

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
District de Montréal

No.: R-3397-98

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ
MÉTROPOLITAIN, société dûment
constituée, ayant son siège social au 1717,
rue du Havre, dans les ville et district de
Montréal, province de Québec

ARGUMENTATION ÉCRITE DE
SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTROPOLITAIN

Déposée le 26 novembre 1998

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	1
I. Approbation de principes réglementaires	5
a) Modifications au compte régulateur de la température	5
b) Formule automatique de fixation du taux de rendement	9
i) Avantages d'une formule automatique	9
ii) Description de la formule proposée	10
1. Taux sans risque	10
2. Élasticité	11
3. Durée de cinq ans et filet de sécurité	11
II. Approbation de principes tarifaires	13
a) Reconduction de la flexibilité tarifaire bi-énergie	13
b) Approbation de la flexibilité tarifaire mazout	14
c) Approbation de la politique d'interruption en service interruptible	15
d) Ratification du service de fourniture de gaz pour les clients des tarifs 4 et 5	16
e) Approbation du tarif « nouvelle construction résidentielle »	17
f) Approbation du mécanisme d'ajustement mensuel du prix du gaz de compression	24
III. Projection des ventes et plan de développement	27
a) Volumes projetés	27
b) Plan de développement	28
c) Revenus des ventes projetés aux tarifs 1997-1998	29
IV. Coûts des approvisionnements gaziers et dépenses	30
a) Coûts projetés des approvisionnements gaziers	30
b) Dépenses d'exploitation	31
i) Ajustement du budget 1998 dû à l'inflation	31
ii) Salaires et avantages sociaux	32
iii) Développement résidentiel	34

iv) Développement du GNV	36
v) Développement de l'efficacité énergétique	37
vi) Revue du portefeuille d'approvisionnements gaziers	39
vii) Réglementation	40
c) Amortissement des immobilisations et des frais reportés	40
d) Impôts fonciers et redevances	40
e) Impôts sur le revenu	41
V. Base de tarification	42
a) Moyenne de la base de tarification pour 1999	42
b) Fonds de roulement réglementaire	42
VI. Stratégie financière et structure de capital	47
a) Aspects financiers relatifs à Gaz Métropolitain	47
i) Objectifs visés par la stratégie globale de financement	47
ii) Risque global de Société en commandite Gaz Métropolitain	48
1. Situation particulière de SCGM	48
2. Impact de la nouvelle Loi sur la Régie de l'énergie sur le risque réglementaire	49
3. Qualification du risque global de SCGM pour 1999	50
4. Comparaison du risque global de SCGM et de Consumers' Gas	50
iii) Importance du maintien d'une notation de crédit « A » pour la dette à long terme	53
b) Structure de capital	54
VII. Taux de rendement sur la base de tarification	57
a) Taux de rendement sur l'avoir moyen des actionnaires ordinaires pour 1999	57
i) Taux demandé sur l'équité ordinaire de 10,47 %	57
ii) Recommandation du Dr. Morin en mai 1998	57
1. Méthodes utilisées = méthode « Prime de risque » et méthode du « Modèle d'équilibre des actifs financiers » (« MEAF »)	57
2. Description des méthodes « Prime de risque » et « MEAF »	58
3. Taux sans risque	59

4. Prime de risque du marché	61
5. Coefficient bêta	64
6. Calcul de la prime de risque de SCGM	66
iii) Révision d'octobre 1998 du taux recommandé pour l'équité ordinaire	67
iv) Faiblesses de la recommandation du Dr. Waters	67
1. Comparabilité avec les rendements autorisés pour les entreprises comparables à SCGM	68
2. Danger de se marginaliser	69
3. Incompréhension du risque d'affaires de SCGM par le Dr. Waters	69
v) Témoignage de MM. Lauzon et Lambert	71
b) Coût en capital moyen pour 1999	75
c) Coût du capital prospectif	76
VIII. Revenus requis	77
a) Autres revenus d'exploitation	77
b) Revenus additionnels requis pour 1999	77
c) Traitement des trop-perçus et indices de maintien de la qualité de service	77
IX. Grille tarifaire	80
a) Répartition des revenus requis entre les tarifs	80
b) Texte des tarifs	80
X. Processus de la phase III	81
a) Proposition	81
b) Conditions d'acceptation par la Régie	82
c) Fonctionnement du groupe de travail	82
d) Étapes suggérées	83
CONCLUSION	85

INTRODUCTION

Après douze jours d'audience en phase II et quelques milliers de pages de documents produites par toutes les parties, nous passerons en revue la preuve soumise par SCGM aux fins de soutenir les conclusions recherchées dans la cause tarifaire 1999.

Nous verrons dans la première section traitant des principes réglementaires, les modifications proposées au compte régulateur de température afin que celui-ci remplisse adéquatement son rôle de stabilisation des revenus de l'entreprise. La méthode existante de normalisation de la température comporte, de toute évidence, des imprécisions. L'objectif de SCGM n'est que de développer une méthode qui serait la plus précise possible. Il ne saurait d'ailleurs en être autrement puisque, en raison du traitement réglementaire asymétrique, SCGM serait automatiquement pénalisée par une méthode imprécise. La méfiance de certains intervenants n'est donc pas fondée, en plus d'être basée sur une incompréhension évidente de la méthode suggérée.

Nous discuterons aussi de la formule automatique de fixation du taux de rendement que SCGM propose afin d'alléger le processus réglementaire au cours des prochaines années. La formule d'établissement du taux de rendement a comme objectif d'alléger le processus réglementaire, comme la Régie l'a d'ailleurs souhaité dans le passé. Cette formule est très comparable à ce qui se pratique dans le reste de l'industrie et ne devrait pas, en soi, soulever de grandes controverses.

Dans la section II, nous reprendrons chacun des outils tarifaires requis par SCGM. Les deux premiers outils (reconduction de la flexibilité tarifaire bi-énergie et celle concernant le mazout) visent à permettre à SCGM de rencontrer la concurrence de plus en plus vive des autres sources d'énergie. L'augmentation du prix du gaz naturel et la diminution du prix des produits pétroliers rendent nécessaire la remise en force du programme de flexibilité tarifaire mazout. Il s'agit d'un programme déjà éprouvé, que SCGM a déjà par le passé appliqué avec réserve et qui permettra aux clients « fidèles » d'éviter des pertes plus considérables. SCGM présente aussi les clarifications demandées par sa clientèle en ce qui a trait à certains outils reliés aux approvisionnements gaziers (politique d'interruption en service interruptible et service de fourniture de gaz aux tarifs 4 et 5). La procédure d'interruption déposée par SCGM vise, à la demande des clients et de la Régie, à clarifier les circonstances d'interruption. La fourniture de gaz aux tarifs 4 et 5 répond quant à elle à un intérêt manifesté par les clients. SCGM demande essentiellement d'approuver les modalités (préavis) qui seront exigées des clients pour se prévaloir du service.

À la suite du désir des clients concernés de bénéficier, le plus rapidement possible, d'un service de gaz de compression réellement « éclaté », SCGM demande l'approbation d'un mécanisme d'ajustement mensuel du prix du gaz de compression. Le mécanisme proposé reçoit l'aval de la clientèle visée et s'inscrit dans la foulée de la décision D-98-05 concernant l'éclatement des tarifs.

Enfin, SCGM demande à la Régie d'institutionnaliser la contribution tarifaire qu'elle peut déjà exiger en vertu de l'article 3.5 des Dispositions générales des Tarifs dans un tarif « nouvelle construction résidentielle ». Ce tarif particulier qui serait limité aux clients de nouveaux développements résidentiels pour une durée de cinq ans permettra à SCGM de simplifier l'approche commerciale pour percer le marché de la nouvelle construction résidentielle. Le nouvel outil proposé n'a en effet, quant au fond, rien de différent avec ce que l'on peut déjà faire avec la contribution tarifaire prévue aux Tarifs. La demande ne vise qu'à simplifier le processus. L'opportunité de développer le marché résidentiel milite ici en faveur de raffiner les outils requis pour ce marché.

Dans la section III, SCGM présente ses projections de ventes et son plan de développement. C'est particulièrement au niveau de ces projections de vente que s'est faite la révision du dossier tarifaire d'octobre 1998. En effet, la montée imprévue du prix du gaz naturel conjuguée à une baisse importante des produits pétroliers causeront une situation concurrentielle difficile pour SCGM en 1999.

La preuve revue dans la section IV concerne les coûts projetés des approvisionnements gaziers et les diverses dépenses, dont celles d'exploitation. Au niveau des approvisionnements gaziers, le dossier est en continuité avec le passé et ne comporte aucun élément nouveau majeur. Pour ce qui est des dépenses d'exploitation, il importe de retenir que le montant total des dépenses d'exploitation prévu pour 1999 est tout à fait raisonnable puisque équivalent à celui de 1995 (même en dollars courants) malgré le contexte de développement dans lequel s'inscrit la demande. SCGM a absorbé l'inflation au cours des dernières années malgré une expansion importante de son réseau. Cependant, afin de permettre une croissance continue dudit réseau au bénéfice de l'ensemble de la clientèle, SCGM demande l'approbation de montants additionnels spécifiques, notamment 1,9 M\$ pour favoriser le développement résidentiel ainsi que des montants additionnels pour davantage tenir compte de nouvelles préoccupations, dont 610 000 \$ pour l'efficacité énergétique.

SCGM croit que le développement du marché résidentiel est au bénéfice de l'ensemble de la clientèle. Il rendra, à long terme, SCGM moins vulnérable aux aléas économiques l'affectant plus intensément que les autres distributeurs canadiens comparables (Consumers' Gas, Union Gas) vu que la majorité de ses volumes sont retirés par sa clientèle industrielle.

SCGM demande également un budget spécifique additionnel de 400 000 \$ afin de bien mener la révision globale du portefeuille d'approvisionnement gazier. L'industrie nord-américaine du gaz naturel fait face à une restructuration historique, notamment en raison de l'ajout de nombreux gazoducs. Le renouvellement d'une part importante des contrats d'approvisionnements gaziers de SCGM offre l'opportunité à cette dernière de revoir tous ses outils à ce chapitre afin d'assurer, à long terme, des approvisionnements gaziers répondant aux besoins de l'ensemble de sa clientèle québécoise.

Dans la section V, SCGM présente les divers éléments composant la base de tarification ainsi que l'évolution de celle-ci. À cet égard, SCGM soumet que le fonds de roulement réglementaire pour l'exercice 1999 doit continuer à être déterminé selon la méthode « Lead-Lag » utilisée

depuis près de dix ans par SCGM et centrée sur les dépenses d'exploitation. Cette méthode est d'ailleurs celle couramment employée dans l'industrie gazière canadienne, alors que la proposition de certains intervenants ne peut être retenue puisque incomplète et sans précédent. Pour l'exercice 1999, le fonds de roulement réglementaire résultant de l'approche usuelle serait donc de 8 646 000 \$.

Les deux sections suivantes, VI et VII, traitent d'abord des particularités québécoises de SCGM. On y conclut que la situation concurrentielle difficile du gaz naturel et les autres facteurs propres à SCGM génèrent un risque global supérieur pour l'exercice 1999 par rapport à celui de 1997-1998. Ce risque demeurera, au surplus, supérieur à celui des entreprises comparables ontariennes, particulièrement Consumers' Gas.

Ces comparaisons avec d'autres entreprises d'utilité publique sont primordiales vu que SCGM est en concurrence dans le marché des capitaux. SCGM doit d'ailleurs maintenir une cote de crédit « A » afin de s'assurer que ses coûts de financement (assumés par les clients) demeurent optimaux.

Ces considérations conjuguées à l'application des méthodes de type « prime de risque » amènent le Dr. Roger A. Morin, expert en finances et réglementation, à recommander un taux de rendement sur l'avoir des actionnaires ordinaires de SCGM de 10,47 % pour l'exercice 1999.

Ce taux recommandé repose notamment sur le taux sans risque fourni par les prévisions des taux des obligations long terme du gouvernement du Canada selon les données du Consensus Forecasts du mois d'août 1998. La preuve expose amplement l'importance de conserver une base de comparaison stable d'année en année (données du mois d'août). Les données des taux prévus du mois d'août sont celles permettant les prévisions les plus centrées sur l'année-témoin projetée.

La preuve permet également de constater que les méthodes utilisées par le Dr. Morin pour évaluer la prime de risque de SCGM (moyenne arithmétique et non géométrique, utilisation de bêtas ajustés et non bruts) sont conformes aux règles financières reconnues et auxquelles les investisseurs recourent.

La détermination du taux de rendement est certes un élément fort important, tant pour les clients que pour SCGM. Dans cet exercice, nous invitons la Régie à considérer toutes les spécificités de SCGM, qui ont été pratiquement ignorées par certains intervenants. Nous l'invitons aussi à considérer le risque supérieur de SCGM par rapport à l'an passé ainsi que, tel qu'il a été reconnu par l'ACIG au cours de l'audience et par la Régie dans ses décisions passées, par rapport à Consumers. Le taux de rendement est en effet d'une importance capitale pour le maintien d'une bonne cote de crédit et donc pour minimiser le coût des capitaux, payé en dernier ressort par les clients. Cela est d'autant plus important dans le contexte hautement concurrentiel dans lequel SCGM doit œuvrer pour obtenir ces capitaux.

Les sections VIII et IX font état des revenus requis présentés par SCGM et de la répartition tarifaire proposée.

Enfin, à la suite du report en phase III du mécanisme de rendement incitatif, SCGM demande de reconduire pour l'exercice 1999 le mécanisme incitatif actuel relatif au traitement des trop-perçus et à l'utilisation, à cette fin, des indices de maintien de la qualité de service. La section X portera donc sur les suggestions de SCGM quant au déroulement de cette phase III.

I. Approbation de principes réglementaires

a) Modifications au compte régulateur de la température

Dans le cadre de la présente cause tarifaire, SCGM a proposé d'apporter, à compter du 1er octobre 1998, des modifications à la méthode utilisée pour évaluer les volumes de gaz sujets à la procédure de nivellement en raison des fluctuations incontrôlables de la température d'une année à l'autre.

SCGM suggère, en effet, d'utiliser un outil statistique (régression linéaire) pour isoler la sensibilité de la consommation aux variations climatiques.

Par ailleurs, SCGM a également proposé les modifications suivantes au compte régulateur :

- cesser la normalisation des tarifs à débit stable (les tarifs 3 et 4)¹;
- faire la normalisation du tarif modulaire²;
- modifier la méthode d'estimation des taux unitaires servant à la normalisation des revenus³; et
- changer la pratique relative à la normalisation du coût de transport du gaz.⁴

Toutes ces modifications visent à améliorer la précision de la méthode de nivellement afin que le compte régulateur de la température remplisse la fonction qu'il est censé remplir, ni plus, ni moins.

Nous nous limiterons à commenter la proposition de SCGM d'utiliser la régression linéaire pour normaliser les volumes.

En effet, les autres propositions n'ont pas fait l'objet d'opposition de la part des intervenants. Au contraire, l'expert de la FNACQ/Option consommateurs, M. Mark Drazen, se disait d'accord à ce que ces autres modifications prennent place :

¹ Voir le témoignage en chef de M. Marc Lemieux, SCGM-4, doc. 2, pages 16 et 17 ainsi que son témoignage à l'audience, t.n.s. du 23 octobre 1998, (vol. 3 après-midi), pages 124 et 125.

² Voir le témoignage en chef de M. Lemieux, SCGM-4, doc. 2, page 17 et à l'audience, t.n.s. du 23 octobre 1998 (vol. 3 après-midi), pages 125 et 126.

³ Voir le témoignage en chef de M. Lemieux, SCGM-4, doc. 2, pages 17 à 23 et à l'audience, t.n.s. du 23 octobre 1998, (vol. 3 après-midi), pages 122 et 123.

⁴ Voir le témoignage de M. Lemieux, SCGM-14, doc. 2, pages 23 à 25 et à l'audience, t.n.s. du 23 octobre 1998 (vol. 3 après midi), pages 123 et 124.

“On the other hand, the change in the method of calculating revenues and costs could be made. It is independent of the method of normalizing the volumes.”

(FNACQ-1, page 30)

En ce qui a trait aux modifications proposées pour normaliser les volumes, la preuve présentée par M. Marc Lemieux a été éloquentes quant au constat d'imprécisions de la méthode actuelle de normalisation (SCGM-4, doc. 2, pages 6 à 11 et t.n.s. du 23 octobre 1998 (vol. 3 après-midi), pages 113 à 118).

D'abord les résultats de la méthode présentement en application ne sont pas cohérents car les facteurs de normalisation de la méthode actuelle varient beaucoup d'un mois à l'autre. Il s'agit du facteur d'erreur le plus important de la méthode actuelle et qui est corrigé par l'emploi de la régression linéaire pour évaluer les facteurs de normalisation (SCGM-4, doc. 2, pages 8 et 28).

Un exemple frappant d'imprécision demeure évidemment le mois de janvier 1996 où l'application de la méthode actuelle aurait augmenté les volumes de ce mois malgré qu'il avait été plus froid que la normale (SCGM-4, doc. 2, page 31 de 34; SCGM-4, doc. 3, page 2 de 4 et t.n.s. du 23 octobre 1998 (vol. 3 après-midi), pages 178 à 181).

Or, cette imprécision de la méthode actuelle est très importante puisque le but de la normalisation est de permettre un ajustement des volumes (et donc des revenus) du distributeur, pour les ramener sur une base de température normale. C'est ce qui doit permettre au distributeur :

“... de réaliser les revenus qui ont été autorisés par la Régie en enlevant l'effet de la température, donc en s'assurant que les volumes prévus ont été faits une fois corrigés par la température.”

(Marc Lemieux, t.n.s. du 23 octobre 1998 (vol. 3 après-midi), page 110)

La preuve a d'ailleurs montré que pour l'année 1994-1995, l'imprécision de la méthode actuelle se quantifiait à 8 500 000 \$, ce qui est loin d'être négligeable.⁵

De plus, ces imprécisions sont totalement aléatoires et peuvent influencer autant les résultats à la hausse qu'à la baisse (SCGM-4, doc. 3).

Dans le cas de SCGM, ces résultats aléatoires imprécis sont d'autant plus importants à neutraliser que le compte régulateur de la température a été mis en place pour compenser le risque additionnel auquel fait face SCGM dû à l'asymétrie de traitement des trop-perçus et

⁵ Rappelons que contrairement à la présomption qu'avait M. Drazen, ce 8 500 000 \$ signifie que SCGM se serait vu accorder 8 500 000 \$ de revenus en moins en vertu de la méthode de régression linéaire proposée ici par rapport à la méthode actuelle. Ceci démontre que le but de la proposition n'est certainement pas d'augmenter les revenus de SCGM mais bien de faire en sorte que le compte régulateur joue le rôle qu'il doit jouer, soit réguler les volumes (et donc les revenus) à la normale malgré les aléas de la température.

des manques à gagner. Contrairement à d'autres distributeurs, SCGM ne peut pas équilibrer les surestimations avec les sous-estimations aléatoires d'une méthode de normalisation sur plusieurs années. Elle ne peut, en effet, conserver que jusqu'à 50 % des trop-perçus, tout en assumant la totalité des pertes. C'est ce qui explique que SCGM soit la plus intéressée à disposer d'une méthode de normalisation aussi précise que possible.

