

**CANADA  
PROVINCE DE QUÉBEC**

**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

---

**NO : R-3397-98**

**SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ  
MÉTROPOLITAIN (SCGM)**

Demanderesse

et

**FÉDÉRATION NATIONALE DES  
ASSOCIATIONS DE CONSOMMATEURS DU  
QUÉBEC (FNACQ), 1215 rue de la Visitation,  
Montréal (Québec) H2L 3B5**

et

**OPTION CONSOMMATEURS, 2120, rue  
Sherbrooke est, bureau 604, Montréal  
(Québec) H2K 1C3**

Intervenantes

---

**Argumentation d'Option Consommateurs et FNACQ  
sur la requête pour faire modifier les tarifs de SCGM  
à compter du 1<sup>er</sup> octobre 1998**

---

Monsieur André Dumais,  
Me Catherine Rudel-Tessier  
Monsieur François Tanguay,

Il nous fait plaisir de vous adresser aujourd'hui les représentations écrites formulées par les intervenantes Option Consommateurs et la Fédération nationale des associations de consommateurs du Québec (ci-après «FNACQ») au nom des petits consommateurs, principalement résidentiels, de gaz naturel abonnés de Société en commandite Gaz Métropolitain (ci-après «SCGM» ou l'«entreprise» ou le «distributeur») et qui sont principalement assujettis au tarif 1.

Ces représentations sont formulées, autant que possible, dans l'ordre de présentation de la preuve de la Société en commandite Gaz Métropolitain plutôt que dans un ordre d'importance pour les intervenantes. Quant aux politiques et orientations générales de l'entreprise, elles seront commentées en relation avec les sujets spécifiques de la preuve.

## Table des matières

<b>I</b>	<b>DÉVELOPPEMENT DU MARCHÉ RÉSIDENTIEL : DENSIFICATION OU EXTENSION.....</b>	<b>3</b>
A.	LE SUPPORT À LA DENSIFICATION DU RÉSEAU .....	3
B.	LES PROBLÈMES SOULEVÉS PAR LA CONSTRUCTION NEUVE .....	3
C.	LES MODALITÉS D'APPLICATION ET LEURS LIMITES.....	6
D.	LA VISION DES CONSOMMATEURS D'UNE SOLUTION ÉQUITABLE .....	8
E.	LE PARTAGE DES COÛTS ENTRE LES CLASSES D'ABONNÉS : LE SOUCI DE PRÉSERVER LE BON INTERFINANCEMENT DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT DU MARCHÉ RÉSIDENTIEL.....	9
F.	DÉVELOPPEMENT DU MARCHÉ RÉSIDENTIEL : ÉLÉMENTS DIVERS.....	11
<b>II</b>	<b>LES EFFORTS D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE .....</b>	<b>13</b>
	POUR UNE PORTÉE PLUS GLOBALE DES PROGRAMMES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE.....	13
A.	L'IMPORTANT DU SUIVI .....	13
<b>III</b>	<b>MÉCANISME DE NORMALISATION DES VOLUMES ET DES REVENUS .....</b>	<b>14</b>
A.	L'OBJECTIF RÉGLEMENTAIRE : L'ÉQUITÉ .....	14
B.	LES IMPÉRATIFS OPÉRATIONNELS DE SCGM .....	15
C.	LA NOUVELLE MÉTHODE POSSÈDE-T-ELLE LES VERTUS QU'ON LUI ATTRIBUE ?.....	15
D.	UN COMPROMIS PRUDENT ET ÉQUITABLE.....	17
<b>IV</b>	<b>APPROVISIONNEMENTS GAZIERS ET ENTREPOSAGE EN FRANCHISE.....</b>	<b>19</b>
A.	LE POSITIONNEMENT STRATÉGIQUE.....	19
B.	LE COÛT TROP ÉLEVÉ DE L'ENTREPOSAGE EN FRANCHISE.....	20
<b>V</b>	<b>LE CONTRÔLE DES DÉPENSES D'OPÉRATION, DE L'INVESTISSEMENT ET DES COÛTS UNITAIRES DE DISTRIBUTION PAR SCGM .....</b>	<b>22</b>
A.	L'ABSENCE DE VOLONTÉ DE CONTRÔLE DES COÛTS ET DES TARIFS .....	22
B.	L'AMORTISSEMENT RÉGLEMENTAIRE ET L'AMORTISSEMENT FISCAL : PEUT-ON LES SYNCHRONISER ? ..	23
C.	LE SUIVI DES DÉPENSES NON RÉCURRENTES.....	24
<b>VI</b>	<b>LA RÉDUCTION DU FONDS DE ROULEMENT.....</b>	<b>25</b>
A.	DÉFINIR LE DIFFÉREND QUI OPPOSE LES PARTIES.....	25
B.	UNE ÉCONOMIE ANNUELLE DE 1 000 000 \$ SUR LE COÛT DE SERVICE .....	26
C.	LES FAILLES DE LA PREUVE DE SCGM .....	29
D.	LA VERSION MODERNE DE LA MÉTHODE LEAD/LAG .....	31
<b>VII</b>	<b>TAUX DE RENDEMENT.....</b>	<b>34</b>
<b>VIII</b>	<b>INDICES DE PERFORMANCE.....</b>	<b>37</b>
<b>IX</b>	<b>NOUVEAUX SERVICES.....</b>	<b>40</b>
<b>X</b>	<b>STRUCTURE TARIFAIRE.....</b>	<b>42</b>
A.	À L'ÉGARD DE LA STRUCTURE TARIFAIRE.....	42
B)	LE TARIF SERAIT-IL LÉGALEMENT ADMISSIBLE ?.....	45
C)	LE BON INTERFINANCEMENT.....	45
<b>XI</b>	<b>CONCLUSIONS.....</b>	<b>48</b>
<b>XII</b>	<b>DEMANDE DE PAIEMENT DES FRAIS.....</b>	<b>52</b>
<b>XIII</b>	<b>DÉROULEMENT DE LA PHASE III.....</b>	<b>56</b>

---

**I. Développement du marché résidentiel : densification ou extension**

1. SCGM, dans sa preuve, énonce un double objectif d'augmenter la densité de son réseau de distribution par l'ajout de consommateurs résidentiels et par un retour après dix ans d'absence dans le domaine de la construction neuve.

**A. Le support à la densification du réseau**

2. D'un point de vue général, les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ sont en faveur de la densification du réseau de distribution existant mais croient que, dans les présentes circonstances économiques et réglementaires, les efforts de développement du distributeur dans le domaine de la construction neuve doivent être prudents afin de limiter le risque et le coût pour les consommateurs actuels.

**B. Les problèmes soulevés par la construction neuve**

3. Cette attitude de prudence envers le développement du marché de la construction neuve est fondée sur l'effet néfaste de l'augmentation récente du prix du gaz naturel, sur l'absence de preuve quant à la rentabilité de l'investissement fait au nom et aux frais des abonnés existants, sur la trop longue période de retour sur l'investissement et sur l'absence d'un plan de ressources du distributeur.

**i) Le marché joue contre SCGM**

Le prix présentement très élevé du gaz naturel ne favorise pas le distributeur. Ainsi la hausse récente du prix du gaz naturel réduit l'avantage comparatif du gaz naturel sur l'électricité pour le consommateur résidentiel de 10 ¢/m<sup>3</sup> à environ 8 ¢/m<sup>3</sup>. Nous ne pouvons donc qu'en déduire que les conversions basées sur un taux de 10 ¢/m<sup>3</sup> si ce tarif est approuvé par la Régie de l'énergie, seront plus dispendieuses pour le consommateur résidentiel que le chauffage à l'électricité tant et aussi longtemps que le prix du gaz sera élevé. Il est difficile de croire qu'un

consommateur averti acceptera une telle offre que, SCGM, par l'imposition d'un tarif, ne pourra pas négocier à la baisse.

**ii) La rentabilité hypothétique sur un horizon trop long**

4. À ce sujet, M. Robert Tessier, président de l'entreprise, affirmait que le retour à un effet tarifaire neutre de l'investissement dans le développement du marché résidentiel était aussi long que 18 ans. Il en est de même dans la preuve de SCGM (SCGM-3, doc. 3.18, p. 2). Or, un retour à un effet neutre sur un horizon de cinq ans est généralement jugé acceptable par les organismes de réglementation. (Décision Centra Gas Manitoba, Man. P.U.B. Order 123/98, p. 5)

- Robert Tessier, 22 octobre 1998, vol. 2, p. 62

*« R. (...) actuellement les chiffres les plus pessimistes sont une rentabilité sur dix-huit (18) ans, des investissements supplémentaires qui sont faits; c'est, à mon avis, trop loin. On va faire mieux que ça. Il va y avoir davantage de volumes que ceux qui sont prévus. Nos coûts d'installation vont être plus bas que ceux qui sont là. Et donc, ma période... et ça va devenir de moins en moins coûteux de brancher les gens au gaz. (...) »*

5. Ainsi, la proposition de SCGM est de croire que les volumes seront supérieurs et que les coûts de branchement seront inférieurs à ceux mis de l'avant. Malgré cette demande d'un acte de foi, le distributeur ne tente de faire la preuve qu'une période de retour à la rentabilité que sur 18 ans. La preuve à ce sujet est explicite comme l'exprime la pièce SCGM-3, doc. 3.23. L'effet tarifaire négatif de 2.3M\$ sur un an et de 3.2M\$ sur cinq ans augmentera à un niveau indéterminé pour 18 ans avant de revenir à la rentabilité tarifaire.
6. En l'absence de données fiables sur la question, il apparaît difficile de juger de la raisonnablement d'un tel investissement à long terme. Il faudra l'encadrer et d'en surveiller l'évolution et les bénéfices au long des années.

**iii) Un peu d'histoire**

7. Bien que ce soit suite au souhait exprimé par la Régie du gaz naturel dans sa décision D-94-65 que SCGM ait mis en place un projet pilote de développement du marché résidentiel, examiné l'année suivante dans la décision D-95-54, force est de constater que les conditions de réalisation de ce projet ne se sont guère améliorées. Le contexte énergétique n'est pas plus favorable au gaz naturel qu'à cette époque, la récente hausse en

faisant foi, mais surtout, l'objectif poursuivi par la Régie du gaz naturel n'est pas rejoint par cette proposition.

8. Le retour sur l'histoire de cette proposition est fort éclairant afin de ne pas perdre l'objectif de vue. Dans la décision D-94-65, l'objectif de la Régie du gaz naturel était clair, il s'agissait d'explorer, au bénéfice des consommateurs, un moyen de réduire les coûts unitaires de distribution du gaz naturel au Québec. Or, la proposition de SCGM, du moins quant au volet de la construction neuve aura l'effet contraire, alors que la densification du réseau, elle, semble plus à même d'y mener en raison du fait que les installations de distribution, dont les coûts sont déjà assumés par l'ensemble de la clientèle, sont déjà présentes.

- Décision D-94-65 du 1<sup>er</sup> décembre 1994

*«Quant aux coûts de distribution, il est évident pour la Régie que ces coûts sont trop élevés et affectent la position concurrentielle du gaz naturel.*

*Lorsque le distributeur est forcé d'octroyer des rabais sur les coûts de transport et de distribution à certains clients, et ce à tous les tarifs, pour les convaincre de demeurer au gaz naturel, cela démontre, de façon claire, que les coûts de distribution sont trop élevés et affectent ainsi la compétitivité du gaz naturel face aux autres formes d'énergie.*

*Toutes les parties reconnaissent que la croissance des ventes de gaz naturel dans la franchise est sûrement le moyen le plus efficace de réduire le coût de service unitaire pour l'ensemble des usagers de SCGM.*

*Le distributeur devra donc prendre tous les moyens nécessaires afin d'améliorer la position concurrentielle du gaz dans sa franchise, s'il veut obtenir une véritable croissance de ses ventes et de ses revenus.*

*À cet égard, la Régie recommande fortement au distributeur de favoriser des stratégies concrètes de développement des ventes sur le réseau de distribution existant et dans le secteur résidentiel, ce qui a été laissé de côté depuis quelques années, ce qui aurait pour effet d'augmenter le coefficient d'utilisation du réseau existant et, par le fait même, réduire ses coûts unitaires.» (p. 478)*

9. La portion du plan de développement axé sur la densification du réseau de distribution répond plus adéquatement aux besoins de la clientèle de

---

SCGM, telle qu'exprimée par la Régie du gaz naturel dans cette décision, que le second volet axé sur le marché de la construction neuve.

10. Les intervenantes constatent enfin que le risque de ce programme de développement du marché résidentiel est entièrement supporté par les clients de SCGM. C'est en raison de l'objectif de baisse du coût unitaire, discuté plus loin, que le risque et les coûts ne doivent pas être indûment transférés aux clients mais plutôt partagés avec les actionnaires de SCGM. Ce partage de risque sera encore plus important si un régime de rémunération incitative est mis en place en Phase III.

**iv) L'absence de plan de ressources**

11. Cette position en faveur de la densification du réseau et de prudence en regard de l'extension de ce réseau de distribution est aussi fondée sur l'absence d'un plan de ressources, tel qu'il sera requis pour le distributeur de le faire en raison de l'article 72 de la Loi sur la Régie de l'énergie. Les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ sont conscientes du fait que SCGM n'est pas présentement obligée de soumettre un tel plan mais elles soulignent que la Régie de l'énergie doit tout de même éviter d'approuver des programmes de développement qui pourraient être invalidés dans le futur, surtout lorsque les coûts d'un tel plan doivent à court terme être supportés par les abonnés sans espoir d'en bénéficier à terme.

**C. Les modalités d'application et leurs limites**

12. Quant aux modalités d'application du plan de développement du marché résidentiel, les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ prennent note de la présente répartition des effectifs entre les efforts de densification du réseau, auquel un seul employé est affecté, et du développement du marché de la construction neuve, avec trois employés. Cette répartition est expliquée par les limites au développement du marché de la conversion de résidences existantes. On ne peut alors que souhaiter que SCGM et la Régie de l'énergie suivent de très près l'évolution de ce créneau de marché pour les entrepreneurs et voient à son expansion afin que dans un avenir très proche, le rapport dans le déploiement des efforts de pénétration de ces marchés soit rééquilibré.

- Michel Roy, 23 octobre 1998, vol. 3 a.m., pp. 93-95

«Q. Écoutez, je me suis peut-être mal exprimé en leur donnant le titre de vendeurs, mais le fait est que vous avez trois personnes qui sont assignées au développement de la nouvelle construction et vous avez une seule personne pour la densification réseaux. Ce à quoi je voulais en venir, c'est, pourquoi ne pas avoir eu un ratio 2:2, pourquoi ne pas avoir fait un effort de développement additionnel relativement à la densification réseaux ?

R. La raison est bien, bien simple, parce que dans le résidentiel □ nouvelles constructions, il faut être près des promoteurs, il faut être sur les chantiers mêmes, alors, on a besoin d'un contact direct avec ces gens-là. Quand on parle de densification, on ne va pas aller cogner aux portes des clients, on va encadrer un groupe d'entrepreneurs partenaires pour qu'ils aillent cogner aux portes. Et ça, ça ne nécessite pas autant de ressources; on va les supporter par des envois postaux, on va les supporter par des documents publicitaires qu'on va leur remettre, par toutes sortes d'outils commerciaux qui sont développés pour eux. Donc, on n'a pas besoin d'autant de ressources, on a une force de vente extraordinaire que sont les entrepreneurs en plomberie et chauffage et on va utiliser ces gens-là qui vont développer les affaires.

Q. À ce moment-là, permettez-moi de l'aborder sous une facette différente; si vous en aviez mis deux, est-ce que vous n'auriez pas pu avoir des résultats encore plus grands au niveau de la densification réseaux?

R. La réponse est non parce qu'aujourd'hui, le frein au développement du résidentiel, c'est le réseau d'entrepreneurs-installateurs. Il n'y en a pas énormément qui faisaient du développement résidentiel, il n'y en avait pas suffisamment; il a fallu réunir ces gens-là, il a fallu nous-mêmes les former, les organiser pour développer du résidentiel, leur donner tous les outils commerciaux. Et aujourd'hui, j'en ai à peu près vingt-cinq (25) ou trente (30) qui sont capables d'en faire, du résidentiel.

Alors, même si je triplais les efforts que je veux faire dans le résidentiel, je n'aurais pas les ressources requises derrière pour faire les installations. Ça, ça va se faire progressivement. Alors, au début, les gens étaient un peu sceptiques, ils commencent à embarquer, il y en a vingt-cinq (25), trente (30) qui font des installations; je suis persuadé que d'ici six mois, un an, on sera rendu à cinquante (50) ou soixante (60) sur les quelque centaines qui font du gaz.»

13. Si, comme le défend le distributeur, la véritable solution au problème proviendra du marché. Il faudra assurer le suivi de ce marché et s'assurer

que le distributeur suscite par ses activités, ou son assistance à la formation, l'émergence de cette catégorie d'entrepreneurs intéressés au marché de la rénovation résidentielle.

**D. La vision des consommateurs d'une solution équitable**

14. Selon SCGM, le développement du marché résidentiel est risqué mais il est nécessaire afin d'assurer la croissance de SCGM et la baisse des tarifs à long terme. Pour la clientèle, SCGM doit assurer une baisse de ses coûts unitaires de distribution à plus court terme que 18 ans. C'est dans cette optique que les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ suggèrent (FNACQ-1), par la voie de leur expert, Mark Drazen, de partager les coûts présents avec les actionnaires du distributeur, tout comme ceux-ci partageront ces bénéfices d'une part par une croissance de leur investissement aux frais des clients et une diminution du risque associé à cet investissement et d'autre part, grâce au régime de rémunération incitative réclamé par SCGM et qui sera examiné en Phase III des présentes audiences.

- Mark Drazen, 12 novembre 1998, vol. 12, pp. 59 à 61 :

*«(...) The question is, why should the existing customers pay for this if, in the view of the utility, this is something that is ... that improves the financial standing of the utility? Now, there is always an issue that we have to make the investment upfront in order to realize the benefits down the road. But down the road is a long time away, and in any event, this is done on a basis where there's no risk to the utility.*

*(...)*

*And therefore, if Gaz Métro wants to do this, a fair way of treating the customers would be to say, the additional cost might be recovered by a surcharge on the new neighbourhood customers, the new housing, but that surcharge is not really a rate, it's really a financing charge, and that financing charge will go to recover the cost of the equipment, and that will be kept in a separate account. And to the extent that it's recovered, or that ... the surcharge should last only until it's recovered, if it recovers it all, that's fine; if it doesn't recover it all, the existing customers have not been put at risk by this new program. So, and this issue comes up because this is not the normal investment in the new network that might be more*

*expensive, it's the investment in things beyond the network, in the customers' houses, and in a, I think, we have to start looking at these things in terms of how a competitive market would act.»*

- Mark Drazen, 12 novembre 1998, vol. 12, p. 115 :

*«That is why I distinguish between what has been considered a normal utility activity up to now and what could be considered to be an extension into a new area.*

*Utilities have always provided financing for equipment. In St.Louis, the gas companies sold gas barbecues, you could finance the gas barbecue on your gas bill. But even in the days when people thought it was a good idea to use more gas, and this would be usage in the summer when the system is under-utilized, nobody ever suggested that other customers should pay for my gas barbecue.»*

**E. Le partage des coûts entre les classes d'abonnés : le souci de préserver le bon interfinancement du plan de développement du marché résidentiel**

15. Hormis l'impact du futur régime de rémunération incitative, il est allégué par SCGM et partagé par les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ que le bénéfice de ce développement du marché résidentiel sera partagé entre toutes les classes d'abonnés par une baisse du risque de marché de l'entreprise, une meilleure utilisation de son réseau de distribution et, nous l'espérons, par une baisse de tarifs.
16. Ainsi, il est justifié, comme le soumet SCGM, de partager les coûts de ce développement entre tous les abonnés. Il est par ailleurs inéquitable selon ce raisonnement :

- a) D'allouer les coûts de ce service aux seuls abonnés du marché résidentiel (tarif 1, paliers 101 à 104 inclusivement) ou encore de réduire l'interfinancement des clients résidentiels sans tenir compte de cet investissement à long terme pour le bénéfice de tous ; c'est d'ailleurs ce qui est supporté par la preuve offerte par les témoins de SCGM ;

- Michel Roy, 23 octobre 1998, vol. 3 a.m., pp. 98-99

*«Q. Oui, j'en conçois. Alors, à ce moment-là, permettez-moi de reformuler. Cette hausse tarifaire de deux point trois millions (2,3 M\$) à trois point deux millions (3,2 M\$) qui est*

exprimée à la pièce 2.43; la compréhension que j'avais du témoignage antérieur, c'est que cette hausse tarifaire-là sera récupérée de la même façon que la flexibilité tarifaire dont on faisait question tout à l'heure? (...)

R. Elle sera récupérée comme sont récupérés généralement des investissements de l'entreprise, c'est-à-dire que ces investissements-là sont mis dans la base de tarification. Ils vont être récupérés sur l'ensemble des consommateurs parce que les bénéfices futurs de ce développement-là est aussi pour l'ensemble de la clientèle, sans égard au tarif.

Q. D'accord. Donc sans égard à la classe tarifaire ?

R. C'est exact.»

- Sylvie Durand, 6 novembre 1998, vol. 9, pp. 105-106

«Q. (...) Est-ce que votre collègue s'était trompé ?

R. Non. Je vais vous dire, il y a un piège dans l'étude d'allocation du coût de service, c'est que souvent, on fait le lien entre les coûts et les tarifs alors que ce n'est pas nécessairement la même chose. Quand on regarde, on observe quels sont les coûts qu'on a encourus pour les clients, ça, c'est l'étude d'allocation du coût de service. Maintenant, comment est-ce qu'on va aller récupérer ces coûts-là via les tarifs? Ça, c'est totalement une autre histoire, ce sont les tarifs. Et les tarifs ne sont pas exactement les coûts. (...)

