), Imperial (9%), N.S. Resources (6%)
- NEB approval Dec 3

## ANR/MichCon/Union

- 22.6¢ (US) + 2.7% fuel
- no min. volume; one nom.
- Nov/98 or later, staged increments

## IGTS Eastchester Bay Marine Extension

- \$70 million, 28 mi., 210.5 MMcf/d
- direct access to NYC and south
- 1¢ rate drop initially; Nov/99
- Open season for June/00 @ 90,000 Dt/d from Apr 13 to May 12

## Market Link (Transco)

- \$529 million, 700,000Dth (95% subscribed)
- Leidy to mid-Atlantic/SE markets

## TGP Eastern Express Project 2000

- Access to incremental power markets in USNE, Nov/2000
- 500 MMcf/d (New England), 200 MMcf/d (NYC)
- Receipts at Niagara, Chicago, Ellisburg/Leidy, Gulf Coast, Dracut/Haverhill
- Open seasons: New Eng. to Mar 24, others to Dec 31
- FERC filing fall 98

## Crossroads (Duke, Williams, Marketspan)

- \$45 mil, 125 MMcf/d, Nov/00
- open season in Aug
- Ferc filing Nov 98

## Independence (Transco/ANR/NFG)

- \$678 million, 370 mi., 36", 916 MMcf/d, Nov/00
- 1.6 Bcfd requested on ANR Supply Link

## TriState Pipeline

- CMS (67%), WEI (33%)
- \$250 - \$525 million; Nov/00, 300MMcf/d
- Open season ended Dec 1

## Vector

- IPL/MCN/Columbia; Nov/99
- \$540 million, 344 mi., 42", 1000 psi, 1 Bcfd
- FERC filing Dec 15

## Tolls Comparison - US\$ / Dth (based on available forecasts and fuel estimates @ \$1.70)

1. NOVA to TCPL (20¢) to Lake Erie (84¢) via Millennium to NYC (54¢) \$1.58
2. NOVA to TCPL (20¢) to Waddington (91¢) via Iroquois (10 years) to NYC (47¢) \$1.58
3. NOVA to TCPL (20¢) to Niagara Falls (89.5¢) via TGP/Eastern Express to NYC (49¢) \$1.59
4. NOVA to Foothills (20¢) to Monchy (8¢) via Northern Border (51.5¢) via Vector to Dawn (25¢) to Lake Erie (8¢) via Millennium to NYC (54¢) \$1.67
5. NOVA to Foothills (20¢) to Monchy (8¢) via Northern Border (51.5¢) via ANR/Independence to Leidy (52¢) via MarketLink to NYC (35¢) \$1.67
6. Alliance to Joliet (83¢) via Vector to Dawn (25¢) to Lake Erie (8¢) via Millennium to NYC (54¢) \$1.70
7. Alliance to Joliet (83¢) via ANR/Independence to Leidy (52¢) via MarketLink to NYC (35¢) \$1.70
8. NOVA to Foothills (20¢) to Monchy (8¢) via Northern Border (51.5¢) via Eastern Express to Leidy (67¢) via MarketLink to NYC (35¢) \$1.82
9. Alliance to Joliet (83¢) via Eastern Express to Leidy (67¢) via MarketLink to NYC (35¢) \$1.85



**TransCanada**

Iain MacRae - Aug 10/98

416-869-2123

Josh Beaumont  
Reprographics

SCGM-5, Document 1.10

Page 2 de 2

**RÉPONSE DE SCGM À UNE DEMANDE D'INFORMATION**

**Origine :** Lettre du 14 août

**Demandeur :** FNACQ

---

**Question 70**

**Références :** SCGM-5, doc. 1, page 15, ligne 26

**Demandes :**

- a) Donner le détail des frais de 400 000,00 \$ auquel il est fait référence ;
  - b) Les frais relatifs au positionnement stratégique du portefeuille d'approvisionnement de SCGM sont-ils partagés en tout ou en partie avec d'autres entreprises, affiliées ou non, ou sont-ils autrement subventionnés ?
- 

**Réponses :**

- a) La totalité des frais de 400 000 \$ sera consacrée à des frais de consultation et de représentation devant les différents offices réglementaires.
- b) Non, mais si une telle opportunité se présentait, la Société tenterait d'en tirer avantage.

**REPONSE DE SCGM A UNE DEMANDE D'INFORMATION**

**Origine :** Lettre en date du 98-06-23  
**Demandeur :** ACIG

---

**Question :** 5.2.1 **Référence :** SCGM-5, doc. 2. P. 2:

Demande :

- a) Veuillez produire une version plus lisible (présumément en couleurs) de la pièce SCGM-5, doc. 2, page 2.
- 