Le témoin M. Drazen de la FNACQ a finalement reconnu cette particularité de SCGM lors de son contre-interrogatoire :

"74 Q. So, if there was no bias but there was a volatility from year to year, since it would 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. Now, in this case, the over's and the under's don't necessary balance out because the customers get the benefits of the over's, they do not pay for the under's, so far."

(t.n.s. du 12 novembre 1998, page 80, nos caractères gras)

Quant à la méthode proposée par SCGM, la preuve exhaustive présentée par le témoin M. Lemieux a montré qu'elle produit des résultats beaucoup plus stables et prévisibles.

L'emploi de la méthode de régression linéaire permet également de simplifier la normalisation en rendant directe la normalisation sur une base mensuelle, ce qui permet d'éviter des erreurs comme celle de janvier 1996 où le résultat de l'ancienne méthode est de sens inverse à ce qui est attendu (SCGM-4, doc. 2, page 30).

Plus particulièrement, les facteurs de normalisation produits par la méthode de la régression linéaire sont beaucoup plus stables et plus cohérents (SCGM-4, doc. 2, pages 28 et 29).

À cet égard, le témoin M. Drazen de la FNACQ n'avait pas répondu à la question 55 que lui avait adressée SCGM. Il lui avait été demandé de commenter, en termes statistiques, les résultats des régressions (à l'aide du facteur R^2) faites par SCGM selon la méthode proposée.

À l'audience, il a finalement dû admettre l'excellente corrélation obtenue avec la méthode proposée par SCGM. Cette admission nous semble écarter sa conclusion écrite initiale⁶ à la page 29 de la pièce FNACQ-1 :

"121 Q. Okay. Looking at these results, can you maybe complete the answer that was, or maybe you can refer to the other pages and qualify and maybe answer Question 55, what are the results that were presented to you by Gaz Met, in statistical terms?

A. That shows an R square of ninety-nine (99%), or one

⁶ De toute façon, cette conclusion nous apparaissait téméraire venant de quelqu'un qui décrivait l'analyse qu'il avait effectuée des résultats de la méthode proposée par SCGM en ces termes : "Even a cursory review of the results suggests not." (nos caractères gras) (M. Drazen, FNACQ-1, page 29).

hundred percent (100%) in every month.

122 Q. And that would be, if I return to your answer, your previous answer, that would be over ninety point ninety (90.90), is that it?

A. Yes. Although at the risk of seemingly being consistent, it's too good."

(t.n.s. du 12 novembre 1998, pages 96 et 97)

En somme, les résultats présentés par le témoin M. Lemieux démontrent que la méthode proposée en l'instance aurait pour effet de mieux stabiliser les résultats de SCGM, ce qui est l'objectif du compte régulateur.

Il y a lieu, en conclusion, de dire quelques mots concernant le témoignage de M. Drazen sur le sujet du compte régulateur de température.

Il est apparu clair lors du contre-interrogatoire que M. Drazen n'avait pas d'expérience en matière d'application d'un tel compte régulateur de la température. Il a admis qu'il témoignait pour la première fois sur ce sujet (t.n.s. du 12 novembre 1998, pages 76 et 77).

Bien plus, M. Drazen a été forcé d'admettre qu'il n'avait tout simplement pas compris l'effet de la proposition de SCGM. Il croyait que le changement proposé par SCGM aurait eu pour impact d'augmenter les revenus de l'entreprise. On peut d'ailleurs se demander s'il s'opposait aux modifications proposées pour cette raison :

"As the above chart shows, the increase [devenu « decrease » une fois qu'il a compris la proposition de SCGM] in revenues comes from the change in the method of normalizing volumes Therefore, we must analyze whether the volume normalization approach currently used is so deficient as to justify this change. "

(FNACQ-1, page 27)

La comparaison de l'application de la méthode proposée et de la méthode actuelle montrait pourtant une baisse de revenus pour SCGM sur les quatre dernières années. Bien plus, M. Drazen avait posé une question à cet effet et la réponse de SCGM ne pouvait pas être plus explicite :

"Question 63 :

d) By how much would a unit of return, both before-tax and after-tax, have increased if the new method were used for each of the fiscal years 1991/92 through 1996/97?

Réponse :

d) Votre question suppose que les modifications que nous demandons à la méthode de normalisation ont pour effet d'augmenter le rendement de l'entreprise. Comme il a été mis en preuve, SCGM croit que les modifications proposées influenceront autant les résultats à la baisse qu'à la hausse (voir la réponse à votre question 62 f), SCGM-4, doc. 2.7). Comme la différence entre les deux méthode est aléatoire, l'effet varie selon la période considérée. Selon les simulations présentées à la Régie pour les années financières 1993/94 (SCGM-4, doc. 2.4

a)) à 1996/97 (SCGM-4, doc. 3), SCGM aurait réalisé des revenus normalisés plus faibles de 7 511 000 \$ que ceux qui auraient été réalisés avec l'ancienne méthode."

(SCGM-4, doc. 3.1b), pages 1 de 33 et 33 de 33)

b) Formule automatique de fixation du taux de rendement

i) Avantages d'une formule automatique

SCGM propose cette année à la Régie d'adopter un nouveau principe réglementaire visant à alléger le processus réglementaire menant à la détermination annuelle du taux de rendement autorisé sur l'avoir des actionnaires ordinaires. Par cette proposition, nous croyons rejoindre les préoccupations de la Régie dans son désir d'alléger le processus réglementaire.⁷

En effet, l'adoption de la formule automatique de fixation du taux de rendement sur l'équité ordinaire recommandée par le Dr. Roger A. Morin, expert en réglementation et en finances, permettra à la Régie, au distributeur et à tous les intervenants intéressés de ne pas avoir à débattre, à chaque année, du taux approprié de rendement pour SCGM.⁸

Soulignons dès le départ que cette formule automatique se distingue du mécanisme de rendement incitatif que SCGM a également proposé mais dont l'étude a été reportée dans une phase ultérieure de la présente cause tarifaire.

Quant à la formule recommandée par le Dr. Morin, elle reprend essentiellement la mécanique de fonctionnement de ce qui se fait devant les autres organismes de réglementation énergétique canadiens en l'adaptant au contexte économique actuel et au contexte d'affaires propre à SCGM, tout en y ajoutant des « filets de sécurité » pour en minimiser les inconvénients inhérents.

⁷ Voir à la page 29 de la décision D-95-54 : "La Régie a toujours été préoccupée par les frais élevés pour les usagers qu'occasionne l'analyse annuelle des données financières et économiques reliées à la fixation d'un taux de rendement, selon les rapports préparés par les experts des différentes parties."

⁸ Le Dr. William R. Waters, expert de l'ACIG, a d'ailleurs résumé, dans son témoignage à l'audience, l'historique ayant mené à l'instauration de formules pluriannuelles pour fixer le rendement devant les autres organismes de réglementation énergétique canadiens. Aux pages 52 et 53 de la t.n.s. du 28 octobre 1998 (Q. et R. 52), il rapporte que les demandes de révision de taux de rendement devant l'ONE et le BCUC étaient devenues lourdes et dispendieuses pour tous vers le début des années 1990.

ii) Description de la formule proposée

Avant de procéder à la description de la formule proposée par SCGM, il importe de mentionner que la donnée de départ essentielle à une telle formule est évidemment le taux de rendement sur l'avoir des actionnaires ordinaires qui sera autorisé pour SCGM pour l'année-témoin 1999.

Or, notre discussion de la preuve présentée à ce sujet est faite plus loin (à la section VII). Pour les fins de la présente discussion, nous utilisons le taux de 10,47 % recommandé par le Dr. Morin pour l'exercice 1999 de SCGM.

1. Taux sans risque

La formule automatique proposée amènerait la Régie à revoir annuellement, de façon mathématique, le taux de rendement sur l'équité ordinaire de SCGM et ce, dans les semaines précédant le début de la nouvelle année tarifaire (1er octobre).

La Régie reverrait donc, en septembre 1999, le taux de rendement de 10,47 % de l'exercice 1999.

Cette révision se ferait d'abord au niveau de la prévision du taux sans risque, à partir des données du Consensus Forecasts du mois d'août précédant l'année-témoin projetée.

Nous discutons plus amplement de la mécanique de calcul de cette prévision du taux sans risque (obligation long terme (30 ans) du gouvernement du Canada) dans la section traitant de cette composante du taux de rendement recommandé pour 1999.

Nous traitons aussi de l'importance de se référer aux données du Consensus Forecasts du mois d'août et non à celles d'un numéro postérieur au début de l'exercice visé. En effet, les prévisions, qui visent à établir le prix auquel se transigeraient les obligations long terme du gouvernement du Canada dans trois et douze mois, contenues dans le numéro d'octobre, résulteraient en l'utilisation d'une projection de taux excédant l'année-témoin projetée concernée.

Ce qu'il importe de rappeler ici, c'est que la formule proposée par le Dr. Morin contient la même mécanique que celle de presque tous les autres organismes de réglementation canadiens pour établir la prévision du taux sans risque.

Le tableau comparatif de la page 8 de la pièce SCGM-15, doc. 2.37 du Dr. Morin illustre bien ce constat.

La preuve a montré que seul l'organisme de réglementation de Terre-Neuve a opté pour l'utilisation d'un taux « spot » des obligations long terme (30 ans) du gouvernement du Canada afin d'établir le taux sans risque pour l'année-témoin concernée.

Or, si le Dr. Waters s'était dit favorable à cette approche dans son témoignage écrit, il a finalement dit à l'audience qu'il était maintenant indifférent à l'utilisation d'une méthode ou l'autre.⁹

Nous soumettons que la Régie de l'énergie devrait suivre la façon de faire de toutes les autres régies de l'industrie et ne pas marginaliser SCGM en suivant l'exemple terre-neuvien.

2. Élasticité

Nous discutons aussi plus amplement de la relation inverse entre les variations des taux sans risque et des primes de risque et ce, à la section de la présente argumentation écrite portant sur la mise à jour du taux de rendement recommandé pour 1999 pour SCGM par le Dr. Morin (ayant passé de 10,67 % à 10,47 %).

Il suffit de rappeler ici que tous les autres organismes de réglementation énergétique canadiens reconnaissent maintenant cette relation inverse (voir SCGM-15, doc. 2.37, page 8). Seul le Dr. Waters la conteste.

On peut d'ailleurs intuitivement expliquer ce phénomène par la nature humaine qui évite de faire un ajustement complet à une conjoncture financière changeante, avant de s'assurer que les phénomènes qui amènent ces changements sont permanents.¹⁰

3. Durée de cinq ans et filet de sécurité

Vu les limitations inhérentes à toute formule mathématique à refléter, en tout temps, les conditions particulières d'une entreprise d'utilité publique, le Dr. Morin recommande que cette formule s'applique pour cinq ans et que le tout soit revu à la fin de cette période.¹¹

⁹ Témoignage du Dr. Waters, t.n.s. du 28 octobre 1998, pages 157 et 158.

¹⁰ Voir le témoignage du Dr. Morin à ce sujet aux pages 102 à 106 de la t.n.s. du 27 octobre 1998.

¹¹ On trouvera évidemment la preuve détaillée du Dr. Morin à ce sujet aux pages 13 à 15 de SCGM-15, doc. 2 français.

De plus, le Dr. Morin suggère que si les taux des obligations long terme (30 ans) du gouvernement du Canada baissent en dessous de 3,0 % ou excèdent 9,0 % au cours de cette période de cinq ans, alors SCGM devrait pouvoir revenir à la Régie pour faire réviser son taux de rendement. On pourrait, en effet, supposer à ce moment que les marchés des capitaux ont changé de façon assez importante pour justifier une revue du taux accordé au distributeur.

Quant à l'expert de l'ACIG, le Dr. Waters, bien qu'il ait déjà témoigné devant l'ONE à l'effet qu'il y aurait lieu de permettre une revue du taux autorisé lorsque le taux sans risque excède 10,0 %, a recommandé en l'instance qu'une telle revue se fasse si ledit taux passe la barre du 8,0 %.

Son choix d'un taux plus bas apparaît assez arbitraire et nous soumettons à la Régie que la recommandation du Dr. Morin (9 %, soit à mi-chemin entre les recommandations du Dr. Waters) apparaît raisonnable.

II. Approbation de principes tarifaires

a) Reconduction de la flexibilité tarifaire bi-énergie

Le panel des témoins de SCGM sur le développement de marché a amplement expliqué aux audiences que la situation concurrentielle du gaz naturel s'avérera beaucoup plus difficile pour l'exercice 1999 que ce qui avait été prévu lors du dépôt du dossier tarifaire en mai 1998. Tel que le témoin Johanne Paquin l'a également expliqué dans sa preuve sur les contextes économique et énergétique (SCGM-3, doc. 1), SCGM verra une diminution de sa marge de manœuvre face à l'électricité causée par l'augmentation des prix du gaz naturel.

Ainsi, SCGM estime encore plus important de pouvoir continuer à compter sur le programme de flexibilité bi-énergie pour 1998-1999 (SCGM-3, doc. 2, page 4 de 37).

SCGM demande donc à la Régie de reconduire le programme déjà en place, lequel avait fait l'objet d'une reconduction aux termes de la décision D-97-34.

Quant au bien-fondé de cette demande de reconduction et à son effet neutre en matière environnementale, nous référons aux pièces SCGM-3, doc. 2.47 et SCGM-3, doc. 2.54 qui sont explicites à cet égard :

“Question 41 :

...

Réponse :

Malgré l'élimination du rabais de 25 % au tarif BT, la situation pour certains clients demeure difficile. En effet, Hydro-Québec n'a toujours pas avisé sa clientèle bi-énergie quant au nombre d'heures d'interruption qu'elle pourrait subir au cours du prochain hiver. Dans ce contexte les clients anticipent zéro heure d'interruption comme ce fut le cas au cours des dernières années. Ainsi, à zéro heure d'interruption, le tarif BT est inférieur au tarif 1 du gaz naturel pour les clients dont la consommation est inférieure à environ 50 000 m³ annuellement. C'est pour cette raison que nous demandons la reconduction du programme pour 1998-99.

(SCGM-3, doc. 2.47, page 1 de 1)

“Question 3.2.1

...

Réponse :

Les impacts environnementaux du programme de rabais tarifaire sont nuls. En effet, le but visé par ce programme est de revenir à la case départ. Le programme de rabais tarifaire bi-énergie vise essentiellement la récupération ou le maintien de volume de gaz naturel chez des clients qui consommaient avant l'application par Hydro-Québec de son programme bi-énergie du gaz naturel pour leurs besoins de chauffage.”

(SCGM-3, doc. 2.54, page 2 de 2)

b) Approbation de la flexibilité tarifaire mazout

La situation concurrentielle difficile anticipée pour le gaz naturel pour l'année tarifaire 1998-1999 se constatera principalement par rapport au mazout.

Tel qu'il a été mis en preuve par le témoin J. Paquin (SCGM-3, doc. 1, page 6 de 9; SCGM-3, doc. 1.7, page 1 de 3 et SCGM-3, doc. 1.14, page 2 de 3), la baisse dramatique des prix des produits pétroliers conjuguée à la hausse importante du prix du gaz naturel, constatée depuis le dépôt du dossier tarifaire original en mai 1998, a rendu encore plus préoccupante la position concurrentielle de SCGM, particulièrement au niveau du moyen débit.

“En effet, advenant que le prix du gaz naturel soit de 2,65 \$/GJ et que celui du mazout #2 soit de 19 cents/litre, les volumes à risque [au moyen débit] seraient de 1,44 Bcf [représentant des revenus de transport et distribution de 6,4 M\$]”¹²

SCGM demande donc à la Régie de permettre la remise en place du programme de flexibilité tarifaire mazout qui a déjà été en vigueur. SCGM considère toutefois suffisant de le limiter, cette fois-ci, aux clients du moyen débit (tarifs 1, 3 et M).

Tel qu'il a été expliqué par les témoins de SCGM (SCGM-3, doc. 2, pages 5 à 7), cette dernière propose d'utiliser ce programme de flexibilité tarifaire selon les mêmes paramètres et conditions que ceux imposés par la Régie du gaz naturel dans sa décision D-94-52 qui avait déjà autorisé un tel programme de flexibilité tarifaire mazout.

Les détails du fonctionnement de ce programme ont d'ailleurs été produits en preuve, notamment sous les cotes SCGM-3, doc. 2, pages 36 et 37 ainsi que SCGM-3, doc. 2.36 (qui reprenait la preuve soumise en 1994 et ayant fait l'objet d'une analyse dans le cadre de la décision D-94-52).

SCGM soumet que la situation actuelle requiert que lui soient accordés « ... les outils nécessaires pour agir rapidement lorsque ses volumes sont menacés. »¹³

Quant à l'ampleur de la menace et aux moyens envisageables pour la contrer, SCGM a répondu à de nombreuses questions de l'ACIG et de la Régie (voir principalement les pièces SCGM-3, doc. 2.24 à 2.27). Il en ressort qu'aucun autre moyen n'est aussi efficace que ce programme de flexibilité tarifaire mazout.

De plus, l'expérience passée a démontré que SCGM a su utiliser à bon escient cet outil de flexibilité tarifaire. Dans sa décision D-96-21, la Régie du gaz naturel avait reconnu la gestion adéquate et sérieuse qu'avait faite SCGM du programme.

¹² Chiffres suite à la mise à jour d'octobre 1998, contenus à la pièce SCGM-1, doc. 2, page 12 de 12.

¹³ Décision D-94-52, page 12.

Quant à l'intérêt du programme pour l'ensemble de la clientèle de SCGM, la Régie l'avait reconnu :

“Cette flexibilité, selon la Régie, est dans l'intérêt de l'ensemble des consommateurs de gaz naturel puisqu'elle pourrait prévenir une hausse tarifaire qui, selon les pertes de volumes appréhendés, pourrait s'avérer difficile à supporter pour les abonnés.”¹⁴

La preuve déposée par SCGM suite à la mise à jour établissait que les besoins en rabais tarifaire pourraient s'élever à près de 2,5 M\$ afin de préserver les revenus menacés de transport et distribution de 6,4 M\$ (soit 1,44 Bcf).¹⁵

c) Approbation de la politique d'interruption en service interruptible

SCGM a déjà une politique écrite concernant les interruptions, laquelle est mise à jour chaque année et est envoyée à tous les clients en service interruptible (SCGM-18, doc. 1, page 29 de 33, lignes 19 à 23).

À la suite de la décision D-97-43 de la Régie, SCGM a soumis, en la présente instance, un texte révisé de cette politique d'interruption (SCGM-18, doc. 5).

Plus spécifiquement, le texte proposé détaille les **circonstances** au cours desquelles se produisent les interruptions :

“Les circonstances d'interruption décrites à notre nouvelle politique d'interruption ne sont pas différentes de celles décrites à notre ancienne politique. Il s'agit plutôt de l'ajout de la définition de chacune des raisons d'interruption, lesquelles sont les mêmes tant dans la nouvelle que dans l'ancienne politique.”