Q. Donc du point de vue tarifaire, votre collègue était correct en indiquant que c'est fait... les coûts sont récupérés de l'ensemble des usagers alors que du point de vue du coût de service, votre réponse est différente, c'est ça que je dois comprendre ?

- Lyne Mercier, 6 novembre 1998, vol. 9, pp. 105-106

R. (...) Au niveau de s'il y a un manque de revenus, ce qui semble être le cas, comment ça va être récupéré ? Si je regarde l'évolution de mes tarifs, je me dis : je vais, dans le futur, continuer de regarder l'allocation du coût de service; si je note que les coûts commencent à être très différents, je vais peut-être ajuster mes tarifs dans les années subséquentes

*pour me rapprocher des coûts. Alors ce n'est pas une question qui est immédiate. (...)*

*Q. Comment je fais pour savoir, à ce moment-là, si je le paie ou non ?*

*R. Bien, c'est en regardant les résultats de l'interfinancement, vous payez ou vous ne payez pas.»*

- b) De faire assumer le risque de défaut de la nouvelle clientèle résidentielle, même si ce risque est faible en pratique, aux seuls abonnés des paliers 101 à 104 du tarif 1 ; ce risque étant pris au profit de tous, il doit être alloué à l'ensemble des abonnés.
17. D'un point de vue pratique, pour que le fardeau ne soit pas supporté directement ou indirectement par les seuls consommateurs résidentiels, SCGM ne doit pas augmenter les tarifs au-delà de l'augmentation générale subie par tous les abonnés ou réduire l'interfinancement entre les classes ou sous-classes d'abonnés à ce titre. Nous reviendrons plus loin sur ce sujet du «bon» interfinancement lors de l'examen de la structure tarifaire.
18. Les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ requièrent aussi de la Régie de l'énergie qu'elle impose au distributeur de répartir ce risque et les coûts qui y sont associés à l'ensemble de la clientèle.

#### **F. Développement du marché résidentiel : éléments divers**

19. Quant à l'élaboration de stratégies de développement du marché résidentiel, les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ encouragent SCGM à consulter les autres distributeurs d'énergie pour tirer bénéfice de leur expérience en matière de service et de développement de marché, tout en notant que la volonté de SCGM, relève, à l'heure actuelle, de la simple bonne intention sans application pratique (Michel Roy, 23 octobre 1998, vol. 3 a.m., pp. 18-19).
20. Bien qu'au simple stade de projet, les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ s'interrogent aussi sur le bien-fondé économique de cibler le développement du marché résidentiel par le raccordement des employés, hormis si les mêmes critères économiques s'appliquent à ces derniers. Avec ce caveat, elles admettent le raisonnement de SCGM que ses employés peuvent alors devenir

d'excellents ambassadeurs pour la vente de ses services. Autrement, par exemple si les employés étaient raccordés au prix d'une subvention ou d'une extension de réseau, cette démarche trancherait avec la logique la plus élémentaire de diminution des coûts unitaires.

## II. Les efforts d'efficacité énergétique

### Pour une portée plus globale des programmes d'efficacité énergétique

21. Les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ constatent que les efforts de l'entreprise dans le domaine de l'efficacité énergétique se divisent en trois volets (SCGM-2, doc. 4, p. 3) qui portent respectivement sur la modification du comportement du consommateur, l'amélioration de l'efficacité des équipements ainsi que le choix énergétique et son impact sur l'efficacité au plan économique.
22. Les efforts d'efficacité énergétique de SCGM portent substantiellement sur le deuxième de ces trois sujets, soit l'efficacité des équipements. Cet effort n'est certes pas mauvais et il est supporté par les consommateurs. Il faut toutefois noter qu'une fournaise, aussi efficace soit-elle, ne compense pas pour les pertes dues à une mauvaise isolation de la résidence ou tout autre facteur empêchant la conservation de l'énergie. En fait, aucun des programmes actuels de SCGM en efficacité énergétique ne semble prendre directement en considération cet aspect du problème.
23. Les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ souhaitent donc, dans la mesure de leur appui au distributeur pour son engagement envers l'efficacité énergétique, l'inviter à poursuivre sa réflexion en ce sens et tenter de compléter ses programmes afin d'y intégrer la conservation de l'énergie.

#### A. L'importance du suivi

24. SCGM, dans sa preuve (SCGM-3, doc. 4, p. 18), mentionne qu'elle a développé une méthode d'évaluation des résultats du programme PréGaz et qu'elle compte développer de tels programmes d'évaluation dans le cadre de ses autres programmes, afin de leur assurer un suivi tant qualitatif que quantitatif. Les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ appuient cette démarche de l'entreprise, puisqu'il s'agit d'un étape élément essentiel de tout programme efficace, y compris ceux en efficacité énergétique. Elles incitent donc l'entreprise à poursuivre ses efforts en ce sens

---

**III. Mécanisme de normalisation des volumes et des revenus**

25. La position des intervenantes Option Consommateurs et FNACQ, telle qu'exprimée par son expert, M. Mark Drazen, est à l'effet que la nouvelle méthode proposée par SCGM n'est pas plus à même de répondre que l'ancienne au besoin d'un mécanisme de normalisation, du moins du point de vue réglementaire.
26. Ni l'ancienne, ni la nouvelle méthode de SCGM ne sont nécessairement mauvaises du point de vue technique ou opérationnel, mais là n'est pas la véritable question. Ce que doit considérer la Régie de l'énergie aux fins de sa décision, c'est de savoir si SCGM a réussi à établir que la nouvelle est meilleure que l'ancienne, du point de vue réglementaire.

**A. L'objectif réglementaire : l'équité**

27. La position de M. Mark Drazen est fondée sur le postulat de base que l'objectif premier de la méthode, et c'est le test que devra appliquer la Régie de l'énergie dans son analyse, est d'être équitable envers les actionnaires et les clients du distributeur. L'objectif poursuivi est de permettre au distributeur de générer les revenus requis pour obtenir de rendement autorisé sur son investissement. Si la méthode permet d'arriver à cet objectif, elle est équitable.
28. Ce que l'on constate de l'application de l'ancienne méthode, c'est qu'elle entraîne des variations marquées de volumes et de revenus en fonction de la température mais qu'après un certain nombre d'années ces écarts s'annulent (SCGM-4, doc. 2, p. 4, lignes 7 à 9). Dans le temps, le distributeur a donc bénéficié du rendement permis malgré ces fluctuations passagères et l'ancienne méthode a déjà démontré qu'elle était équitable.

**B. Les impératifs opérationnels de SCGM**

29. La nouvelle méthode, quant à elle, ne permet au mieux que d'atteindre ce même objectif par une voie différente. Si l'avantage recherché par cette méthode est de générer une approximation plus précise de la variation du volume et des revenus en fonction de la température, ce qui est plus utile aux gestionnaires de l'entreprise, celle-ci est libre de l'utiliser à des fins internes. Ce qui est discutable, c'est son usage à des fins réglementaires alors que l'objectif de gestion interne des gestionnaires de SCGM ne correspond pas à l'objectif d'équité sur la scène réglementaire.

**C. La nouvelle méthode possède-t-elle les vertus qu'on lui attribue ?**

30. Du point de vue de l'analyse technique de la nouvelle méthode par M. Mark Drazen, il appert que celle-ci n'est pas sans faille. On note premièrement que celle-ci reste un exercice statistique aléatoire, donc qu'elle n'est pas, d'un point de vue théorique, moins volatile que l'ancienne. Ce n'est que son application aux données de quelques années récentes qui semble donner ce résultat par ailleurs non validé. Autrement dit, si les résultats expliquent les variables retenues, rien dans la preuve n'indique que ces variables expliquent le phénomène de variation des volumes en fonction de la température.

- Marc Lemieux, 23 octobre 1998, vol. 3 p.m., p. 133

*«Q. Êtes-vous parti de l'hypothèse de base que l'ancienne méthode ne fonctionnait pas ou est-ce que vous avez vérifié si elle ne fonctionnait pas ?*

*R. On est partis de la prémisse qu'on pensait qu'elle ne fonctionnait pas et puis on a étudié les résultats dans le passé, pour voir si effectivement elle ne fonctionnait pas ou si elle fonctionnait bien et on a trouvé qu'il y avait des facteurs qui faisaient qu'elle ne fonctionnait pas bien, alors, on a décidé ensuite de développer une nouvelle méthodologie.»*

31. Quant à l'ancienne méthode, rien ne prouve qu'elle est invalide, bien au contraire selon la preuve offerte par SCGM.

- Marc Lemieux, 23 octobre 1998, vol. 3 p.m., p. 133

«Q. Vous avez dit aussi que l'ancienne méthode rapportait des résultats aléatoires, c'est bien ce que vous avez dit tout à l'heure ?

R. Ce que j'ai dit, c'est que les différences entre ce qu'on devrait avoir comme normalisation et ce qu'on observe avec l'ancienne méthode sont distribuées aléatoirement. On peut avoir des résultats qui nous semblent précis certains mois et puis à d'autres mois, les résultats sont clairement pas précis. Soit ils vont à l'inverse de ce qu'on devrait attendre ou ils sont trop importants ou pas assez importants.»

32. Qui plus est, deux des données fondamentales qui ont servi à l'élaboration de la nouvelle méthode sont viciées. Premièrement, la normalisation des volumes n'est pas bâtie sur des données fiables sur la consommation de base en été (SCGM-4, doc. 2, p. 8, lignes 4 à 7 et SCGM-4, doc. 2.7).
33. Deuxièmement, la normalisation des revenus est basée sur le fait qu'il n'existe aucune capacité excédentaire de transport ferme. Or, Gérard Forget a confirmé que SCGM sera prise avec 3.1 Bcf de capacité excédentaire (SCGM-5, doc. 3, p. 1 ligne 30) dans la période qui comprend les mois d'épaulement, où la normalisation est la plus vulnérable.

- Marc Lemieux, 23 octobre 1998, vol. 3 p.m., pp. 137 et 139

«Q. Alors maintenant, tout est ensemble et tout est fonction du type de revenus que vous allez mettre dans votre nouvelle méthode de... du type de tarif ou de... j'essaie de ne pas faire une situation, de formuler une question là qui vous induit en erreur là, mais le fait que votre capacité d'utilisation soit utilisée au maximum ou non, a un impact sur le choix du montant que vous allez utiliser dans votre méthode pour arriver à un revenu?

Oui. La façon qu'on utilise le transport et également la façon dont on utilise nos outils pour gérer la pointe de chauffage a une incidence sur l'impact monétaire que les variations de température ont chez Gaz Métropolitain, ont sur l'entreprise.»

Q. Est-ce que c'est un changement fondamental dans votre méthode ou non?

R. C'est fondamental parce que la méthode elle essaie de refléter ce qui se passe pour Gaz Métropolitain quand il fait froid ou quand il fait chaud. Si ce qui se passe c'est qu'on transporte plus de mètres cubes ou si ce qui se passe c'est qu'on interrompt plus de clients,

*bien changer la méthode, c'est fondamental en ce sens que ça reflète ce qui arrive sur les opérations de Gaz Métropolitain.»*

- Gérard Forget, 29 octobre 1998, vol. 6, pp. 160-161

Q. (...) Quant aux capacités de transport et l'estimé révisé de la demande, j'ai cru comprendre, de votre pièce SCGM-5, document 3, révisée, que vous prévoyez maintenant une capacité excédentaire de transport de trois point un (3,1) Bcf, c'est bien ça ?

R. Oui.

Q. J'ai cru comprendre de votre témoignage plus tôt aujourd'hui que cette capacité excédentaire-là, c'est une capacité qui n'est pas durant l'hiver, les journées de pointe, mais plutôt pendant l'été, n'est-ce pas ?

R. C'est effectivement ce qu'on voit à la pièce SCGM-5, document 3, la colonne « Été », on voit, à la ligne 30, un excédent de trois point un (3,1) qui vient d'une sous-utilisation de la capacité de transport ferme en été.

Q. Et pour vous, la période d'été, c'est de quand à quand ?

R. C'est le premier (1er) avril au trente (30) septembre à trente (30) octobre.»

34. La mise en œuvre d'une nouvelle méthode comporte toujours un risque additionnel, soit celui de ne pas être neutre quant à l'allocation du risque entre les actionnaires et les clients du distributeur. Qui plus est, puisqu'il s'agit ici d'un mécanisme de transfert de risque aux clients, la Régie de l'énergie doit être doublement prudente afin de protéger les droits de ces derniers. Mis au pire, la nouvelle méthode n'est qu'une constatation a *posteriori* d'une explication possible des comportements passés qui n'est pas garante de l'avenir - c'est d'ailleurs la seule vertu de faire des régressions sur les faits qui restent inexplicés.

#### **D. Un compromis prudent et équitable**

35. C'est dans cette optique que les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ suggèrent à la Régie de l'énergie de permettre au distributeur de faire usage de sa nouvelle méthode à des fins de gestion interne mais de prendre le temps nécessaire pour la tester et la valider avant de la mettre

---

en œuvre à des fins réglementaires. Dans la mesure où la Régie de l'énergie partage les craintes des consommateurs, cette solution ne privera en rien le distributeur des bénéfices allégués de cette méthode du point de vue opérationnel sans en faire courir les risques à ses abonnés.

36. Dans le cas contraire, c'est-à-dire que la Régie de l'énergie est parfaitement convaincue du bien-fondé de la nouvelle méthode proposée par SCGM, le transfert du risque aux abonnés, d'une part, et la baisse dans la variation des revenus, donc du risque de l'entreprise, d'autre part, doivent absolument être compensés par un taux de rendement inférieur, ce qui n'est ni envisagé, ni proposé par SCGM.

#### IV. Approvisionnements gaziers et entreposage en franchise

##### A. Le positionnement stratégique

37. SCGM demande dans sa requête d'autoriser une dépense de 400 000 \$ au titre de frais de consultants pour se positionner dans le nouveau marché continental du gaz naturel. À ce sujet, la Régie de l'énergie a posé certaines questions (André Forget, 29 octobre 1998, vol. 6, pp. 147-153) sur la pertinence de faire appel à des consultants externes pour une telle analyse. Les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ partagent la position de SCGM à l'effet qu'un tel travail peut être effectué plus efficacement par des consultants externes spécialisés en cette matière. Par ailleurs, elles notent aussi, comme la Régie de l'énergie, qu'une telle dépense est exceptionnelle et non récurrente. Elle devra donc disparaître des dépenses d'opération dans le budget 1999-2000.

- André Forget, 29 octobre 1998, vol. 6, pp. 146-147

*«Q. Enfin, toujours pour revenir au budget là de quatre cent mille dollars (400 000 \$) qui est demandé par la Société en commandite, est-ce que je peux vous demander s'il s'agit là d'une opération, une circonstance exceptionnelle et donc d'un poste de dépense exceptionnel, pour la Société en commandite ?*

*R. Je... sans entrer dans le détail de la définition de « poste exceptionnel » au traitement comptable...*

*Q. Non, je...*

*R. ... je dirais que la situation est vraiment exceptionnelle.*

*Q. Non, pour être sûr qu'on se comprenne bien, ce que je voulais faire comme distinction c'est : est-ce que c'est une opération, c'est un montant qui va entrer dans les opérations courantes et qu'on va revoir à chaque année ou c'est une situation particulière qui implique un déboursé particulier non récurrent?*

*R. Ma compréhension c'est que le... cette nature d'études-là qui vont être entreprises ne seront pas entreprises sur une longue période, mais sur une courte période.»*

38. Les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ souhaitent aussi que les résultats de ces études soient communiqués à la Régie de l'énergie

lorsqu'elles seront reçues par SCGM ou lors de la prochaine cause tarifaire. De cette façon, la Régie de l'énergie et les intervenants pourront à la fois apprécier le travail effectué par ces consultants et mieux comprendre le positionnement de SCGM au niveau des approvisionnements gaziers qui en résultera.

**B. Le coût trop élevé de l'entreposage en franchise**

39. Toujours au sujet des dépenses reliées à l'approvisionnement gazier, les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ notent le coût extrêmement élevé de l'entreposage du gaz naturel dans la franchise (SCGM-5, doc. 9), par opposition à son entreposage chez Union Gas. Elles désirent requérir de la Régie de l'énergie qu'elle demande à SCGM de donner suite à son engagement, souscrit lors de l'audition, de revoir les termes du contrat d'entreposage auprès d'Intragaz, tel que ce contrat le prévoit expressément (SCGM-5, doc. 9.1b)), et d'examiner les sources alternatives d'entreposage à sa disposition.

40. Cette possibilité lui est offerte grâce à une double conjoncture, soit une période de renégociation prévue par le contrat avec Intragaz et la possibilité que l'entreposage au sein même de la franchise devienne moins crucial en regard de sources d'approvisionnement plus variées dans le futur.

- André Forget, 29 octobre 1998, vol. 6, p. 156

*«Q. (...) Je comprends aussi de la preuve que vous avez déposée que l'un de ces contrats, celui d'IntraGaz, pourrait être renouvelé, terminé ou renégocié en l'an deux mille un (2001), c'est bien ça?»*

*R. Oui.*

*Q. Est-ce que Gaz Métro entend examiner quelles sont les alternatives ou les modalités afin de réduire les coûts relativement à cet entreposage?»*

*R. Gaz Métro prend chaque opportunité à sa disposition pour réévaluer, dès le moment opportun, chacun de ses outils de transport et d'entreposage.»*

41. La présente cause tarifaire est la dernière opportunité pour la Régie de l'énergie d'adresser cette demande à SCGM avant la période de renégociation du contrat avec Intragaz puisqu'il ne reste qu'une seule

---

autre cause tarifaire, celle de l'an 2000, pour constater et approuver les modifications obtenues au contrat dans le cadre d'une audience publique. Si la demande est reportée à l'an prochain, la demande sera faite en temps utile, mais les résultats obtenus par le distributeur ne pourront être revus par les intervenants.

**V. Le contrôle des dépenses d'opération, de l'investissement et des coûts unitaires de distribution par SCGM**

**A. L'absence de volonté de contrôle des coûts et des tarifs**

42. D'un point de vue général, les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ sont préoccupées par la désinvolture du distributeur en relation avec le contrôle de ses coûts. Leur croissance ne démontre pas l'intérêt ou la volonté de SCGM de voir à leur réduction ou à la réduction des coûts unitaires de distribution qui sont en croissance constante.
43. Les affirmations de SCGM à l'effet que les salaires ou les autres coûts d'opération augmenteront au rythme du taux d'inflation montre cette absence de volonté de contrôler la croissance de ces coûts et encore moins de les réduire.
44. De façon cynique, la preuve montre bien l'évolution constamment à la hausse de ses coûts dans le passé, sauf en 1996 alors que ces dépenses ont chuté de façon draconienne de 104 M \$ à moins de 96M\$ alors que le budget annonçait une hausse à près de 108 M \$ (SCGM-7, doc. 1.1a)). Or, il se trouve que cette année-là, la baisse a coïncidé avec l'une des seules années où les actionnaires de SCGM ont été à risque de réaliser un rendement moindre que celui autorisé. C'est alors, et seulement là, qu'il a fallu, pour SCGM, faire quelque chose pour empêcher cette perte de profits et baisser les coûts d'opération.
45. Cette préoccupation est d'autant plus grande pour les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ que SCGM n'a pas fait d'étude sur le niveau de tolérance de sa clientèle résidentielle à la hausse du prix du gaz naturel et de ses tarifs de transport et de distribution.

- Michel Roy, 23 octobre 1998, vol. 3 a.m., p. 135

*«Q. Lorsque vous avez fait généralement vos projections sur le développement du marché résidentiel, est-ce que vous avez fait des études de sensibilité à certains facteurs tels que la variation du prix du gaz ou des choses comme ça ?*

*R. Non.*

*Q. Aucune ?*

R. Non.»

- Sylvie Durand et Lyne Mercier, 6 novembre 1998, vol. 9, pp. 93-96
- 46. Du point de vue des consommateurs, petits ou grands, leur volonté et leur droit est d'avoir un tarif le plus bas possible pour la qualité de service offert. Ainsi, le distributeur doit avoir comme objectif la baisse de ses coûts unitaires de distribution et de ses tarifs et non la seule croissance de sa base de tarification.
- 47. Aussi, la seule dépense d'amortissement de plus de 55 M \$ par année (SCGM-8, doc. 1) entraîne une baisse de la base tarifaire, des revenus requis et des tarifs des clients de SCGM. Or, l'attitude de SCGM de maximiser l'investissement des actionnaires semble prendre plus d'importance que la baisse des tarifs pour les clients puisque cet investissement, tout comme les tarifs, sont constamment à la hausse (SCGM-12, doc. 1.1a)).
- 48. Les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ croient que le distributeur doit faire plus pour le contrôle des coûts d'opération que les laisser croître au rythme de l'inflation et que l'investissement dans la base tarifaire ne doit pas se faire au détriment d'une hausse incontrôlée du coût de service.
- 49. Cette question reprendra aussi son importance dans le cadre de la Phase III et de la définition des incitatifs retenus par le distributeur pour améliorer sa performance.

**B. L'amortissement réglementaire et l'amortissement fiscal : peut-on les synchroniser ?**

- 50. Quant à la dépense d'amortissement, l'expérience passée montre clairement que l'absence de synchronisme entre la dépense d'amortissement réglementaire et la dépense d'amortissement fiscale porte préjudice aux abonnés en provoquant une variation subite des tarifs. Les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ soumettent que la Régie de l'énergie doit interroger SCGM sur les moyens à prendre pour synchroniser ou provisionner l'écart entre l'amortissement fiscal et l'amortissement réglementaire afin d'éviter que le surplus temporaire ainsi généré ne soit pas versé aux actionnaires du distributeur pour être plus tard redemandé aux abonnés par le biais d'une hausse de tarifs.