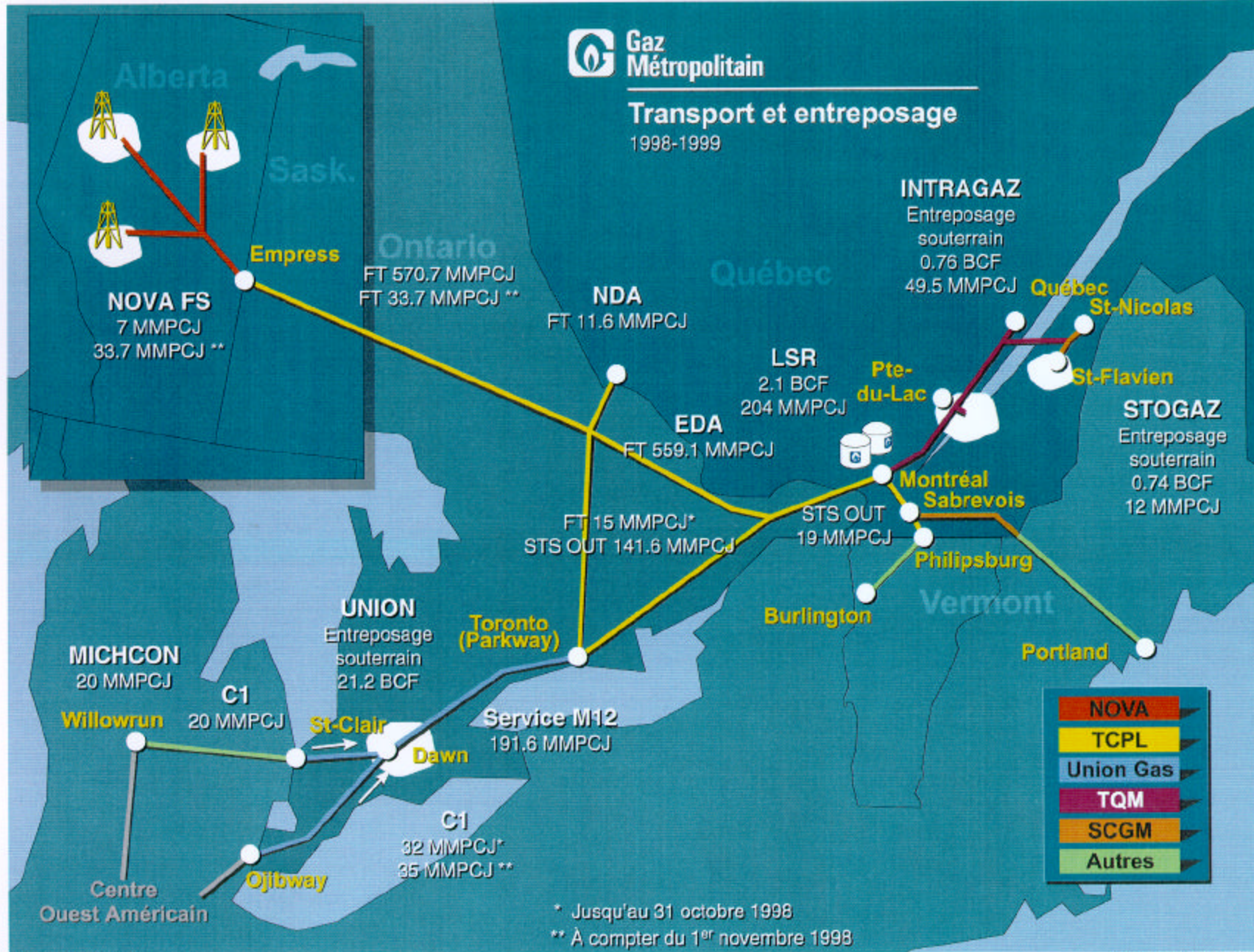
**Réponse** Voir pièce ci-jointe.

⇒ Carte couleur «Transport et entreposage – 1998-1999»



## Transport et entreposage

1998-1999



\* Jusqu'au 31 octobre 1998

\*\* À compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998

**RÉPONSE DE SCGM À UNE DEMANDE D'INFORMATION**

**Origine :** Lettre du 24 juillet 1998 (Série 1)  
**Demandeur :** RNCREQ

---

**Question 28**                      **Re SCGM-5, doc. 2 — approvisionnement**

Veillez fournir une copie couleur de la carte de transport et d'entreposage à la page 2 (la copie noir et blanc est illisible).

---

**Réponse :**

Voir la réponse à l'ACIG à la pièce SCGM-5, Document 2.1 a), page 2 de 2.

**RÉPONSE DE SCGM À UNE DEMANDE D'INFORMATION**

**Origine :** Lettre du 14 août  
**Demandeur :** Régie de l'énergie

---

**Question 5.3**

**Références :** SCGM-5, doc. 2.1a, page 2 de 2

Les capacités de STS et celles de transport M12 devraient être idéalement les mêmes. La pièce SCGM-5, document 2.1a, page 2 de 2 montre une capacité de transport M12 de 191,6 mmpc/jour et une capacité de transport STS de 141,6 mmpc/jour.

**Demandes :**

Veillez confirmer que la capacité M12 de 191,6 mmpc/jour inclut le surplus de 50 mmpc/jour mentionné lors de la cause tarifaire 1997-1998.

---

**Réponses :**

Oui, le surplus de 50 mmpc/jour est inclus dans la capacité M12 de 191,6 mmpc/jour.

**RÉPONSE DE SCGM À UNE DEMANDE D'INFORMATION**

**Origine :** Lettre du 14 août  
**Demandeur :** Régie de l'énergie

---

**Question 5.4**

**Références :** SCGM-5, doc. 2.1a, page 2 de 2

Les capacités de STS et celles de transport M12 devraient être idéalement les mêmes. La pièce SCGM-5, document 2.1a, page 2 de 2 montre une capacité de transport M12 de 191,6 mmpc/jour et une capacité de transport STS de 141,6 mmpc/jour.

**Demandes :**

Si surplus il y a, auriez-vous recours à la revente de cette capacité sur le marché secondaire ?