(SCGM-18, doc. 1.5, page 1 de 18)¹⁶

Il n'y a pas de modifications d'autre nature proposées dans le texte de la pièce SCGM-18, doc. 5.¹⁷

¹⁴ Décision D-94-52, page 349 du Recueil de décisions de la Régie du gaz naturel, 1er avril 1994 – 31 mars 1995.

¹⁵ SCGM-1, doc. 2, page 12 de 12.

¹⁶ Voir SCGM-18, doc. 1, page 30 de 33 pour ces définitions de circonstances ainsi que les pages 2 et 3 de SCGM-18, doc. 1.5.

¹⁷ Voir SCGM-18, doc. 1.6.

Nous soumettons donc que le texte proposé est clair et permet de rencontrer les objectifs d'information des clients interruptibles exigés par la Régie dans sa décision D-97-43, tout en permettant de respecter les impératifs de flexibilité requise pour rendre les services désirés par la clientèle en matière d'approvisionnements gaziers.¹⁸

De plus, afin d'informer efficacement toute la clientèle visée de SCGM, cette dernière propose d'inclure au texte du tarif 5, un avis de l'existence d'une telle politique écrite sur les interruptions et la possibilité pour tout client de l'obtenir.¹⁹

Enfin, la preuve soumise aux pages 30 à 33 de la pièce SCGM-18, doc. 1 répond à une autre préoccupation exprimée par la Régie dans la décision D-97-43, soit d'établir un mécanisme efficace de mise en marché de la capacité excédentaire.

En conclusion, nous soumettons que SCGM a répondu aux attentes de la Régie exprimées dans la décision D-97-43 et demandons l'application de la politique d'interruption soumise comme pièce SCGM-18, doc. 5.

d) Ratification du service de fourniture de gaz pour les clients des tarifs 4 et 5

Le texte des Tarifs de SCGM prévoyait déjà que les clients des tarifs 4 et 5 pouvaient se prévaloir du service de fourniture de gaz.

Cependant, dans les faits, ce service n'était pas offert. Or, dans la foulée de la décision de principe de la Régie sur l'éclatement des tarifs (D-98-05) et vu l'intérêt des clients concernés, SCGM propose de mettre en place ce service de fourniture de gaz pour les clients des tarifs 4 et 5 dès la mise en vigueur des tarifs 1998-1999.

Afin d'offrir ce service pour l'année courante, l'avis aux clients concernés, déposé sous la cote SCGM-18, doc. 4, pages 6, 7 et 10, a été utilisé. La preuve a montré que 29 clients des tarifs 4 et 5 avaient manifesté leur intention de se prévaloir du service de gaz de réseau pour des volumes projetés de $47\,307\,10^3\text{m}^3$.²⁰

En ce qui a trait aux modalités de l'offre aux clients visés et aux conditions d'application de ce service, SCGM a produit une preuve explicite sous la cote SCGM-18, doc. 1, pages 15 à 18 ainsi que des compléments d'information suite à des questions de l'ACIG. On retrouve ces précisions additionnelles à la pièce SCGM-18, doc. 1.3, pages 2 à 18.

¹⁸ Voir à ce sujet, l'exemple du programme d'optimisation du service interruptible et les réponses du témoin Gérard Forget aux pages 78 à 84 de la t.n.s. du 29 octobre 1998 (Q. et R. 102 à 198).

¹⁹ SCGM-18, doc. 1, page 29, ligne 25 à la page 30, ligne 7.

²⁰ SCGM-18, doc. 1.3, page 1 de 18.

En bref, les deux seules conditions importantes proposées pour l'application du service sont les suivantes :

“... le client doit aviser le distributeur au moins 6 mois à l'avance pour “entrer” ou “sortir” du service de fourniture de gaz ; le client doit avoir un contrat d'une durée de 12 mois ou d'un multiple de 12 mois.”

(SCGM-18, doc. 1, page 16, ligne 27 à page 17, ligne 1)

Ces conditions proposées entraînent de légères modifications au texte des tarifs afin de les prévoir.²¹

Nous soumettons donc que le service de fourniture de gaz pour les clients des tarifs 4 et 5, tel que proposé en l'instance, devrait être ratifié par la Régie puisqu'il répond aux besoins des clients concernés.

e) Approbation du tarif « nouvelle construction résidentielle »

Dès les décisions D-94-65 et D-95-54, la Régie du gaz naturel encourageait SCGM à tenter de percer le marché résidentiel malgré « l'abandon » en 1988 de ce marché par SCGM.

En effet, la Régie considérait alors qu'il était à l'avantage de l'ensemble de sa clientèle que SCGM diversifie la nature des volumes consommés en augmentant la part des clients résidentiels. La Régie croyait, à raison, qu'une augmentation à long terme de clients résidentiels permettrait à SCGM d'avoir des volumes moins vulnérables aux aléas économiques.²²

SCGM constate, elle aussi, que son réseau de distribution de gaz est dans une position unique en Amérique du Nord en ce qu'il n'est pas optimisé, notamment en raison de la faible part du marché résidentiel détenu par SCGM.

Le président de SCGM, Robert Tessier, déclarait d'ailleurs lors de son témoignage à l'audience :

“La conséquence par ailleurs de tout ça, c'est que le réseau qui a été mis en place n'est pas un réseau optimisé. On n'a pas des volumes de clientèle qui sont correspondants à ceux que l'on retrouve dans d'autres marchés. Et ce qui fait que les coûts de la distribution au Québec, et c'est un facteur qui est inéluctable, sont par ailleurs en moyenne vingt-cinq pour cent (25 %) plus élevés que ceux que l'on retrouve en Ontario, et ça atteint jusqu'à cinquante pour cent (50 %) dans le résidentiel, le tout évidemment étant directement subordonné au fait que nous n'avons pas les mêmes bases de clientèle

²¹ SCGM-18, doc. 1, pages 17 et 18.

²² Voir SCGM-3, doc. 3, page 13 de 13, lignes 9 à 19.

qui permettent... et la même nature et la même répartition de volume qui permettent d'optimiser le réseau de distribution et de faire des grandes économies d'échelle.

Nous avons cent cinquante millions (150 M) de clients. Consumers Gas a un million deux cent mille (1,2 M) résidentiels...

LE PRÉSIDENT :

Cent cinquante mille (150 000) clients... vous avez dit cent cinquante millions (150 M). C'était votre objectif sur cinq ans, c'est ça.

M. ROBERT TESSIER :

Ça serait bien, Monsieur le président.

LE PRÉSIDENT :

Je ne veux pas briser vos rêves, là...

M. ROBERT TESSIER :

Merci de me réveiller. Alors donc, c'est évidemment... et nous avons par définition, comme nous avons poussé notre pénétration surtout dans les secteurs industriels, nous avons un bilan comme compagnie très tronqué. Alors donc, une faible base résidentielle, très importante base industrielle. Mille (1000) clients, Monsieur le président, représentent soixante pour cent (60 %) de notre charge. Et ces mille (1000) clients-là, sauf quelques exceptions, sont j'allais dire « au deux », c'est-à-dire qu'ils peuvent du jour au lendemain prendre ou du pétrole ou du gaz, alors ce qui met évidemment le distributeur dans une situation j'allais dire de risque très différente de celle qui prévaut lorsque votre bilan est mieux réparti."

(t.n.s. du 22 octobre 1998, pages 24 à 26)

Or, au cours des dernières années, les consommateurs ont modifié certains de leurs comportements et recherchent beaucoup plus les avantages de confort et de fiabilité que procure le gaz naturel à domicile.²³

Ces changements du marché, conjugués à la crise du verglas de l'hiver 1998, offrent à SCGM et à sa clientèle existante, une opportunité sans pareil de finalement améliorer la position du gaz naturel dans le marché résidentiel.²⁴

De plus, comme le soulignait également M. R. Tessier, un distributeur de gaz comme SCGM a un rôle social important de permettre l'accès au gaz au plus grand nombre de personnes :

²³ SCGM-3, doc. 3, lignes 20 à 29.

²⁴ En ce qui a trait à l'intérêt marqué pour le gaz qu'a engendré la crise du verglas et la perte de confiance des Québécois en la fiabilité du réseau de distribution électrique, nous référons, entre autres, à SCGM-3, doc. 3.36.

“... je demande à la Régie et je vais essayer de vous convaincre de nous donner des moyens d'aller dans le résidentiel. Pourquoi aller dans le résidentiel ? Bien je pense que, dans une perspective d'ensemble, c'est nécessaire dans la perspective d'une économie et d'une société équilibrée de donner l'accès au gaz, de donner aux clients résidentiels l'option de pouvoir se brancher au gaz. Ça fait dix ans, Monsieur le président, que la compagnie avait progressivement négligé ce secteur sans l'abandonner complètement, mais négligé, devant la difficulté que présente évidemment le déplacement de la concurrence.

Aujourd'hui, les choses ont changé, ont changé d'une part parce qu'on le voit, on s'en rend compte tous les jours, l'énergie électrique est devenue plus rare. On se rend compte qu'un bilan très massivement relié, en particulier pour la chauffe, à une seule source peut présenter des éléments de vulnérabilité aux variations climatiques et autres. Alors donc, nous nous reconnaissons une responsabilité sociale comme compagnie parce que c'est je pense un des critères dans lequel doit se placer un distributeur réglementé d'offrir une énergie de choix, basée sur des considérations économiques, sécuritaires et aussi environnementales à nos clients.”

(Robert Tessier, t.n.s. du 22 octobre 1998, pages 30 et 31)

SCGM a donc établi des objectifs graduels et réalistes pour favoriser sa percée du marché résidentiel :

“Les objectifs de ventes annuelles pour les cinq prochaines années dans le résidentiel sont les suivants :

	1999	2000	2001	2002	2003
Unités résidentielles prévues	750	1 045	1 400	1 790	2 490

(SCGM-1, doc. 1.28)

Afin de rencontrer ces objectifs, SCGM a développé sa stratégie sur trois axes principaux :

- autonomie et ajout d'équipements chez la clientèle existante;
- conversion « sur réseau » de clients au mazout (100 000 clients potentiels); et
- pénétration des développements de nouvelles constructions résidentielles.²⁵

Nous discuterons plus loin dans cette argumentation des moyens requis pour que SCGM puisse accroître les conversions visant à densifier son réseau de distribution.

Nous traiterons plus particulièrement ici de la demande de SCGM pour la fixation par la Régie d'un tarif « nouvelle construction résidentielle ».

²⁵ Témoignage de Michel Roy, directeur, Marketing de SCGM, aux pages 222 à 225 de la t.n.s. du 22 octobre 1998 et pièce SCGM-3, doc. 3.33, page 6 de 8.

Cet outil tarifaire demandé vise à favoriser la percée du marché des nouveaux développements résidentiels.

En effet, afin d'optimiser ses infrastructures gazières, SCGM exige que les promoteurs immobiliers de développements résidentiels s'engagent, pour un projet donné, à ce que la totalité des unités construites soient chauffées et pourvues d'un chauffe-eau au gaz naturel.

Les coûts plus élevés de construction résultant de l'installation d'équipements au gaz (plutôt que l'installation d'un système à plinthes électriques) exigent que SCGM appuie financièrement les constructeurs.²⁶

Dans le cadre des projets pilotes menés à ce jour, SCGM a donc utilisé l'article 3.5 des Disposition générales des Tarifs pour exiger des acheteurs-utilisateurs de ces unités de nouvelle construction qu'ils paient une contribution tarifaire. Cette contribution permet, en effet, à SCGM d'atteindre un niveau plus acceptable de rentabilité et de compenser en grande partie l'aide financière accordée au promoteur immobilier.

Ce mécanisme exige toutefois la signature d'ententes contractuelles entre SCGM et le promoteur, entre le promoteur et l'acheteur de l'unité construite et enfin, entre SCGM et l'acheteur en question. Tel que les témoins de SCGM l'ont expliqué, cette façon de faire est difficile d'application et nuit à l'aspect « marketing » du gaz naturel dans le marché résidentiel.²⁷

Considérant que l'article 3.5 des Dispositions générales des Tarifs permet déjà d'exiger d'un client une contribution pour des investissements non-justifiables économiquement pour le desservir, SCGM propose, en l'instance, d'institutionnaliser cette contribution dans un tarif « nouvelle construction résidentielle » :

“... nous appliquerions à tous clients résidentiels se trouvant dans un projet de nouvelle construction résidentielle clairement identifié et nécessitant une extension de réseau, un tarif pour le développement du réseau au résidentiel. Ce tarif serait en fait le tarif 1 général auquel un multiplicateur de 1.35 serait appliqué (voir pour plus de détails, le témoignage sur la proposition tarifaire de SCGM à la section SCGM 17, document 1). Ce tarif serait fixé et chargé pour les 5 premières années de consommation à l'adresse de service.”

(SCGM-3, doc. 3, page 12 de 13, lignes 10 à 16)

Les témoins Sylvie Desrochers, Sylvie Durand et Lyne Mercier, du service de la Tarification de SCGM, ont expliqué pourquoi et comment le tarif « nouvelle construction

²⁶ Voir aux sujets des coûts supplémentaires d'environ 2 500 \$ par unité, la pièce SCGM-3, doc. 3.24.

²⁷ Voir témoignage de Michel Roy, t.n.s. du 22 octobre 1998, page 228 et SCGM-3, doc. 3, page 11 de 13.

résidentielle » a été intégré à la structure tarifaire déjà existante du tarif 1 en majorant tout simplement les taux unitaires du tarif 1 par le multiplicateur de 1,35.²⁸

Quant à la détermination du multiplicateur de 1,35, il a été calculé en comparant les prix de transport et de distribution du tarif 1, général, aux prix que paierait un client à l'électricité, réduit de l'équivalent du prix de la marchandise gaz.²⁹

En effet, compte tenu que l'électricité est la seule concurrence réelle dans le secteur de la nouvelle construction résidentielle, SCGM a comparé l'avantage concurrentiel du gaz naturel par rapport à l'électricité.³⁰

Le client qui paierait le tarif « nouvelle construction résidentielle » ne serait donc pas pénalisé par rapport à ce qu'il paierait à l'électricité, tout en profitant d'équipements de valeur supérieure dans son habitation et des avantages de confort et de fiabilité du gaz naturel.

En ce qui a trait au multiplicateur de 1,35 et de son application constante qui est proposée par SCGM (plutôt qu'un montant en cents par mètre cube variable au cours des cinq années), les témoins de SCGM ont expliqué qu'il importait en la matière de développer une tarification simple et d'application constante afin de répondre aux besoins de planification de la clientèle :

“266 R. Ce qui est plus important, c'est d'avoir un prix qui va être connu pour les clients. Si on commence à ajuster à tous les mois sa facture parce que le prix du gaz a baissé ou il a monté, puis j'ajuste le un point trente-cinq (1,35), on n'ajuste pas les tarifs de nos autres clients quand le prix du gaz change, il n'est pas dans notre intention de changer le prix de ces clients-là non plus.

...

267 R. Quand on signe une entente avec le client, le client s'engage avec des prix et il prend sa décision sur ça. L'inverse serait aussi vrai : si le prix de la marchandise devait baisser, est-ce que je devrais ajuster mon... ramener le tarif à un point trente-cinq (1,35) fois? Je pense que l'engagement que prend le client quand il investit dans une maison, c'est pour du moyen et du long terme, alors, il considère, il va prendre sa décision sur la base que le tarif, il le connaît, c'est celui-là. Et celui-là va être là pendant cinq ans.”

(t.n.s. du 23 octobre 1998 (avant-midi), pages 128 et 129, aux réponses 266 et 267 de Michel Roy)

Le témoin Lyne Mercier, chef de service de la Tarification de SCGM, rappelait de plus que les montants de contribution obtenus par l'application de ce multiplicateur de 1,35 étaient ceux permettant la réalisation de la percée du « nouveau résidentiel » :

²⁸ Voir SCGM-17, doc. 1, page 11 de 24.

²⁹ Voir SCGM-17, doc. 1, page 11 de 24, ligne 25 à page 12, ligne 10.

³⁰ Voir SCGM-3, doc. 3, page 12 de 13, lignes 1 à 7 et SCGM-3, doc. 3.5 a).

“... puis le Marketing a jugé que c'était le niveau qu'ils avaient besoin aujourd'hui pour rentabiliser, c'était ce trente-cinq pour cent (35 %)-là. Alors, c'est ce qu'ils visaient pour rentabiliser, alors tout ça mis en compte, c'est ça qui justifie la proposition.”

(t.n.s. du 6 novembre 1998, page 78, réponse 105)

Soulignons que l'application pratique de ce nouveau tarif proposé a fait l'objet de demandes d'information complémentaire avant et au cours des audiences.

Les pièces SCGM-3, doc. 3.19 et 3.20 résument bien certaines des préoccupations des intervenants et de la Régie :

“Ce nouveau tarif s'appliquerait uniquement aux clients résidentiels, se trouvant dans un projet de nouvelle construction résidentielle nécessitant une extension de réseau. (Voir SCGM, document. 3, page 12, lignes 10 à 13). Il ne s'appliquerait pas à la densification des réseaux ni à des clients résidentiels qui demanderaient un raccordement. (D'ailleurs, il est à peu près impossible qu'un seul client justifie une extension de conduite; il faut généralement plusieurs clients).”

(Réponse de SCGM-3, doc. 3.19)

“Ce tarif exclurait le recours à l'article 3.5 pour les clients visés, c'est-à-dire les clients résidentiels se trouvant dans un projet de développement bien spécifique et nécessitant une extension de réseau. Pour les autres clients résidentiels, commerciaux, institutionnels ou industriels, l'article 3.5 continuerait à s'appliquer lorsque requis.”

(Réponse de SCGM-3, doc. 3.20)

Enfin, nous croyons primordial de rappeler que ce tarif « nouvelle construction résidentielle » n'étant que l'institutionnalisation de la contribution tarifaire additionnelle déjà permise par l'article 3.5 des Dispositions générales des Tarifs³¹, la Régie du gaz naturel avait déjà tenu une audience spécifique pour débattre du bien-fondé de cette contribution et de son intérêt pour l'ensemble de la clientèle de SCGM.

Dans la décision D-93-45, la Régie avait conclu, entre autres, ce qui suit quant à l'article 3.4 de l'époque (devenu par la suite d'une renumérotation, l'article 3.5 actuel) :

“Par ailleurs, la Régie croit nécessaires, justes et raisonnables les dispositions de l'article 3.4 des Tarifs puisque le nouveau consommateur ne paie que pour sa part des coûts qui, autrement, devrait être assumée par l'ensemble de la clientèle existante. De plus, ce consommateur a le loisir, en vertu des articles 19,3 et 39 ou de l'article 54 de la Loi, d'en appeler à la Régie s'il ne peut s'entendre avec un distributeur ou s'il croit, par exemple, que les coûts exigés par un distributeur sont prohibitifs et/ou discriminatoires.

³¹ L'article 3.5 se lit présentement comme suit : « Lorsque les revenus générés par un nouveau client ne permettent pas au distributeur de rentabiliser ses investissements aux conditions approuvées par la Régie, le distributeur peut lui demander une contribution payable avant le début des travaux ou récupérée sur la durée du contrat. À défaut d'entente, le client peut recourir à la Régie. »

La Régie est donc d'avis que la contribution d'un consommateur à des immobilisations non-rentables pour le desservir est dans l'intérêt de celui-ci et de l'ensemble des consommateurs de gaz naturel dans la franchise du distributeur et que l'application par le distributeur de l'article 3.4 des Dispositions générales des tarifs permet d'éviter que le montant de l'interfinancement ne s'accroisse."