- Carole Perron, 5 novembre 1998, vol. 8, pp. 88-94, à la p. 93

«Q. Alors, comme dans un sens, Madame Perron, quand on augmente les investissements et qu'il y a un écart entre l'amortissement comptable et l'allocation de coût en capital donne un avantage qui est un congé d'impôt, dans notre cas présumé, mais un congé d'impôt, à l'inverse quand la situation... quand ça nous rattrape pour employer une expression vernaculaire, c'est le contraire qui arrive, on perd notre congé d'impôt et on commence à repayer le congé qu'on a eu ?

R. Exact.»

### C. Le suivi des dépenses non récurrentes

51. Selon les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ, les dépenses suivantes, entre autres, ne sont pas récurrentes et sont appelées à disparaître des futurs budgets d'opération du distributeur (SCGM-7, doc. 2) :
  - 260 000 \$ pour l'étude sur le potentiel de marché du GNV ;
  - 400 000 \$ pour les consultants pour l'approvisionnement gazier ;
  - une réduction de la masse salariale d'environ 34 employés, des releveurs de compteurs, dont les fonctions deviendront inutiles en raison de la mise en place du système de télémetrie d'ici l'an 2000, soit une baisse d'environ 2.5 M\$ considérant les avantages sociaux.
52. La dépense annuelle de 1,9 M\$, associée au programme de développement résidentiel, devra, quant à elle, pour les raisons énoncées précédemment, être réévaluée régulièrement en fonction des résultats de l'effort de développement des ventes de l'entreprise ainsi qu'à l'échéance de la période de 5 ans envisagée par le distributeur (SCGM-3, doc. 2.43).
53. C'est grâce au suivi systématique de telles dépenses d'opération et d'investissement que la Régie de l'énergie pourra atteindre l'objectif fixé dans la décision D-94-65 de réduction des coûts unitaires de distribution du gaz naturel au Québec.

## **VI. La réduction du fonds de roulement**

54. Dans un premier temps SCGM a présenté sa preuve sur l'étude lead/lag (SCGM-13, doc. 1) en fonction de la décision antérieure de la Régie du gaz naturel sur le sujet, soit, selon le distributeur, la décision D-90-62 rendue à l'issue de la requête R-3173-89. Suite à la production de la preuve de Mark Drazen, le distributeur a tenté de bonifier sa preuve en suggérant l'inclusion d'éléments additionnels à son étude initiale (SCGM-13, doc. 13).
55. Les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ ont produit, par l'intermédiaire de M. Mark Drazen, une preuve visant à modifier le calcul du fonds de roulement de l'entreprise, au motif que l'ancienne méthode, désuète, surestimait ses besoins de capitaux et augmentait de façon déraisonnable le coût de service aux abonnés.

### **A. Définir le différend qui oppose les parties**

56. Du point de vue chronologique, M. Mark Drazen a débuté sa revue du sujet par la révision de la preuve soumise par SCGM dans son dossier tarifaire. Lors de la phase des questions écrites, le distributeur fut questionné par les intervenantes (SCGM-13, doc. 1.1 et SCGM-12, doc. 6.1) afin d'obtenir les données nécessaires au calcul du fonds de roulement selon la méthode suggérée par M. Mark Drazen. Malheureusement, SCGM n'a pas fourni la réponse à la question posée qui demandait de fournir certaines données et un calcul du fonds de roulement. Plutôt, le distributeur a préféré répondre que les montants requis ne faisaient pas partie du fonds de roulement selon son appréciation et, ce faisant, laissait l'expert des intervenantes Option Consommateurs et FNACQ sans information sur le coût de son financement à court terme.
57. Devant cette situation, les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ ont choisi de produire leur preuve en fonction des données disponibles au dossier tarifaire du distributeur. La preuve additionnelle de SCGM (SCGM-13, doc. 13) qui insinue que l'expert Mark Drazen commet une erreur méthodologique lorsqu'il considère le coût du financement à long terme sans prendre en compte le coût du financement à court terme, est elle-même inexacte. Mark Drazen a toujours été d'opinion que les coûts de financement devaient comprendre, à la fois, le financement à

court et long terme et seule l'absence d'information a réduit la preuve initiale au financement à long terme.

58. Ce qui oppose les parties, c'est donc uniquement l'inclusion ou non des coûts de financement (la somme nette des dépenses à court et à long termes) ainsi que, le cas échéant, de l'amortissement.

**B. Une économie annuelle de 1 000 000 \$ sur le coût de service**

59. La preuve des intervenantes Option Consommateurs et FNACQ consiste à démontrer à la Régie de l'énergie l'évolution des décisions réglementaires sur la question du fonds de roulement. Par sa preuve écrite (FNACQ-1, pp. 21 à 25) et les réponses aux questions du distributeur (FNACQ-2, doc. 1 et 2), M. Mark Drazen a expliqué le résultat de cette vision moderne et améliorée du fonds de roulement par l'ajout du coût de financement de l'entreprise. Sa position est appuyée par une multitude d'instances réglementaires où ce raisonnement est accepté. Il a ensuite, lors de sa présentation à l'audition, refait l'historique de cette évolution débutant par de la règle du 45 jours, puis en décrivant sa variante sur 365 jours, la méthode des états des revenus et dépenses, puis l'étude lead/lag sur les seuls coûts d'opération, pour en venir à la version plus complète présentée en preuve qui comprend le coût de financement.

- Mark Drazen, 12 novembre 1998, vol. 12, pp. 42 à 45

*«Originally ... I think Mr. – I forget ... –originally the usual approach was called the “one eight method”. I think the FERC in the U.S. used this, I don’t know who else. And it was based on the view that on balance, the revenues were collected forty-five (45) days after the service was rendered. So, of January, no, I guess it would be October first (1<sup>st</sup>), October thirty-first (31<sup>st</sup>), and then at the end of each subsequent month, so, thirteen balance sheets, averaging those would be a way to do it. That wasn’t considered entirely accurate, which meant that really we’d have to use three hundred and sixty-five \*365) balance sheets, that’s a somewhat cumbersome method. But it was another stage in the development.*

*The people realized that a lead-lag study could accomplish much the same effect, and it was a way of measuring more*

accurately how long was the lag in revenues, how long was the lag in various expenses, and one could calculate those separately. And in most cases, that was done on the basis of the operating expenses, at which point several regulatory agencies began to look at it more closely and said, "Operating expenses are not the only thing recovered in the rates, there are also the financial expenses."

And as explained in my evidence, the interest is a large item with a large lag in payment and therefore what I would call a net lag, or a large negative net lag in recovery, or a lead, if you will, the terminology isn't always consistent from place to place.

So, including interest is an offset to working taking forty-five (45) over three hundred and sixty (360) was one eighth, and therefore the simple calculation was one eighth of the operation and maintenance expenses.

And then, in some cases, there was a slight refinement of this, people said, "A year is not three hundred and sixty-five (365) days, so we should use forty-five (45) over three sixty-five (365)." I know this was done in Massachusetts but the, it would be realized that that forty-five (45) days wasn't entirely precise either. So, a further refinement was a method called the "balance sheet method", I believe it was used in Michigan, I'm not sure where else.

The idea of the balance sheet method was that the balance sheet shows the totality of all investments required, including short-term debt that might be required to fund working capital and also included any cash that the utility might have which would be an offset to that. The problem with the balance sheet method was that the balance sheet is a snapshot of one, basically one day, so looking at the balance sheet at the beginning of the year and the end of the year wasn't entirely accurate.

One could look at thirteen balance sheets, beginning capital requirement. Preferred dividends are similar but have a much smaller effect. And I've relied on some references to other agencies and three reasons why they gave for including those.

60. L'approche moderne présentée à la Régie de l'énergie par M. Mark Drazen démontre que SCGM ne requiert pas un fonds de roulement de

---

8,5 M \$ puisque son étude néglige une autre source de financement de ses activités qui provient de la perception des sommes servant à acquitter ses dépenses de financement. Principalement quant à la dépense de financement à long terme, il existe un retard appréciable dans le paiement aux détenteurs d'obligations. Cette source de financement peut et doit être utilisée par le distributeur qui ne peut alors la demander à sa clientèle.

61. Cette seule réduction du fonds de roulement d'un montant d'environ de 6,5 M \$ provoquera en fonction du taux de rendement approuvé par la Régie de l'énergie une économie après l'impact fiscal, d'environ 1 000 000 \$ par année pour l'ensemble de la clientèle de SCGM (Mark Drazen, 12 novembre 1998, vol. 12, pp. 55-56).

**C. Les failles de la preuve de SCGM**

62. Cette conclusion est, de l'avis des intervenantes Option Consommateurs et FNACQ, inévitable notamment en raison des erreurs de définition et de méthodologie autant dans l'application de l'ancienne méthode par SCGM que dans sa preuve additionnelle. Le fonds de roulement ne se limite pas aux seules dépenses d'opération. En fait cette définition restreinte n'est logique qu'en relation avec la méthode «rule of thumb» de 45 jours telle que décrite par Bonbright (Bonbright, J.C., Danielsen, A.L. & Kamerschen, D.R., Principles of Public Utilities Rates, 2<sup>nd</sup> ed., P.U.R., 1988, pp. 242-245).
63. La véritable étendue du fonds de roulement comprend toutes les transactions au comptant, par opposition aux dépenses comptables sans sortie d'argent. Ce fonds comprend donc nécessairement le paiement des frais de financement mais il exclut aussi nécessairement les inscriptions comptables sur l'amortissement.
64. L'expert des intervenantes Option Consommateurs et FNACQ, M. Mark Drazen a décrit à l'audience, dans son témoignage en chef l'historique de cette évolution et il a soumis en réponse à la question écrite #47 de SCGM (FNACQ-2, doc. 1), plus d'une vingtaine d'autorités provenant d'une multitude d'organismes de réglementation économiques soutenant cette position :
- Re Massachusetts Electric Company, 164 PUR 4<sup>th</sup> 393 (Mass. Dept. P.U., 1995)
  - Re Connecticut Light and Power Company, 100 PUR 4<sup>th</sup> 452 (Conn. Dept. P.U.C., 1988)
  - Re Trunkline LNG Company, 98 PUR 4<sup>th</sup> 148 (FERC, 1988)
  - Re Maine Public Service Company, 44 PUR 4<sup>th</sup> 104 (Maine P.U.C., 1981)
  - Re Kansas City Power & Light Company, 43 PUR 4<sup>th</sup> 559 (Miss. P.U.C., 1981)
  - Re Interstate Power Company, 152 PUR 4<sup>th</sup> 377 (Iowa U. Board, 1994)

- 
- Pennsylvania P.U.C. v. Duquesne Light Company, 51 PUR 4<sup>th</sup> 198 (Penn. P.U.C., 1983)
  - Re New England Telephone and Telegraph Company, 62 PUR 4<sup>th</sup> 503 (Vermont. Pub. Serv. Board, 1984)
  - Re TransAlta Utilities Corp., Alberta PUB Decision E91093, December 1991
  - Re U.S. West Communications, inc., 152 PUR 4<sup>th</sup> 446 (Iowa U. Board, 1994)
  - Re Artesian Water Company, 101 PUR 4<sup>th</sup> 451 (Del. Pub. Serv. Comm., 1989)
  - Re Georgia Power Company, 122 PUR 4<sup>th</sup> 211 (Ga. Pub. Serv. Comm., 1987)
  - Re Atlanta Gas Light Company, 119 PUR 4<sup>th</sup> 404 (Ga. Pub. Serv. Comm., 1991)
  - Re Illinois Bell Telephone Company, 108 PUR 4<sup>th</sup> 89 (Ill.C.C., 1989)
  - Re AT&T Communications of the South Central States, inc., 107 PUR 4<sup>th</sup> 381 (La. Pub. Serv. Comm, 1989)
  - Re Conowingo Power Company, 87 PUR 4<sup>th</sup> 603 (Md. Pub. Serv. Comm., 1987)
  - Re Potomac Electric Power Company, 124 PUR 4<sup>th</sup> 1 (Md. Pub. Serv. Comm., 1991)
  - Re Montana Power Company, 125 PUR 4<sup>th</sup> 30 (Mont. Pub. Serv. Comm., 1991)
  - Re Virginia Electric and Power Company, 111 PUR 4<sup>th</sup> 311 (Va. State Corp. Comm., 1990)
  - Re Northwestern Utilities Limited, Alberta PUB Decision E91044, November 1991

**D. La version moderne de la méthode lead/lag**

65. À titre d'exemple, la décision Re Montana Power Company, 125 P.U.R. 4<sup>th</sup> 30, aux pages 44 et 45 (Montana Pub. Serv. Comm., 1991) explique de façon éloquente les distinctions appropriées à faire entre les dépenses d'opération d'une part et les dépenses au comptant d'autre part, puis entre ces dépenses au comptant et les dépenses comptables comme l'amortissement.

«74. MPC witness Stuart McDaniel conducted a lead/lag study to determine MPC's cash working capital requirements. A lead/lag study measures the investment necessary to carry on the day-to-day cash transactions of the Company.

77. Mr. Clark proposed to adjust the lead/lag results to reflect the lags for long term debt interest and preferred stock dividends. Mr. Clark argued there should be no distinction in determining cash working capital between funds held to pay interest and preferred stock dividends and funds held to pay any other legal obligation.

78. MPC witnesses John Miller and Mr. McDaniel filed rebuttal testimony opposing MCC's negative cash working capital adjustment.

Both witnesses argue that long term debt interest and preferred dividends should not be considered because they do not represent operating expenses. It is the Company's position that since such costs are capital costs, they should belong to the investors when earned.

79. Regarding the lag associated with long term debt interest and preferred dividends, the Commission agrees with Mr. Clark's analysis:

The distinction between an operating expense and a capital expense is not the controlling factor for inclusion or exclusion in the lead/lag study. Rather, it is the cash nature of the item under examination and whether investors have had to contribute capital on which they are entitled to earn a utility rate of return, or whether the non-investor supplied nature of an item must be recognized in order to present such an opportunity. (Exh. MCC-4, p. 27)

*Clearly, the ratemaking process reflects in rates the costs of long term debt interest and preferred dividends. To argue that such expenditures should not be considered in the determination of cash working capital requirements is irrational.*

*81. The idea behind a cash working capital adjustment is to provide a return on the average investment needed to carry out the day-to-day cash transactions of the utility. This investment is measured by the lead/lag study as adjusted to include the lag in cash payments for preferred dividends and long term debt interest.*

*84. The Commission finds it proper to revise Mr. Clark's proposed adjustments to reflect the approved weighted costs of preferred stock and long term debt in the determination of this adjustment. Incorporating such changes results in an electric rate base reduction of \$7,208,265 and a gas rate base reduction of \$2,844,506.»*

66. La position prise par SCGM dans sa preuve additionnelle SCGM-13, doc. 13, qui consiste à ajouter l'amortissement aux dépenses au comptant d'opération et de financement tranche avec la logique de la méthode et la bonne compréhension de ce qu'est un fonds de roulement, comme on vient de le voir. Cet ajout n'est supporté ni par la logique, ni par la jurisprudence. Elle ajoute aussi l'injure à l'insulte puisque la dépense d'amortissement n'est pas au bénéfice des abonnés. En effet, une hausse de la dépense d'amortissement permet un retour plus rapide sur l'investissement par les actionnaires et provoquerait une hausse des tarifs. Dans un tel cas, non seulement la dépense d'amortissement est payée par l'ensemble des abonnés, mais ces derniers seraient aussi appelés à financer ce retour de l'investissement par une hausse du fonds de roulement.
67. L'amortissement, contrairement au financement, n'est pas une dépense qui génère un déboursé et il ne requiert donc pas d'être financé au taux de rendement des actionnaires par les abonnés.
68. Enfin, M. Mark Drazen, a expliqué en détail, notamment grâce aux acétates FNACQ-3 que l'amortissement, en plus de ne pas être une dépense comptant, ne peut être incluse sans tenir compte du paiement des dividendes aux actionnaires ordinaires, sans quoi son inclusion aura un effet composé sur le taux de rendement sur l'équité (Mark Draze, 12 novembre 1998, vol. 12, pp. 45 à 55)
69. Concernant le cas spécifique de l'amortissement, la jurisprudence s'y oppose comme le démontre la décision Re U.S. West Communications, Inc., 152 PUR 4<sup>th</sup> 446 (Iowa Utilities Board, 1994).

«19. Cash Working Capital

*Consumer Advocate complained that U S West effectively included non-cash items such as depreciation expense, deferred income taxes, and return on common equity in its calculation of cash working capital. (Tr. 1133-34).*

*The Board agrees that cash working capital should not include such non-cash items. The OPEB expenses in the cash working capital calculation will be based upon when the OPEB expenses are actually paid so the expenses match the funding. (Tr. 1139-40). In addition, long-term debt interest will be included in the cash working capital calculation consistent with Board precedent. (Tr. 1133).»*

70. La Régie de l'énergie est priée de réviser le besoin en capital de SCGM pour son fonds de roulement, de le déduire d'environ 8,5 M \$ à environ 2 M \$ pour tenir compte des sommes comptant générées par le retard dans le paiement des coûts de financement de l'entreprise, conformément à la jurisprudence courante en la matière. Elle est aussi priée de rejeter toute demande d'inclure l'amortissement dans ce calcul au motif qu'il ne s'agit pas d'une dépense au comptant.

## VII. Taux de rendement

71. Les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ appuient l'ACIG, représentante d'une autre classe de consommateurs, sur le taux de rendement du distributeur. Elles considèrent, tout comme l'ACIG que la méthode et les conclusions de l'expert retenu par SCGM, qui montre un biais en faveur de l'entreprise, sont affectées d'erreurs et qu'elles ne peuvent être retenues.
72. Au surplus, les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ ont apporté certains éléments de preuve additionnels supportant la position de l'ACIG et de son expert. C'est le cas notamment de sa preuve sur le compte de nivellement pour la normalisation des volumes et des revenus en fonction de la température aussi que du mécanisme d'ajustement du prix de gaz de compression.
73. Ces éléments de preuve doivent être pris en considération du niveau du taux de rendement en raison de leur impact sur le niveau de risque. On constate en effet que de tels comptes de nivellement des revenus du distributeur diminuent le risque pour ses actionnaires et que cette baisse du niveau de risque est prise en compte par le marché financier dans la détermination du rendement juste et raisonnable à l'actionnaire.

- Mark Drazen, 12 novembre 1998, vol. 12, pp. 61-62

*«Q. Mr. Drazen, just to come back on your testimony on temperature normalization, can you just state what is the link that you see between the lesser volatility brought about the new method and the rate of return of the company, if any.*

*(...)*

*Q. Now,, after having reviewed your evidence in this file, and there's also an additional question of the intervenor costs, can you briefly describe to the Régie your experience with reimbursement of intervenor costs?»*

- Robert Tessier, 22 octobre 1998, vol. 2, p. 55

*«Bien, c'est-à-dire que je veux augmenter mon volume dans le résidentiel, dans le commercial, pour contre balancer, j'allais dire, une situation fragile du côté industriel.»*

- 
74. Aussi, le rendement suggéré par le Dr. Waters pour l'ACIG est raisonnable et rien dans la preuve ne permet à la Régie de l'énergie de tirer la conclusion que celui-ci provoquerait les conséquences néfastes cataclysmiques brandies par SCGM sous le couvert d'une décote possible. À ce sujet, SCGM bénéficie d'une cote A+ (forte) et, même au pire, on ne peut que craindre que celle-ci redevienne une cote A+ ordinaire, ce qui sera sans effet pour les actionnaires, l'entreprise et ses clients.
75. Ce lien est d'autant plus important que SCGM a transféré plusieurs aspects du risque de ses activités à ses clients mais qu'elle n'a pas ajusté pour autant son taux de rendement, lui-même fonction du risque de l'actionnaire, à la baisse pour refléter ces changements du profil de l'entreprise pour les investisseurs.
76. La revue de la preuve, même sommaire, semble montrer qu'une approche conservatrice au niveau de la modification du taux de rendement qui retiendrait la prime de marché de l'un des expert et le Bêta de l'autre ( $4.50\% \times 0.65$ ) ou ( $6.50\% \times 0.50$ ) - soit les deux facettes du risque - établirait tout de même un rendement plus proche de celui proposé par l'ACIG que SCGM. Il va sans dire que ce petit calcul de sensibilité ne se veut pas une proposition réaliste d'un taux de rendement, lequel est laissé aux experts. Il ne se veut qu'une appréciation de ces solutions.
77. Le rendement proposé par l'ACIG est aussi plus proche de la prime de risque historiquement accordée par la Régie du gaz naturel d'environ 3 % comme le montrent ses décisions D-95-54 et D-96-31.
- Décision sur la requête tarifaire 1996 – Phase II, D-95-54  
*«Un taux de rendement de 12,0 % tient compte d'une prime de risque implicite de 3,10 % sur la base du taux obligatoire projeté. Cette prime de risque est marginalement supérieure à celle de l'année dernière qui était de 3,0 %. » (recueil, p. 376)*
  - Décision sur la requête tarifaire 1997 – Phase II, D-96-31  
*«Ce taux de rendement donne une prime de risque implicite de 3,28 % par rapport au taux des obligations à long terme mis en preuve. » (recueil, p. 331)*
78. Le distributeur n'a en rien justifié une appréciation notable du risque de l'entreprise permettant une hausse quelconque de cette prime de risque. Pour cette seule raison, la Régie de l'énergie est justifiée d'écarter la

---

preuve offerte par le Dr. Morin au profit de l'expert de l'ACIG, le Dr. Waters.