---

**Réponses :**

Dans la mesure où cette capacité n'est pas utilisée ponctuellement pour l'alimentation de la franchise, nous aurons recours au marché secondaire pour la revente de cette capacité et ce, en fonction des opportunités du marché.

**RÉPONSE DE SCGM À UNE DEMANDE D'INFORMATION**

**Origine :** Lettre du 14 août  
**Demandeur :** Régie de l'énergie

---

**Question 5.5**

**Références :** SCGM-5, doc. 2.1a, page 2 de 2

Les capacités de STS et celles de transport M12 devraient être idéalement les mêmes. La pièce SCGM-5, document 2.1a, page 2 de 2 montre une capacité de transport M12 de 191,6 mmpc/jour et une capacité de transport STS de 141,6 mmpc/jour.

**Demandes :**

Quel a été le résultat de cette vente de capacité au cours de l'année 1997-1998 ?

---

**Réponses :**

Trois (3) transactions concernant la vente de capacité de transport M12 ont été effectuées durant l'année 1997-1998:

	<u>Mmpc/jour</u>
- du 1 <sup>er</sup> novembre 1997 au 31 mars 1998	15
- du 1 <sup>er</sup> novembre 1997 au 31 mars 1998	3
- du 1 <sup>er</sup> janvier 1997 au 31 janvier 1998	3.

**REPONSE DE SCGM A UNE DEMANDE D'INFORMATION**

**Origine :** Lettre en date du 98-06-23  
**Demandeur :** ACIG

---

**Question :** 5.3.1 Référence : SCGM-5, doc. 3:

Demande :

- a) En utilisant le même mode de présentation que celui indiqué à la pièce SCGM-5, doc. 3, veuillez produire un tableau comparatif fournissant les données budgétisées et les données réelles pour la demande et l'approvisionnement en gaz pour les années 1990 jusqu'à aujourd'hui. Pour l'année 1998, les données réelles seront celles de la prévision 1998 (5/7).
- 

**Réponse** Voir pièces ci-jointes.

⇒ Tableaux comparatifs des années 1991-1992 à 1997-1998.

Les données pour l'année 1990-1991 ne sont pas disponibles.

DEMANDE ET APPROVISIONNEMENT EN GAZ

	BUDGET 1991-1992			VARIATION			DONNÉES RÉELLES 1991-1992		
	HIVER (BCF) (1)	ÉTÉ (BCF) (2)	TOTAL (BCF) (3)	HIVER (BCF) (4)-(1)	ÉTÉ (BCF) (5)-(2)	TOTAL (BCF) (6)-(3)	HIVER (BCF) (4)	ÉTÉ (BCF) (5)	TOTAL (BCF) (6)
<b>DEMANDE</b>									
CONTINU							88,0	64,3	152,3
INTERRUPTIBLE							21,3	20,0	41,3
<b>SOUS-TOTAL</b>	114,0	88,2	202,2	-4,7	-3,8	-8,5	109,3	84,4	193,7
GAZ PERDU ET USAGE DE LA CIE	0,9	0,7	1,6	0,2		0,2	1,1	0,7	1,8
CESSIONS DE CAPACITÉ	1,1		1,1	6,0	11,9	17,9	7,1	11,9	19,0
<b>TOTAL DE LA DEMANDE</b>	116,0	88,9	204,9	1,5	8,1	9,6	117,5	97,0	214,5
<b>APPROVISIONNEMENT</b>									
FT - EMPRESS - MTL	86,8	119,8	206,6	0,0	0,1	0,1	86,8	119,9	206,7
SERVICE DE LIVRAISON	0,6	0,6	1,2	0,0	-0,1	-0,1	0,6	0,5	1,1
SERVICE INTERRUPTIBLE	2,8	1,0	3,8	-2,8	-1,0	-1,0			
FT NON UTILISÉ		-10,5	-10,5		7,3	7,3		-3,2	-3,2
VARIATION D'INVENTAIRES****	22,0	-22,0	0,0	4,0	-0,5	-0,5	26,0	-22,5	3,5
ECHANGE DE GAZ (réception)	1,8		1,8	-1,8					
ACHAT DE GAZ DE L'EST									
<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	114,0	88,9	202,9	-0,7	5,8	5,1	113,3	94,7	208,0
INTERRUPTION	-2,0		-2,0	-2,2	-2,3	-4,5	-4,2	-2,3	-6,5
GAZ D'HIVER				2,9	2,3	5,2	2,9	2,3	5,2
<b>INTERRUPTION NETTE</b>	-2,0		-2,0	0,7	0,0	0,7	-1,3		-1,3