(à la page 178 de D-93-45, rapporté dans le Recueil de décisions de la Régie du gaz naturel du 1er avril 1993 – 31 mars 1994)

Cette reconnaissance de l'intérêt d'un tel mécanisme pour l'ensemble de la clientèle nous apparaît d'ailleurs aller à l'encontre des propos du témoin de la FNACQ, Mark Drazen. Ce dernier suggérerait que le développement résidentiel envisagé par SCGM se fasse aux frais des associés. Selon ce témoin, les risques seraient à la charge exclusive des associés, mais les gains éventuels seraient au bénéfice de l'ensemble de la clientèle !

En d'autres mots : « Pile, je gagne. Face, tu perds ! »

Nous soumettons à la Régie qu'il y a lieu de s'interroger sur le sérieux d'une telle proposition de la part d'un « expert » en réglementation économique de monopole.

Il est pertinent de citer, à cet égard, certaines parties de l'article fondamental de *la Loi sur la Régie de l'énergie* en matière de fixation des tarifs :

"49. Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif, la Régie doit notamment:

- 1° établir la base de tarification d'un distributeur en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation des équipements de production d'électricité, d'un réseau de transport ou de distribution ainsi que des dépenses non amorties de recherche et de développement et de mise en marché, des programmes commerciaux, des frais de premier établissement et du fonds de roulement requis pour l'exploitation de ces équipements et de ces réseaux;
- 2° déterminer les montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service du distributeur incluant notamment les coûts d'approvisionnement;
- ...
- 6° tenir compte des coûts de service du distributeur, des risques différents inhérents à chaque catégorie de consommateurs, de la concurrence entre les formes d'énergie et de l'équité entre les classes de tarifs;"

En conclusion, SCGM demande à la Régie d'autoriser l'application de ce nouveau tarif dans tous les projets d'extension de réseau nécessaire à la desserte de la nouvelle construction résidentielle.

f) Approbation du mécanisme d'ajustement mensuel du prix du gaz de compression

À la suite de la décision de principe de la Régie sur l'éclatement des tarifs (D-98-05), SCGM a tenté de mettre en place le plus rapidement possible, les quatre services éclatés prévus, dont le service de gaz de compression.

Lors du dépôt original du dossier tarifaire en mai 1998, SCGM avait proposé l'instauration du service de gaz de compression en prévoyant que la compensation des clients ayant opté pour fournir leur propre gaz de compression se fasse par le moyen d'un crédit équivalent au coût du gaz de compression compris dans les tarifs de transport et de distribution. La Régie a autorisé provisoirement cette façon de faire dans sa décision partielle D-98-62.

Toutefois, la Régie demandait à SCGM de tenir un suivi mensuel de ce service et d'en rendre compte dès la phase II de la présente cause tarifaire 1999.³²

De plus, lors de la phase I, l'intervenante représentant les clients principalement intéressés par ce service (l'ACIG) avait posé de nombreuses questions à SCGM afin de savoir s'il n'était pas possible d'offrir plus rapidement un réel service de gaz de compression « éclaté ».

L'ACIG envisageait principalement une tarification distincte pour le service du gaz de compression offert par le distributeur et un mécanisme d'ajustement mensuel du prix du gaz de compression. Ce dernier mécanisme devait s'inspirer de ce qui existait déjà pour le gaz de réseau.³³

L'intérêt des clients pour accéder rapidement à ce service totalement « éclaté » et le temps accordé aux spécialistes internes de SCGM en matière de tarification, vu la date tardive pour entendre la phase II de la cause tarifaire 1999, ont incité SCGM à analyser la possibilité de mettre en place dès le 1er octobre 1998 ce service totalement « éclaté ».

Au surplus, le délai entre le dépôt de la requête tarifaire originale (mai 1998) et l'audition du mois d'octobre 1998 a, évidemment, entraîné l'amendement des données de cette requête.

La projection du prix du gaz naturel pour l'exercice 1999 a, entre autres, été révisée de 2,10\$/GJ à 2,65\$/GJ.³⁴ Cette révision de la prévision du prix du gaz aurait entraîné

³² Voir cinquième conclusion de la page 8 de la décision D-98-62.

³³ Il importe de noter que le mécanisme proposé par SCGM en l'instance reflète ces souhaits des clients.

³⁴ Voir notamment pour les motifs au soutien de cette majoration, la pièce SCGM-3, document 1.7, page 2 de 3. On y explique le passage de la prévision moyenne des analystes étudiant les données fondamentales de l'offre et de la demande du gaz naturel (2,10\$/GJ en mai 1998) à une prévision de 2,65\$/GJ, reflétant les anticipations comprises dans les prix qui prévalent pour l'exercice 1999 selon le témoin Johanne Paquin. On peut lire plus amplement ses propos à cet égard aux pages 195 à 200 de la t.n.s. du 22 octobre 1998.

normalement une révision équivalente du prix du gaz de compression de 2,22\$/GJ (SCGM-18, doc. 19) à 2,76\$/GJ (SCGM-18, doc. 7.1).

Cependant, pour rencontrer les attentes des clients en matière de services éclatés et afin d'éviter de surfacturer les clients dans l'éventualité où les données fondamentales reprendraient le dessus sur les anticipations du marché³⁵, SCGM propose à la Régie d'approuver le mécanisme d'ajustement mensuel du prix du gaz de compression décrit plus amplement dans la preuve en chef des témoins Sylvie Desrochers et Normand Stevenson (SCGM-18, doc. 7).

La preuve a démontré clairement que le mécanisme proposé par SCGM répondait aux attentes des clients concernés.

Le témoin Pierre Darche, entendu à la demande de l'ACIG, disait en effet :

"R5 Pour les raisons relatées plus en détails ci-après, l'ACIG, y compris évidemment la société Noranda Inc., n'éprouve aucun problème particulier avec la proposition de Gaz Métro d'offrir un tarif distinct pour le gaz de compression qui, jusqu'à ce jour, était inclus dans ses tarifs de transport et distribution. L'ACIG ne s'objecte pas non plus au principe de mettre su pied un mécanisme d'ajustement mensuel du prix du gaz de compression afin que le tarif affiché par Gaz Métro pour ce service reflète les fluctuations dans le coût réel de la marchandise.

...

R17 Comme je l'ai signalé ci-dessus, l'ACIG est favorable à ce que le service du gaz de compression soit ségrégué totalement des tarifs TD et qu'un tarif particulier (avec un ligne séparée sur les factures) soit établi pour lui. L'ACIG est également favorable à la mise en place d'un mécanisme d'ajustement reflétant les fluctuations dans le coût réel du gaz de compression bien que les modalités précises de ce mécanisme demeurent à discuter."

(ACGI-41, doc. 1, pages 2 et 11)

Quant aux modalités sur lesquelles le témoin Darche s'interrogeait au départ, il a finalement indiqué à l'audience qu'il avait été rassuré quant au bien-fondé des propositions de SCGM. Il appuyait donc la demande de SCGM d'instaurer ce mécanisme :

"191 Q. Et c'est ça. Je pense que, postérieurement à votre témoignage écrit, vous avez eu d'autres informations. Pourriez-vous nous expliquer un peu?

R. Oui. Récemment, il y a quelques semaines, lors d'une séance ici, j'ai rencontré des représentants de Gaz Métro et on a discuté ensemble. Et ils ont éclairci la position de Gaz Métro. Et je n'ai plus d'inquiétude ou de problème avec le mécanisme d'ajustement d'inventaire. Je pense que ça simplifie la facturation. Parce que ça va être pour les clients où le gaz de compression est fourni par Gaz Métro. Donc ça va être surtout pour les plus petits clients et non pour les grands clients. Et ces clients-

³⁵ Voir SCGM-3, doc. 1.7

là, je pense que c'est important que ce soit le plus simple possible. Et ça va être le cas, je crois."

(t.n.s. du 10 novembre 1998, pages 226 et 227, Q. et R. 191)

Le mécanisme d'ajustement mensuel du prix du gaz de compression proposé au 1er octobre 1998 permettrait de mieux refléter la réalité des prix se rapportant à ce service et, en ce sens, de mieux s'adapter au marché. Conséquemment, le service de gaz de compression répondrait aux désirs des clients d'avoir une tarification distincte (« éclatée ») de ce service.

Mentionnons toutefois que si le mécanisme d'ajustement mensuel du prix du gaz de compression n'était pas mis en place dès le 1er octobre 1998, la demande tarifaire de SCGM pour l'année-témoin 1999 serait alors **majorée** de 7 302 000 \$³⁶.

³⁶ SCGM-1, doc. 2, page 7 de 12 et SCGM-2, doc. 2, page 3.

III. Projection des ventes et plan de développement

a) Volumes projetés

Tel que décrit précédemment, SCGM anticipait déjà, lors du dépôt du dossier tarifaire original en mai 1998, que le contexte énergétique et la situation concurrentielle du gaz naturel serait difficile pour l'exercice 1999.

L'évolution de la situation jusqu'à la date des audiences de la phase II de la présente cause tarifaire a forcé SCGM à réviser ses prévisions originales vu la détérioration encore plus prononcée de cette situation concurrentielle.

Le témoin Johanne Paquin a expliqué l'incertitude économique qui s'était développée entre les mois de mai et octobre 1998³⁷.

De plus, la chute plus prononcée qu'anticipée des prix du mazout et des produits pétroliers, conjuguée à la montée imprévue des prix du gaz naturel (d'une prévision de 2,10\$/GJ à 2,65\$/GJ pour l'exercice 1999), ont évidemment eu pour résultat d'assombrir l'horizon 1998-1999 pour SCGM.

Conséquemment, SCGM a dû réviser certaines des données comprises à son dossier tarifaire original pour refléter cette détérioration de la situation concurrentielle³⁸.

Un des éléments forcément affecté négativement a été la prévision des retraits de gaz pour l'exercice 1999³⁹.

À la suite de la mise à jour d'octobre 1998, l'objectif des retraits pour 1998-1999 a été révisé à 225,2 Bcf, avant interruptions.

Il s'agissait d'une baisse de 13,5 Bcf par rapport au dossier original (SCGM-3, doc. 2, page 35 de 37). La preuve a démontré que ce sont surtout des baisses de volumes auprès de la clientèle grande entreprise qui expliquent cette diminution des retraits prévus (13,4 Bcf sur 13,5 Bcf).

³⁷ On n'a qu'à penser à la chute dramatique du dollar canadien par rapport à la devise américaine (SCGM-3, doc. 1.5).

³⁸ Voir spécifiquement la pièce SCGM-1, doc. 2 faisant le résumé des révisions les plus importantes pour les fins du présent dossier.

³⁹ Voir à cet égard, les explications plus détaillées à la pièce SCGM-1, doc. 2, pages 10 à 12.

Après interruptions, SCGM prévoit donc des ventes totales de l'ordre de 218,8 Bcf dans sa franchise (voir pièces SCGM-1, doc. 2, page 4 de 12 et SCGM-2, doc. 5.1)⁴⁰.

b) Plan de développement

SCGM entend maintenir et accroître sa présence auprès de ses clients existants et poursuivre le développement des marchés du commercial, institutionnel, industriel de même que le secteur des grandes entreprises au cours de l'exercice 1999⁴¹.

SCGM entend évidemment se concentrer sur le développement sur réseau et réaliser certaines extensions de réseau rentables.

Par ailleurs, et comme mentionné à la pièce SCGM-1, doc. 2 (page 4, ligne 24 à page 5, ligne 1) les témoins de SCGM sur le développement de marché ont confirmé que malgré la situation très difficile anticipée pour 1999, ils entendaient conserver les objectifs de nouvelles ventes présentés au dossier tarifaire original.

Conséquemment, SCGM prévoit conclure de nouvelles ententes dans le marché petit et moyen débits pour un volume total de 3,5 Bcf⁴².

Quant aux ventes grandes entreprises, SCGM prévoit, au cours de l'année 1998-1999, des nouvelles ventes de 7,2 Bcf. Le détail de ce qu'envisagé se retrouve à la page 30 de 37 de la pièce SCGM-3, doc. 2.

Ces 10,7 Bcf de nouvelles ventes pour l'exercice 1999 entraîneront des investissements requis de l'ordre de 66 946 000 \$.

Tel que détaillé plus amplement au tableau de la page 34 de 37 de la pièce SCGM-3, doc. 2 (et repris par le témoin M. Roy dans sa présentation à la page 5 de 6 de SCGM-3, doc. 2.56), ce plan de développement sera très rentable et aura un impact à la baisse sur les tarifs, le tout au bénéfice de l'ensemble de la clientèle de SCGM.

⁴⁰ Pour plus de détails sur les prévisions originales et sur les facteurs sous-jacents à ces prévisions de retraits pour l'exercice 1999, on référera à SCGM-3, doc. 2, pages 19 à 35 et ce, tant pour le petit et moyen débits que pour les ventes grandes entreprises.

⁴¹ Témoignage de Michel Roy, SCGM-3, doc. 2.56, page 4 de 6.

⁴² SCGM-3, doc. 2, page 21 de 37.

c) Revenus des ventes projetés aux tarifs 1997-1998

Mme Carole Perron, directrice, Comptabilité et budgets chez SCGM, a témoigné afin de produire et expliquer la pièce SCGM-4, doc. 1.

Elle résumait ainsi cette pièce :

“221 R. ...

Donc, la première partie de cette pièce-là qui est transport et distribution donc, donne les volumes prévus être vendus, multipliés par les tarifs en vigueur au moment du dépôt du dossier, donc, la grille tarifaire effective durant l'année se terminant le trente (30) septembre quatre-vingt-dix-huit (98).

Et, dans la deuxième partie de la pièce, vous avez les revenus de ventes de marchandises qui ont été mis ici à jour pour refléter le prix là de deux et soixante-cinq du gigajoule (2,65 ¢/GJ), ce qui donne, si on regarde au bout de la colonne, de la marchandise de cinq cent quatre-vingt-dix sept millions cent mille pour un total de ventes de gaz de un milliard deux cent quatre-vingt-huit millions (1 288 000 000 \$).

...”

(t.n.s. du 30 octobre 1998, pages 153 et 154)

On pourra donc constater à ladite pièce qu'après la dernière révision du dossier tarifaire, SCGM réaliserait des revenus de 1 288 793 000 \$, en appliquant sur les volumes de ventes projetés pour l'année-témoin 1999, le taux des tarifs effectifs au 1er octobre 1997.

IV. Coûts des approvisionnements gaziers et dépenses

a) Coûts projetés des approvisionnements gaziers

Le témoignage de Gérard Forget, directeur des Approvisionnements gaziers de SCGM, a porté sur le plan d'approvisionnement gazier et le coût du gaz prévu par SCGM pour l'année-témoin 1999.

Sa preuve en chef écrite a été produite sous la cote SCGM-5, doc. 1 et portait, notamment, sur chacune des composantes du coût des approvisionnements gaziers⁴³.

Le coût moyen de la marchandise gaz de réseau est projeté à 2,65\$/GJ pour l'exercice 1999 et a fait l'objet d'une preuve détaillée de Mme Johanne Paquin (dont nous discutons ailleurs au présent document).

Quant aux autres items (entreposage et transport), les coûts projetés de ceux-ci se retrouvent détaillés à la pièce SCGM-5, doc. 8.

Le coût total projeté pour l'exercice 1999 des approvisionnements gaziers (marchandise, transport et entreposage) est de 892 497 000 \$. Ce coût total est évidemment celui prévu en autant que le mécanisme d'ajustement mensuel du prix du gaz de compression est approuvé par la Régie en la présente instance.

À défaut par SCGM d'obtenir cette approbation, le coût projeté des approvisionnements gaziers serait alors de 900 552 000 \$⁴⁴.

En bref, le plan d'approvisionnements gaziers présenté par le témoin G. Forget pour l'exercice 1999 n'est pas vraiment différent de celui des dernières années :

“... si ce n'est que Gaz Métropolitain a contracté une capacité additionnelle sur le réseau de transport de TransCanada Pipelines pour une capacité de 33.7 Mmpc par jour qui doit débiter le premier (1er) novembre quatre-vingt-dix-huit (98), qui amène la capacité totale de Gaz Métropolitain à 220.6 Bcf par année comparativement à 209.3 Bcf par année les années dernières.

⁴³ Le témoin a aussi traité du budget additionnel de 400 000 \$ requis pour procéder à la revue du portefeuille d'approvisionnements gaziers. Nous discutons plus amplement de ce sujet à la section des dépenses d'exploitation ci-après.

⁴⁴ SCGM-2, doc. 2, page 3 de 3, ligne 5, colonne 17 (à comparer au 892 497 000 \$ de SCGM-2, doc. 2, page 2 de 3, ligne 5, colonne 17).

Autre événement particulier, la mise en service de l'entreposage souterrain au Québec à Saint-Flavien, mise en service qui va permettre à Gaz Métropolitain de pouvoir soutirer .8 Bcf de capacité de gaz. Je vous rappelle que c'est une mise en service progressive. Les capacités vont être réajustées au cours des prochaines années."

(témoignage de Gérard Forget, t.n.s. du 29 octobre 1998, pages 17 et 18)

À l'audience, le témoin Forget a également présenté la mise à jour de la preuve concernant le plan d'approvisionnement révisé suite à la révision du dossier tarifaire d'octobre 1998. Il a confirmé que les outils étaient essentiellement demeurés les mêmes mais que la baisse importante de la demande avait entraîné une réduction importante des interruptions prévues pour l'hiver (voir à ce sujet les explications du témoin aux pages 21 et 22 de la t.n.s. du 29 octobre 1998 et la pièce SCGM-5, doc. 3 qui concilie les chiffres du dossier tarifaire original et ceux de la mise à jour d'octobre 1998).

b) Dépenses d'exploitation

i) Ajustement du budget 1998 dû à l'inflation

Le témoin Carole Perron, directrice, Comptabilité et budgets de SCGM, a présenté à la Régie la preuve en chef de SCGM sur les dépenses d'exploitation prévues au budget 1999.

La pièce SCGM-7, doc. 1, passait en revue les faits saillants du budget présenté. Nous verrons dans les sections suivantes la preuve soumise au soutien des demandes de budget additionnel de SCGM relatives à divers éléments spécifiques nouveaux.

Cependant, du témoignage de C. Perron, il importe de retenir que le budget 1999 des dépenses d'exploitation a été préparé globalement à partir du budget de 1998⁴⁵.

C'est ainsi que le budget 1998 prévu de 100 M\$, a été majoré du montant de l'inflation, tel que prévu au dossier pour l'exercice 1999 (soit 1,7 %, voir SCGM-3, doc. 1, page 3 de 9, ligne 9).

Or, un tel résultat apparaît des plus raisonnables considérant que la preuve a été faite que SCGM a absorbé la totalité de l'inflation depuis 1995 au chapitre des dépenses d'exploitation.

La pièce SCGM-1, doc. 1.6 a) est des plus éloquentes à cet égard. On y voit que le montant prévu pour l'exercice 1999 au chapitre des dépenses d'exploitation est à peu

⁴⁵ Le résumé du budget 1999 présenté se retrouve aux pièces SCGM-7, doc. 2 et SCGM-7, doc. 6.

près égal au montant à ce titre pour l'année 1995 (le tout en dollars courants) et ce, malgré l'accroissement du réseau.