79. Tout accroissement de la prime de risque au-dessus du 3 % accordé historiquement par la Régie du gaz naturel équivaldrait à une bonification du rendement qui irait à l'encontre de la diminution du risque.
80. De plus, il s'agit ici d'un rendement de base assuré puisque SCGM et ses actionnaires auront aussi le droit au partage des surplus en vertu u programme actuel et qu'elle cherchera aussi à bonifier par le nouveau régime de rémunération incitative qui sera examiné en Phase III.

## VIII. Indices de performance

81. Les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ prennent acte du fait que les indices de performance ont été mis en place par la Régie du gaz naturel en relation avec le mécanisme de partage des surplus de fin d'année. Les intervenantes croient toutefois que ces indices de performance peuvent servir le rôle beaucoup plus important de satisfaction de la clientèle qui va au-delà de la simple vocation économique qui leur est présentement attribuée. Dans le même esprit, les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ désirent que ces indices de performance soient élargis afin de permettre une meilleure mesure de la performance du distributeur, notamment en relation avec le service à la clientèle et des préoccupations sociales et environnementales qui doivent être intégrées par la Régie de l'énergie au processus réglementaire.
82. Du point de vue factuel, le point de départ est de constater qu'en général la preuve démontre clairement l'échec de SCGM au chapitre du maintien de la qualité du service à sa clientèle et notamment sa clientèle résidentielle.
83. La revue de la pièce SCGM-16, doc. 1.25 montre bien qu'au niveau des sondages de 1995 et 1996 sur la satisfaction des clients, la proportion de clients satisfaits a baissé significativement de 90 à 85 %. Lors du contre-interrogatoire des témoins du distributeur, ceux-ci ont expliqué que la baisse de qualité du service reflétée par le sondage de 1996 résulte d'un problème d'effectif ponctuel.
84. Malgré tout, il apparaît que SCGM n'a pas pris les mesures nécessaires afin de s'assurer que ce problème ne devienne récurrent. Ainsi, le retard dans la prise d'appels s'est reproduit à nouveau au cours de l'été 1998 alors que les temps d'attente moyens mensuels ont monté de façon exponentielle à 76 et 120 secondes/appel, avec des niveaux de services qui sont descendus de 84 % à même 70 % par rapport à des niveaux de services supérieurs à 90 % en temps normal. Ces délais d'attente ne sont pas insignifiants puisque, sur une base annuelle, ils ont fait monter le délai moyen de réponse de 40 secondes à près d'une minute, tel que le démontre plus explicitement la pièce SCGM-16, doc. 3.1.
85. Autre fait significatif, cette hausse notable du temps d'attente a un impact direct sur les abonnés puisqu'au cours des mois de l'été dernier, les

---

pourcentages d'abandon, d'habitude oscillant autour de 10 %, sont montés à 15 et 16 %.

86. Du point de vue du service à la clientèle, les conclusions que les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ tirent de ces données factuelles sont en premier lieu :
- que SCGM reçoit en moyenne près de 2 appels par abonné ;
  - que les temps d'appel augmentent dramatiquement lorsque SCGM contrôle mal son roulement de personnel ;
  - que les pourcentages d'abandon et les niveaux de services varient en proportion directe avec le temps moyen d'attente ; et
  - qu'un temps moyen d'attente d'environ 60 secondes pour la clientèle résidentielle est généralement respecté tout au long de l'année, sauf lorsque les éléments, comme le roulement du personnel, échappent au contrôle de SCGM. Il apparaît donc que l'indice de performance fixé à 4 minutes est manifestement trop long en relation avec la pratique actuelle du distributeur.
87. Un autre aspect du service à la clientèle qui mérite d'être exploré. Il s'agit des raisons qui motivent les appels de la clientèle. Deux appels par client par année au niveau de la clientèle résidentielle apparaît comme un nombre extrêmement important d'appels. Il serait souhaitable que SCGM analyse ces commentaires et les plaintes de sa clientèle afin d'élaborer des stratégies pour répondre aux besoins exprimés et ainsi modérer, sur une période plus longue, le nombre d'appels reçus.
88. Un autre commentaire porte sur l'optique générale que l'on doit avoir en relation avec les indices de performance. Ces indices ont été établis comme des indices objectifs à une date donnée. Ainsi, la performance de SCGM peut évoluer tant pour le meilleur que pour le pire et toutefois permettre à SCGM de recevoir une bonification de son rendement par le partage des trop-perçus de fin d'année. Une approche beaucoup plus à même d'amener une plus grande productivité du distributeur consiste à fixer un objectif d'amélioration de ces indices pour le distributeur. Si la situation s'améliore, celui-ci aura droit au bénéfice de ses efforts et il pourra alors bénéficier d'une bonification de son rendement. Par ailleurs, si ces indices montrent que la situation se détériore, que le service à la clientèle en souffre, il n'existe aucune raison valable d'accorder malgré tout au distributeur une bonification de son rendement. Cette approche

---

soustrait le distributeur aux motivations qui sont à la base de tels indices de performance.

89. Du point de vue des critères de contrôle de la qualité de ce service aux abonnés, les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ comprennent du témoignage du personnel de SCGM que l'entreprise est disposée, en principe, à élargir l'éventail des indices de performance à condition que ceux-ci soient quantifiables et qu'ils soient, dans une certaine mesure, sous le contrôle du distributeur (SCGM-16, doc. 1.11)
90. Les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ encouragent donc SCGM à rechercher à et proposer de nouveaux indices de performance, notamment en relation avec l'efficacité énergétique, le besoin de leur clientèle handicapée, le choix énergétique des clients, etc.

## IX. Nouveaux services

91. Le distributeur requiert dans le cadre de la Phase II, l'approbation de nouveaux services, dont celui relatif au gaz de compression (SCGM-18, doc. 7).
92. Relativement aux modifications subies par l'offre de gaz de réseau et de gaz de compression, tels qu'ils sont affectés par la décision en Phase I du présent, la décision sur la présente Phase II ainsi que la décision que s'apprête à rendre la Régie de l'énergie l'an prochain suite à l'éclatement des tarifs, les consommateurs représentés par les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ s'inquiètent grandement de l'impact de ces transformations sur les services offerts aux consommateurs résidentiels. La crainte des consommateurs résulte de la situation factuelle suivante qui se développe. En premier lieu, les consommateurs résidentiels sont la seule classe de consommateurs qui n'a pas, dans les faits, accès au gaz sur un marché libre par le biais d'un courtier. Comme l'exprimait d'ailleurs M. Robert Tessier, président de SCGM lors de son contre-interrogatoire par les présents procureurs (Robert Tessier, 22 octobre 1998, vol. 2, p. 69), ceux-ci n'ont pas accès au service de courtier et de gaz sur le marché libre étant donné l'absence de volume ou d'une masse critique suffisante. Les consommateurs résidentiels sont et restent captifs de l'offre de service par le distributeur. Ces consommateurs ne se plaignent pas par le biais de cet argument du service offert par le distributeur mais, comme nous le verrons plus loin, le service éclaté tend à priver ces consommateurs de certains aspects du bénéfice découlant du service antérieurement offert par le distributeur.
93. Parallèlement, les consommateurs, de toute classe, subissent présentement un risque accru relié à la plus grande volatilité du prix du gaz naturel qui affecte présentement le marché. Le mécanisme d'ajustement du prix du gaz, et maintenant l'adaptation de ce mécanisme au gaz de compression, fait perdre aux consommateurs, notamment les consommateurs résidentiels, le bénéfice de la protection contre les variations de prix par le partage du risque avec un plus grand nombre d'abonnés. La proposition du distributeur a pour effet direct de leur transférer un risque qu'elle n'assumait pas directement avant.
  - Normand Stevenson, 30 octobre 1998, vol. 7, pp. 127-128

«Q. (...) J'ai quelques questions, moi aussi, relativement au système d'ajustement du gaz de compression que vous présenté. (...)

Quant à l'objectif que vous poursuivez par la mise en place de ce mécanisme là, je veux juste être sûr de bien comprendre que c'est un mécanisme qui vous permet, notamment pour la société en commandite, de diminuer un risque relié à la volatilité du prix du gaz?

R. À première vue, je dirais que oui. Je pense que ce point là a déjà été couvert par M. Demanche.

Q. Oui.

R. Effectivement, le risque est moins grand.»

94. Tout comme dans le cadre du mécanisme de normalisation des revenus et des volumes, les consommateurs constatent que ce transfert de risque ne se fait pas en échange d'un ajustement du taux de rendement comme il se doit. Ainsi, si la Régie accueille la demande d'instauration de ce nouveau service d'ajustement du prix du gaz de compression, elle se doit impérativement d'en tenir compte au moment de l'ajustement du taux de rendement du distributeur et de voir à ce que ce taux de rendement soit baissé en proportion avec le risque transféré aux abonnés.
95. Enfin, les consommateurs, représentés par les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ, soulignent que SCGM, par l'instauration de ce nouveau service, est en violation directe d'un engagement pris par ses représentants lors de la Phase I à l'égard des procureurs des ces mêmes intervenantes à l'effet que le nouveau service de gaz de compression offert en Phase I serait absolument neutre pour les usagers du gaz de réseau. Elles soulignent que le nouveau service d'ajustement du prix de gaz de compression a un impact négatif sur la clientèle résidentielle, même si, par abonné, le montant de l'ajustement peut paraître insignifiant.
96. De façon incidente, les intervenantes soulignent que ce type de situation montre bien l'importance d'exiger du distributeur qu'il voie la transcription sténographique de toutes les auditions devant la Régie de l'énergie, puisque c'est par le biais de ces transcriptions que les parties sont à même de faire la preuve de telles modifications du comportement. Ainsi, l'engagement pris à l'égard des intervenantes, par les biais de leurs procureurs, lors de l'audition sur la Phase I, n'a pu être démontré par la référence ou la production de telles transcriptions sténographiques.

---

**X. Structure tarifaire**

**A. À l'égard de la structure tarifaire**

97. Les commentaires des intervenantes Option Consommateurs et FNACQ à l'égard de la structure tarifaire de SCGM portent en tout premier sur le nouveau tarif résidentiel ainsi que sur la nécessité de maintenir un bon interfinancement.
98. La critique qui est adressée à SCGM en relation avec le nouveau résidentiel demandé à la Régie de l'énergie porte principalement sur l'absence de preuve d'un lien permettant de justifier les caractères justes et raisonnables de ce tarif en relation avec ses objectifs allégués et les infrastructures financées par ce tarif. En d'autres mots, nous assistons, par ce tarif, à la création du phénomène d'une boîte noire. Nous savons ce que SCGM désire financer grâce à ce tarif et nous connaissons le résultat qu'elle propose à la Régie. Il existe par contre un manque total de lien direct permettant de relier ces deux phénomènes et de déterminer si le tarif est justifiable.
99. Le nouveau tarif résidentiel réclamé par le distributeur vise à financer le coût d'une subvention directe ou indirecte au propriétaire d'une nouvelle construction neuve afin de rendre plus attrayante l'installation d'équipement de chauffage central au gaz naturel et ainsi éviter que le coût d'installation de ces équipements en relation avec les plaintes électriques n'influence son choix d'énergie. Le nouveau tarif résidentiel, par contre, n'est pas relié au coût de cette subvention ou au coût des équipements de chauffage installés par l'entrepreneur dans la construction dans la résidence de ce nouveau client. Le tarif est plutôt basé sur la position concurrentielle du gaz naturel à l'égard de l'électricité et, on peut présumer, une estimation de la consommation de gaz naturel par ces clients.
100. La proposition tarifaire de SCGM n'équivaut donc pas strictement à demander au client qu'il finance le coût des infrastructures additionnelles lui permettant de rendre le projet d'extension du réseau de distribution vers sa résidence, rentable. Ainsi, l'argumentation du distributeur à l'effet que ce niveau tarif résidentiel serait un palliatif à la disposition 3.5 des conditions générales du tarif, ne tient pas.

101. Par contre, si la proposition soumise par l'expert des intervenantes Option Consommateurs et FNACQ, M. Mark Drazen, est retenue, tant le distributeur que la Régie de l'énergie seront en mesure de connaître exactement le montant des subventions faites et des montants additionnels reçus. La Régie sera alors en mesure de déterminer si les montants exigés des nouveaux consommateurs résidentiels sont suffisants pour couvrir le coût de cette subvention aux infrastructures de chauffage ou si, au contraire, le prix requis est trop élevé. Cette proposition permettra aussi de distinguer les coûts d'extension de réseau du coût des équipements de chauffage placés dans les résidences. Cela permettra aussi à la Régie de l'énergie et aux intervenants de déterminer si le projet est rentable ou non. En définitive, cette proposition permettra de percer la boîte noire et de connaître les véritables conséquences du programme de développement résidentiel soumis par le distributeur. C'est à cette condition et seulement à cette condition que l'évaluation du projet, en fonction des critères établis par les décisions antérieures de la Régie du gaz naturel sur les taux de rendement interne exigés, pourront être vérifiés par la Régie de l'énergie et les divers intervenants. Rappelons de nouveau la proposition soumise à la Régie par les intervenantes.

- Mark Drazen, 12 novembre 1998, vol. 12, p. 60-61

*«And therefore, if Gaz Métro wants to do this, a fair way of treating the customers would be to say, the additional cost might be recovered by a surcharge on the neighbourhood customers, the new housing, but that surcharge is not really a rate. It's really a financing charge, and that financing charge will go to recover the cost of the equipment, and that would be kept in a separate account. And to the extent that it's recovered, or that ... the surcharge should last only until it's recovered, it ... covers it all, that's fine; if it doesn't recovery it all, the existence customers have not been put at risk by this new program.»*

102. Ce besoin est d'autant plus criant que les représentants de SCGM, en matière de tarification, ignorent totalement s'il existe un lien entre la proposition tarifaire qu'ils doivent défendre et les besoins financiers de l'entreprise.

- Line Mercier, 6 novembre 1998, vol. 9, p. 69-71

*«Q. (...) Premièrement, la première chose qu'il m'intéresse de savoir, c'est le bénéfice que vous espérez tirer en termes monétaires de la somme additionnelle de trente-cinq pour cent (35 %). Vous avez fait sûrement certains estimés de volumes par année, montants reçus en moyenne des*

abonnés, de façon à pouvoir quantifier le montant qui doit être retiré par Gaz Métropolitain, pour financer l'investissement additionnel?

R. (...) ils se sont dit : comment je pourrais faire un tarif qui égale celui d'Hydro-Québec, pour récupérer des sommes d'argent. Et nous, on n'a fait que refléter leurs besoins, on n'a pas participé à aucun calcul.

(...)

Q. Et quand vous avez dit qu'il y avait un besoin de revenus additionnels, quels sont les revenus additionnels qui devraient être générés?

R. Ils ont identifié des projets, alors, ils vont faire des projections de revenus en fonction des nouveaux projets et ils vont évaluer ces projets-là avec les revenus.

(...)

Q. O.K. Donc, il n'y a pas eu d'évaluations qui vous ont été soumises en vous disant : voici ce qu'on estime être nos besoins financiers additionnels, voici être l'investissement additionnel qu'on désire avoir et maintenant, transformez ça sous forme d'une proposition tarifaire?»

103. Il n'est pas suffisant pour un distributeur réglementé, visant à faire approuver un tarif par la Régie de l'énergie, de lui soumettre que ce tarif équivaut au tarif d'un concurrent. Cette approche ne satisfait pas le critère du tarif juste et raisonnable pour un distributeur dont la réglementation est basée sur le coût de service. Pour être juste et raisonnable, un tarif, dans un tel encadrement réglementaire, doit être supporté par une relation avec le coût de service, ce que le distributeur a fait défaut d'établir.
104. Ainsi, la logique exprimée par SCGM pour justifier l'écart de 35 % est basée sur le coût total à l'usager. Or, il s'avère que, suite à la hausse subite du prix du gaz, cette marge de manœuvre d'environ 10 ¢ ou 35 % est maintenant réduite à environ 8 ¢ ou 28 %. Les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ ne suggèrent pas à la Régie d'adopter un pourcentage plutôt qu'un autre, mais suggèrent d'adopter une méthode, comme celle suggérée par son expert M. Mark Drazen, afin d'établir la relation entre le coût de service et le tarif en scindant la portion subvention pour l'équipement de chauffage de la portion de l'extension du réseau de distribution qui fait l'objet du monopole réglementé.

**B) Le tarif serait-il légalement admissible ?**

105. La grille tarifaire SCGM-19 soumise par le distributeur pour le nouveau tarif résidentiel s'étend à tous les paliers du tarif I. Or, la preuve est claire que le nouveau tarif résidentiel ne peut ni ne doit être offert à d'autres clients qu'aux clients résidentiels. Afin d'éviter d'inscrire dans les tarifs, dont les clients pourront ensuite tirer le droit de se prévaloir, que la Régie de l'énergie adopte un tarif que le distributeur ne peut offrir. Ainsi, les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ requièrent de la Régie de l'énergie qu'elle amende la grille tarifaire SCGM-19 afin de restreindre le nouveau tarif résidentiel aux paliers 101 à 104 inclusivement et que soient inscrites au tarif les conditions d'admissibilité à ce tarif.

**C) Le bon interfinancement**

106. L'interfinancement au sein des divers paliers du tarif 1 du distributeur n'est pas un objectif acceptable pour les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ. Cet interfinancement est plus qu'une mesure purement économique. Il sert aussi de support aux préoccupations sociales, dont la Régie de l'énergie doit tenir compte dans le cadre de son mandat, tel que le prévoit plus particulièrement l'article 5 de sa loi constitutive.
107. Il faut constater que le choix des consommateurs ou leurs réactions face à un prix donné déborde largement le cadre du simple choix économique. Ainsi, pour les consommateurs à faible revenu et dont la dépense de chauffage représente une plus forte proportion de leur budget au coût total des services de distribution offerts par SCGM, deviendrait exorbitant. Il s'avère aussi que ces clients ne sont pas entièrement mobiles, en ce sens qu'ils n'ont pas toujours le choix de l'énergie qu'ils consomment ou qu'ils ne peuvent modifier ce choix à courte échéance. Enfin, la croissance des coûts unitaires de distribution de SCGM a été faite au profit de l'accroissement de son volume de distribution permettant au distributeur de rejoindre une plus vaste clientèle industrielle. Il serait injuste de faire assumer ces choix de l'entreprise a posteriori aux consommateurs résidentiels alors qu'au moment de la prise de ces décisions, ceux-ci n'étaient pas représentés devant l'organisme de réglementation.

108. Cette position se trouve renforcée par les choix de l'entreprise exprimés par son président.

- Robert Tessier, 22 octobre 1998, vol. 2, p. 60

*«Q. Vous avez fait allusion aux quant motifs qui vous ont amené à revenir dans le marché résidentiel celui de diversifier votre clientèle. Est-ce que c'est le seul motif et est-ce que... comment quantifiez-vous cet avantage-là?»*

*R. Non ... bien, je dirais fondamentalement j'ai un intérêt à terme à diversifier. D'autre part, on se reconnaît comme distributeur une responsabilité, j'allais dire sociale, d'offrir une option aux consommateurs du Québec. À terme, Monsieur le président, je ne vous pas que cette société puisse se priver de gaz. Au fur et à mesure où l'électricité va devenir plus ... j'allais dire moins économique qu'elle ne l'a été dans le passé, ce qui est déjà le cas précédemment, notre société devrait ... le gaz en fait va pénétrer progressivement.»*

109. Les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ sont extrêmement préoccupées par les propos de la Régie de l'énergie relativement à l'abolition de tout interfinancement sans égard à l'étude des gaz et des justifications de cet interfinancement.

- Régie de l'énergie, 6 novembre 1998, vol. 9, p. 117

*«Q. C'est ça, moi, que ... Parce que l'interfinancement, quand je le regarde, juste le tarif 1, là, on sait qu'il s'autofinance presque à trois cent mille piastres près, et donc, dans les faits. Mais à l'intérieur de ça, il y a des interfinancements considérables. Je veux dire, il y a des écarts énormes, t'sais. Alors, quand vous voulez appliquer une ... Je suis content d'entendre dire, si j'ai bien compris, que vous allez agir sur l'interfinancement à l'intérieur des tarifs, si j'ai bien compris la dernière réponse à maître Pepin?»*

*R. Oui. Et c'est pour ça qu'on a détaillé l'étude. Alors, nous, quand on corrige l'interfinancement, ce qu'on se trouve à faire, c'est qu'on augmente les premiers paliers du tarif 1, et on diminue les derniers paliers du tarif 1. Puis, ça, et de ça découlent les autres tarifs parce qu'il y a une cohérence, un lien logique. Mais on fait cet exercice-là.»*

110. Il est manifeste que l'interfinancement est le résultat de décisions antérieures et que ces décisions sont normalement prises dans l'intérêt de tous. Ainsi, le nouveau

---

programme de développement résidentiel devrait avoir pour impact d'augmenter l'interfinancement mais pourtant, le choix de la Régie devrait être basé sur l'avantage pour l'ensemble des usagers d'un tel programme. Il nous apparaît donc incorrect de poursuivre l'abolition de cet interfinancement sans une revue de ces causes et de ces conséquences.