94,02%

98,73%

\*\*\*\* détails des retraits et des injections de Union Gas, Intragaz et GNL ne sont pas disponibles

fichier: n.chadillon,excel,planif,acig99,16 juillet 1998

DEMANDE ET APPROVISIONNEMENT EN GAZ

	BUDGET 1992-1993			VARIATION			DONNÉES RÉELLES 1992-1993		
	HIVER (BCF) (1)	ÉTÉ (BCF) (2)	TOTAL (BCF) (3)	HIVER (BCF) (4)-(1)	ÉTÉ (BCF) (5)-(2)	TOTAL (BCF) (6)-(3)	HIVER (BCF) (4)	ÉTÉ (BCF) (5)	TOTAL (BCF) (6)
<b>DEMANDE</b>									
CONTINU	88,0	62,2	150,2	0,7	2,8	3,5	88,7	65,0	153,7
INTERRUPTIBLE	25,1	20,1	45,2	-2,0	1,2	-0,8	23,1	21,3	44,4
GAZ PERDU ET USAGE DE LA CIE	0,9	0,7	1,6	1,7	0,7	2,4	2,6	1,40	4,0
CESSIONS DE CAPACITÉ	3,0	4,3	7,3	1,6	8,4	10,0	4,6	12,7	17,3
<b>SOUS-TOTAL</b>	<b>117,0</b>	<b>87,3</b>	<b>204,3</b>	<b>2,0</b>	<b>13,1</b>	<b>15,1</b>	<b>119,0</b>	<b>100,4</b>	<b>219,4</b>
ÉCHANGE DE GAZ (livraison)					12,6	12,6		12,6	12,6
<b>SOUS-TOTAL</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>12,6</b>	<b>12,6</b>		<b>12,6</b>	<b>12,6</b>
<b>TOTAL DE LA DEMANDE</b>	<b>117,0</b>	<b>87,3</b>	<b>204,3</b>	<b>2,0</b>	<b>25,6</b>	<b>27,6</b>	<b>119,0</b>	<b>112,9</b>	<b>231,9</b>
<b>APPROVISIONNEMENT</b>									
FT - EMPRESS - MTL	86,2	122,1	208,3				86,2	122,1	208,3
SERVICE DE LIVRAISON	0,4	0,6	1,0		0,1	0,1	0,4	0,7	1,1
SERVICE INTERRUPTIBLE	1,0		1,0	-1,0	0,4	-0,6		0,4	0,4
FT NON UTILISÉ		-12,9	-12,9		12,9	12,9		-0,03	-0,03
VARIATION D'INVENTAIRES***	22,4	-22,5	-0,1	-7,0	5,6	-1,4	15,5	-16,9	-1,5
ÉCHANGE DE GAZ (réception)				13,3		13,3	13,3		13,3
ACHAT DE GAZ DE L'EST					6,6	6,6		6,6	6,6
<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>110,0</b>	<b>87,3</b>	<b>197,3</b>	<b>5,3</b>	<b>25,6</b>	<b>30,9</b>	<b>115,3</b>	<b>112,9</b>	<b>228,2</b>
INTERRUPTION	-7,0		-7,0	3,3		3,3	-3,7		-3,7
GAZ D'HIVER	5,0		5,0	-2,2		-2,2	2,8		2,8
<b>INTERRUPTION NETTE</b>	<b>-2,0</b>		<b>-2,0</b>	<b>1,1</b>		<b>1,1</b>	<b>-0,9</b>		<b>-0,9</b>

93,52%

99,76%

\*\*\*\* détails des retraits et des injections de Union Gas, Intragaz et GNL ne sont pas disponibles

	BUDGET 1993-1994			VARIATION			DONNÉES RÉELLES 1993-1994		
	HIVER (BCF) (1)	ÉTÉ (BCF) (2)	TOTAL (BCF) (3)	HIVER (BCF) (4)-(1)	ÉTÉ (BCF) (5)-(2)	TOTAL (BCF) (6)-(3)	HIVER (BCF) (4)	ÉTÉ (BCF) (5)	TOTAL (BCF) (6)
<b>DEMANDE</b>									
CONTINU	90,3	66,0	156,3	-0,8	-3,1	-3,9	89,5	62,9	152,4
INTERRUPTIBLE	22,1	23,9	46,0	1,1	-0,4	0,7	23,2	23,5	46,7
GAZ PERDU ET USAGE DE LA CIE	1,5	1,2	2,7	0,4		0,4	1,9	1,2	3,1
CESSIONS DE CAPACITÉ		4,1	4,1	4,6	10,6	15,2	4,6	14,7	19,3
<b>SOUS-TOTAL AVANT INJECTION</b>	<b>113,9</b>	<b>95,2</b>	<b>209,1</b>	<b>5,3</b>	<b>7,1</b>	<b>12,4</b>	<b>119,2</b>	<b>102,3</b>	<b>221,5</b>
INJECTION UNION GAS		19,9	19,9	0,3	5,7	6,0	0,3	25,6	25,9
LIQUÉFACTION (GNL)		1,6	1,6	0,0	0,1	0,1	0,01	1,7	1,7
INJECTION PDL	1,8	0,2	2,0	-0,4	0,0	-0,4	1,4	0,2	1,6
ÉCHANGE DE GAZ (livraison)			0,0		1,8	1,8		1,8	1,8
<b>SOUS-TOTAL</b>	<b>1,8</b>	<b>21,6</b>	<b>23,4</b>	<b>-0,2</b>	<b>7,7</b>	<b>7,5</b>	<b>1,6</b>	<b>29,3</b>	<b>30,9</b>
<b>TOTAL DE LA DEMANDE</b>	<b>115,7</b>	<b>116,8</b>	<b>232,5</b>	<b>5,1</b>	<b>14,8</b>	<b>19,9</b>	<b>120,8</b>	<b>131,6</b>	<b>252,4</b>
<b>APPROVISIONNEMENT</b>									
FT - EMPRESS - MTL	86,2	122,1	208,3				86,2	122,1	208,3
SERVICE DE LIVRAISON	0,4	0,6	1,0	-0,4	-0,8	-1,2		-0,2	-0,2
SERVICE INTERRUPTIBLE				0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,03
FT NON UTILISÉ		-7,2	-7,2		7,0	7,0		-0,2	-0,2
RETRAIT UNION GAS	18,9	1,0	19,9	4,5	-0,3	4,3	23,4	0,8	24,2
VAPORISATION (GNL)	1,5	0,1	1,6	0,3	-0,1	0,2	1,8	0,04	1,8
RETRAIT PDL	1,8	0,1	1,9	-0,4	0,0	-0,3	1,4	0,1	1,5
ÉCHANGE DE GAZ (réception)				1,3		1,3	1,3		1,3
ACHAT DE GAZ DE L'EST					8,9	8,9		8,9	8,9
<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>108,8</b>	<b>116,8</b>	<b>225,5</b>	<b>5,3</b>	<b>14,8</b>	<b>20,2</b>	<b>114,1</b>	<b>131,6</b>	<b>245,7</b>
INTERRUPTION	-7,0		-7,0	0,2		0,2	-6,8		-6,8
GAZ D'HIVER	5,0		5,0	-0,4		-0,4	4,6		4,6
<b>INTERRUPTION NETTE</b>	<b>-2,0</b>		<b>-2,0</b>	<b>-0,2</b>		<b>-0,2</b>	<b>-2,1</b>		<b>-2,1</b>