Le témoin C. Perron confirmait à l'audience cette gestion des plus serrées des dépenses d'exploitation par SCGM au cours des années 1990 (voir page 189 de la t.n.s. du 30 octobre 1998).

ii) Salaires et avantages sociaux

Une portion importante des dépenses d'exploitation se retrouve évidemment au chapitre des salaires et avantages sociaux. Tel que mentionné à la section précédente, SCGM a réussi au cours des années 1990 à réduire, en termes réels, ses dépenses d'exploitation malgré l'inflation inévitable des salaires.

Pour l'exercice 1999, SCGM entend majorer les salaires de ses employés de 1,7 % en moyenne⁴⁶, soit le taux d'inflation prévu. Or, cette majoration devrait positionner la rémunération de SCGM en bas du marché selon la preuve de M. Edward Doucet, directeur, Rémunération et avantages sociaux de SCGM. E. Doucet a d'ailleurs produit à l'audience, une étude du Conference Board du Canada portant sur la rémunération accordée par les entreprises au pays. Cette étude, produite sous la cote SCGM-7, doc. 1.12, fait état de prévisions d'augmentation des salaires de l'ordre de 3,50 % en moyenne pour l'année 1999⁴⁷.

Cette constatation du positionnement en dessous du marché de la rémunération de SCGM avait été aussi présentée en réponse à certaines questions écrites des intervenants, dont la pièce SCGM-7, doc. 1.2 a) qui rapportait les résultats d'études comparatives à ce sujet.

Par ailleurs, E. Doucet a aussi amplement expliqué la raison d'être du programme de rémunération incitative des cadres de SCGM⁴⁸.

E. Doucet a rappelé que la tendance du marché au niveau de la rémunération visait à accroître la partie variable (bonification) de cette rémunération afin d'inciter le personnel à être plus performant et efficace. Cette portion variable de la rémunération est évidemment considérée dans l'analyse comparative de rémunération globale avec le marché :

⁴⁶ Une majoration de 2,0 % est toutefois prévue à la convention collective applicable pour les employés à l'heure (SCGM-7, doc. 1, page 2, ligne 15).

⁴⁷ Voir témoignage de M. Doucet, t.n.s. du 5 novembre 1998, pages 28 à 30.

⁴⁸ Voir pages 21 à 28 de la t.n.s. du 5 novembre 1998.

“Historiquement, les montants qui ont été versés en moyenne sont de l'ordre de huit pour cent (8 %), ce qui est comparable à ce qu'on trouve dans des entreprises qui offrent ce genre de régime de rémunération variable ou rémunération incitative.”

(Edward Doucet, t.n.s. du 5 novembre 1998, page 22)

Conséquemment, SCGM soumet que les coûts de ces « bonis » (ou portion variable de la rémunération) doivent faire partie des dépenses d'exploitation de SCGM⁴⁹, tout comme les salaires de base⁵⁰.

Le témoin E. Doucet a également fourni les explications requises pour justifier l'augmentation de 300 000 \$ supplémentaires au chapitre des avantages sociaux pour l'exercice 1999.

Ces besoins additionnels ne sont, en effet, que le reflet de l'augmentation des coûts de santé malgré les efforts de SCGM depuis les dernières années pour limiter ces hausses des coûts d'assurance-santé⁵¹.

Enfin, si la preuve a démontré que SCGM en faisait aujourd'hui plus avec moins en termes de dépenses d'exploitation, la preuve a également été faite que les services accrus rendus par SCGM l'étaient avec un nombre semblable d'employés.

Les pièces SCGM-6, doc. 2.2 et SCGM-7, doc. 1.15 ont illustré que le nombre d'employés affectés à l'exploitation au 30 septembre de chaque année pouvait varier selon l'allocation des ressources entre les activités d'exploitation et celles reliées aux immobilisations. Les témoins Pierre Despars et Carole Perron de SCGM ont expliqué plus amplement à l'audience du 12 novembre 1998 que cette répartition variait mensuellement. Il faut donc comparer le nombre moyen d'employés affectés à l'exploitation pour une année donnée ainsi que le nombre total d'employés de SCGM (soit exploitation et immobilisations). À titre d'exemple, la preuve a montré que le nombre moyen d'employés affectés à l'exploitation pour les années 1997 et 1998 est resté similaire (1 070,5 versus 1 074,1)⁵². Quant au nombre total d'employés de SCGM pour ces deux années, il est quasi identique (1 191 pour 1997 et 1 192 pour 1998).

⁴⁹ Voir sur le traitement réglementaire des « bonis », les pages 4 et 5 de SCGM-7, doc. 1 et SCGM-7, doc. 1.2 b).

⁵⁰ À ce titre, on se souviendra de l'explication de E. Doucet à l'effet que le salaire fixe était plus élevé que la portion de base actuelle avant l'instauration du programme de rémunération incitative des cadres au 1er janvier 1994.

⁵¹ Voir t.n.s. du 5 novembre 1998, pages 30 à 33.

⁵² Voir pages 3 et 4 de SCGM-6, doc. 2.2.

De plus, comme l'a expliqué le témoin André Gougeon, vice-président, Exploitation, à l'aide de la pièce SCGM-16, doc. 6, SCGM a vu son réseau s'agrandir de façon importante depuis 1992-1993 et ce, de façon périphérique. Cet agrandissement du territoire ainsi desservi par SCGM l'a forcément amené à améliorer grandement sa performance pour être en mesure d'offrir le même service de qualité avec le même nombre d'employés et des dépenses d'exploitation moindres en termes réels.

iii) Développement résidentiel

Nous avons traité précédemment de l'importance pour SCGM et l'ensemble de sa clientèle de saisir l'opportunité présentement offerte de développer et d'accroître la part du marché résidentiel détenu par SCGM⁵³.

Nous avons discuté des moyens pris pour percer le marché des nouveaux développements résidentiels (tarif « nouvelle construction résidentielle »).

Or, tant pour soutenir cet axe de développement (avec des ressources adéquates auprès des promoteurs immobiliers) que pour rencontrer les objectifs des deux autres créneaux identifiés (ajout d'équipements chez la clientèle existante et conversion des clients potentiels mazout « sur réseau »), SCGM a présenté une demande spécifique

⁵³ Un autre aspect intéressant du développement résidentiel projeté par SCGM sur lequel certains intervenants se sont penchés, concernait le remplacement du mazout que cela entraînerait. Ce déplacement du mazout se ferait même indirectement dans la nouvelle construction résidentielle vu la provenance de l'électricité marginale ainsi produite et consommée :

“69 Q. ... mais de façon générale, à votre avis, allez-vous déplacer plus d'huile que d'hydroélectricité?”

R. Prenons-le différemment. D'abord, on ne déplace pas d'hydroélectricité, si vous voulez mon point de vue là, je veux dire la réalité énergétique du Québec a fait en sorte que si vous regardez aujourd'hui avec quoi on produit et d'où on prend notre énergie, il n'y a pas d'eau qui passe par-dessus les barrages, et on n'est pas prêt d'en voir.

Je veux dire, comme société, pour un certain temps, à moins qu'il se mette à pleuvoir sérieusement, on va être amenés à utiliser, comme moyen de fabriquer de l'électricité, de l'énergie fossile et quant à moi, je veux dire au rythme où je vais pénétrer le résidentiel, je peux vous dire que juste pour fermer une chaudière à Tracy, à ce moment-là j'aurai un succès vraiment phénoménal. Alors...

Q. Ça va, c'est tout.”

(réponses de Robert Tessier à des questions de Jean-Pierre Drapeau du GRAME-UDD, t.n.s. du 22 octobre 1998, page 82)

Ces intervenants ont d'ailleurs confirmé les propos de R. Tessier quant à l'utilisation de la centrale de Tracy et ce, dans la pièce GRAME-5, lettre de J.-P. Drapeau du 9 novembre 1998, où il écrit à la page 2 :

“En 1998, la centrale Tracy verra sa production augmenter de façon importante, mais cela est dû au fait que le coût du mazout est relativement faible.”

des montants de dépenses d'exploitation qu'elle requiert pour mener à bien ces objectifs de développement résidentiel.

En effet, il faut bien le comprendre, des ressources additionnelles doivent être consacrées à positionner le gaz, à sensibiliser les agents concernés (constructeurs, municipalités, associations), à développer des offres commerciales intégrées, à organiser la force de vente, à former et encadrer les installateurs, etc.

Le président de SCGM, M. Robert Tessier, était d'ailleurs explicite quant aux besoins d'investissements et de ressources additionnelles pour une entreprise en croissance comme SCGM :

"Il faut donc reconstruire, évidemment c'est un investissement, Monsieur le président, parce qu'il faut reconstruire une offre. C'est évident que, dans les premières années, les prix de rentrer, de rentrer de nouveau dans ce marché, vont amener un amortissement sur une assez longue période, période que je compte raccourcir justement en ayant une offre plus forte que celle sur laquelle nos statistiques sont basées et des coûts d'installation, de service aussi qui soient plus bas.

Alors, il faut repositionner le produit, Monsieur le président, parce que le gaz au Québec, quand vous faites un sondage à l'échelle du Canada, vous avez des taux de réponse extrêmement élevés lorsque le gaz est présent, qu'est-ce que vous allez choisir pour chauffer. Au Canada, on prend le gaz, ça ne se pose même pas. Ici, c'est différent. Alors, il faut repositionner le produit. Il y a eu tellement de publicité massive de faite par la compétition qu'il faut maintenant faire valoir les intérêts du gaz.

Je mentionnerai, et c'est intéressant, Monsieur le président, que lorsqu'on connaît le gaz, on l'apprécie. Nos clients apprécient très fortement. Et ceux qui ne l'ont pas, évidemment, je veux dire, le degré de reconnaissance du produit est très faible.

Il faut donc, Monsieur le Président, restructurer, comme je disais, publiciser et former aussi des intervenants, parce que comme on a quitté depuis très longtemps ou n'a pas fait d'effort massif, eh bien tout au long de la chaîne de l'acquisition de clientèle, il nous faut des gens compétents, pouvant installer les équipements requis de la façon la plus efficace et sécuritaire possible.

Nous n'avons pas un programme ambitieux, Monsieur le Président, quand vous regardez le nombre de clients qu'on veut brancher, c'est un programme qui est réaliste.

Qu'est-ce que nous visons fondamentalement? Nous visons, à proximité de nos réseaux, à brancher au gaz de nouveaux développements et je dois dire qu'on a des succès de plus en plus considérables, dans ce secteur.

Et aussi on va faire, pour ce qui est des conversions, une campagne, Monsieur le Président, je dirais code postal par code postal, de façon à pouvoir offrir à des quartiers la possibilité de se convertir.

Donc, une approche qui, à mon avis, est requise, il nous faut entrer dans le résidentiel, une approche réaliste mais pour laquelle nous devons disposer de capacité d'investissement."

(t.n.s. du 22 octobre 1998, pages 31 à 33)

Quant aux détails de la demande de ressources additionnelles, le témoin Michel Roy, directeur, Marketing, a expliqué que SCGM consacrerait 900 000 \$ additionnels dès la première année, de façon à se doter de la main-d'œuvre requise, de faire la recherche et d'assurer la formation nécessaire.

De plus, un budget annuel additionnel de 435 000 \$ serait consacré au positionnement du gaz et à des offres commerciales auprès des consommateurs. La pièce SCGM-3, doc. 3.34 fournit le détail de ce montant prévu de 435 000 \$ pour le « positionnement grand public ».

Enfin, un montant de 565 000 \$ serait alloué pour permettre le support des partenaires dans la promotion de leurs projets de construction résidentielle et pour permettre de la publicité ciblée⁵⁴.

SCGM demande donc à la Régie de reconnaître un budget additionnel de 1 900 000 \$ pour le développement résidentiel, montant à être ajouté au budget d'exploitation pour 1998-1999.

iv) Développement du GNV

La preuve présentée par SCGM soulignait que l'industrie mondiale du gaz naturel pour véhicules (« GNV ») est en développement. Considérant qu'au Québec, c'est l'équivalent de plus de 400 Bcf de gaz naturel qui sont consommés pour le transport par véhicule, SCGM y voit une opportunité de marché fort intéressante pour permettre des ventes de gaz additionnelles⁵⁵.

Le témoin M. Roy, directeur, Marketing de SCGM, expliquait à cet effet :

“87 R. Bien, pour un distributeur gazier, l'objectif, c'est de vendre du gaz. Actuellement, il y a un marché pour le gaz naturel pour les véhicules qui est là; des municipalités nous parlent, nous demandent des choses qu'on pourrait leur offrir en termes de conversion de véhicules automobiles. Notre objectif c'est donc de leur rendre accessible ce gaz naturel-là et d'avoir des produits qui vont être capables de convertir les véhicules de l'essence vers le gaz naturel.

88 Q. Donc, ce sont surtout des bénéfices économiques?

R. Ce sont des bénéfices économiques, au bienfait, pour le bien de l'ensemble de notre clientèle.”

(t.n.s. du 23 octobre (après-midi) pages 49 et 50)

Conséquemment, SCGM demande un budget additionnel de 260 000 \$ (à être inclus aux dépenses d'exploitation) pour l'année 1998-1999. Ce budget permettrait une première phase d'évaluation du potentiel et de développement d'une approche commerciale qui serait la plus susceptible de réussir à développer le GNV.

⁵⁴ Les détails et de plus amples explications des items du budget prévus de 1 900 000 \$ sont contenus, notamment, aux pages 8 et 9 de SCGM-3, doc. 3 et au tableau de la pièce SCGM-3, doc. 3.4.

⁵⁵ SCGM-3, doc. 2, pages 16 et 17 de 37.

La preuve soumise à la pièce SCGM-3, doc. 2, page 17 de 37, détaille l'utilisation prévue de ce 260 000 \$. Tel que précisé à la pièce SCGM-3, doc. 2.33, les besoins anticipés se retrouvent principalement, en 1998-1999, au niveau de la recherche commerciale.

En effet, SCGM n'a procédé qu'à des études préliminaires de pré faisabilité quant au marché du GNV⁵⁶. Cependant, SCGM bénéficie maintenant de l'expérience du passé (et d'ailleurs) ainsi que des progrès technologiques en matière de GNV⁵⁷.

SCGM croit donc qu'un marché prometteur pourrait être développé dans les flottes de véhicules au bénéfice de l'ensemble de la clientèle existante. SCGM demande donc à la Régie à lui accorder des fonds modestes pour pousser la recherche commerciale.

Nous devons réitérer que les évaluations faites à ce jour demeurent très préliminaires et que seuls les fonds demandés permettront de valider ce potentiel du GNV au Québec à l'heure actuelle :

“303 Q. Quant au gaz naturel pour véhicules, pour faire un petit aparté sur cet autre sujet de développement, quelles sont ses projections de rentabilité, quant à lui?

R. Il est trop tôt pour voir des potentiels de rentabilité, on est toujours en étude de pré faisabilité. Les sommes qui sont requises ou qui sont identifiées comme étant nécessaires pour poursuivre la recherche dans ce marché-là vont nous permettre, évidemment, d'arriver en conclusion à dire, oui, il y a un potentiel intéressant, oui, il est économique de le développer et voici le plan d'affaires.

Aujourd'hui, on n'a pas de plan d'affaires parce qu'on ne sait pas si, évidemment, toutes les conditions sont présentes pour être capable de le développer de façon économique.”

(Michel Roy, t.n.s. du 23 octobre 1998 (avant-midi), pages 144 et 145)

v) Développement de l'efficacité énergétique

La preuve présentée par SCGM en l'instance a fait état qu'au cours des dix dernières années, elle a mis en place plusieurs mesures et programmes visant l'amélioration de l'efficacité énergétique (SCGM-3, doc. 4.65, page 4 de 7).

En effet, pour SCGM, l'efficacité énergétique comprend trois volets :

- l'économie d'énergie résultant de modifications du comportement des consommateurs;

⁵⁶ Voir à cet égard les résultats sommaires de l'analyse de marché du potentiel du GNV soumis sous la cote SCGM-3, doc. 2.57.

⁵⁷ La pièce SCGM-3, doc. 2.44 résume bien les difficultés rencontrées dans les tentatives antérieures d'implanter le GNV au Québec et les modifications aux circonstances qui laissent présager un plus grand succès à venir.

- l'efficacité accrue des équipements; et
- l'efficacité économique⁵⁸.

Les raisons motivant SCGM à continuer dans cette veine ont été résumées, entre autres, à la pièce SCGM-3, doc. 2.48.

Notons d'ailleurs que la Régie du gaz naturel avait reconnu les efforts importants de SCGM dans ce domaine dans sa décision D-95-54. Elle avait conclu que les clients de SCGM bénéficiaient d'économies sur leur facture énergétique de plusieurs millions de dollars annuellement⁵⁹.

Au cours de la dernière année, la preuve a montré que SCGM était allée de l'avant avec de nouveaux programmes visant, notamment, l'amélioration des équipements énergétiques existants et le remplacement des équipements au mazout⁶⁰.

Les programmes « PréGaz » et « DuoGaz » ont, notamment, été présentés comme des programmes permettant d'atteindre les objectifs visés.

On trouvera les détails de l'implantation du programme « PréGaz » aux pages 17 à 19 de SCGM-3, doc. 4.

Par ailleurs, SCGM a soumis aux pages 12 à 19 de la pièce SCGM-3, doc. 4, sa vision préliminaire des grandes orientations et stratégies à venir d'un plan global d'efficacité énergétique et des principales étapes de développement d'un tel plan.

Conséquemment, afin de permettre à SCGM de poursuivre le développement d'un plan global d'efficacité énergétique permettant, d'une part, de se doter d'objectifs précis en matière d'efficacité énergétique et, d'autre part, de développer des programmes spécifiques, dans tous les secteurs de marché, afin de rencontrer ces objectifs, SCGM demande un budget additionnel total de 610 000 \$ à être inclus aux dépenses d'exploitation⁶¹.

⁵⁸ Voir le témoignage en chef de Michel Roy sur le sujet aux pages 229 à 239 de la t.n.s. du 22 octobre 1998. Pour le détail des mesures et programmes en place, on référera aux pages 8 et 9 de SCGM-3, doc. 4.

⁵⁹ Voir page 376 de la décision D-95-54 produite dans le Recueil des décisions de la Régie du gaz naturel, 1er avril 1995 – 31 mars 1996.

⁶⁰ Voir, entre autres, SCGM-3, doc. 4.15 et SCGM-3, doc. 4.48.

⁶¹ La ventilation des montants en question se trouve à la page 21 de 22 de la pièce SCGM-3, doc. 4.

vi) *Revue du portefeuille d'approvisionnements gaziers*

Nous avons vu précédemment que le témoin Gérard Forget, directeur des Approvisionnement gaziers de SCGM, avait présenté au cours des audiences, le plan d'approvisionnement gazier et le coût projeté de ces approvisionnements pour l'année-témoin 1999.

Tel que mentionné, le témoin a aussi expliqué les grands changement auxquels était confrontée l'industrie du gaz naturel et l'importance pour SCGM d'octroyer des ressources additionnelles nécessaires afin de bien se positionner au cours des prochaines années.