## XI. Conclusions

111. Les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ désirent en premier lieu souligner la participation du distributeur tout au long du processus qui a permis aux intervenantes d'obtenir les informations nécessaires à leur bonne compréhension du mécanisme réglementaire. Le distributeur a fait des efforts remarquables du point de vue de la documentation écrite et nous désirons souligner que cet effort n'a pas été fait en vain puisqu'il a permis une participation beaucoup plus utile des intervenantes.
112. En regard de son programme de développement du marché résidentiel, les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ appuient en général la décision du distributeur de donner suite à la recommandation de la Régie du gaz naturel et de recentrer ses efforts vers le marché résidentiel. Elles soulignent toutefois que ces efforts doivent être conformes à l'objectif poursuivi par la Régie du gaz naturel de rebalancer le portefeuille de clientèles et d'amener une réduction des coûts unitaires de services. Dans cette optique, il apparaît que le volet «densification de réseau» doit être privilégié en regard de l'extension vers de nouvelles constructions.
113. Les consommateurs résidentiels désirent que leur participation, par le biais de leur contribution tarifaire ainsi que par l'assumption du risque du marché, soit limitée à celui du réseau de distribution. Ils ne souhaitent pas que les activités du distributeur qui s'étendent au financement d'infrastructures de chauffage ou d'accessoires consommant du gaz naturel dans les nouvelles constructions soient faites au frais des abonnés existants. Il s'agit d'activités qui, par leur nature, ne sont pas réglementées et pour cela, le distributeur doit encourir le risque qui y est relié.
114. Du point de vue de l'efficacité énergétique, les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ ont soulevé les points forts des programmes mis en place par le distributeur, qu'elles invitent maintenant à bonifier et à étendre dans une optique plus générale de conservation énergétique. Les intervenantes donnent ainsi l'opportunité au distributeur de mettre sur pied les programmes et les efforts qu'il juge les plus appropriés et dont elles seront ensuite en mesure de juger de la pertinence l'an prochain, lors de la prochaine cause tarifaire.
115. L'examen du nouveau mécanisme de normalisation des volumes et des revenus soumis par le distributeur s'avère, de l'avis de l'expert des

intervenantes, M. Mark Drazen, un exercice incomplet. Ce nouveau mécanisme, qui n'a pas fait ses preuves, est basé sur des informations incomplètes ou incorrectes et, dans sa perspective générale, il ne semble pas répondre à l'objectif réglementaire d'un tel mécanisme de normalisation. Les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ admettent que le distributeur puisse mettre sur pied ce mécanisme à des fins internes mais préfèrent que son étude soit complétée avant que celui-ci soit utilisé à des fins réglementaires.

116. À tout événement, si le mécanisme devait être intégré aux activités de gestion ou aux activités réglementaires, la Régie devrait en tenir compte au niveau de la détermination du taux de rendement à l'actionnaire, puisqu'un tel mécanisme de normalisation a un effet stabilisateur sur les revenus et puisqu'il qui diminue le risque perçu par les marchés financiers. Cet argument additionnel devrait être lié à ceux exposés par l'ACIG à l'égard du taux de rendement et devrait reconforter la Régie de l'énergie dans sa décision de suivre la recommandation de l'expert de l'ACIG de déterminer un taux de rendement plus faible que celui suggéré par le distributeur.
117. Les sommes réclamées par SCGM pour son positionnement stratégique en matière d'approvisionnement gazier devraient être approuvées et les résultats connus et partagés avec les intervenantes. SCGM devrait aussi être enjointe de réexaminer et renégocier, le cas échéant, la portion de l'entreposage en franchise qui rencontrera prochainement une date charnière.
118. SCGM doit aussi être enjointe de respecter les directives émises par la Régie du gaz naturel relativement au contrôle et la baisse des coûts unitaires de distribution et elle doit être en mesure de présenter des propositions concrètes visant une réduction des tarifs et de ses coûts dès l'an prochain. Les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ recommandent à la Régie de l'énergie de faire un suivi systématique et rigoureux des dépenses non récurrentes du budget d'opération du distributeur, une telle suggestion étant de nature à entraîner une réduction de ces coûts.
119. Quant au fonds de roulement de l'entreprise, les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ croient que, par la preuve de leur expert M. Mark Drazen, elles ont su établir que la méthode appliquée par le distributeur afin de déterminer son fonds de roulement est désuète, qu'elle ne remplit ni les critères de logique, ni ne se conforme aux principes réglementaires actuels en la matière. La longue liste de décisions supportant l'argumentation des intervenantes fait foi de cette évolution. La

---

Régie de l'énergie est donc invitée à ajouter à l'étude lead/lag du distributeur, les coûts de financement à court et à long termes afin de réduire ce fonds de roulement d'une somme d'environ 6.5 M \$. La Régie de l'énergie est aussi invitée à écarter la proposition du distributeur d'y inclure l'amortissement, puisque cet ajout est encore une fois ni conforme à la définition d'un fonds de roulement, qui ne comprend que les opérations au comptant, ni ne sont admissibles selon la jurisprudence en matière de régulation d'utilité publique.

120. Quant au taux de rendement, les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ se rallient à la position mise de l'avant par l'ACIG qui, sur ce sujet, a des intérêts convergents avec ceux des consommateurs résidentiels. Elles croient que la preuve a nettement établi que le taux de rendement réclamé par le distributeur est de beaucoup trop élevé en comparaison avec le niveau de risque de l'entreprise, tel qu'étudié par la Régie du gaz naturel dans ses décisions antérieures ainsi qu'en comparaison avec les entreprises comparables du domaine des utilités publiques. Sur ce sujet, la Régie de l'énergie est invitée à suivre la preuve soumise par le Dr. Waters pour l'ACIG, un expert d'une qualité évidente.
121. Les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ soulignent encore une fois l'ouverture d'esprit du distributeur relativement à la détermination de nouveaux indices de performance et elles invitent la Régie de l'énergie à enjoindre le distributeur de présenter une proposition lors d'une audience future qui permettrait d'étendre ces indices de performance aux différentes facettes de l'activité de l'entreprise et de les rendre ainsi plus représentatifs de la fonction qu'ils peuvent jouer de mesurer la qualité du service de l'entreprise.
122. En ce qui a trait aux nouveaux services, les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ sont grandement préoccupées par les coûts engendrés par ces nouveaux services pour leur classe d'abonnés. Elles soulignent que la preuve du distributeur est contradictoire à cet effet et qu'il est du devoir de la Régie de l'énergie de voir à la protection des intérêts de ces consommateurs en s'assurant que les promesses souscrites lors de l'audition soient entièrement respectées.
123. En terminant, les intervenantes ne peuvent que souligner leurs préoccupations à l'égard de la structure tarifaire de SCGM qui, dans sa preuve, n'a su établir le lien entre le nouveau tarif résidentiel réclamé et le coût des infrastructures additionnelles du réseau de distribution. Sans cette preuve, il apparaît que la Régie de l'énergie ne peut conclure que les tarifs qu'elle est appelée à approuver serviront véritablement au service de distribution de gaz naturel plutôt qu'au financement d'infrastructures de

---

chauffage dans des résidences privées qui ne doivent pas être financées par l'ensemble des abonnés.

124. Les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ invitent la Régie de l'énergie à requérir du distributeur qu'il fasse la preuve du lieu entre ce nouveau tarif résidentiel et le coût des infrastructures qu'il est censé financer. Elles invitent aussi la Régie de l'énergie à limiter ce nouveau tarif résidentiel aux paliers 101 à 104 du tarif 1, afin de ne pas approuver un tarif qui ne sera pas disponible. Si la Régie de l'énergie devait approuver un tarif pour tous les paliers, il est à craindre qu'elle fasse naître, pour certaines personnes, le droit d'y recourir et qu'ainsi elle affecte le droit des abonnés existants.
125. Les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ imploront aussi la Régie de l'énergie de suivre attentivement l'évolution de l'interfinancement puisque son abolition n'est pas un objectif acceptable pour les consommateurs résidentiels. Les abonnés des paliers 101 à 104 du tarif 1 sont appelés à prendre des risques au bénéfice de l'ensemble des clients de SCGM et si ce risque particulier leur incombe, il incombe à la Régie de l'énergie de s'assurer que ce risque est adéquatement compensé par le maintien, notamment, de l'interfinancement.
126. Les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ reconnaissent l'effort d'efficacité énergétique de SCGM mais surtout son ouverture à continuer et intensifier ses efforts à ce chapitre, elles souhaitent aussi que cet aspect de ses activités soit intégré aux critères de performance de SCGM dans le cadre d'un régime de partage de surplus ou de tout autre régime de rémunération incitative.

---

**XII. Demande de paiement des frais**

127. Les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ demandent que leurs frais de participation à la présente audience sur la Phase II de la cause tarifaire de SCGM soient reconnus en entier.
128. Conformément aux principes reconnus par la Régie de l'énergie dans ses décisions antérieures, dont la décision D-98-66 sur les frais de participation aux audiences publiques, les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ travaillent en équipe. Cette équipe de travail est constituée en premier lieu d'analystes, un pour chacune d'elles, d'experts, ici Mark Drazen et Lynn Pearson, ainsi que des procureurs soussignés.
129. Pour Option Consommateurs, le travail d'analyse fut effectué en premier lieu par Me Éric Fraser auquel a succédé M. Yannick Vennes en cours d'audition. Me Fraser a assisté les présents procureurs tant pour l'analyse initiale de la preuve du distributeur, que pour la relation avec l'intervenante, que pour la préparation de la preuve et de certains contre-interrogatoires, notamment ceux sur le développement du marché résidentiel et sur le nouveau service de gaz de compression. M. Yannick Vennes lui a succédé lors de son départ et l'intervenante a veillé à ce que sa présence ne fasse aucunement double emploi avec son prédécesseur ou l'analyste de la FNACQ.
130. Pour la FNACQ, Mme Manon Lacharité a suivi le dossier depuis son origine et elle a assumé la fonction d'analyste principale pour le dossier. Elle a assisté les présents procureurs tant lors de l'analyse initiale de la preuve, que pour les relations avec les intervenantes, que lors de l'audition pour participer à l'élaboration des objectifs poursuivis par les contre-interrogatoires et la rédaction de la preuve.
131. Les intervenantes ont bénéficié en Phase I d'une ordonnance de frais (décision D-98-89R) au montant de 12 179,04 \$. Par cette décision, la Régie de l'énergie indiquait aux intervenantes que certains des frais réclamés étaient relatifs à la Phase II. Ces derniers seront donc réintroduits dans la demande de frais pour la Phase II.
132. Les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ ont aussi, lors de l'audience présentée une preuve complémentaire sur les frais d'experts. Cet exercice vise à convaincre la Régie de l'énergie que dans le contexte actuel, le critère d'adjudication de frais en fonction du caractère utile de

l'intervention et de la détermination du quantum en fonction du caractère raisonnable des frais est amplement suffisant pour répondre à ses préoccupations d'efficacité et d'équité.

133. L'ajout, par ailleurs, d'un second critère, celui du taux horaire maximal de 200 \$ canadien, lui est superflu et inéquitable. Dans le cas de l'expert Mark Drazen, le prix de ses services est de 260 \$/h U.S., soit un taux horaire approximatif en dollars canadiens de 400 \$.

- Décision sur les frais des intervenants, D-98-66, p. 7

*« Dans son adjudication de frais aux intervenants, la Régie doit également tenir compte des critères développés par la Régie du gaz naturel à la suite d'une audience générique sur la question qui eut lieu en 1993. (...) »*

- Décision sur les frais des intervenants, D-98-89R, p. 4

*« (...) Les montants demandés doivent toutefois être modifiés afin de tenir compte des normes applicables limitant le taux horaire des experts à 200 \$/h (en dollars canadiens). (...) »*

134. Le maximum imposé par la Régie de l'énergie aura pour effet de priver cet expert de la moitié de ses émoluments normaux puisque les intervenantes n'ont pas de ressources propres pour le payer et, par voie de conséquences, elle privera les intervenantes de son assistance.

135. Or, il s'avère que cette décision et le plafond de 200 \$/h ne respectent nullement l'esprit de la décision de principe D-94-12 puisque la Régie du gaz naturel y indiquait alors clairement qu'elle entendait préserver son entière discrétion à ce sujet. Les barèmes contenus dans cette décision ne constituent pas de «normes applicables limitant le taux horaire des experts», mais plutôt des guides pour la Régie de l'énergie.

- Décision sur les frais des participants, cause générique, D-94-12

*«L'application par la Régie de la preuve d'expert reste soumise au critère d'utilité.*

*(...)*

*La Régie est consciente que les frais d'experts sont devenus de plus en plus importants ces dernières années et que toute limitation ou refus des frais réclamés peuvent restreindre les bénéfices découlant du fait d'avoir un point de vue différent de celui du distributeur.» (recueil, p. 506)*

136. On note donc que le barème de 200 \$/h n'est pas directement imposé par la Régie du gaz naturel aux experts mais que, même s'il en était ainsi, ce guide ne serait pas contraignant.

- Décision sur les frais des participants, cause générique, D-94-12

*« La Régie rejette donc la formule d'une norme d'octroi systématique de 100 % des frais aux intervenants et elle n'entend pas d'avantage s'enfermer dans un système de référence à pourcentage fixe; elle préfère laisser les parties opérer dans le cadre établi par les Règles de procédure et de pratique, de manière à ce que les Bancs concernés soient à même de rendre les décisions relatives à l'admissibilité des frais et au quantum du remboursement en tenant compte des critères énoncés à la section 3.3.*

(...)

*À titre indicatif, la Régie trouve raisonnable d'établir les barèmes suivants : (...) ».* (recueil, p. 505)

137. Dans la présente affaire, ce taux horaire est parfaitement raisonnable en raison de sa grande expérience dans le domaine de la réglementation économique en général et du gaz naturel en particulier. Il est aussi inéquitable de donner accès au distributeur, qui paie avec les fonds des abonnés, à des experts qui coûtent plus de 200 \$/h, alors que ces mêmes clients ne peuvent se payer un expert d'expérience et de compétence équivalente. Il est sûrement possible d'affirmer, sans grand risque, de se tromper que les experts Rabeau et surtout Morin exigent un prix supérieur à ce plafond.

138. En imposant un tel plafond, la Régie de l'énergie exige des clients qu'ils paient pour les services des employés spécialisés et des experts du distributeur tout en privant les petits clients d'une représentation de même niveau. La qualité de la justice rendue par la Régie de l'énergie dépend, entre autres, de la qualité de la preuve faite devant elle par les parties et leurs experts. Elle se doit donc d'assurer à ces parties l'accès à des ressources de qualité équivalente pour faire valoir leurs droits.

- Décision sur les frais des participants, cause générique, D-94-12

*«La Régie accepte donc le principe que les frais des témoins-experts, qu'ils soient mandatés par les parties intervenantes ou les distributeurs, soient évalués selon les critères prévus à la section 3.3. »(recueil, p. 506)*

- 
139. Dans la présente affaire, les représentations faites par les experts des intervenantes Option Consommateurs, pour la Phase II, ont visé à la fois les coûts de service du distributeur au profit de tous les abonnés en suggérant une réduction du coût de service, annuellement, d'un montant de près de 1 000 000\$ par la réduction du fonds de roulement ainsi que le sujet du plan de développement résidentiel que seules les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ avaient intérêt à examiner en détail au profit des clients résidentiels du distributeur. Ajoutons, au surplus, que ce sujet et cette preuve n'ont été abordés par aucun autre intervenant.
  140. Dans ces circonstances, les intervenantes croient sincèrement que leur participation et leur choix d'expert méritent un remboursement qui excède 50 % des coûts encourus.
  141. Les critères de pertinence des travaux et de raisonabilité des frais sont mieux à même d'assurer le respect des droits des parties qu'un critère asymétrique d'attribution de frais qui pénalise les parties ayant moins de ressources financières à leur disposition. Ajoutons aussi que ces critères sont amplement suffisants pour contrôler tout abus, comme le montre les décisions de la Régie de l'énergie qui ont refusé l'octroi de frais à certaines parties dont la participation ne s'est pas avérée convaincante ou le refus de frais spécifiques lors de l'examen de leur quantum.
  142. En conclusion, les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ demandent à la Régie de l'énergie de tenir compte de ces représentations lors de la taxation de leurs frais pour la Phase II.

### XIII. Déroulement de la Phase III

143. La Phase III consiste, dans l'état actuel du dossier, à traiter du mécanisme de rémunération incitative décrit par SCGM dans sa preuve sur l'encadrement réglementaire, soit les pièces SCGM-15, doc. 1 et doc. 3. À cette proposition initiale, les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ ont répondu par la production de leur preuve FNACQ-1 rédigée par Mark Drazen et Lynn Pearson.
144. SCGM a toutefois indiqué depuis, qu'ayant pris note des commentaires ou objections de certains intervenants, elle produira une nouvelle proposition de rémunération incitative. SCGM n'a toutefois pas précisé si elle produira une telle proposition préalablement ou au cours de la négociation prévue en Phase III.
145. Du point de vue du déroulement procédural de la Phase III, les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ suggèrent une mécanique par laquelle les parties auront l'occasion de définir ensemble les objectifs de la négociation tant avec que sans le distributeur puis une période de négociation dans le but d'en arriver à une proposition de réglementation incitative négociée.
146. Le début de la Phase III est exprimé comme une variable puisqu'elle dépend à la fois de la Régie de l'énergie, de l'initiative du distributeur et de la mise sur pied, de l'avis de certains intervenants, de la réglementation sur le plan de ressources du distributeur.
147. Pour les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ, la Phase III doit débuter aussitôt que possible, dès janvier 1999 ou de l'ordonnance de la Régie de l'énergie sur la présente Phase II.
148. La procédure détaillée envisagée est la suivante :
  - T = 0 début de la Phase III
  - T + 4 semaines échange d'information entre les intervenants et SCGM afin de bien déterminer le fonctionnement et les effets de la réglementation traditionnelle du coût de service. (Cette phase vise à permettre d'établir les résultats produits par la réglementation

actuelle ainsi qu'un étalon de mesure pour le mécanisme de réglementation incitative)

- T + 6 semaines rencontre entre les intervenants, à l'exception de SCGM, afin de définir leurs objectifs et attentes reliées au nouveau mécanisme de réglementation incitative
- T + 7 semaines rencontre entre les intervenants et SCGM afin d'échanger sur leurs objectifs et attentes mutuels
- T + 10 semaines préparation d'un scénario de base chiffré montrant l'effet de la réglementation traditionnelle basée sur le coût de service et les tarifs de SCGM
- T + 12 semaines rencontre entre les intervenants et SCGM pour présenter leurs projets de réglementation incitative et début des négociations
- T + 16 semaines fin de la négociation

149. Cette façon de procéder a été validée par les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ auprès de leurs experts Mark Drazen et Lynn Pearson. Ces experts, qui ont eu le bénéfice de participer directement et indirectement à la négociation de mécanismes de réglementation incitative dans le domaine de l'énergie (gaz naturel et électricité) dans le passé, se sont dit confortables avec cette mécanique.
150. Notamment, la phase préliminaire d'échange d'information et de définition des objectifs apparaît comme une excellente façon de bâtir une approche consensuelle à l'élaboration de la réglementation. La discussion sur la seule base d'une proposition du distributeur ne pouvant, dans de telles circonstances, que créer un obstacle à la négociation si une telle proposition ne peut atteindre les objectifs poursuivis par les autres intervenants.
151. Quant à la participation de la Régie de l'énergie et de son personnel, les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ croient que la participation des régisseurs est absolument impossible afin de préserver leur indépendance en cas d'échec de la négociation alors que celle du personnel ne serait bénéfique qu'en raison du rôle de médiateur qu'il peut jouer. Leur absence peut permettre une négociation plus franche,

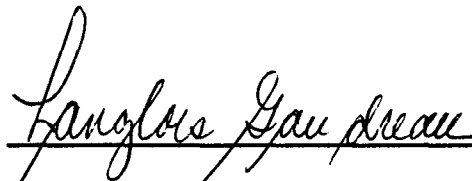
---

permettant aux parties de conclure une entente sans admission quant aux différents éléments faisant l'objet de la négociation.

152. Là où leur présence peut être bénéfique, c'est en fin de négociation alors qu'un médiateur peut faire la différence entre une entente et un échec. Dans un tel cas, ce sont les parties qui devraient avoir le loisir de faire appel au personnel de la Régie de l'énergie, sans s'y limiter, et de choisir le ou les représentants en fonction de leurs aptitudes personnelles comme médiateur.
153. Enfin, la Régie de l'énergie devrait reconnaître explicitement que la participation des intervenantes et de leurs experts à ce processus de négociation fait partie du processus réglementaire et de la décision ultime de la Régie de l'énergie qui entérinerait une telle entente afin que leurs frais soient assumés par SCGM.