96,43%

99,68%

fichier: n.chadillon,excel,planif,acig99,16 juillet 1998

DEMANDE ET APPROVISIONNEMENT EN GAZ

	BUDGET 1994-1995			VARIATION			DONNÉES RÉELLES 1994-1995		
	HIVER (BCF) (1)	ÉTÉ (BCF) (2)	TOTAL (BCF) (3)	HIVER (BCF) (4)-(1)	ÉTÉ (BCF) (5)-(2)	TOTAL (BCF) (6)-(3)	HIVER (BCF) (4)	ÉTÉ (BCF) (5)	TOTAL (BCF) (6)
<b>DEMANDE</b>									
CONTINU	86,2	61,5	147,7	-4,3	-0,4	-4,7	81,9	61,1	143,0
INTERRUPTIBLE	23,0	22,4	45,4	5,3	8,4	13,7	28,3	30,7	59,0
GAZ PERDU ET USAGE DE LA CIE	0,9	0,7	1,6	1,0	-0,1	0,9	1,8	0,60	2,4
CESSIONS DE CAPACITÉ	3,0	11,9	14,9	4,8	-3,6	1,2	7,8	8,3	16,1
<b>SOUS-TOTAL AVANT INJECTION</b>	<b>113,1</b>	<b>96,4</b>	<b>209,5</b>	<b>6,8</b>	<b>4,3</b>	<b>11,1</b>	<b>119,8</b>	<b>100,7</b>	<b>220,5</b>
INJECTION UNION GAS		21,2	21,2	0,2	0,7	0,9	0,2	21,8	22,0
LIQUÉFACTON (GNL)		1,6	1,6		-0,4	-0,4		1,2	1,2
INJECTION PDL	1,8	0,1	1,9	-0,6	0,4	-0,1	1,2	0,5	1,7
ÉCHANGE DE GAZ (livraison)		4,0	4,0		2,1	2,1		6,1	6,1
<b>SOUS-TOTAL</b>	<b>1,8</b>	<b>26,8</b>	<b>28,6</b>	<b>-0,4</b>	<b>2,8</b>	<b>2,5</b>	<b>1,4</b>	<b>29,6</b>	<b>31,0</b>
<b>TOTAL DE LA DEMANDE</b>	<b>114,8</b>	<b>123,2</b>	<b>238,0</b>	<b>6,4</b>	<b>7,1</b>	<b>13,5</b>	<b>121,2</b>	<b>130,3</b>	<b>251,5</b>
<b>APPROVISIONNEMENT</b>									
FT - EMPRESS - MTL	86,2	122,1	208,3		0,1	0,1	86,2	122,2	208,4
SERVICE DE LIVRAISON	0,4	0,6	1,0	-0,1	-0,1	-0,2	0,4	0,5	0,9
FT NON UTILISÉ		-1,3	-1,3		1,0	1,0		-0,3	-0,3
RETRAIT UNION GAS	19,7	1,7	21,4	4,7	-1,0	3,7	24,4	0,6	25,0
VAPORISATION (GNL)	1,6	0,1	1,7	0,2	0,0	0,2	1,8	0,03	1,8
RETRAIT PDL	1,9	0,1	2,0	-0,1	-0,2	-0,2	1,8	-0,1	1,7
ÉCHANGE DE GAZ (réception)	4,0		4,0	1,3		1,3	5,3		5,3
ACHAT DE GAZ DE L'EST				0,8	7,4	8,2	0,8	7,4	8,2
<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>113,8</b>	<b>123,2</b>	<b>237,0</b>	<b>6,9</b>	<b>7,1</b>	<b>14,0</b>	<b>120,7</b>	<b>130,3</b>	<b>251,0</b>
INTERRUPTION	-1,0		-1,0	0,5		0,5	-0,5		-0,5
GAZ D'HIVER									0,0
<b>INTERRUPTION NETTE</b>	<b>-1,0</b>		<b>-1,0</b>	<b>0,5</b>		<b>0,5</b>	<b>-0,5</b>		<b>-0,5</b>