La preuve en chef écrite du témoin G. Forget fait état (aux pages 12 à 15 de SCGM-5, doc. 1) des opportunités offertes à SCGM de remanier à bon escient son portefeuille d'approvisionnement gazier.

Il a aussi résumé, lors des audiences, l'importance de saisir cette opportunité et de comprendre les facteurs sous-jacents à ces grands changements :

“... il faut toujours avoir en perspective les perceptions et les anticipations pour les années à venir. Naturellement, avec les contrats qui viennent à échéance, Gaz Métro a une opportunité, je dirais, exceptionnelle de pouvoir revoir son portefeuille d'approvisionnement.

Comme je l'ai mentionné, des contrats de transport viennent à échéance, des contrats de fourniture de gaz viennent à échéance à une période qui est, je considère, historique, qui coïncide avec la mise en place de certains projets de pipelines.

...

Ce qui permettra à Gaz Métro de vraiment, dans un contexte de marché nord-américain, de réévaluer son portefeuille d'approvisionnement dans une perspective de toujours tenter de tirer avantage des opportunités pour assurer une meilleure sécurité d'approvisionnement et des meilleures conditions d'approvisionnement.

Un élément fondamental également à retenir pour les années à venir, on va voir des changements importants dans les modes de réglementation.

...

Des changements importants également sur la tarification des pipelines.”

(t.n.s. du 29 octobre 1998, aux pages 19 et 20)

Les divers projets de pipelines auxquels le témoin G. Forget faisait référence et que SCGM se devra de suivre afin de bien positionner le distributeur québécois, à l'avantage de l'ensemble de sa clientèle, ont été plus amplement détaillés à la pièce SCGM-5, doc. 1.10.

Conséquemment, SCGM demande un budget additionnel de 400 000 \$ à être inclus aux dépenses d'exploitation afin de réaliser cette revue historique de son portefeuille

d'approvisionnement gazier et de son positionnement sur l'échiquier nord-américain de l'industrie du gaz naturel.

L'utilisation prévue de ce montant demandé de 400 000 \$ a été précisée aux pièces SCGM-5, doc. 1.11 et SCGM-1, doc. 1.23.

Le témoin G. Forget a aussi élaboré sur le sujet en réponse à diverses questions des intervenants lors des audiences⁶².

vii) Réglementation

L'arrivée d'un nouvel encadrement législatif pour SCGM à la suite de l'entrée en vigueur de la *Loi sur la Régie de l'énergie* et l'accroissement du volume d'affaires réglementaires traitées devant la Régie de l'énergie amènent SCGM à demander un budget additionnel au niveau des dépenses d'exploitation de 100 000 \$ pour l'octroi de ressources additionnelles à cet égard.

L'ampleur accrue des débats devant la Régie exige, en effet, que SCGM y consacre les ressources appropriées.

Le témoin Carole Perron a expliqué à l'audience les motifs au soutien de cette demande additionnelle (notamment aux pages 156 et 157 de la t.n.s. du 30 octobre 1998).

c) Amortissement des immobilisations et des frais reportés

Le témoin Carole Perron de SCGM a produit à l'audience, les pièces des sections SCGM-8 et SCGM-9 détaillant les montants d'amortissement des immobilisations et des frais reportés inclus au dossier tarifaire 1999.

d) Impôts fonciers et redevances

Le témoin Carole Perron a également produit, à l'audience, la preuve cotée SCGM-10 détaillant l'impact des modifications apportées par les changements législatifs et réglementaires en matière de fiscalité municipale et de redevances payables à la Régie de l'énergie par SCGM.

⁶² Aux pages 25 à 39, 136 à 153 et 181 à 185 de la t.n.s. du 29 octobre 1998.

La pièce SCGM-10, doc. 2 établit la dépense d'impôts fonciers et de redevances diverses pour l'exercice 1999 à 24 343 000 \$.

e) Impôts sur le revenu

Le témoin Carole Paré, conseillère principale, Fiscalité, de SCGM, a produit à l'audience les pièces de la section SCGM-11.

Après avoir expliqué que les budgets fédéral et provincial de l'hiver 1998 n'avaient pas affecté directement SCGM, le témoin a produit la pièce SCGM-11, doc. 4 qui détaille la provision totale d'impôts qui est de 45 602 518 \$ pour l'exercice 1999.

V. Base de tarification

a) Moyenne de la base de tarification pour 1999

Le témoin Carole Perron de SCGM a également témoigné afin de produire les pièces contenues à la section SCGM-12, traitant de l'évolution de la base de tarification.

Elle a évidemment précisé les données applicables suite à la révision d'octobre 1998 du dossier tarifaire. Cette révision tenait notamment compte du mécanisme d'ajustement mensuel du prix du gaz de compression proposé par SCGM en l'instance⁶³.

La preuve déposée sous la cote SCGM-12, doc. 4 (et sous SCGM-12, doc. 4.10) détaillait également les investissements additionnels que SCGM prévoit inclure à la base de tarification pour l'année-témoin 1999⁶⁴.

Conséquemment, la moyenne mensuelle de la base de tarification pour l'exercice 1999 sera de 1 410 649 000 \$, si le mécanisme d'ajustement mensuel du prix du gaz de compression proposé par SCGM est approuvé.

La pièce SCGM-12, doc. 3, révisé le 13 octobre 1998 et produite par le témoin C. Perron, fournit le détail exhaustif du calcul de cette moyenne mensuelle de la base de tarification pour 1999.

b) Fonds de roulement réglementaire

L'article 49(1) de la *Loi sur la Régie de l'énergie* énonce spécifiquement que la base de tarification d'un distributeur de gaz naturel doit comprendre un fonds de roulement réglementaire qui sera rémunéré au même titre que les investissements dans le réseau de distribution :

⁶³ Voir SCGM-1, doc. 2, page 7 de 12.

⁶⁴ Le total net de ces additions prévues est de 111 856 000 \$. On peut référer au résumé du témoin C. Perron à cet égard produit sous la cote SCGM-12, doc. 1.2, page 2 de 2.

“49. Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif, la Régie doit notamment:

1° établir la base de tarification d'un distributeur en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation des équipements de production d'électricité, d'un réseau de transport ou de distribution ainsi que des dépenses non amorties de recherche et de développement et de mise en marché, des programmes commerciaux, des frais de premier établissement et du **fonds de roulement requis pour l'exploitation de ces équipements et de ces réseaux;**”

(nos caractères gras)

Conséquemment, la preuve en chef de SCGM comprend une étude du fonds de roulement 1998 (étude « Lead-Lag ») et son impact sur le fonds de roulement requis pour l'exercice 1998-1999. Il s'agit de la pièce SCGM-13, doc. 1.

Il faut rappeler que l'étude ainsi présentée est conforme à la méthodologie autorisée par la Régie du gaz naturel depuis 1989⁶⁵ et est suivie par les distributeurs comparables à SCGM⁶⁶.

La méthode ainsi suivie par SCGM consiste à faire une étude des délais de paiement des dépenses d'opération et des délais de perception des comptes à recevoir. C'est la méthode enseignée par l'Association canadienne du gaz naturel et couramment utilisée au Canada⁶⁷.

Le témoin Étienne Lagüe, conseiller principal, Budgets, de SCGM, a donc présenté à l'audience la description de l'étude « Lead-Lag » de SCGM et a passé en revue les divers éléments composant cette étude du fonds de roulement réglementaire de SCGM. On référera, à cet égard, à la pièce SCGM-13, doc. 15 utilisée pour la présentation du témoin E. Lagüe (qu'on retrouve aux pages 119 à 131 de la t.n.s. du 5 novembre 1998).

Quant aux faits saillants de l'étude présentée en SCGM-13, doc. 1, il y a lieu de retenir les points suivants :

- pour l'exercice 1999, le fonds de roulement de SCGM est en baisse à 8 646 000 \$ (SCGM-13, doc. 1, page 4, ligne 21 et SCGM-13, doc. 2);
- ce montant de 8 646 000 \$ représente, en effet, une baisse importante lorsque comparé au montant prévu au budget de l'exercice 1998, soit 16,7 M\$ (SCGM-13, doc. 1, page 3, ligne 15 et SCGM-13, doc. 2);

⁶⁵ Témoignage de Pierre Despars, t.n.s. du 5 novembre 1998, page 141.

⁶⁶ Ibid, pages 158 et 159.

⁶⁷ SCGM-13, doc. 13, page 1 et témoignage de Pierre Despars, t.n.s. du 5 novembre 1998, page 133.

- l'effet de la taxe de vente du Québec⁶⁸ et la diminution des taxes foncières, de réseau et redevances expliquent principalement cette diminution du fonds de roulement réglementaire requis⁶⁹.

Bien que l'étude « Lead-Lag » soumise par SCGM ait été conforme à la pratique couramment employée et depuis longtemps établie, l'intervenante FNACQ/Option consommateurs a cru bon de présenter le témoin Mark Drazen qui a tenté de remettre en question la façon de calculer le fonds de roulement réglementaire de SCGM.

Ce témoin a, en effet, produit dans la pièce FNACQ-1, une section intitulée « Cash Working Capital ».

Or, le choix même du titre de cette discussion de l'étude « Lead-Lag » de SCGM par M. Drazen porte à interrogation.

Il est intéressant de lire, à ce sujet, ce que l'expert John R. Day, de la firme Arthur Andersen & Co. d'Atlanta⁷⁰ écrivait dans l'opinion qui a été produite au dossier sous la cote SCGM-13, doc. 15.1 :

“Q11. Is your description of utility working capital the same as cash working capital ?

A11. No, it is not. Although on occasion the working capital allowance, or a portion thereof, is referred to as cash working capital, this limited concept fails to consider that capital is required to finance the entire cost of service and that investment is required in capital cost items which may not contemporaneously result in cash transactions.

...

For rate setting purposes, the relevant concern is the amount of investor supplied capital required to finance the entire cost of service until it is collected from customers, not just those costs paid currently in cash.”

(SCGM-13, doc. 15.1, pages 7 et 8)

Néanmoins, la recommandation de M. Drazen, à la page 25 de FNACQ-1, est d'inclure dans le calcul du fonds de roulement de SCGM, les éléments de frais financiers de la dette à long terme et du dividende sur les actions privilégiées. Il suggère même à la Régie de considérer l'inclusion du paiement des dividendes sur l'équité ordinaire dans ce fonds de roulement. Il conclut, toutefois, que les précédents à cet égard sont peu nombreux.

⁶⁸ SCGM-13, doc. 1, page 3, lignes 17 et 18 et pages 4, lignes 14 à 16.

⁶⁹ SCGM-13, doc. 1, page 4, lignes 22 à 24 et SCGM-13, doc. 6.

⁷⁰ On peut lire aux pages 1 et 2 du document de J.R. Day, ses qualifications professionnelles qui incluent (à la question 4) la mention qu'il était directeur de la division des industries réglementées du bureau d'Atlanta d'Arthur Andersen & Co.

Ce n'est qu'après les questions écrites de SCGM qu'il précisera que les éléments financiers de la dette à court terme (qui ont plutôt un effet à la hausse sur le fonds de roulement) pourraient être inclus dans le calcul du fonds de roulement⁷¹.

M. Drazen aura beau dire qu'il n'avait pas obtenu assez d'informations à ce sujet de SCGM, nous soumettons qu'une discussion adéquate du sujet exigeait qu'il mentionne la nécessité d'inclure les éléments de la dette à court terme même s'il ne pouvait les calculer et ce, dès qu'il recommandait d'inclure les éléments de la dette à long terme.

De plus, ce n'est qu'en réponse à la question 48 de SCGM que M. Drazen admettra finalement que les précédents « peu nombreux » de son témoignage original sont devenus « inexistantes » lorsqu'on le presse d'identifier ces précédents ayant considéré les paiements de dividendes sur l'équité ordinaire :

“(4) In virtually all cases we are aware of, return on equity is excluded from the working capital calculation. The issue does not arise, so the decisions are silent on the matter.”

(FNACQ-2.1, page 16)

Pour ce qui est de sa recommandation d'inclure les éléments financiers de dette long terme et de dividendes sur les actions privilégiées, la question 47 de SCGM demandait expressément à M. Drazen de fournir les précédents où des distributeurs de gaz naturel canadiens avaient inclus ces éléments dans le calcul du fonds de roulement.

Il est éloquent que des 20 décisions dont les références ont été fournies par M. Drazen, une seule (la neuvième portant sur TransAtla) était canadienne. (voir pages 22 et 23 de FNACQ-2.1)

Il ne faut peut-être pas trop s'en surprendre car, malgré que M. Drazen ait déclaré avoir témoigné dans environ 25 causes impliquant des distributeurs gaziers canadiens devant des organismes de réglementation⁷², il a admis n'avoir témoigné qu'une fois ou deux en faveur de la méthode qu'il prône en l'instance pour le calcul du fonds de roulement⁷³.

Encore plus surprenant, il a admis avoir pourtant témoigné à cinq reprises sur le sujet du fonds de roulement réglementaire⁷⁴. Pourquoi n'a-t-il recommandé la méthode ici proposée qu'à une ou deux occasions seulement ? Nous suggérons à la Régie que cela indique la faiblesse de sa proposition.

⁷¹ Réponse 46 à FNACQ-2.1, page 14.

⁷² t.n.s. du 12 novembre 1998, page 35, Q. et R. 4 à 6.

⁷³ “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 ...” (t.n.s. du 12 novembre 1998, pages 66 et 67)

⁷⁴ À la page 66 de la t.n.s. du 12 novembre 1998.

Nous soumettons donc à la Régie que l'établissement du fonds de roulement réglementaire de SCGM pour l'exercice 1999 devrait être fait conformément à la pratique usuelle et être au montant de 8 646 000 \$.

En ce qui a trait au fait que la pratique courante au Canada soit d'effectuer des études « Lead-Lag » fondées sur les dépenses d'exploitation seulement, nous référons la Régie à la décision RH-6-85 de l'Office national de l'énergie du mois d'août 1986 concernant Westcoast Transmission Company Limited, où, aux pages 61 et 62, l'Office commente les méthodes « Lead-Lag » traditionnelles et globales et conclut en ces mots :

“Étant donné que ces fonds sont, de l'avis de l'Office, axés sur les activités, ils ont un rapport direct avec les dépenses E&E du service public. Bon nombre des postes que Westcoast a inclus dans sa provision pour fonds de roulement d'encaisse tels que les matériaux et les fournitures provenant des stocks, les dépenses relatives à l'assurance payée d'avance et l'accumulation des impôts autres que les impôts sur le revenu, constituent des postes hors caisse et reçoivent déjà le traitement de la base des taux. Le délai de recouvrement de la dépréciation et de l'amortissement, qui représente également une dépense hors caisse, et la récupération des opérations de change, qui constitue une dépense financière, sont implicitement compensés dans le taux de rendement.

En ce qui concerne le versement des intérêts sur la dette à long terme et les dividendes d'actions privilégiées, l'Office est d'avis que ces postes, qui ne font pas partie de l'exploitation mais plutôt du financement de la société, sont des composantes du taux de rendement. En outre, ils sont liés à des obligations contractuelles entre les actionnaires de Westcoast et d'autres investisseurs de la société. Comme tel, ils ne concernent pas les activités quotidiennes de la société et ne font pas partie du calcul de la provision pour fonds de roulement d'encaisse.”

(Décision RH-6-85, page 62, nos caractères gras)

Subsidiairement, si la Régie croyait justifiée de procéder à une étude du fonds de roulement réglementaire plus exhaustive en ce qu'elle inclurait l'ensemble des activités d'exploitation, d'investissements et de financement, alors il faut non seulement considérer les éléments de dette court terme mais aussi l'autre côté de la médaille « financement », c'est-à-dire le côté « investissement ».

Or, ce dernier élément doit alors être considéré en tenant compte de l'effet sur la structure de capital du délai de recouvrement de la charge d'amortissement.

Le témoin P. Despars de SCGM a amplement démontré le bien-fondé de considérer les deux côtés de l'équation si l'on veut procéder à une étude « Lead-Lag » plus globale que la méthode courante centrée sur les dépenses d'exploitation (voir notamment les pages 8 à 13 de SCGM-13,doc. 13 et la t.n.s. du 5 novembre 1998, pages 134 à 141, de même que SCGM-13,doc. 14).

On peut, en effet, constater que M. Drazen n'a retenu que les éléments qui faisaient baisser le montant du fonds de roulement réglementaire de SCGM. Or, si l'on prend la totalité des éléments financiers, alors le fonds de roulement de SCGM pour l'exercice 1999 devrait être de 11 058 000 \$ (SCGM-13, doc. 13, page 12).

VI. Stratégie financière et structure de capital

a) Aspects financiers relatifs à Gaz Métropolitain

La Régie doit fixer les tarifs de SCGM pour l'année allant du 1er octobre 1998 au 30 septembre 1999 en fonction du coût de service projeté pour ladite année. Un des éléments du coût de service du distributeur est évidemment le coût moyen du capital requis par SCGM, tel qu'il est projeté pour cette même période du 1er octobre 1998 au 30 septembre 1999.

Ce coût moyen du capital est fonction du coût de chacune des composantes de la structure de capital du distributeur. La Régie a évidemment un rôle particulièrement crucial à jouer dans la détermination du taux de rendement autorisé sur l'avoir moyen des actionnaires ordinaires.

Avant de se pencher plus spécifiquement sur ce dernier point, il importe de rappeler le cadre plus global dans lequel s'insère la stratégie financière de SCGM.

i) Objectifs visés par la stratégie globale de financement

Tel qu'expliqué par le témoin Jacques Demanche, trésorier de SCGM (SCGM-14, doc. 1, page 3 de 16, lignes 15 à 21 et pages 25 et 26 des t.n.s. du 27 octobre 1998), les deux objectifs principaux de la stratégie financière de SCGM sont :

1. permettre l'accès aux marchés des capitaux en tout temps afin de financer les activités d'exploitation et d'investissement;
2. minimiser le coût des fonds externes afin de réduire l'impact sur le coût de service et ainsi maintenir les tarifs concurrentiels.

Afin d'atteindre ces objectifs, SCGM a recours à une série de moyens dont la gestion prudente des risques d'entreprise, le maintien d'une structure de capital appropriée, l'obtention d'un rendement autorisé raisonnable sur l'avoir des actionnaires ordinaires et le maintien de notations de crédit « A » pour la dette à long terme.

L'application de ces divers moyens implique la considération de certains aspects financiers particuliers à SCGM.

La preuve présentée quant à la stratégie financière par les témoins J. Demanche (SCGM-14, doc. 1) et Dr. Roger Morin (SCGM-15, doc. 2) a décrit la situation particulière de SCGM comme distributeur de gaz naturel au Québec.

ii) Risque global de Société en commandite Gaz Métropolitain

1. Situation particulière de SCGM

Contrairement aux preuves des intervenants, le tableau brossé par les témoins de SCGM a reflété non seulement des énoncés théoriques applicables aux utilités réglementées, mais a aussi identifié les risques d'entreprise propres à SCGM.

À titre d'illustration, il est apparu clair que l'expert de l'ACIG, le Dr. William R. Waters, n'avait pas tenu compte de la spécificité québécoise de SCGM dans son analyse du risque global auquel cette dernière fait face.