**Le tout respectueusement soumis.**

**Montréal, le 26 novembre 1998**



---

**Me Benoît Pépin  
Langlois Gaudreau, s.e.n.c.  
procureurs des intervenantes  
Option Consommateurs et FNACQ**

## LISTE D'AUTORITÉS

## ONGLETS

<u>Centra Gas Manitoba</u> , Man. P.U.B. Order 123/98 .....	1
Bonbright, James C. , Danielsen, Albert L., & Kamerschen David R., <u>Principles of Public Utility Rates</u> , PUR eds, 1998 .....	2
<u>Re Montana Power Company</u> , 125 PUR 4 <sup>th</sup> 30 (Mont. Pub. Serv. Comm., 1991).....	3
<u>Re U.S. West Communications, inc.</u> , 152 PUR 4 <sup>th</sup> 446 (Iowa U. Board, 1994),.....	4

**The  
Public  
Utilities  
Board**

2nd Floor  
280 Smith Street  
Winnipeg, Manitoba  
R3C 1K3

**MANITOBA**

**THE PUBLIC UTILITIES BOARD ACT**

**Order No. 123/98**

**September 22, 1998**

**Before:**

**G. D. Forrest, Chair  
D. L. Barret-Hrominchuk, Member  
J. A. MacDonald, Member**

**CENTRA GAS MANITOBA INC.  
APPLICATION FOR AN ORDER APPROVING  
CHANGES IN THE COSTING ASSUMPTIONS  
USED IN EXPANSION FEASIBILITY TESTS**



Table of Contents	Page
Executive Summary .....	i
1.0 APPEARANCES .....	1
2.0 WITNESSES .....	2
2.1 CENTRA .....	2
2.2 CAC/MSOS .....	2
2.3 SIMPLOT .....	2
3.0 OTHER PARTICIPANTS AND PRESENTERS .....	2
4.0 BACKGROUND .....	4
5.0 THE APPLICATION .....	7
5.1 GENERAL .....	7
5.2 FEASIBILITY TEST .....	8
5.3 GAS COSTS .....	8
5.4 SYSTEM UPGRADE AND REINFORCEMENT COSTS .....	11
5.5 CUSTOMER IMPACTS .....	13
6.0 CAC/MSOS' POSITION .....	17
7.0 SIMPLOT'S POSITION .....	20
8.0 OTHER INTERVENORS' AND PRESENTERS' POSITIONS .....	23
9.0 BOARD FINDINGS .....	24
9.1 CONSISTENCY IN FEASIBILITY TESTS .....	24
9.2 COST OF GAS .....	24
9.3 UPGRADE AND REINFORCEMENT COSTS .....	26
9.4 REQUEST TO VARY BOARD ORDER NO. 124/96 .....	28
10. IT IS THEREFORE ORDERED THAT: .....	29



September 22, 1998  
Board Order 123/98  
Page 4

#### 4.0 Background

Centra uses a feasibility test to determine if proposed system expansions, both within existing franchise areas as well as for new franchise areas, are economically viable.

In 1991, Centra applied for approval of system expansions to both Elie and Gretna, Manitoba. In Order 118/91, dated August 16, 1991, the Board approved the expansion, which was assessed using the criteria that the revenue to cost ("R/C") ratio would be at a minimum of 80% by the end of the fifth year of the project. The Board expressed concern about the potential for existing customers to subsidize new customers, and directed Centra to file its expansion policy prior to proceeding with any further expansion projects. A new expansion policy which required proposed expansions to new areas to achieve an R/C ratio of at least 1.0 by the end of the fifth year was subsequently approved by the Board in Order 8/94, dated January 26, 1994.

In 1994, Centra embarked on a rural expansion initiative under the Canada Manitoba Infrastructure Initiative to provide natural gas service to 23 rural Manitoba communities. As part of that process, Centra applied to the Board for approval of a revised feasibility test to apply to the planned expansion. The Board approved the use of a 30 year net present value ("NPV") test to determine project feasibility. This approval was subject to Centra using conservative projections, inclusion of all reasonably identifiable upstream costs, and Board review of specific calculations for each franchise expansion requested by Centra.

In 1996, Centra applied for approval to extend service to Interprovincial Pipe Line Inc. ("IPL") located within the Rural Municipality of Pipestone. The feasibility test utilized a 30 year NPV test but excluded the related costs of upstream looping to the existing



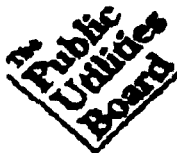
September 22, 1998  
Board Order 123/98  
Page 5

distribution system. In Order 124/96, dated December 20, 1996, the Board ordered the use of the current test, which requires the use of a 30 year NPV with a fifth year R/C ratio of 1.0. The Board also rejected the request for rolled-in treatment of the upstream looping costs and required that those costs be included in the feasibility test. The Board did, however, state that it would be prepared to examine the treatment of upstream reinforcement costs in the future.

In Order 89/97, dated November 26, 1997, the Board accepted the feasibility study for the Ste. Agathe franchise extension. In that Order, the Board directed that all future expansions, for both new franchise areas and within existing franchise areas, be assessed by use of a 30 year NPV test, with the additional condition that the revenue to cost ratio is at least 1.0 by the end of the fifth year in normal circumstances.

At the Ste. Agathe hearing, Centra acknowledged that there have been major changes in the business environment in which it operates, and these changes may have significant implications on the gas costs and other components of future feasibility models. The Board agreed with Centra that a review of these issues was required. The Board therefore directed Centra to conduct a detailed study to consider the appropriate gas costs, as well as other costs to use in all future feasibility models, and to report to the Board at the earliest opportunity. The Board further directed that any feasibility models submitted to the Board in the interim were to be prepared using the Weighted Average Cost of Gas ("WACOG").

On January 23, 1998 Centra applied to the Board for approval of the use of two new criteria for evaluating system expansion to currently unserved customers. The two requested changes to the feasibility test are:



September 22, 1998  
Board Order 123/98  
Page 6

- i) the use of long-run incremental cost of gas ("LRICOG") and;
- ii) the exclusion on all costs associated with the upgrade or reinforcement of the existing transmission and distribution system.

It was originally contemplated that this Application would be heard by the Board in conjunction with the 1998 General Rate Application. Subsequent to the filing of the January 23, 1998 application, the parties agreed that additional supporting material was required and that the hearing related to this Application should be postponed until that material was provided by Centra. The additional supporting material required included quantitative analysis of the long-run incremental cost of gas, the rate impact of the Application and a review of the practices in other jurisdictions.

On June 1, 1998, Centra filed its revised Application and evidence in support of the two requested changes. Centra also requested the Board to vary Order 124/96 so as to allow the related looping costs to be excluded from the feasibility test. A public hearing to consider this application was held in Winnipeg, Manitoba from August 24 to 27, 1998.

# Principles of Public Utility Rates

*Second Edition*

by  
JAMES C. BONBRIGHT  
ALBERT L. DANIELSEN  
DAVID R. KAMERSCHEN

*with assistance of*  
JOHN B. LEGLER

**Public Utilities Reports, Inc.**  
Arlington, Virginia

17, 1980 pp.52-55). While some states are rather liberal on this matter, others place definite time limits on the plan for utilization.

*Quasi-Digression: Diversification.* A number of the accounting practices that prevail in the regulated sector were prompted by the Public Utility Holding Company Act of 1935 that itself was at least in part spawned by the "Great Depression" syndrome perception that excessive diversification by gas and electric holding companies was harmful. However, the economic situation has changed dramatically in recent years as the annual growth in demand for electric companies fell from about 7 percent in the 1960s-early 1970s to about 2 percent in the late 1970s and early 1980s.

There is no question that the present rate of diversification, on an extended basis from the modest levels — e.g., electric companies and gas companies sold appliances, telephone equipment, etc. — that occurred prior to the 1980s, had its costs and benefits (Faber, 1986). Electric companies are moving toward a more competitive milieu that makes diversification attractive. If successful, diversification can improve the utility's credit ratings, cash flow, and profits level and stability. If unsuccessful, it can be a disaster. At this point in time, we see little that would encourage us about utility diversification. But the beat goes on.

Diversification by utilities presents several issues that must be resolved by regulators (O'Connor, Bussa, and Olson, 1986): (1) the organizational structure of the utility and nonutility segments must be hermetically sealed; (2) no cross subsidization is permitted; and (3) the cost of capital specific to only the utilities activities should be used in rate setting. As the utilities become riskier and less stable, diversification may provide some insulation from the chilling winds of enhanced utility competition — especially in the generation of electricity.

### **Working Capital**

In the previous section we mentioned that the rate base, however measured, includes working capital. Working capital, as it applies to a regulated utility, can be described as the average amount of capital in excess of that used to finance net utility plant, (and other separately identified rate base components) necessary to operate the utility business.

The working capital allowance is necessary to bridge the gap between the time when costs are incurred in providing service and the time the utility is paid for that service. In general, the components

represented are invested capital used to support inventories, petty cash funds, prepayments, minimum bank balances, and costs of providing services. When these funds have come from investor sources (debt and equity securities issued or earnings retained in the business), they are legitimate investments to provide service and thus, should be included in rate base. Inclusion of an allowance for working capital in rate base is an appropriate method of compensating investors for the cost of capital which they have provided for these purposes. Since a utility's sales price is set by the Commission rather than by competition, the cost of the capital needed to finance the utility's working capital must be included in the revenue requirements if the investors are to be compensated for the capital they have devoted to the business.

Working capital as the term is used in the utility industry is different from the term as it is used in the ordinary business or accounting sense. Working capital, as applied to commercial enterprises and as used in evaluating the financial standing of commercial enterprises, means current assets less current liabilities. The concept is used for purposes of evaluating the liquidity of a commercial business at points in time. Working capital is important to all economic entities, utilities, and other commercial enterprises. However, the utility ratemaking process must focus on the measurement of the *average amount* of investor-financed working capital. It is this objective that makes the utility working capital computation more complex than the mechanical *point-in-time* computation generally associated with defining the working capital of commercial enterprises.

*Methods of Computation.* Utility companies, just as other businesses, have day-to-day expenses which have to be met, and as a result they are required to have a source of funds (working capital) in order to pay these obligations. Working capital for a regulated utility is supplied by investors, ratepayers and other sources. It is the investor-supplied portion that should be included in rate base. There are several methods for determining this working capital allowance. These include a lead-lag study, the formulistic (45-day rule) approach, the balance sheet approach, the modified balance sheet approach, the rate base synchronization method and the proposed FERC method.

None of the methods for calculating the working capital allowance will produce a result that is precisely correct. The purpose of the calculation should be to arrive at an amount that is reasonable and contains no obvious defects, and which is not so time-consuming to compute that the cost exceeds the benefit. To determine working capital in a retail rate case, a utility may combine cash working capital

determined by a lead-lag study, plus average balances of the investment in materials and supplies, prepayments, petty cash funds and minimum bank balances.

**Cash Working Capital.** Cash working capital is an estimate of investor-supplied cash used to finance operating costs during the time lag before revenues are collected. This approach (cash) ignores the lag in recovery of non-cash costs of service (depreciation), deferred taxes, etc. The cash working capital concept is widely used by state commissions and is the basic premise of the FERC's proposed working capital formula. The supporters of the cash concept believe that the purpose of working capital is to compensate a utility for funds used in day-to-day operations.

**Materials and Supplies, Prepayments, Petty Cash, and Minimum Bank Balances.** Materials and supplies represent the inventory kept on hand by a utility to meet the day-to-day requirements of providing utility service. Pending recovery of these costs from its customers, a utility is entitled to earn a return on the investor-supplied funds used to finance these inventories. Inclusion of average materials and supplies inventories in rate base provides the means of compensating the investors for this invested capital.

Prepayments represent amounts expended (e.g., prepaid insurance and taxes) in providing utility service in advance of receiving the related goods or services. By including the average balance of prepayments in working capital a utility is compensated for this investment until the prepayments are expensed. Petty cash is made up of working funds on hand in the divisions and in various local offices. These funds are used to pay day-to-day operating expenses at these locations. Minimum bank balances consist of bank balances necessary to meet service requirements and other compensating balances for the maintenance of short-term lines of credit. In order to operate, a utility obviously needs banking services, such as check processing, night depository service and fund transfers. To obtain these banking services without a service charge, a regulatee must maintain certain minimum balances in its various banks to help compensate for necessary lines of credit.

**Formula (45 Days) Approach.** The FERC and a number of other commissions currently determine the working capital allowance based on the 45-day convention. The 45-day rule allows a utility a cash working capital allowance equal to one-eighth (one eighth of a year equals 45 days) of the utility's annual operating and maintenance

expenses adjusted for the actual net lags for fuel and purchased power expenses, if available (FERC Opinion No. 19-A). This allowance is increased by minimum and compensating (if the cost to finance these balances is not reflected elsewhere) bank balances, and amounts for materials and supplies, and prepayments. Sometimes the working capital allowance is reduced by tax accruals on the basis that the company collects the cash before it must be transmitted to the government.

There are several advantages and disadvantages to this method. The advantages are:

- (1) It avoids imposing on utilities, and ultimately, on the ratepayers, the cost of regularly performing a thorough and detailed lead-lag study;
- (2) it is a relatively simple approach which can be readily adjusted for the effect of pro forma adjustments; and
- (3) this method has general acceptance by the FERC and various state commissions.

The disadvantages are:

- (1) It is not based on a specific analysis of a company's experience;
- (2) it does not consider the delay in the collection of cost of service except for operation and maintenance expenses (ignores the recovery of capital costs); and
- (3) it may not properly reflect the billing and payment practices of a utility due to changes in business practices (e.g., computerization and other improvements in billing procedures may have reduced the time necessary for billing and payment).

The FERC's current position on the 45-day rule is that, where there is not a fully developed and reliable lead-lag study available in the record, the Commission will continue to apply the 45-day convention (Carolina Power & Light Company, Docket No. ER 76-495 (Phase II), Opinion No. 19-A issued February 21, 1979). However, the FERC has questioned the reasonableness of the 45-day rule and has issued (April 5, 1984) a proposed rulemaking concerning the calculation of a cash working capital allowance. The proposed rulemaking is still being considered by the FERC.

subject to disclosure.

[4] As indicated above, the compensation information requested in the annual reports required to be filed with the Board is subject to public disclosure under the Right to Know Law. However, even if the information regarding South Jersey Gas' officers' salaries were not deemed subject to the Right to Know Law, disclosure of compensation information should be permitted in order to foster public confidence in the regulatory process and particularly to enable ratepayers to be assured that the rates they pay are for just and reasonable expenses.

For the foregoing reasons, the Board *HEREBY FINDS* that South Jersey Gas Company's officers' salaries, which are required to be reported in its annual report, are subject to public disclosure and should not be kept confidential. The Board acknowledges that following consideration of this matter at the Board's May 22, 1991 agenda meeting, South Jersey Gas submitted a letter dated June 3, 1991 to the Director of the Division of Gas, whereby it indicates that it will not take issue with the Board's ruling, that its future annual reports will include salary data for its executive officers as required by the Board, and that it withdraws its claim of confidentiality for the report currently on file with the Board. In accordance with the Board's ruling and South Jersey Gas Company's June 3, 1991 letter, South Jersey Gas Company is *HEREBY ORDERED* to submit a revised page to its 1989 annual report setting forth the officers' salary information without reference to a separate confidential list within 10 days of the date of this Order and *FURTHER ORDERED* to supply this salary information without reference to a confidential list in all subsequent annual reports.

DATED: July 3, 1991.

## Re Montana Power Company

Docket No. 90.6.39  
Order No. 5484k

Montana Public Service Commission  
July 19, 1991

APPLICATION for authority to increase rates for retail electric and natural gas distribution service, in amounts of \$60.657 million and \$9.581 million, respectively, in annual jurisdictional revenues; granted, as modified, in amounts of \$39.839 million (electric service) and \$6.166 million (gas service), reflecting an authorized rate of return on common equity of 12.1%. Order rejects proposal by utility to implement an automatic adjustment clause for hydroelectric generation, called a "hydro tracker," which would track actual generation levels at hydroelectric stations.

### 1. RETURN, § 26.1 — Capital structure — Leveraged ESOP.

[MONT.] Capital structure was adjusted, to reflect capitalization associated with a leveraged employee stock ownership plan, by adding back the common equity and subtracting the long-term debt.  
p. 39.

### 2. RETURN, § 26.4 — Cost of equity capital — Discounted cash flow method.

[MONT.] In attempting to measure cost of common equity capital for a combined electric and natural gas utility, credence was given to several of the discounted cash flow judgements and conclusions, resulting in a 12.1% return on equity.  
p. 43.

### 3. RETURN, § 87 — Overall rate — Electric.

[MONT.] Based on the findings for capital structure, cost of debt, preferred stock, and common equity, overall rate of return was set at 10.24% for electric utility operations.  
p. 43.

## 4. RETURN, § 92 — Overall rate — Gas.

[MONT.] Based on the findings for capital structure, cost of debt, preferred stock, and common equity, overall rate of return was set at 11.5% for gas utility operations.  
p. 43.

## 5. VALUATION, § 287 — Working capital — Lead-lag study.

[MONT.] The concept behind a cash working capital adjustment is to provide a return on the average investment needed to carry out the day-to-day cash transactions of the utility; such an investment is measured by a lead-lag study, as adjusted to include the lag in cash payments for preferred dividends and long-term debt interest; if the average investment is positive, stockholders have provided that investment and are entitled to a return on the investment by including the positive amount in rate base; if the average investment is negative, ratepayers have effectively provided that investment and rate base must be reduced by that amount.  
p. 44.

## 6. VALUATION, § 287 — Working capital — Negative allowance.

[MONT.] A negative allowance was approved for working capital, resulting in a rate base reduction; a negative allowance was thought to provide an incentive to the utility to improve cash management; arguments were rejected that the negative allowance would penalize the utility.  
p. 44.

## 7. EXPENSES, § 86 — Payments to affiliates — Coal — Reasonableness — Profit test.

[MONT.] When reviewing reasonableness expenses incurred by utilities to purchase coal from corporate affiliates, the commission traditionally has accepted a rate-of-return approach, which examines the reasonableness of an affiliate's earned rate of return; a profit level of 11.5% (return on equity) was accepted as reasonable for coal suppliers; accordingly, coal purchase costs incurred by the electric utility were deemed reasonable for rate-making purposes to the extent that they produced a profit

no greater than 11.5% for the affiliate coal supplier.  
p. 45.

## 8. ELECTRICITY, § 4 — Generating plants — Thermal peak capability — Monthly peak average.

[MONT.] Thermal peak capability should be determined by taking the average of monthly peaks, rather than the average of daily peaks; pursuant to that methodology, the thermal peak capability of an electric utility's generating plants was 696.6 megawatts.  
p. 51.

## 9. ELECTRICITY, § 4 — Generating plants — Hydro energy capability — Average water flows.

[MONT.] An electric utility's hydro energy capability was determined on the basis of average rather than median water flows; a sample period from 1963 to 1989 was sufficient to take into consideration certain structural shifts of the hydroelectric system.  
p. 54.

## 10. AUTOMATIC ADJUSTMENT CLAUSES, § 6 — Cost recovery — Hydro tracker — Actual generation levels — Spot market prices.

[MONT.] An electric utility was not authorized to implement a hydro generation adjustment clause, known as a hydro tracker, which would track actual generation levels at hydroelectric stations so that the difference between actual and normalized hydro generation would be valued at spot market prices with rates adjusted up or down each year to reflect 80% of the value of the previous year's difference between actual and normalized hydro generation; it was inappropriate for the utility to ask that 80% of the variation between actual and normalized hydro generation be captured in a hydro tracker for reflection in rates, because risk of hydro generation belongs with the utility.  
p. 55.

## 11. REVENUES, § 2 — Forecasts — Test-year energy sales — Retail and wholesale — Measurement.

[MONT.] An electric utility's proposal to

utilize an estimate of firm retail and wholesale sales of 936 aMW in setting rates was denied, because (1) the utility misunderstood the concept of load and sales and had calculated the proposed revenue adjustment based on the misunderstanding; the utility should have known that the 936 aMW represented forecasted energy load, not sales; (2) the utility's test-year sales and revenue adjustments were not based on the test year, but on two different time periods, which could not be compared; and (3) the utility's resource need was justified by the utility's peak loads, not the forecast energy loads.

p. 58.

12. EXPENSES, § 19 — Conservation — Amortization period.

[MONT.] A ten-year amortization period was accepted for both electric and gas conservation expenditures, which was a reduction from the previously approved 15-year amortization period, in order to encourage the utility to make the proper investments in cost-effective conservation.

p. 66.

13. EXPENSES, § 122 — Electric utilities — Hydro project feasibility studies — Environmental impacts.

[MONT.] An electric utility's hydroelectric project feasibility study costs were allowed to be amortized over a five-year period, even though the project was stopped due to environmental impacts that were judged to be unacceptable, because even though the project was not completed and put into service, the feasibility study represented an effort to examine the possibility of increasing the output of an existing hydro facility, which the commission found merited inclusion in rates; however, the commission does not intend to allow recovery of all such expenses in the future, and it noted that environmental concerns are a serious matter that from the start should be factored into a decision on whether to begin feasibility studies on hydro projects.

p. 67.

14. AUTOMATIC ADJUSTMENT CLAUSES,

§ 17 — Indirect costs — Legal settlements.

[MONT.] A new policy was implemented whereby payments of legal settlements of gas cost disagreements would no longer be allowed to flow through the gas tracker.

p. 68.

15. EXPENSES, § 114 — Income taxes — Interest deduction — Synchronization adjustment — Construction borrowings.

[MONT.] The interest expense deduction included in the calculation of income taxes should continue to reflect a synchronization adjustment, reflecting the interest component of the return on rate base, plus the interest used to finance construction work in progress (CWIP), plus interest on customer deposits.

p. 76.

16. DEPRECIATION, § 55 — Gas utility — Average service lives — Mortality dispersion Iowa curve figures — Particular accounts.

[MONT.] A gas utility's average service lives and mortality dispersion Iowa curve figures were determined for each gas plant, transmission plant, general plant, and distribution plant account.

p. 81.

17. DEPRECIATION, § 28 — Calculation — Forecast method — Unit-of-production method — Gas production wells.

[MONT.] The forecast method of depreciation, rather than the unit-of-production (UOP) method, was accepted for a gas utility's three production well accounts; the commission stated that it was discontinuing approval of the UOP method because it implied the ability to change depreciation expense each year without prior approval by changing the unit depreciation rate.

p. 88.

18. VALUATION, § 192.1 — Income taxes — Deferrals — Unamortized balance — Dividends from subsidiaries.

[MONT.] Where a combined electric and natural gas utility received a large dividend from its regulated Canadian subsidiaries during 1990, which caused a tax liability that was

amortized over a five-year period, it was allowed to include the unamortized balance in rate base.

94.

i. RATES, § 124 — Factors affecting reasonableness — Regulatory flaws.