99,37%

99,98%

fichier: n.chadillon,excel,planif,acig99,15 juillet 1998

DEMANDE ET APPROVISIONNEMENT EN GAZ

	BUDGET 1995-1996			VARIATION			DONNÉES RÉELLES 1995-1996		
	HIVER (BCF)	ÉTÉ (BCF)	TOTAL (BCF)	HIVER (BCF)	ÉTÉ (BCF)	TOTAL (BCF)	HIVER (BCF)	ÉTÉ (BCF)	TOTAL (BCF)
	(1)	(2)	(3)	(4)-(1)	(5)-(2)	(6)-(3)	(4)	(5)	(6)
<b>DEMANDE</b>									
CONTINU	88,2	68,4	156,6	2,1	-3,4	-1,3	90,4	65,0	155,4
INTERRUPTIBLE	30,0	31,4	61,4	4,5	2,3	6,8	34,5	33,7	68,2
GAZ PERDU ET USAGE DE LA CIE	0,9	0,8	1,7	1,3	-0,8	0,5	2,2	-0,02	2,2
CESSIONS DE CAPACITÉ	2,2	1,1	3,3	2,2	3,2	5,4	4,4	4,3	8,7
<b>SOUS-TOTAL AVANT INJECTION</b>	<b>121,3</b>	<b>101,7</b>	<b>223,0</b>	<b>10,1</b>	<b>1,3</b>	<b>11,4</b>	<b>131,4</b>	<b>103,0</b>	<b>234,4</b>
INJECTION UNION GAS		21,3	21,3	1,1	-1,1	0,0	1,1	20,2	21,3
LIQUÉFACTON (GNL)		1,6	1,6					1,6	1,6
INJECTION PDL	1,8	0,2	2,0	-0,8	0,5	-0,3	1,0	0,7	1,7
ÉCHANGES DE GAZ (livraison)		5,0	5,0		-0,7	-0,7		4,3	4,3
<b>SOUS-TOTAL</b>	<b>1,8</b>	<b>28,1</b>	<b>29,9</b>	<b>0,3</b>	<b>-1,3</b>	<b>-1,0</b>	<b>2,1</b>	<b>26,8</b>	<b>28,9</b>
<b>TOTAL DE LA DEMANDE</b>	<b>123,1</b>	<b>129,8</b>	<b>252,9</b>	<b>10,4</b>	<b>0,0</b>	<b>10,4</b>	<b>133,5</b>	<b>129,8</b>	<b>263,3</b>
<b>APPROVISIONNEMENT</b>									
FT - EMPRESS - MTL	86,8	122,1	208,9				86,8	122,1	208,9
SERVICE DE LIVRAISON	0,4	0,6	1,0	-0,1	0,1	0,0	0,3	0,7	1,0
RETRAIT UNION GAS	19,8	0,8	20,6	1,2	1,0	2,2	21,0	1,8	22,8
VAPORISATION (GNL)	1,5	0,2		0,5	-0,2	0,4	2,0	0,02	
RETRAIT PDL	1,8	0,2		0,0	-0,2	-0,1	1,8	0,1	
ÉCHANGES DE GAZ (réception)	4,0		4,0	1,6		1,6	5,6		5,6
ACHAT DE GAZ DE L'EST		5,9	5,9	0,5	-3,5	-3,0	0,5	2,4	2,9
<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>114,3</b>	<b>129,8</b>	<b>240,4</b>	<b>3,8</b>	<b>-2,7</b>	<b>1,1</b>	<b>118,1</b>	<b>127,1</b>	<b>241,2</b>
INTERRUPTION	-8,8		-8,8	-6,6	-2,7	-9,3	-15,4	-2,7	-18,1
GAZ D'HIVER				6,0	0,3	6,3	6,0	0,3	6,3
<b>INTERRUPTION NETTE</b>	<b>-8,8</b>		<b>-8,8</b>	<b>-0,6</b>	<b>-2,4</b>	<b>-3,0</b>	<b>-9,4</b>	<b>-2,4</b>	<b>-11,8</b>