"66 Q. O.K. Is there any particular Quebec only data included in your analysis?

A. I don't believe so."

(t.n.s. du 28 octobre 1998, page 66)

"115 Q. But so far as the concentration is concerned into the industrial sector, there is no... because there is no mention in your testimony to this factor, that is correct?

A. That is correct.

116 Q. You did not analyze this factor?

A. I did not...

117 Q. In determining the...

A. ... in any greater extent than to simply observe the amounts that were involved and by implication, one could draw the conclusions that you have."

(t.n.s. du 28 octobre 1998, page 79)

"134 Q. Now, once again, just to make sure, this whole discussion of the whole question of the penetration of the residential sector is not discussed in your testimony; that is correct?

A. I have not discussed it, no.

135 Q. So, it was not taken into account explicitly in your recommendation of a rate of return equity?

A. No, it was not."

(t.n.s. du 28 octobre 1998, page 83)

Au contraire, dès son témoignage en chef, le témoin J. Demanche rappelait les éléments suivants, spécifiques à SCGM :

- la croissance économique anticipée au Québec pour 1999 sera moins forte que prévue lors du dépôt du dossier tarifaire original en mai 1998, soit une croissance de 2,0 % du produit intérieur brut comparativement à 2,7 % dans le

dossier original (SCGM-1, doc. 2, page 3 de 12 et SCGM-14, doc. 1, page 5 de 16, ligne 13);

- “... la situation concurrentielle avec les produits pétroliers sera très difficile et la Société se verra plus vulnérable en raison de sa grande concentration de clients industriels. Le risque relié à la demande sera donc accru en 1999, tant par rapport à 1998 que par rapport à nos voisins ontariens, chez qui la détérioration de la situation concurrentielle a relativement moins d’impact en raison de l’importance de leur clientèle résidentielle.” (SCGM-14, doc. 1, page 6 de 16, lignes 17 à 21);
- vu la « continentalisation » du marché du gaz naturel résultant de l’ajout de nombreux gazoducs, le risque relié à l’offre sera supérieur pour SCGM à celui de l’année témoin 1998 et demeurera plus grand que celui des distributeurs de gaz naturel ontariens. En effet, SCGM “... demeure ... dépendante en grande partie de TCPL pour le transport de ses approvisionnements” (SCGM-14, doc. 1, page 7 de 16, lignes 6 et 7). De plus, vu ces ajouts de gazoducs, “... les consommateurs québécois peuvent s’attendre à des hausses du prix de la matière à moyen et même à court terme. Un nouvel équilibre entre la future capacité de transport et la capacité de production du bassin sédimentaire de l’ouest canadien devra également être établi.” (SCGM-14, doc. 1, page 7 de 16, lignes 2 à 4);
- le risque réglementaire sera supérieur à ce qu’il était dans le passé en raison de “la venue de la nouvelle Régie de l’énergie [ce qui] engendre une certaine incertitude quant à la pérennité des traitements accordés dans le passé. ” (SCGM-14, doc. 1, page 9 de 16, lignes 9 et 10).

2. Impact de la nouvelle Loi sur la Régie de l’énergie sur le risque réglementaire

À l’égard de ce dernier élément, soit l’application de la nouvelle Loi sur la Régie de l’énergie, L.Q. 1996, C. 61 (« LRE ») et le nouvel encadrement réglementaire découlant du remplacement de la Régie du gaz naturel par la Régie de l’énergie, la preuve produite lors du contre-interrogatoire du Dr. Waters appuie les conclusions des témoins J. Demanche et Dr. Morin à l’effet que le risque réglementaire de SCGM se trouve augmenté.

Le « Credit Alert » du Canadian Bond Rating Service (« CBRS ») du 2 octobre 1998 portant sur Newfoundland Power Inc. (SCGM-15, doc. 2.38) faisait état des raisons incitant CBRS à réviser à la baisse la cote de cette utilité publique. À la suite de la décision de la Commission de l’énergie de Terre-Neuve autorisant un faible taux de rendement sur l’avoir des actionnaires ordinaires, CBRS écrivait qu’en plus de ce taux inférieur à ce qui est accordé dans l’industrie énergétique, la

venue de nouvelles normes législatives et réglementaires engendrait de l'incertitude chez les investisseurs :

"A proposed government review of the Province's energy policy, which will include a review of existing legislation and regulations, developments in other jurisdictions, existing electricity industry structure, pricing, electricity supply and electricity as a tool for economic development, adds a level of uncertainty."

(SCGM-15, doc. 2.38, nos caractères gras)

3. Qualification du risque global de SCGM pour 1999

Tous ces facteurs propres à la situation de SCGM permettent de conclure que le risque global de l'entreprise pour 1998-1999 est supérieur à celui de l'année 1997-1998. Tout comme le témoin J. Demanche l'exprimait, ce risque global « ... était déjà légèrement supérieur à celui des distributeurs ontariens tel que reconnu par la Régie dans sa décision D-96-31 :

"En ce qui concerne le risque global de SCGM, la Régie considère que ce dernier est légèrement supérieur à ceux de Consumers' Gas et Union Gas, évaluation que partagent les experts Booth et Berkowitz." »

(SCGM-14, doc. 1, page 10 de 16, lignes 5 à 10)

4. Comparaison du risque global de SCGM et de Consumers' Gas

Ce risque global supérieur de SCGM en comparaison avec Consumers' Gas a aussi été reconnu par le témoin expert de l'ACIG. Le Dr. Waters a souligné que, selon lui, le risque de SCGM par rapport à Consumers' Gas n'a pas changé aux yeux des investisseurs et ce, de 1993 à 1998⁷⁵. Cette position constante dans le risque comparatif de ces deux entreprises se reflète d'ailleurs dans le tableau 15 soumis par le Dr. Waters (ACIG-2, doc. 1). Ce tableau rapporte les différences de

⁷⁵ "148 Q. And would it be also a fair assessment to say that, concerning there are other utilities listed, that the comparable position of Gaz Métro versus the other utilities has not changed from ninety-three ('93) to ninety-eight ('98)?

A. Not meaningfully.

149 Q. So, it would be fairly the same comparable risk versus the other utilities?

A. Yes."

(t.n.s. du 28 octobre 1998)

rendement des obligations de SCGM versus celles de Consumers' Gas pour les années 1993 à 1998.

Or, tel qu'expliqué par le Dr. Waters, le meilleur indicateur disponible pour comparer la perception du risque qu'ont les investisseurs, demeure la comparaison des rendements offerts par les obligations des entreprises visées:

"71 A. The business environment of Gaz Métro is part of the analysis in the sense of examining what it appears that investors consider to be the riskiness of Gaz Métro's activities, that is to say an examination of bond yield gives me the best indicator of what risk investors perceive themselves to be exposed to.

I might say that the emphasis in utilizing the circumstances of Canada and economic conditions relate there to the ultimate conclusion as to the investors required rate of return, which is primarily influenced by capital market conditions, globally as distinctive from Canada or for Quebec.

72 Q. Okay, so the bond yield to which are referred would be the best indicator in between two Canadian companies as to the risk that they would have in relation to their particular province, for example?

A. That's fair and that's why I have shown that comparison in my tables."

(t.n.s. du 28 octobre 1998, pages 67 et 68)

"157 Q. But you did agree before that the business risks and the global risk of Gaz Métro was reflected versus Consumers in the bond yields?

A. Yes, I thought that that was a fair indication, the best I can find in the financial markets. (...)"

(t.n.s. du 28 octobre 1998, page 92)

C'est au cours de cette période de 1993 à 1998 que la Régie québécoise avait fait son constat explicite dans sa décision D-96-31, précitée, quant au fait que SCGM était plus risquée pour les marchés financiers que Consumers' Gas.

C'est ce qui faisait conclure au témoin J. Demanche que si l'écart quant au rendement des obligations est d'au moins 25 points de base entre SCGM et Consumers' Gas, alors l'écart quant au titre d'équité (subordonné par définition au titre de dette) doit être de près de 50 points de base. Conséquemment, le rendement sur l'avoir des actionnaires ordinaires de SCGM pour 1999 doit être d'au moins 10 % lorsque comparé au taux accordé par l'Ontario Energy Board à Consumers' Gas pour 1998-1999 (soit 9,51 %), soit un résultat cohérent avec la recommandation de l'expert Dr. Morin. Rappelons d'ailleurs que l'année financière de Consumers' Gas est également du 1er octobre au 30 septembre, tout comme celle de SCGM :

"...

Et finalement, le dernier point que je voudrais faire, c'est qu'on constate, comme le soulignaient différentes preuves dans cette cause, on constate qu'il y a un écart dans le coût de la dette

de Gaz Métropolitain d'environ vingt-cinq (25) points de base par rapport à la dette de Consumers Gas.

C'est le marché qui constate cette... ou qui exige une prime de risque différente pour les titres de Gaz Métropolitain que pour les titres de Consumers.

Alors, mon point est que si le marché exige une prime de risque de vingt-cinq (25) points de base supérieure à Gaz Métropolitain pour un titre de dette, un titre d'équité qui, par définition, est junior au titre de dette, doit exiger une prime de risque supérieure à celle qu'on observe sur le titre de dette.

Alors, à mon avis, la prime de risque sur l'équité, comparativement à celle de Consumers, doit être d'au moins vingt-cinq (25) points de base de plus et en fait, c'est supérieur à vingt-cinq (25) points pour la raison que je mentionne que le titre d'équité est junior au titre de dette.

Alors, à mon avis, la prime de risque par rapport à celle de Consumers, devrait être entre trente (30) ou trente-cinq (35) points de base et cinquante (50) points de base de plus que celle de Consumers."

(t.n.s. du 27 octobre 1998, fin de la réponse 17, pages 44 et 45)

"364 R. La prime de risque qui a été consenti à Consumers Gas dans la dernière décision est de trois soixante-quinze (3,75 %). Et si on adopte l'idée, puis je pense que c'est un fait, que Gaz Métro est plus risqué que Consumers, puis c'est quelque chose qu'on constate sur les marchés financiers, parce qu'il y a un écart sur le taux de rendement des obligations de Gaz Métro par rapport à Consumers de vingt-cinq (25) points, il va de soi qu'il y aurait une prime supplémentaire au niveau des actions également. Alors de trois soixante-quinze (3,75 %) de prime octroyée, il deviendrait quelque chose comme quatre pour cent (4 %) au moins pour Gaz Métro si on veut être cohérent.

365 Q. Et, ça, ça nous amène à combien pour Gaz Métro comparativement à Consumers?

R. Bien, si Consumers a un rendement de neuf cinquante et un (9,51 %), il serait assez logique qu'on ait un rendement qui se rapproche de dix pour cent (10 %). Dans le passé, il y a toujours eu un écart d'à peu près quarante (40), quarante-cinq (45) points au niveau du rendement octroyé par la Régie, OEB et la Régie de l'énergie."

(t.n.s. du 27 octobre 1998, pages 272 et 273)

La différence historique de près de 50 points de base sur le rendement de l'équité ordinaire entre SCGM et Consumers' Gas peut être constatée au tableau 12 de la preuve du Dr. Waters (ACIG-2, doc. 1). Le taux de rendement autorisé sur l'équité ordinaire de SCGM pour 1997-1998 était de 10,75 % alors que celui de Consumers' Gas était de 10,30 %, soit une différence de 45 points de base. Cette différence confirme les opinions des témoins J. Demanche et Dr. Morin à ce sujet.

iii) Importance du maintien d'une notation de crédit « A » pour la dette à long terme

Parmi les moyens visant à minimiser le coût de la dette, la preuve a démontré que le maintien d'une cote de crédit « A » sur ses obligations à long terme était le plus important pour un distributeur, tel SCGM.

En effet, « les différentes formes d'emprunt sont toutes influencées par la qualité du crédit. Lorsque l'emprunteur bénéficie d'une notation de crédit établie par une agence reconnue, c'est cette notation qui constitue la référence à l'égard du risque de crédit. Une décote par ces agences de crédit se répercute automatiquement sur les coûts d'emprunt. » (SCGM-14, doc. 1, page 12 de 16, lignes 4 à 7).

Le témoin J. Demanche a aussi indiqué que la grande volatilité des marchés financiers depuis le mois d'août 1998 a accru l'importance d'avoir une bonne cote de crédit. Les marchés financiers sont en effet moins réceptifs qu'ils ne l'étaient avant la présente période de turbulence. Cette volatilité a donc entraîné une augmentation du coût des fonds. Le témoin J. Demanche a même expliqué que certains instruments sont devenus inaccessibles.⁷⁶

C'est ce qui lui faisait conclure que le maintien d'une cote de crédit « A » était essentielle pour avoir accès aux marchés financiers à des coûts acceptables.⁷⁷

Cette cote de crédit « A » se compare d'ailleurs à la cote des entreprises comparables à SCGM dans l'industrie (SCGM-14, doc. 8).

De son côté, le Dr. Morin a aussi rappelé l'importance pour une entreprise réglementée de maintenir, au moins, une cote de crédit « A ». Cette constatation est d'autant plus vraie que l'espèce de panique vécue sur les marchés financiers depuis l'été 1998 a engendré un « flight to quality », c'est-à-dire que les investisseurs cherchent refuge dans des titres de très haute qualité.⁷⁸

Le Dr. Morin a expliqué que la cote de crédit « A » correspond, en pratique, à la ligne de démarcation (« Investment Grade ») au-dessous de laquelle les institutions financières n'investiront pas (SCGM-15, doc. 2.36, page 5 et t.n.s. du 27 octobre 1998, pages 55 et 56).

Au surplus, tout comme le témoin J. Demanche, l'avait noté, le Dr. Morin a illustré la majoration importante qui se fait dans le coût de la dette lorsqu'une entreprise passe d'une cote de crédit « A » à une cote « BBB » (échelle de Standard & Poor's) ou B++

⁷⁶ t.n.s. du 27 octobre 1998, pages 29, 31 et 36 et pièce SCGM-14, doc. 17

⁷⁷ t.n.s. du 27 octobre 1998, pages 37 à 40 et pièce SCGM-14, doc. 18

⁷⁸ t.n.s. du 27 octobre 1998, page 56

(échelle du CBRS). Le graphique de la page 6 de la pièce SCGM-15, doc. 2.36 est éloquent à cet égard :

“ ...

Alors voici un graphique qui traduit un peu le lien entre le coût de la dette, qui est sur la verticale, et le risque, qui est sur l'axe horizontal. Vous voyez, sur l'horizontale, la cote de crédit du AAA, AA, A, et cetera, alors le risque augmente en allant vers la droite. Et on voit que le coût du financement augmente puis quand on est rendu dans le BBB, il y a un gros saut qui se fait dans le coût de la dette. Et on a vu, depuis le mois d'août, que la pente de ce graphique-là s'est accentuée drôlement. On devient beaucoup plus discriminant, si vous voulez, sur les marchés financiers depuis le mois d'août.”

(Dr. Morin, t.n.s. du 27 octobre 1998, pages 56 et 57)

Nous verrons plus loin que l'octroi d'un juste taux de rendement sur l'avoir des actionnaires ordinaires est un élément clé, tout comme le maintien des ratios financiers de l'entreprise, à la préservation de la cote de crédit « A » de SCGM. Ce maintien est à l'avantage des consommateurs de SCGM puisqu'il minimise le coût des emprunts, partie intégrante du coût du capital qui se reflète dans le coût de service assumé par lesdits consommateurs.

b) Structure de capital

SCGM a soumis que la structure de capital actuelle était optimale et devrait être conservée pour l'exercice 1999.

SCGM s'est donc limitée dans le présent dossier à référer aux décisions antérieures de la Régie du gaz naturel. La pièce SCGM-14, doc. 2 énumère les décisions passées ayant traité des principes et méthodes d'évaluation suivis dans l'établissement de la structure de capital.

Le témoin J. Demanche citait de plus la décision D-96-31 de la Régie du gaz naturel qui, après une étude exhaustive de cette structure de capital, avait conclu : « ... qu'elle espère, qu'à moins de circonstances exceptionnelles qui le justifieraient, on ne remettra pas en cause à chaque année cette structure que la Régie juge optimale ... » (SCGM-14, doc. 1, pages 10 de 16).

Cette structure est toujours aussi optimale, en ce sens qu'elle minimise le coût moyen du capital, tout en permettant un accès au marché des capitaux à coût compétitif. En effet, aucune circonstance exceptionnelle ne s'est produite depuis la décision D-96-31, ni n'est à prévoir au cours de l'exercice 1999.

Aucun intervenant n'a d'ailleurs remis en question directement cette structure de capital. Le témoin de l'AGIG, le Dr. Waters, reconnaissait que le bien-fondé de la structure actuelle devait encadrer son témoignage :

- “ Q. Are you recommending a change in Gaz Métro's deemed capital structure at this time?
- A. No. While I believe that the present level of deemed equity is unnecessarily high, I recognize that this level has existed for several years and has been reviewed by the Régie on occasion thereafter. I also recognize that capital structure proportions should be viewed as long term values which, normally, will be altered only if the risk profile of the utility changes meaningfully. I also note that the Régie, after a comprehensive analysis in 1996 of very detailed submissions on Gaz Métro's capital structure decided not to change its deemed equity component.
- The Régie stated, rather forcefully, the case which it felt would have to be made in order to warrant, from its perspective, a change in the deemed capital structure.
- In light of the foregoing, I accept Gaz Métro's present capital structure as a given parameter for the remainder of my testimony.”

(ACIG-2, doc. 1, page 23, lignes 8 à 21, nos caractères gras)

On peut malgré tout, constater que le témoin-expert de l'ACIG tente de remettre en question, de façon indirecte, cette structure de capital. Le Dr. Waters tentera, en effet, de justifier sa recommandation d'un très faible taux de rendement sur l'avoir des actionnaires ordinaires en soulignant que le risque financier de SCGM est plus faible que chez les autres distributeurs de gaz en raison d'une proportion d'équité légèrement plus élevée chez SCGM.

Le Dr. Morin a, toutefois, réitéré clairement le raisonnement qui s'applique à ce sujet, soit que c'est plutôt le risque d'affaires supérieur de SCGM qui entraîne un niveau d'équité légèrement plus élevé et non l'inverse. Le témoin J. Demanche soulignait aussi que malgré le niveau de dettes plus élevé chez Consumers' Gas, le coût de la dette de SCGM demeurerait plus dispendieuse que celle de Consumers' Gas, reflétant le risque supérieur de SCGM aux yeux des investisseurs :

“95 M. ROGER A. MORIN :

- R. Monsieur Sarault, ça fait cinq ans ou six ans qu'on débat cette question-là. La raison pour laquelle le coussin d'actions ordinaires de Gaz Métro est légèrement plus élevé que la moyenne dans l'industrie, c'est le reflet de son risque d'affaires qui est supérieur, étant donné la composition de sa clientèle qui est fortement industrielle, étant donné sa vulnérabilité à l'écart entre le prix du gaz et le prix du pétrole, alors, c'est tout à fait normal que le coussin d'équité soit légèrement supérieur.

Par contre, si on regarde l'équité de Gaz Métro par rapport aux entreprises d'électricité, aux entreprises de téléphone, on constate l'inverse, que notre coussin d'équité est relativement mince.”