[MONT.] Statement, by dissenting commissioner, that rate increases for retail electric and natural gas distribution service were flawed because of (1) incorrect revenue determinations, (2) indications of self-dealing between the utility's regulated businesses and its corporate affiliates, (3) lack of certain Consumer Counsel Oversight Committee activity, (4) lack of an effective role for public input, particularly at the policy level, and (5) the state's ineffective process for utility regulation.  
p. 97.

APPEARANCES: FOR THE APPLICANT: Pamela K. Merrell, Esq., Montana Power Company, 40 East Broadway, Butte, Montana 59701. FOR THE MONTANA CONSUMER COUNSEL: Robert A. Nelson, Esq., and Mary Wright, Esq., Montana Consumer Counsel, 34 West Sixth Avenue, Helena, Montana 59620. FOR THE INTERVENORS: Robert M. Pomeroy, Jr., Esq., Holland and Hart, Suite 1050, 4601 DTC Boulevard, Denver, Colorado 80237, appearing on behalf of the Large Customer Group; Donald W. Quander, Esq., Holland and Hart, Suite 1400, 175 N. 27th Street, Billings, Montana 59101, appearing on behalf of the Large Customer Group; Robert Rowe, Esq., Montana Legal Services, 127 East Main, No. 209, Missoula, Montana 59802, appearing on behalf of the District XI HRC; Lt. Col. Bruce J. Barnard, USAF, Chief Utility Litigation Team, HY USAF/ULT Stop 21, Tyndall AFB, Florida 32403-6001, appearing on behalf of the Federal Executive Agencies; John Doubek, Esq., Small, Hatch, Doubek and Pyfer, 39 Neill Avenue, Helena, Montana 59601, appearing on behalf of the Montana Irrigators, Inc.; James Robischon, Esq., Murphy, Robin-

son, Heckathorn and Phillips, P.C., 431 First Avenue West, Kalispell, Montana 59903, appearing on behalf of Rhone-Poulenc Basic Chemical Company; Donald D. MacIntyre, Chief Legal Counsel, Department of Natural Resources and Conservation, Lee Metcalf Building, 1520 E. Sixth Avenue, Helena, Montana 59601, appearing on behalf of the DNRC; C. Clark Leone, Esq., Bonneville Power Administration, P.O. Box 3621, Portland, Oregon 97208, appearing on behalf of the BPA. FOR THE COMMISSION: Robin A. McHugh, Staff Attorney; Mark Lee, Rate Analyst, Revenue Requirements Bureau; Eric Eck, Rate Analyst, Revenue Requirements Bureau; Jasper Li, Economist, Rate Design Bureau; Dan Elliott, Administrator, 2701 Prospect Avenue, Helena, Montana 59620.

Before Ellis, chairman, Oberg, vice chairman, and Anderson, Driscoll (dissenting), and Mercer, commissioners.

BY THE COMMISSION:

#### FINDINGS OF FACT

##### BACKGROUND

1. On June 27, 1990, the Montana Public Service Commission (Commission) received an application from the Montana Power Company (MPC or Company) for authority to increase electric and gas rates. At the time of the application MPC sought to raise electric rates to recover an additional \$60,657,226 in annual revenues, and to raise natural gas rates to recover an additional \$9,581,408 in annual revenues. The initial proposed increases represented a uniform percentage change in rates of 22.6 percent for electric retail customers and an overall change of 9.04 percent for natural gas customers. MPC's application did not contain allocated cost-of-service studies nor proposed adjustments to its electric and natural gas rate structures. MPC indicated that it expected to make separate cost-of-service/rate design filings by August 10, 1990, for gas and September 30, 1990, for electric and asked that ARM 38.5.176 and 38.5.177 be waived.

Mr. Verbael's financial reviews would essentially require that every budgeted cost, revenue, and investment component be itemized in full detail in a manner similar to current ratemaking process. This additional level of scrutiny would be costly, time consuming and redundant. Additionally, Mr. Verbael's budgeting process will invariably reflect costs and investments that this Commission traditionally has found to be improper and not recoverable through the ratemaking process.

attempting to estimate MPC's cost of equity capital. Based on the information presented in this proceeding, the Commission finds that 12.1 percent is a reasonable estimate of MPC's natural gas and electric utility cost of common equity capital. At 12.1 percent, MPC's allowed return on equity is slightly above the range proposed by MCC witness Dr. Smith (10.9 — 11.9 percent). It is also at the very bottom of the unadjusted ranges proposed by MPC witness Dr. Olson (12.10 — 12.62 percent and 12.11 — 12.62 percent).

*Return on Equity Conclusion*

*Overall Rate of Return*

[2] 65. The Commission's review of the record established in this proceeding does not result in a wholesale acceptance or rejection of either MCC's or MPC's proposals. The Commission gives credence to several of the DCF judgements and conclusions of both parties in

[3, 4] 66. Based on the findings for capital structure, cost of debt, preferred stock and common equity, the Commission finds MPC's gas and electric utility overall rates of return to be 10.24 and 10.41 percent as demonstrated below:

<i>ELECTRIC UTILITY:</i>	<i>Percent of Total</i>	<i>Cost Rate</i>	<i>Weighted Cost</i>
Long Term Debt	50.49%	8.87%	4.48%
Preferred Stock	4.73	7.29	0.34
Common Equity	44.78	12.10	5.42
<b>Total</b>	<b>100.00</b>		<b>10.24%</b>

<i>GAS UTILITY:</i>	<i>Percent of Total</i>	<i>Cost Rate</i>	<i>Weighted Cost</i>
Long Term Debt	50.49%	9.21%	4.65%
Preferred Stock	4.73	7.29	0.34
Common Equity	44.78	12.10	5.42
<b>Total</b>	<b>100.00</b>		<b>10.41%</b>

*RATE BASE*

67. MPC witness Daniel Reardon presented testimony and exhibits supporting MPC's requested rate base. In its original filing, the Company requested a total electric utility rate base in the amount of \$863,837,605. This represented a 13-month average rate base as of December 31, 1989, adjusted for known and measurable changes. In his rebuttal testimony, Mr. Reardon revised the Company's proposed rate base to \$862,854,139.

four adjustments to the Company's originally requested rate base to arrive at MCC's proposed rate base of \$853,402,797. All of these adjustments, except cash working capital, were basically agreed to by the parties and are discussed in the Uncontested Issues section of this Order.

69. There are several rate base adjustments that are discussed in greater detail in other sections of this Order. The following is a list of these adjustments and their impacts on the Company's originally proposed rate base:

68. MCC witness Albert Clark proposed

CIS/FMS Stipulation	\$ -386,105	This adjustment results in a rate base decrease of \$353,231.
Depreciation Rates Prior Period	1,250,060	
Indirect Costs	-2,120,632	<i>Cash Working Capital</i>
FOG Wire	-183,967	

*MPSC/FERC Plant Acquisition Adjustment*

70. In his rebuttal testimony, MPC witness Ernest Kindt discussed the deductibility of the plant acquisition adjustment for income tax purposes. This issue involves the return to ratepayers of certain previous years' tax benefits. He explained that Docket No. 88.6.15 established a two-year amortization of the 1978-1988 tax benefits based on the assumption of a 50 percent deductibility for the costs of the acquisition adjustments. The Company included in its original filing the effects of a 40 percent deductibility which it then thought would be allowed by the IRS. Subsequently, MPC was only allowed a 33 percent deduction.

71. By the time rates in this Docket become effective, ratepayers will have received benefits in excess of the tax savings received by the Company. The Commission finds it appropriate to true up the excess as proposed by Mr. Kindt. This adjustment increases rate base by \$273,211.

*Adjusted Cost on Reacquired Debt*

72. During the hearing Mr. Kindt offered a correction related to the loss on reacquired debt. He explained:

In the exhibits attached to the rebuttal testimony, there would be a change related to loss on reacquired debt. In the rebuttal testimony that was filed by the Company, there was a change in the capital structure to Colstrip Unit 4, and when we prepared our rebuttal exhibits for the taxes, we neglected to change the deduction for the loss to allocate 100 percent of it to the utility. (Tr. p. 129)

73. The Commission finds Mr. Kindt's explanation reasonable and believes it is proper to correct this oversight as proposed by MPC.

[5, 6] 74. MPC witness Stuart McDaniel conducted a lead/lag study to determine MPC's cash working capital requirements. A lead/lag study measures the investment necessary to carry on the day-to-day cash transactions of the Company. The results of Mr. McDaniel's study indicate negative cash working capital requirements of \$2,610,000 and \$1,610,000 for the electric and natural gas utilities respectively.

75. Mr. McDaniel recommended cash working capital be set at \$0 because the study shows that investors have not supplied cash working capital. Mr. McDaniel believes that a negative working capital adjustment would act as a disincentive to efficiently manage the Company's cash transactions and result in a penalty being assessed to the Company for efficiently managing its cash transactions.

76. MCC witness Mr. Clark reviewed the Company's lead/lag study and concluded the study was completed in a reasonable manner and that the results should not be ignored for ratemaking purposes. Mr. Clark argues that MPC's proposal to use a \$0 cash working capital requirement means rate base would include a level of non-investor supplied funds, which is inappropriate.

77. Mr. Clark proposed to adjust the lead/lag results to reflect the lags for long term debt interest and preferred stock dividends. Mr. Clark argued there should be no distinction in determining cash working capital between funds held to pay interest and preferred stock dividends and funds held to pay any other legal obligation. These adjustments would result in rate base reductions of \$2,896,775 for the gas utility and \$7,446,725 for the electric utility.

78. MPC witnesses John Miller and Mr. McDaniel filed rebuttal testimony opposing MCC's negative cash working capital adjustment. Mr. Miller argues that a negative cash working capital adjustment suggests that the Company can finance long term assets with the negative allowance; but the best the Company can actually do is offset short term borrowing or

increase earnings on short term investments. Both witnesses argue that long term debt interest and preferred dividends should not be considered because they do not represent operating expenses. It is the Company's position that since such costs are capital costs, they should belong to the investors when earned.

79. Regarding the lag associated with long term debt interest and preferred dividends, the Commission agrees with Mr. Clark's analysis:

The distinction between an operating expense and a capital expense is not the controlling factor for inclusion or exclusion in the lead/lag study. Rather, it is the cash nature of the item under examination and whether investors have had to contribute capital on which they are entitled to earn a utility rate of return, or whether the non-investor supplied nature of an item must be recognized in order to prevent such an opportunity. (Exh. MCC-4, p. 27)

Clearly, the ratemaking process reflects in rates the costs of long term debt interest and preferred dividends. To argue that such expenditures should not be considered in the determination of cash working capital requirements is irrational.

80. During the hearing, Mr. Miller and Mr. McDaniel testified that a working capital adjustment should be made if the lead/lag study had yielded a positive result. (Tr. pp. 463, 473) The Commission does not find persuasive the Company's arguments to make such an adjustment only when the working capital requirement is positive. To include working capital adjustments only when the results of the lead/lag study are positive would be totally inconsistent and unfair to MPC's ratepayers who have, on average, contributed significant cash working capital balances to the operations of the Company.

81. The idea behind a cash working capital adjustment is to provide a return on the average investment needed to carry out the day-to-day cash transactions of the utility. This investment is measured by the lead/lag study as adjusted to include the lag in cash payments for preferred

dividends and long term debt interest. In the event the average investment is positive, stockholders have provided such investment and are entitled to a return on such investment by including the positive amount in rate base. In the event the average investment is negative, ratepayers have effectively provided such investment and rate base must be reduced by this amount.

82. The Commission disagrees with MPC's disincentive argument. There are clear incentives for the Company to efficiently manage its cash transactions when a negative cash working capital adjustment is included in rate base. This is because the potential shortfall from inefficient management would fall squarely on the shareholders during the period when rates are in effect.

83. The Commission disagrees with MPC's claim that a negative cash working capital adjustment would penalize the Company. Rather, to not reflect such an adjustment would clearly penalize ratepayers because it would ignore their contributions of a significant amount of capital over and above the amount required for day-to-day cash operations.

84. The Commission finds it proper to revise Mr. Clark's proposed adjustments to reflect the approved weighted costs of preferred stock and long term debt in the determination of this adjustment. Incorporating such changes results in an electric rate base reduction of \$7,208,265 and a gas rate base reduction of \$2,844,506.

#### *Approved Rate Base*

85. As a result of the decisions discussed above, the Commission finds MPC's approved electric rate base to be \$855,108,676 on a total company basis. The resulting Montana jurisdictional approved rate base is \$818,230,778 based on the results of the REC Jurisdictional Allocation Study.

#### *CAPTIVE COAL*

[7] 86. The Company's coal mining affiliate, Western Energy Company (Western Energy or WECO), supplies 100 percent of

matters and shall further institute, with the assistance of outside experts, as deemed necessary: (a) a management audit of the corporate organization and governing practices of Virginia Power and DRI, to the extent they may impact Virginia Power, and the potential impacts of those matters on utility service, and (b) an investigation to determine what entities, if any, other than DRI, exercise or are attempting to exercise any substantial influence over the policies and actions of Virginia Power, and, if so, whether the requirements of Virginia Code § 56-88.1 have been observed;

(7) DRI and Virginia Power shall respond to interrogatories and requests for production of documents within 10 days; and

(8) This matter is continued until further order of the Commission.

AN ATTESTED COPY hereof shall be served by the Commission Bailiff on: Thomas E. Capps, Dominion Resources, Inc., 901 East Byrd Street, Riverfront Plaza-West Tower, 17th Floor, Richmond, Virginia 23219; James T. Rhodes, Virginia Electric and Power Company, One James River Plaza, 21st Floor, Seventh & Cary Streets, Richmond, Virginia 23219; and the Clerk of the Commission shall deliver copies to the Commission's Divisions of Energy Regulation, Public Utility Accounting, and Economics and Finance.

---

### Re U S West Communications, Inc.

Docket No. RPU-93-9

Iowa Utilities Board  
June 17, 1994

ORDER requiring a \$25.122 million decrease in the rates and charges of a telephone local exchange carrier (LEC), reflecting an authorized rate of return on common equity (ROE) of 11.6% and an overall rate of return of 10.242%.

The revenue decrease is to be spread proportionately to business, switched access, and trunk services. Board finds that it would be

unreasonable to decrease rates across-the-board inasmuch as there are proposals to raise residential, toll, and private line rates in the pending rate design phase of the case.

In its cost of equity determination, the board departs from its historical reliance on the discounted cash flow (DCF) model and gives preference to the risk premium approach. Board finds that the DCF model may understate the ROE required to attract capital when the market is relatively volatile and the company has market-to-book ratio in excess of one.

A management efficiency award of 1 basis points is added to ROE for extraordinary performance in the areas of response to the flood of 1993, merger of three operating companies, and reductions in the number of employees. Board finds that savings to ratepayers associated with the extraordinary management performance far exceed the management efficiency award.

Depreciation expense allowance is calculated based on the premise that asset lives may be shortened to some extent due to technological and competitive advancements. Board authorizes the LEC to increase its depreciation expense by 25% of a \$38.521 million capital recovery increase sought by the carrier.

The costs of incentive compensation programs are allowed for rate-making purposes. Board finds that the incentive programs include a strong customer service component, result in total management compensation that falls within the mid-range of amounts paid to managers of other companies, and are appropriate and balanced to reflect the LEC's interest in management that maximizes benefits to both ratepayers and shareholders.

Board rejects a proposal to disallow 10 percent of payments made by the LEC to its parent company and other affiliates, finding that the LEC met its burden of demonstrating the reasonableness of its affiliate expenses.

"Excess profits" earned by the LEC directory publishing affiliate are imputed to the revenues of LEC for rate-making purposes.

Board denies the proposed direct recovery of flood expense through a three-year amortization, preferring to recognize the LEC's flood response through the management efficiency

adjustment.

A request for prospective-only rate treatment for certain adjustments to cost of service is denied where the board finds that none of the adjustments involves a departure from established regulatory principles.

Board approves a partial settlement on capital structure and debt costs.

1. RETURN, § 26.1

[IOWA] Reasonableness — Capital structure — Settlement — Telephone local exchange carrier.  
p. 450.

2. RETURN, § 26.2

[IOWA] Reasonableness — Cost of debt — Settlement — Telephone local exchange carrier.  
p. 450.

3. REPARATION, § 17

[IOWA] Grounds for allowing — Overcollection during rate case — Telephone local exchange carrier.  
p. 450.

4. EXPENSES, § 95

[IOWA] Salaries and wages — Employee level adjustment — Annualization of wage increases — Telephone local exchange carrier.  
p. 451.

5. EXPENSES, § 105

[IOWA] Salaries and wages — Bonuses — Incentive payments — Telephone local exchange carrier.  
p. 451.

6. REVENUES, § 5

[IOWA] Telephone — Directory revenue imputation — Method of calculation — Local exchange carrier.  
p. 451.

7. REVENUES, § 11

[IOWA] Nonutility business revenues — Telephone directory business — Imputation to

support local rates — Telephone local exchange carrier.

p. 451.

8. APPORTIONMENT, § 44

[IOWA] Revenues — Telephone directory affiliate — Imputation to local exchange carrier.  
p. 451.

9. EXPENSES, § 20

[IOWA] Flood expense — Recognition through management efficiency adjustment — Telephone local exchange carrier.  
p. 452.

10. EXPENSES, § 11

[IOWA] Rare and nonrecurring events — Flood expense — Shareholder responsibility.  
p. 452.

11. RETURN, § 26.1

[IOWA] Reasonableness — Capital structure — Exclusion of capitalized leases — Telephone local exchange carrier.  
p. 453.

12. VALUATION, § 372

[IOWA] Capitalized leases — Exclusion from rate base — Telephone local exchange carrier.  
p. 453.

13. VALUATION, § 192

[IOWA] Excluded property — Capitalized leases — Telephone local exchange carrier.  
p. 453.

14. ACCOUNTING, § 12.1

[IOWA] Capitalized leases — Financial Accounting Standards Board — SFAS 13 — Effect on rate making.  
p. 453.

15. EXPENSES, § 49

[IOWA] Pensions — Amortization of overaccruals — Telephone local exchange carrier.  
p. 453.

16. EXPENSES, § 48

[IOWA] Membership fees — Disallowance — Failure to identify fees used for lobbying — Telephone local exchange carrier. p. 453.

17. EXPENSES, § 88

[IOWA] Lobbying expenditures — Telephone local exchange carrier — Discussion. p. 453.

18. EXPENSES, § 48

[IOWA] Contributions — Disallowance — Failure to identify recipients — Telephone local exchange carrier. p. 453.

19. EXPENSES, § 140

[IOWA] Telecommunications — Dual party relay service — Equipment distribution program — Adjustment to test year — Inclusion of 1994 assessments — Local exchange carrier. p. 454.

20. EXPENSES, § 140

[IOWA] Telecommunications — Exchange carrier adjustment — Local exchange carrier. p. 454.

21. EXPENSES, § 105

[IOWA] Workers' compensation — Disability payments — Accrual accounting — Financial Accounting Standards Board — SFAS 112. p. 454.

22. EXPENSES, § 19

[IOWA] New services — Revenue annualization — Matching principle — Discussion. p. 454.

23. REVENUES, § 5

[IOWA] Telecommunications — New services — Custom local area signalling services — Proposed annualization — Violation of matching principle. p. 454.

24. EXPENSES, § 49

[IOWA] Postretirement benefits other than pen-

sions — SFAS 106 — Deferred costs — Three-year amortization — Telephone local exchange carrier. p. 455.

25. EXPENSES, § 49

[IOWA] Postretirement benefits other than pensions — SFAS 106 — Transition obligation — 20-year amortization — Telephone local exchange carrier. p. 455.

26. EXPENSES, § 114

[IOWA] Income taxes — Tax/book timing differences — Normalization versus flow-through accounting — Telephone local exchange carrier. p. 455.

27. EXPENSES, § 83

[IOWA] Affiliate transactions — Reasonableness — Burden of proof — Telephone local exchange carrier. p. 455.

28. EXPENSES, § 19

[IOWA] Depreciation — Telecommunications — Shortened asset lives — Technological and competitive advancements — Accelerated capital recovery — Local exchange carrier. p. 456.

29. DEPRECIATION, § 76

[IOWA] Telecommunications — Shortened asset lives — Technological and competitive advancements — Accelerated capital recovery — Local exchange carrier. p. 456.

30. EXPENSES, § 19

[IOWA] Depreciation — Telecommunications — Nonregulated and deregulated services — SFAS 71 — Local exchange carrier — Discussion. p. 457.

31. EXPENSES, § 19

[IOWA] Depreciation — Expiring reserve deficiency — Amortization expense. p. 457.

32. VALUATION, § 317

[IOWA] Cash working capital — Exclusion of non-cash items — Telephone local exchange carrier.  
p. 457.

33. RETURN, § 36

[IOWA] Management efficiency reward — Adjustment to return on common equity — Successful disaster response — Financial savings — Workforce reductions — Telephone local exchange carrier.  
p. 457.

34. RETURN, § 26.4

[IOWA] Reasonableness — Cost of equity — Management efficiency reward — Telephone local exchange carrier.  
p. 457.

35. RATES, § 124

[IOWA] Reasonableness — Departures from established regulatory principles — Prospective-only rate treatment — Discussion.  
p. 458.

36. RETURN, § 15

[IOWA] Reasonableness — Legal standard — Estimation models — Discussion.  
p. 458.

37. RETURN, § 26.4

[IOWA] Reasonableness — Cost of equity — Risk premium approach — Departure from reliance on discounted cash flow model — Telephone local exchange carrier.  
p. 458.

38. RETURN, § 44

[IOWA] Reasonableness — Risk — Competition — Technological change — Updated risk premium range — Telephone local exchange carrier.  
p. 458.