100%

100%

fichier: n.chadillon,excel,planif,acip99,15 juillet 1998

DEMANDE ET APPROVISIONNEMENT EN GAZ

	BUDGET 1996-1997			VARIATION			DONNÉES RÉELLES 1996-1997		
	HIVER (BCF) (1)	ÉTÉ (BCF) (2)	TOTAL (BCF) (3)	HIVER (BCF) (4)-(1)	ÉTÉ (BCF) (5)-(2)	TOTAL (BCF) (6)-(3)	HIVER (BCF) (4)	ÉTÉ (BCF) (5)	TOTAL (BCF) (6)
<b>DEMANDE</b>									
CONTINU	90,0	64,3	154,3	1,9	5,3	7,2	91,9	69,6	161,5
INTERRUPTIBLE	33,7	33,9	67,6	1,7	-0,2	1,5	35,4	33,7	69,1
GAZ PERDU ET USAGE DE LA CIE	0,9	0,7	1,6	-0,2	0,5	0,3	0,7	1,2	1,9
CESSIONS DE CAPACITÉ	0,4	0,8	1,2	0,3	-0,5	-0,2	0,7	0,3	1,0
<b>SOUS-TOTAL AVANT INJECTION</b>	<b>125,0</b>	<b>99,7</b>	<b>224,7</b>	<b>3,7</b>	<b>5,2</b>	<b>8,9</b>	<b>128,7</b>	<b>104,9</b>	<b>233,6</b>
INJECTION UNION GAS		20,3	20,3	0,1	1,8	1,9	0,1	22,1	22,2
LIQUÉFACTON (GNL)		1,6	1,6	0,2	0,2	0,4	0,2	1,7	1,9
INJECTION PDL	1,9	0,3	2,2		0,2	0,2	1,9	0,5	2,4
INJECTION ST-FLAVIEN		3,0	3,0		-3,0	-3,0			
ÉCHANGES DE GAZ (livraison)		4,0	4,0		-2,7	-2,7		1,3	1,3
<b>SOUS-TOTAL</b>	<b>1,9</b>	<b>29,1</b>	<b>31,0</b>	<b>0,3</b>	<b>-3,5</b>	<b>-3,2</b>	<b>2,2</b>	<b>25,6</b>	<b>27,8</b>
<b>TOTAL DE LA DEMANDE</b>	<b>126,9</b>	<b>128,8</b>	<b>255,7</b>	<b>4,0</b>	<b>1,7</b>	<b>5,7</b>	<b>130,9</b>	<b>130,5</b>	<b>261,4</b>
<b>APPROVISIONNEMENT</b>									
FT - EMPRESS - MTL	86,2	122,1	208,3				86,2	122,1	208,3
SERVICE DE LIVRAISON	0,4	0,6	1,0	0,6	-0,2	-0,2	1,0	0,4	1,4
RETRAIT UNION GAS	19,1	2,4	21,5	0,1	-0,6	-0,6	19,2	1,8	21,0
VAPORISATION (GNL)	1,5		1,5	0,1	0,1	0,1	1,6	0,1	1,8
RETRAIT PDL	2,1	0,1	2,2	-0,1	0,3	0,3	2,0	0,3	2,3
ÉCHANGES DE GAZ (réception)	4,0		4,0	-1,5		-1,5	2,6		2,6
ACHAT DE GAZ DE L'EST		3,7	3,7	0,2	2,1	2,1	0,2	5,8	6,0
<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>113,3</b>	<b>128,8</b>	<b>242,1</b>	<b>-0,5</b>	<b>1,7</b>	<b>1,2</b>	<b>112,8</b>	<b>130,5</b>	<b>243,3</b>
INTERRUPTION	-13,6		-13,6	-4,5		-4,5	-18,1		-18,1
GAZ D'HIVER	7,5		7,5	-0,8		-0,8	6,7		6,7
<b>INTERRUPTION NETTE</b>	<b>-6,1</b>		<b>-6,1</b>	<b>-5,3</b>		<b>-5,3</b>	<b>-11,4</b>		<b>-11,4</b>

100%

100%

fichier: n.chadillon\_excel\_planif\_acig99\_16\_juillet\_1998

DEMANDE ET APPROVISIONNEMENT EN GAZ

	BUDGET 1997-1998			VARIATION			DONNÉES RÉELLES 1997-1998 (Prévisions 5/7)		
	HIVER (BCF) (1)	ÉTÉ (BCF) (2)	TOTAL (BCF) (3)	HIVER (BCF) (4)-(1)	ÉTÉ (BCF) (5)-(2)	TOTAL (BCF) (6)-(3)	HIVER (BCF) (4)	ÉTÉ (BCF) (5)	TOTAL (BCF) (6)
<b>DEMANDE</b>									
CONTINU	92,5	67,7	160,2	-1,9	2,0	0,1	90,6	69,7	160,3
INTERRUPTIBLE	34,9	34,9	69,8	1,0	-0,8	0,2	35,9	34,1	70,0
GAZ PERDU ET USAGE DE LA CIE	0,9	0,8	1,7	-0,4	0,3	-0,1	0,5	1,1	1,6
CESSIONS DE CAPACITÉ	0,3		0,3	-0,3		-0,3			
<b>SOUS-TOTAL AVANT INJECTION</b>	<b>128,6</b>	<b>103,4</b>	<b>232,0</b>	<b>-1,5</b>	<b>1,5</b>	<b>0,0</b>	<b>127,1</b>	<b>104,9</b>	<b>232,0</b>
INJECTION UNION GAS		22,5	22,5	6,1	-8,5	-2,4	6,1	14,0	20,1
LIQUÉFACTON (GNL)		2,2	2,2		-1,6	-1,6		0,60	0,60
INJECTION PDL	2,1	0,9	3,0	-0,1	-0,7	-0,7	2,0	0,3	2,3
INJECTION ST-FLAVIEN		3,4	3,4		-1,0	-1,0		2,4	2,4
ÉCHANGES DE GAZ (livraison)		4,0	4,0		0,5	0,5		4,5	4,5
<b>SOUS-TOTAL</b>	<b>2,1</b>	<b>33,0</b>	<b>35,1</b>	<b>6,1</b>	<b>-11,3</b>	<b>-5,2</b>	<b>8,2</b>	<b>21,8</b>	<b>29,9</b>
<b>TOTAL DE LA DEMANDE</b>	<b>130,7</b>	<b>136,4</b>	<b>267,1</b>	<b>4,5</b>	<b>-9,8</b>	<b>-5,2</b>	<b>135,3</b>	<b>126,7</b>	<b>261,9</b>
<b>APPROVISIONNEMENT</b>									
FT - EMPRESS - MTL	69,2	112,1	181,3				69,2	112,1	181,3
SERVICE DE LIVRAISON	0,4	0,6	1,0				0,4	0,6	1,0
RETRAIT UNION GAS	19,0	2,9	21,9	-3,1	-0,1	-3,2	16,0	2,7	18,7
VAPORISATION (GNL)	1,9	0,2	2,1	-1,2	-0,1	-1,3	0,7	0,1	0,8
RETRAIT PDL	2,8	0,1	2,9	-0,6	0,1	-0,6	2,2	0,1	2,3
ÉCHANGES DE GAZ (réception)	4,0		4,0	3,9		3,9	7,9		7,9
ACHAT DE GAZ DE L'EST		10,6	10,6	2,9	-9,7	-6,8	2,9	0,9	3,8
<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>114,3</b>	<b>136,4</b>	<b>250,7</b>	<b>1,9</b>	<b>-9,9</b>	<b>-8,0</b>	<b>116,2</b>	<b>126,5</b>	<b>242,7</b>
INTERRUPTION	-16,4		-16,4	-2,6	-0,1	-2,6	-19,1	-0,1	-19,2
GAZ D'HIVER	5,0		5,0	1,6	0,1	1,6	6,6	0,1	6,7
<b>INTERRUPTION NETTE</b>	<b>-11,4</b>		<b>-11,4</b>	<b>-1,1</b>		<b>-1,1</b>	<b>-12,5</b>	<b>0,0</b>	<b>-12,5</b>

100%

100%

fichier: n.chadillon,excel,planif,acig99,16 juillet 1998

**RÉPONSE DE SCGM À UNE DEMANDE D'INFORMATION**

**Origine :** Lettre du 14 août  
**Demandeur :** Régie de l'énergie

---

**Question 5.6**

**Références :** SCGM-5, document 8  
SCGM-4, document 1

La pièce SCGM-5, document 8, ligne 15, montre les coûts de transport associés au volet 2.

La pièce SCGM-4, document 1 montre les revenus de transport et de distribution au tarif 5 interruptible incluant le volet 2.

**Préambule :**

**Demandes :**

Veillez présenter séparément les revenus TD attribuables au tarif 5 régulier et au volet 2 du tarif 5.

---

**Réponses**

	<u>Volumes en 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup></u>	<u>Revenus TD 000 \$</u>
Tarif 5 régulier	1 541 257	76 293
Tarif 5 volet 2	<u>143 906</u>	<u>7 123</u>
Total selon ligne 17 SCGM-4, document 1	<u>1 685 163</u>	<u>83 416</u>

**RÉPONSE DE SCGM À UNE DEMANDE D'INFORMATION**

**Origine :** Lettre du 14 août  
**Demandeur :** Régie de l'énergie

---

**Question 5.7**

**Références :** SCGM-5, document 8  
SCGM-4, document 1

La pièce SCGM-5, document 8, ligne 15, montre les coûts de transport associés au volet 2.

La pièce SCGM-4, document 1 montre les revenus de transport et de distribution au tarif 5 interruptible incluant le volet 2.

**Préambule :**

**Demandes :**

Veillez isoler, pour le volet 2 du tarif 5, la composante transport et la composante distribution.

---

**Réponses**

Étant donné que les projections de revenu pour le volet 2 du tarif 5 ont été faites en utilisant la grille tarifaire actuelle, nous ne pouvons donc pas isoler la composante transport de la composante distribution.

**RÉPONSE DE SCGM À UNE DEMANDE D'INFORMATION**

**Origine :** Lettre du 14 août  
**Demandeur :** FNACQ

---

**Question 71**

**Références :** SCGM-5, doc. 8, page 2, ligne 35

**Demandes :**

Doit-on comprendre de ce tableau sur le coût annuel d'approvisionnement gazier que le coût du gaz de réseau est de 2,02 \$ plutôt que de 2,10 \$ ?

---

**Réponses :**

Non, le coût du gaz de réseau est projeté à 2,10\$. Le montant de 2,02\$ représente le prix moyen des achats dont une partie est faite à 2,10\$ (ligne 28) et l'autre provenant du service de livraison est faite à une valeur nulle (ligne 33).

**RÉPONSE DE SCGM À UNE DEMANDE D'INFORMATION**

**Origine :** Lettre du 14 août  
**Demandeur :** FNACQ

---

**Question 72**

**Références :** SCGM-5, doc. 9

**Demandes :**

- a) Existe-t-il des alternatives moins coûteuses au service d'entreposage d'IntraGaz et de St-Flavien ?
  - b) À quelle date les contrats entre SCGM et IntraGaz et St-Flavien viennent-ils à échéance ?
- 

**Réponses :**

- a) SCGM n'a pas investigué d'alternatives pour remplacer les services d'entreposage d'Intragaz et de St-Flavien puisque ces contrats sont en vigueur encore pour quelques années. Les alternatives et leur pertinence seront évaluées à la lumière de conditions de marché qui prévaudront en fonction de l'horizon d'échéance de ces contrats.  
Notons que ces contrats furent signés initialement avec l'approbation de la Régie sur la base des coûts évités de l'époque.
- b) Le contrat entre SCGM et Intragaz vient à échéance le 30 septembre 2005. Toutefois, l'une ou l'autre des parties peut y mettre fin le 1<sup>er</sup> octobre 2001 soit 10 ans après la date de mise en disponibilité du réservoir. Le contrat entre SCGM et Stogaz (à St-Flavien) vient à échéance le 31 mars 2013.