39. RATES, § 532

[IOWA] Telecommunications rate design — Allocation of decrease — Revenue requirement phase of bifurcated case.  
p. 459.

**APPEARANCES:** WILLIAM M. OJLE, JR., Attorney, 925 High Street, 9S of 9, Des Moines, Iowa 50309 and RICHARD L. JOHNSON and DAVID G. SEYKORA, Attorneys, Room 1800, 200 South Fifth Street, Minneapolis, Minnesota 55402, appearing on behalf of U S West Communications, Inc. DAVID R. CONN, ALICE J. HYDE, LEO J. STEFFEN, JR., GARY D. STEWART, WILLIAM A. HAAS, RONALD C. POLLE, Attorneys, Consumer Advocate Division, Department of Justice, Lucas State Office Building, Des Moines, Iowa 50319, appearing on behalf of the Consumer Advocate Division. PHILIP E. STOFFREGEN, Attorney, Dickinson, Mackaman, Tyler & Hagen, 1600 Hub Tower, 699 Walnut Street, Des Moines, Iowa 50309-3986, and EDWARD WASHINGTON II, Senior Attorney, Suite 3200, 205 N Michigan Avenue, Chicago, Illinois 60601, appearing on behalf of MCI Telecommunications Corporation. MARK McCORMICK, Attorney, Belin Harris Lamson McCormick, 2000 Financial Center, Des Moines, Iowa 50309, appearing on behalf of AT&T Communications of the Midwest, Inc. CASEY D. MAHON, Attorney, 208 Second Avenue SE, Cedar Rapids, Iowa 52401, and PHILIP E. STOFFREGEN, Attorney, Dickinson, Mackaman, Tyler & Hagen, 1600 Hub Tower, 699 Walnut Street, Des Moines, Iowa 50309-3986, appearing on behalf of McLeod TeleManagement, Inc. RICH KOWALEWSKI, Attorney, Sprint Communications Company L.P., 8140 Ward Parkway, 5E, Kansas City, Missouri 64114, and LAWRENCE F. SCALISE, Attorney, 1000 Equitable Building, Des Moines, Iowa 50309, appearing on behalf of Sprint Communications Company L.P.

Before Nagel, Boyd, and George, Jr., commissioners.

BY THE BOARD:

FINAL DECISION AND ORDER

SYNOPSIS<sup>1</sup>

[30] FAS 71 concerns the recording of extraordinary items for nonregulated and deregulated services that are unlikely or uncertain to have an opportunity for collection in the future. (Tr. 1735). Consumer Advocate attempted to tie depreciation shorter lives for regulated assets to the write downs which took place in the test year for nonregulated services. (Tr. 1521). Consumer Advocate's proposed adjustment for FAS 71 will not be allowed, because Consumer Advocate has failed to show the relationship between the depreciation rates sought by U S West in this case and FAS 71. (Tr. 1642-43).

#### 18. Depreciation — Expiring Reserve Deficiency

[31] Both U S West and Consumer Advocate agreed to remove the test year amortization of the expiring reserve deficiency from the income statement. U S West proposed to add one-half of the amortization expense back to the rate base, claiming that was necessary to give shareholders their full return. (Tr. 705-06). Consumer Advocate resisted adding the amortization expense to rate base. (Tr. 132).

U S West's proposal will be denied. The entire amount of the depreciation reserve was amortized as of June 30, 1993. (Tr. 131). Consumer Advocate's case was not filed until August 1993. Also, granting of a reserve deficiency amortization is not as precise a financial calculation as U S West would suggest. For example, if this rate case had occurred two years after the approved amortization period expired, the Board could not order an adjustment to retroactively recover the amortization amounts the company received in rates during that two years. The Board will not insure dollar-for-dollar capital recovery where the rate case comes at or near the end of an amortization period.

#### 19. Cash Working Capital

[32] Consumer Advocate complained that U S West effectively included non-cash items such as depreciation expense, deferred income taxes, and return on common equity in its calculation of cash working capital. (Tr. 1133-34).

The Board agrees that cash working capital should not include such non-cash items. The OPEB expenses in the cash working capital calculation will be based upon when the OPEB expenses are actually paid so the expenses match the funding. (Tr. 1139-40). In addition, long-term debt interest will be included in the cash working capital calculation consistent with Board precedent. (Tr. 1133). Consumer Advocate's proposed adjustments to U S West's calculations of cash working capital will be approved.

#### C. MANAGEMENT EFFICIENCY

[33, 34] U S West requested a 4.8 percent increase to its cost of common equity for a management efficiency reward, supporting the request with documented expense savings of \$24 million. (Tr. 718-19). IOWA CODE § 476.52 (1993) provides that the Board may reward a utility if it determines that "a utility is operating in such an extraordinarily efficient manner that tangible financial benefits result to the ratepayer." Consumer Advocate argued that U S West's adjustment increases the revenue requirement by \$25 million, which in effect would give all of the claimed expense savings to shareholders, and thereby provide no benefits to ratepayers. (Tr. 2434). It also argued that when compared to other businesses and the other regional Bell operating companies, U S West's management is merely ordinary and no management efficiency adjustment is warranted under the statutory standard. (Tr. 2435-59).

The Board believes that U S West satisfies the requirements of the statute and is entitled to a management efficiency adjustment in this case. First, U S West's response to the 1993 flood was extraordinary. Conditions in Des Moines and in many other parts of the state made it very difficult to provide continuing and adequate telephone service. (Tr. 466). U S West responded not only with the extra equipment and personnel required by the emergency, but also with unusual ingenuity and tenacity that produced unquantified but very tangible financial benefits for thousands of customers through continuous or rapidly restored telephone service. (Tr. 466-73; U S West Ex. 2, MAP-Sch. 7).

Schedule 3a

US West Communications, Inc.  
 RPU-93-9  
 Adjusted Cash Working Capital  
 (\$000)

Line No.	Description (A)	Iowa Intrastate Amount (B)	Average Daily Amount (C)	Expense Lag (Days) (D)	Net Lag Days (E)	Cash Working Capital Requirement (F)
1	Maintenance	58,750	161	24.5	4.9	789
2	Engineering	8,503	23	21.9	7.5	175
3	Network Operations	8,977	25	19.2	10.2	251
4	Network Administration	2,884	8	25.9	3.5	28
5	Access Expense	56,610	155	0.0	0.0	0
6	Other Expense	510	1	12.1	17.3	24
7	Customer Operations	49,773	136	23.6	5.8	791
8	Corporate Operations	49,146	135	26.6	2.8	377
9	Other Accrued Liabilities					(2,676)
10	Interest on Long Term Debt	13,167	36	87.6	-58.2	(2,100)
11	Federal Income Tax	14,511	40	59.0	-29.6	(1,177)
12	State Income Tax	3,870	11	76.4	-47.0	(498)
13	Property Taxes	22,702	62	339.0	-309.6	(19,257)
14	Other Taxes	1,228	3	31.7	-2.3	(8)
15	Federal Excise Tax	8,778	24		-3.2	(77)
16	State Excise Tax	15,332	42		-6.7	(281)
17	TOTAL	314,742				(23,639)

CANADA

PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL

NO : R- 3397-98

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTROPOLITAIN  
(SCGM)

Demanderesse

et

FÉDÉRATION NATIONALE DES ASSOCIATIONS DE  
CONSOMMATEURS DU QUÉBEC (FNACQ), 1215  
rue de la Visitation, Montréal (Québec) H2L 3B5

et

OPTION CONSOMMATEURS, 2120, rue Sherbrooke  
est, bureau 604, Montréal (Québec) H2K 1C3

Intervenantes

---

**Argumentation d'Option Consommateurs et  
FNACQ sur la requête pour faire modifier les tarifs  
de SCGM à compter du 1<sup>er</sup> octobre 1998**

---

**LANGLOIS GAUDREAU, s.e.n.c.**  
1002, rue Sherbrooke Ouest, 28<sup>e</sup> étage  
Montréal (Québec) H3L 3L6  
(514) 842-9512 Télécopieur : (514) 845-6573  
E-mail : [pepinb@mtl.langloisgaudreau.com](mailto:pepinb@mtl.langloisgaudreau.com)  
**Me Benoît Pepin**

N/D : 68068-003

BL 0250

---

CANADA  
PROVINCE DE QUÉBEC

NO : R-3397-98

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTROPOLITAIN  
(SCGM)

Requérante

et

FÉDÉRATION NATIONALE DES ASSOCIATIONS DE  
CONSOmmATEURS DU QUÉBEC (FNACQ)

et

OPTION CONSOmmATEURS

Intervenantes

---

### Réplique des intervenantes Option Consommateurs et FNACQ

---

Monsieur André Dumais,  
Me Catherine Rudel-Tessier  
Monsieur François Tanguay,

Suite à la réception de la plaidoirie écrite de SCGM, et dans le peu de temps imparti pour son analyse et la préparation d'une réplique, les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ désirent rétablir les faits et les arguments suivants :

#### I. Mécanisme de normalisation des volumes et des revenus

1. Les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ désirent répondre à certains des arguments énoncés par SCGM à l'égard de leur interprétation de leur preuve par l'expert M. Mark Drazen.
  - a) La portée du questionnement des intervenantes
2. Sur le sujet de l'effet de la méthode, le distributeur s'appuie sur un passage de la transcription sténographique du 12 novembre 1998 à la page 80. Le contexte de la réponse de l'expert ainsi que les passages qui n'ont pas été soulignés

doivent être notés afin de bien comprendre la portée de ces propos. À cet effet, nous nous permettons de rectifier ce passage de l'argumentation en mettant l'emphase sur l'autre partie de la citation de l'expert :

*«Q. So, if there was no bias but there was a volatility from year to year, since it would have average out over time, then you would not need, you would not recommend the change ?*

*A. I would say, you'd need a better explanation of what the change is. (...)*

3. SCGM a fait défaut de démontrer que sa nouvelle méthode repose sur les bonnes variables. La régression montre le lien mais ne justifie par le choix des variables. La nouvelle méthode est peut-être meilleure mais cela n'est pas prouvé.

**b) La crédibilité de l'expert des intervenantes**

4. Le distributeur semble ensuite vouloir inférer de la réponse de l'expert relativement au coefficient  $R^2$  que celui-ci admet les conclusions du distributeur et qu'il est prêt à écarter sa conclusion initiale. Il en est tout autrement pour deux raisons : la question 55 adressée par le distributeur a de fait été répondue par M. Mark Drazen, mais celui-ci n'en a pas bien compris la signification, en raison du fait qu'elle était rédigée en français ; ensuite, celui-ci a répondu à l'audition qu'il y avait une corrélation élevée mais cela n'explique pas pour autant le choix des variables retenues ni ne justifie la méthode proposée à des fins réglementaires.
5. Il est intéressant de noter que la différence de langue entre l'expert et les représentants a entraîné des difficultés de part et d'autre. Il est manifeste que SCGM n'a pas compris les propos de M. Mark Drazen lorsque celui-ci a employé les mots «a cursory review» dans sa preuve. Le distributeur tente d'insinuer de ce passage que le travail de l'expert est incomplet alors que ces mots ont une toute autre signification. Une meilleure connaissance de la langue de Shakespeare ainsi que la revue de la transcription sténographique leur aurait indiqué que ces termes sont utilisés dans un sens tout autre :

- Mark Drazen, 12 novembre 1998, pp. 89-90

*«Q. Maybe you can help me on the English language, cursory means superficial, does it not?»*

*A. Cursory means brief, it does not necessarily mean superficial. Superficial means that you do not understand the subject very deeply.»*

6. Les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ trouvent enfin extrêmement disgracieuse l'attaque du distributeur sur la crédibilité de son expert M. Mark Drazen, alors que cette attaque est fondée sur des extraits de la preuve tirés hors contexte. La preuve démontre que M. Mark Drazen a une grande expérience en matière de régulation économique; qu'il a témoigné à de multiples reprises concernant toutes les facettes des activités d'un distributeur réglementé, y compris le compte régulateur de température.

- Mark Drazen, 12 novembre 1998, pp. 66-67

*«Q. Five. And am I to understand that your position, so far, as the inclusion of interest cost and preferred dividends in the cash calculation, was always consistent or the same as what you are recommending today?»*

*A. As far as I know, as I explained earlier, this is a subject that has undergone evolution and frankly, it's not a subject that excites many people. So, there are a lot of cases where there are other issues that we have concentrated on.*

*Q. Yes, but on the five cases that you have testified on the subject, have you recommended to those boards the same things that you are recommending to the Quebec Board so far – concerning the inclusion of the interest costs and the preferred shares in the cash calculation?»*

*A. I believe in one case, maybe two, we recommended using the balance sheet method, this is probably ten (10 years ago or so. That is a method that is not much used because of its ... the burden of doing all the calculations.*

*Q. So, it is ... am I to understand the answer is one case or two cases? Are we a first in Quebec?»*

*A. Oh no! You are not a first, it is ...*

*Q. But for a gas distributor, it is the first or second time that you submit such a recommendation?»*

*A. it's at least a third. I don't know if it is more than that.»*

---

## II. Nouvelle construction résidentielle

### a) La différence entre la contribution de l'article 3.5 et le nouveau tarif résidentiel majoré

7. Les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ notent que l'argumentation écrite de SCGM met bien en valeur la différence entre l'article 3.5 des dispositions générales du tarif, comparativement au tarif pour la nouvelle construction résidentielle qui est présentement demandée. Dans le cadre de l'application de l'article 3.5, celui-ci requiert du consommateur qu'il contribue à des immobilisations non rentables et celui-ci peut s'adresser à la Régie de l'énergie afin de déterminer l'ampleur de cette contribution, en regard du montant des immobilisations. Ce qui manque dans la proposition tarifaire de SCGM, c'est justement cette relation entre le niveau de la contribution additionnelle du consommateur et le montant de l'investissement requis.

### b) Les solutions proposées pour permettre à SCGM d'aller de l'avant

8. Quant aux propositions des intervenantes, celles-ci sont de deux ordres. Dans la preuve écrite produite par leur expert, M. Mark Drazen, celui-ci soulignait que dans le cadre de la proposition de rémunération incitative mise de l'avant par le distributeur, cette proposition devrait entraîner, de la part de ce dernier, un comportement se rapprochant du comportement d'une entreprise dans un marché libre. Ainsi, sa proposition tendait à faire converger les différentes facettes de la réglementation soumise par SCGM, soit de l'inciter à se comporter de façon telle à ce que le partage de la rémunération de fasse aussi en relation avec le partage du risque.
9. D'autre part, lors de l'audition, les intervenantes ont aussi énoncé une seconde solution qui consiste, elle, à isoler le montant des investissements reliés au service de distribution monopolistique du coût d'infrastructure de chauffage chez des particuliers puisque ces investissements se rattachent plus, par leur nature, à une activité non réglementée. Cette deuxième solution se veut une façon d'aborder la proposition tarifaire de SCGM dans le cadre plus traditionnel de la réglementation du coût de service. Il est par conséquent encore une fois

désobligeant de la part de SCGM de tenter d'insinuer que l'expert des intervenantes Option Consommateurs et FNACQ ne maîtrise par les règles de la régulation économique d'un monopole. Bien au contraire, celui-ci a été à même, au cours de ces auditions, de faire deux suggestions qui s'intègrent tant à la réglementation actuelle des activités de SCGM qu'à un régime de rémunération incitative.

### III. Fonds de roulement

#### a) La preuve illégale

10. De façon préliminaire, les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ s'objectent vigoureusement à ce que la Régie de l'énergie prenne en considération les propos de SCGM en relation avec le témoignage de M. John Day produit sous la cote SCGM-13, doc. 15.1.
11. La Régie de l'énergie se souviendra que, lors de l'audition, les présents procureurs se sont expressément objectés à la mise en preuve de ce document pour qu'il fasse la preuve de son contenu. Les procureurs de la Régie de l'énergie ont reconnu cette situation lors de l'audition et il est inadmissible pour SCGM de référer à un document qui n'est pas en preuve.

- Discussion, 11 novembre 1998, vol. 11, pp. 136-137

*«Si on tente d'introduire le document en preuve pour qu'il fasse preuve de son contenu, et par conséquent que la Régie considère les opinions de monsieur Day dans le cadre de sa décision, à ce moment-là, je me vois privé du droit fondamental d'un intervenant de contre-interroger le témoin sur cette preuve-là et ses opinions. Et ce serait une preuve de ouï-dire qui est inadmissible. Donc, ça dépend beaucoup de ce que mon confrère veut faire avec le document.*

(...)

*Oui, simplement pour éclairer effectivement. Je recherchais une source. J'ai eu une source. Et donc ce n'est pas à l'égard du contenu. La source a été ... Quant à nous, on va le prendre comme source et non pas comme faisant preuve du contenu.»*

- 
12. Dans ce contexte, les intervenantes réitèrent leur objection fondée sur leur droit fondamental de contre-interroger l'auteur du document. Que celui-ci ait été demandé par la Régie de l'énergie ou par une partie ne change rien à ce droit.
- b) Des arguments faibles et anachroniques**
13. Qui plus est, ce témoignage de M. Day remonte à 1983. Dans le contexte de l'évolution historique de la réglementation à ce sujet, il remonte à une période antérieure au moment où la solution proposée par les intervenantes fut développée par les organismes de réglementation.
14. Il est déplorable que les attaques du distributeur ne puissent porter que sur des tentatives très faibles de miner la crédibilité de l'expert des intervenantes au lieu de discuter du mérite de la proposition. S'il est vrai que la plupart des autorités citées au soutien de son argumentation sont américaines, cela s'explique tant du fait que le sujet n'a pas été débattu souvent devant les autorités canadiennes et du fait que l'expert, américain, ait accès à une documentation plus détaillée, plus explicite, et plus accessible aux Etats-Unis. Il n'en reste que la logique sous-jacente est similaire.
15. De même, l'allégation à l'effet que si l'expert a témoigné à cinq reprises au sujet du fonds de roulement réglementaire, alors qu'il n'a soumis la présente méthode qu'à trois (et non une ou deux) occasions, s'explique manifestement par le fait que la présente méthode a évolué de façon significative au long des années. Le rôle de l'expert est ici de faire valoir à la Régie de l'énergie les solutions qui sont à la fine pointe de l'art au moment de sa présentation et c'est ce qu'il a fait.
16. L'autorité citée par le distributeur afin de défendre sa position, la décision RH-6-85 de l'ONE dans l'affaire concernant Westcoast Transmission Company Limited, est un bon exemple de cette évolution. La Régie de l'énergie ne pourra que constater que cette décision est maintenant vieille de plus de 15 ans et que, même si elle respectait les règles de l'art à l'époque où elle fut rendue, elle ne les remplit plus maintenant. Il s'agit d'une décision désuète qui doit être écartée et ce, même si ses principes sont encore appliqués, à tort nous vous le soumettons, par un autre organisme de réglementation canadien.

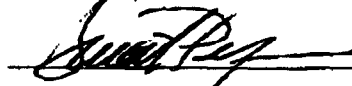
17. Les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ se permettent enfin de souligner que cette décision RH-6-85 rejette explicitement le délai de recouvrement de la dépréciation et de l'amortissement comme un poste à inclure dans le fonds de roulement réglementaire en raison du fait qu'il s'agit d'une dépense hors caisse. Il est donc manifeste que cette décision ne supporte en rien la position présentée par le distributeur dans la présente affaire.

#### IV. Conclusion

18. La Régie de l'énergie est invitée par les intervenantes Option Consommateurs et FNACQ à retenir les arguments présentés dans son argumentation finale et à rejeter ceux du distributeur.
19. La Régie de l'énergie est priée de retenir l'une ou l'autre des propositions des intervenantes au sujet du traitement réglementaire du nouveau tarif pour les nouveaux développements résidentiels afin de permettre à SCGM de mener à bien son objectif de développement du marché.
20. La Régie de l'énergie est requise de rejeter, pour des fins réglementaires seulement, la proposition de modifications du mécanisme de normalisation de température et d'en tester la validité avant de l'approuver. À défaut, elle devra impérativement en tenir compte dans l'établissement du taux de rendement.
21. En terminant, les intervenantes demandent à la Régie de l'énergie de modifier le calcul du fonds de roulement réglementaire en y incluant le coût du financement de la dette et des actions privilégiées, mais en excluant le délai de recouvrement de l'amortissement comme le propose SCGM.

**Le tout respectueusement soumis.**

Montréal, le 2 décembre 1998



---

**Me Benoît Pepin**  
**Langlois Gaudreau, s.e.n.c.**  
**procureurs des intervenantes**  
**Option Consommateurs et FNACQ**

**CANADA**

**PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL**

**NO : R- 3397-98**

**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

---

**SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTROPOLITAIN  
(SCGM)**

Demanderesse

et

**FÉDÉRATION NATIONALE DES ASSOCIATIONS DE  
CONSOmmATEURS DU QUÉBEC (FNACQ), 1215 rue  
de la Visitation, Montréal (Québec) H2L 3B5**

et

**OPTION CONSOmmATEURS, 2120, rue Sherbrooke  
est, bureau 604, Montréal (Québec) H2K 1C3**

Intervenantes

---

**RÉPLIQUE DES INTERVENANTES  
OPTION CONSOmmATEURS ET FNACQ**

---

**LANGLOIS GAUDREAU, s.e.n.c.  
1002, rue Sherbrooke Ouest, 28<sup>e</sup> étage  
Montréal (Québec) H3L 3L6  
(514) 842-9512 Télécopieur : (514) 845-6573  
E-mail : [pepinb@mtl.langloisgaudreau.com](mailto:pepinb@mtl.langloisgaudreau.com)  
Me Benoît Pepin**

N/D : 68068-003

BL 0250

---