(t.n.s. du 27 octobre 1998, page 139)

“99 M. JACQUES DEMANCHE :

- R. Bien, j'allais dire que malgré ce qu'on constate en examinant la composante dette de Gaz Métropolitain avec celle de Consumers, par exemple, où il y a soixante et un point cinquante-huit pour cent (61,58 %) dette chez Consumers et cinquante-quatre (54 %) chez Gaz Métropolitain, les marchés financiers reconnaissent que la dette de Gaz Métropolitain doit se transiger avec un rendement plus élevé.

Alors, je pense qu'il faut éviter de simplement conclure sur le ratio de dette et d'équité, mais il faut prendre l'ensemble des données en cause.”

(t.n.s. du 27 octobre 1998, page 140)

En conclusion, SCGM soumet que la structure de capital actuelle, composée d'un avoir ordinaire de 38,5 %, d'un avoir privilégié représentant 7,5 % de la capitalisation total et d'un solde de 54 % financé par emprunt, est optimale et doit être conservée pour l'exercice 1998-1999.

VII. Taux de rendement sur la base de tarification

a) Taux de rendement sur l'avoir moyen des actionnaires ordinaires pour 1999

i) Taux demandé sur l'équité ordinaire de 10,47 %

Dans le calcul du coût en capital moyen pour l'exercice financier 1999, le rôle le plus crucial de la Régie, une fois la structure de capital déterminée, consiste à établir un taux de rendement sur l'avoir moyen des actionnaires ordinaires qui soit raisonnable.⁷⁹

À la suite de la mise à jour du dossier tarifaire survenue peu avant le début des audiences (SCGM-1, doc. 2, page 6, ligne 6) et, vu la correction de calcul apportée par le Dr. Morin dès le début de son témoignage à l'audience du 27 octobre 1998 (t.n.s. du 27 octobre 1998, page 18), SCGM considère que le taux de rendement raisonnable sur l'avoir moyen des actionnaires ordinaires doit être de 10,47 % pour l'exercice 1999, tel que recommandé par le Dr. Morin, expert en finances et réglementation.

Rappelons que ce taux de 10,47 % sur l'avoir ordinaire ne tient évidemment pas compte de l'application du mécanisme incitatif que SCGM avait proposé et dont l'étude a été reportée à une phase subséquente de la cause tarifaire.

ii) Recommandation du Dr. Morin en mai 1998

Lors du dépôt du dossier tarifaire original en mai 1998, le Dr. Morin recommandait un rendement sur l'avoir des actionnaires ordinaires de SCGM de 10,67 % pour 1999.

Afin de saisir l'essentiel de la preuve soutenant cette recommandation et de facilement la comparer à la preuve produite par l'expert de l'ACIG (le Dr. Waters), la première page de la pièce SCGM-15, doc. 2.37, produite par le Dr. Morin en audience, nous apparaît des plus utiles.

On y retrouve les divers éléments de l'équation ayant mené aux recommandations des deux seuls experts en finances et réglementation entendus en la présente instance.

1. Méthodes utilisées = méthode « Prime de risque » et méthode du « Modèle d'équilibre des actifs financiers » (« MEAF »)

Aux pages 5 et 6 de son témoignage en chef (SCGM-15, doc. 2 français) et à l'annexe A à ce témoignage écrit, le Dr. Morin rappelle et fait une courte revue des

⁷⁹ voir l'article 49(3) L.R.E.

méthodes de détermination du taux de rendement qui pourraient être utilisées en théorie.

Aux pages 6 et 7 de SCGM-15, doc. 2 français, il explique pourquoi il écarte pour des raisons d'application pratique et par souci d'efficacité administrative, les méthodes « Actualisation des flux monétaires (AFM) » et « Bénéfices comparables ».

Notons que le Dr. Waters ne recourt pas non plus à ces deux méthodes de détermination du taux de rendement. Il utilise d'ailleurs une seule méthode pour recommander un taux de rendement sur l'équité ordinaire de SCGM pour 1999.

Quant au Dr. Morin, il a recours à la méthode « MEAF » mais aussi à une version empirique de cette méthode « MEAF » ainsi qu'aux approches historique et prospective de la méthode « prime de risque ».

2. Description des méthodes « Prime de risque » et « MEAF »

Tel qu'expliqué par le Dr. Morin à l'audience (SCGM-15, doc. 2.36, page 6), la méthode « Prime de risque » vise à déterminer la prime nécessaire au-delà du taux sans risque pour attirer les bailleurs de fonds :

“The Risk Premium method of determining the cost of equity recognizes the fundamental principle that common equity capital is more risky than debt from an investor's standpoint, and that investors require higher returns on stocks than on bonds to compensate for the additional risk. The general approach is relatively straightforward. First, determine the historical spread between the return on debt and the return on equity. Second, this spread must be added to the current debt yield to derive an estimate of current equity return requirements.

...

There are two broad approaches used to estimate the risk premium, one historical and the other prospective.”

(SCGM-15, doc. 2, annexe A, pages 6 et 7)

Cette importance accordée à la capacité d'attirer les capitaux est primordiale. Le Dr. Morin a rappelé que même si on a tendance à l'oublier, une entreprise d'utilité publique (même un monopole tel SCGM) est en compétition avec toutes les autres entreprises pour s'attirer des fonds.⁸⁰

Quant à la méthode « MEAF », elle apparaît être une variante plus sophistiquée de la méthode « Prime de risque » :

⁸⁰ Le Dr. Morin disait : “... est en concurrence parfaite au niveau des intrants en terme de capitaux.” (t.n.s. du 27 octobre 1998, pages 50 et 51)

“The fundamental idea underlying the CAPM [i.e. « MEAF » en français] is that risk-averse investors demand higher returns for assuming additional risk, and higher-risk securities are priced to yield higher expected returns than lower-risk securities. The CAPM quantifies the additional return, or risk premium, required for bearing incremental risk, and provides a formal risk-return relationship anchored on the basic idea that only market risk matters, as measured by beta. According to the CAPM, securities are priced such that:

$$\text{EXPECTED RETURN} = \text{RISK-FREE RATE} + \text{RISK PREMIUM}$$

Denoting the risk-free rate by “ R_F ” and the return on the market as a whole by “ R_M ” the CAPM is stated as follows:

$$K = R_F + \beta(R_M - R_F)$$

(SGM-15, doc. 2, annexe A, page 8)

3. Taux sans risque

L'équation comprise à la fin de la dernière citation résume bien les divergences entre les experts Morin et Waters dans l'utilisation de la méthode « MEAF » pour déterminer le taux de rendement sur l'équité ordinaire de SCGM pour 1999.⁸¹

La première variable de cette équation est le taux sans risque. Ce taux sans risque est défini comme étant le rendement prévu des obligations à long terme (30 ans) du gouvernement du Canada pour la période tarifaire visée, soit du 1er octobre 1998 au 30 septembre 1999 en l'instance.

Pour le Dr. Morin, cette prévision pour l'année-témoin de ce taux long terme (30 ans) doit être estimée conformément à la méthode suivie par les autres organismes de réglementation canadiens du domaine énergétique.

Le tableau comparatif intitulé « Formules de détermination du taux de rendement sur l'avoir propre » compris dans la pièce SGM-15, document 2.37 illustre bien que la proposition de SCGM (Morin) pour estimer le taux sans risque est identique à la méthode suivie par le British Columbia Utilities Commission, l'Office national de l'énergie, le Manitoba Public Utilities Board et l'Ontario Energy Board.

⁸¹ L'expert Waters ne faisant pas appel aux trois autres tests utilisés par le Dr. Morin en sus de la méthode « MEAF ».

On utilise donc la moyenne des prévisions de ce que seront les rendements des obligations de 30 ans du gouvernement du Canada dans trois et douze mois et ce, tel que publié dans le Consensus Forecasts daté du mois d'août.⁸²

L'utilisation du Consensus Forecasts du mois d'août est justifiée par le fait qu'il s'agit du dernier Consensus Forecasts disponible et pouvant être utilisé (avec un délai raisonnable) avant le début de l'année tarifaire, soit le 1er octobre. L'utilisation du Consensus Forecasts du même mois à chaque année (août) permet d'avoir un repère constant d'année en année. Ceci écarte les aléas des délais d'audition et de décision réglementaires, évitant ainsi l'arbitraire et permettant la fixation d'un taux de rendement raisonnable.

Les prévisions de ce que seront les taux dans trois et douze mois contenues au numéro du mois d'août donnent les taux prévus à la fin du mois de novembre de l'année tarifaire projetée (prévision trois mois) et à la fin du mois d'août de l'année-témoin projetée (prévision douze mois). Ce sont donc les prévisions qui correspondent, à peu de chose près, à l'année-témoin projetée. Les autres organismes de réglementation canadiens du domaine énergétique utilisent également le numéro du Consensus Forecasts du deuxième mois précédant le début de l'année-témoin projetée. Ce n'est pas un hasard. L'utilisation dans le cas de SCGM du numéro du mois d'août permet de tenir compte des taux prévus à la fin du deuxième mois (novembre) et du onzième mois (août) de l'année-témoin projetée, générant ainsi une moyenne de taux prévus presque parfaitement centrée sur l'année-témoin.

De plus, il est important de bien harmoniser le traitement entre les entreprises ayant des activités comparables car autrement, il y aurait risque de pénaliser ou d'avantager certaines entreprises dans leur capacité respective à lever des capitaux sur les marchés.

Conséquemment, le recours à un numéro du Consensus Forecasts subséquent au début de l'année-témoin projeté est tout simplement mal fondé. En effet, où serait la logique d'utiliser des prévisions (douze mois) allant **au-delà** de l'année-témoin pour laquelle la Régie cherche à fixer des tarifs ?

C'est ce que l'ACIG tente de faire en produisant au dossier l'engagement numéro 1 du Dr. Waters (ACIG-2, doc. 3), soit le numéro d'octobre 1998 du Consensus Forecasts.

⁸² De façon plus précise, le calcul de cette prévision implique le calcul de la moyenne des prévisions de rendement des obligations de dix ans du gouvernement du Canada (lesquelles sont spécifiquement publiées dans le Consensus Forecasts pour les prochains trois mois et douze mois, laquelle moyenne est ajustée pour refléter les taux des obligations de 30 ans et ce, en y ajoutant la moyenne des écarts constatés dans les taux réels dix ans versus 30 ans au mois de juillet précédent.

De plus, le recours au numéro du Consensus Forecasts d'octobre forcerait l'utilisation d'un repère différent d'une année à l'autre puisqu'en temps normal, le numéro d'octobre n'est pas disponible puisque la Régie rend habituellement sa décision avant le début de l'année tarifaire de SCGM (1er octobre) !

Par ailleurs, il est normal que la Régie ait demandé à SCGM, le 14 août 1998, de déposer le plus récent numéro du Consensus Forecasts (soit celui du mois d'août 1998). Les prévisions du taux sans risque incluses au dossier original reposaient sur le Consensus Forecasts de mars 1998 (SCGM-15, doc. 2 français, page 8 de 21, ligne 15). Cette mise à jour des données à l'aide du plus récent numéro pouvant être utilisé avant le début de l'année-témoin 1999 était ainsi appropriée.

À tout événement, le taux sans risque utilisé par le Dr. Morin lors du dépôt du dossier tarifaire original en mai 1998 était de 6,02 % (fondé sur les prévisions du Consensus Forecasts du mois de mars 1998).

Quant à l'expert de l'ACIG, il apparaît être le seul à ne pas utiliser les prévisions du Consensus Forecasts pour estimer la prévision du taux sans risque pour la période du 1er octobre 1998 au 30 septembre 1999.

Le Dr. Waters admettait avoir plutôt recours à sa propre prévision pour le taux de rendement des obligations long terme (30 ans) du gouvernement du Canada, laquelle il situait dans une fourchette de 5,75 % à 6,25 %:

“214 Q. ... but for this particular test year [1999], to start, I understand that it is basically your forecasts versus Consensus Forecasts, is that it?

A. Well... yes, it is, ...”

(t.n.s. du 28 octobre 1998, page 116)

4. Prime de risque du marché

La deuxième variable de l'équation utilisée par les experts Morin et Waters en vertu de la méthode « MEAF » est la détermination de la prime de risque du marché.

C'est au niveau de cette donnée qu'il existe une divergence importante entre les deux témoins experts. La preuve a toutefois démontré que la méthodologie suivie par le Dr. Morin était plus exhaustive et, contrairement à celle du Dr. Waters, respectait les normes d'estimation des primes de risque du marché habituellement utilisées par les spécialistes en finances et réglementation.

Le Dr. Morin a estimé une prime de risque du marché moyenne de 6,5 %.

Il importe de souligner qu'il s'agit d'une moyenne. Tel qu'il a été détaillé aux pages 7 à 10 de l'annexe B de SCGM-15, doc. 2 français, le Dr. Morin a fait appel aux résultats de cinq études distinctes. Bien plus, trois de ces études⁸³ étaient des analyses rétrospectives alors que les deux autres⁸⁴ étaient des études prospectives de l'excédant de rendement attendu par les investisseurs pour les titres d'équité lorsque comparé aux titres sans risque.

Enfin, toutes les estimations de prime de risque de marché qui s'appuyaient sur les données historiques résultaient de moyennes arithmétiques des rendements au cours des périodes de temps analysées.

Le bien-fondé de l'utilisation de moyennes arithmétiques plutôt que géométriques (comme le fait le Dr. Waters) a été amplement démontré à l'audience par le Dr. Morin (t.n.s. du 27 octobre 1998, pages 91 à 95 et SCGM-25, doc. 2.37, pages 6 et 7).

En bref, si la moyenne géométrique peut servir (quand on regarde le passé) comme mesure sommaire du rendement d'un portefeuille sur une très longue période, c'est la moyenne arithmétique qu'il faut utiliser quand on regarde vers l'avenir et que l'on cherche à estimer le rendement attendu, compte tenu des conditions actuelles, par l'investisseur.

L'exemple mathématique présentée par le Dr. Morin montrait bien que la moyenne géométrique n'est pas une bonne mesure des attentes de rendement des investisseurs. C'est ce qui lui faisait conclure que « pour estimer le coût du capital, on utilise la moyenne arithmétique ».⁸⁵

La preuve supplémentaire produite lors du contre-interrogatoire du Dr. Waters a aussi mis en lumière que toutes les autorités dans le domaine de la finance supportent les conclusions du Dr. Morin quant à l'utilisation de moyennes arithmétiques pour estimer le coût du capital :

“ Moral : If the cost of capital is estimated from historical returns or risk premiums, use arithmetic averages, not compound annual rates of return [i.e. des moyennes géométriques].”

(Brealey and Myers, Principles of Corporate Finance, page 147, produit sous la cote SCGM-15, doc. 2.39)⁸⁶

⁸³ Hatch-White, étude canadienne pour 1950-1987 (6,9 %); Institut canadien des actuaires pour 1924-1996 (5,8 %) et Ibbotson Associates, étude américaine pour 1926-1996 (7,4 %).

⁸⁴ Value Line Canada (6,5 %) et Value Line U.S. (5,8 %)

⁸⁵ SCGM-15, doc. 2.37, page 7.

⁸⁶ Voir aussi les t.n.s. du 28 octobre 1998, aux pages 121 à 126, Q. et A. 226 à 237.

Référant à une autre autorité produite à l'audience, soit le « 1996 Yearbook » de Ibbotson Associates (SCGM-15, doc. 2.40), le Dr. Waters admettait que le Dr. Morin avait effectivement présenté ses calculs de la prime de risque du marché selon la méthode « MEAF » conformément à ce qui est enseigné dans l'industrie :

“237 Q. I am coming to this because on pages 153 and 154, the authors of this ninety-six ('96) Yearbook, which should be by the way SCGM-15, document 2.40, there is a discussion at the last section and it is entitled, quite interestingly for our case, "Arithmetic Vs Geometric Differences". And the authors go on to say:

"For use as the expected equity risk premium in the CAPM, the arithmetic or simple difference of the arithmetic means of stock market returns and riskless rates is the relevant number".

And on the next page, they go on to say:

"Therefore, the CAPM expected equity risk premium must be derived by arithmetic not geometric subtraction. The expected equity risk premium should always be calculated using the arithmetic mean".

Is it your understanding that this is what Dr. Morin has done in his written evidence?

A. Yes. And as I have indicated in my opening statement, the analysis has to be taken further in the context of regulated utilities which have a degree of assurance of achieving returns. That is the case in Canada.”

(t.n.s. du 28 octobre 1998, pages 125 et 126)

Enfin, à une question précise du procureur de la Régie, à savoir s'il connaissait des autorités publiées qui supportaient son utilisation de moyennes géométriques dans la méthode « MEAF », le Dr. Waters devait admettre que non⁸⁷ :

“344 Q. To your knowledge, are there any publications that support the contrary?

A. Not to my knowledge ...”

(t.n.s. du 28 octobre 1998, page 163)

Un autre aspect pertinent à retenir de la preuve présentée par les experts quant à l'estimation de la prime de risque de marché est la façon dont le Dr. Waters a calculé les moyennes arithmétiques qu'il a tout de même présentées en annexes VI et VII de son témoignage principal (ACIG-2, doc. 1).

⁸⁷ La seule décision d'un organisme de réglementation à laquelle le Dr. Waters a pu référer la Régie quant à l'utilisation de la moyenne géométrique est la décision CRTC-98-2 du Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes. Il est toutefois intéressant de noter que dans cette décision récente (5 mars 1998), le CRTC avait estimé la prime de risque de marché à 5,8-6,0 % (voir le tableau 4 de ACIG-2 doc. 3 du Dr. Waters) Cette estimation est beaucoup plus près de celle du Dr. Morin (6,5 %) que de celle du Dr. Waters (4,5 %).

Pour la période 1926-1997, le Dr. Waters concluait que la prime de risque du marché (canadienne) était de 5,0 % (moyenne arithmétique). On se rappellera que pour une période similaire (1924-1996) pour le Canada, le Dr. Morin avait pourtant présenté une moyenne arithmétique de 5,8 %, soit le résultat de l'étude de l'Institut canadien des actuaires (« ICA »).

Qu'est-ce qui pouvait expliquer que le Dr. Waters calculait cette moyenne arithmétique beaucoup plus basse pour la même période de temps (et aussi pour des entreprises canadiennes) ?

La réponse se trouvait dans le fait que le Dr. Waters avait retiré les données provenant de l'étude de l'ICA pour la période 1950-1987 et les avait remplacées par les données de l'étude Hatch-White portant sur la même période.

Soulignons que le Dr. Morin a aussi utilisé le résultat de l'étude Hatch-White, soit une prime de risque de marché de 6,9 % pour 1950-1987. Le Dr. Morin a, cependant, utilisé cette étude avec quatre autres études pour en tirer une moyenne (6,5 %). Le Dr. Morin a aussi utilisé l'étude de l'ICA intégralement contrairement au Dr. Waters.

Évidemment, le Dr. Waters n'avait pas fourni avec ses annexes VI et VII le calcul de la moyenne arithmétique de la prime de risque de marché pour les données retranchées de l'étude de l'ICA pour la période 1950-1987 (t.n.s. du 28 octobre 1998, pages 135 à 137, Q. et A. 260 à 267).

La pièce SCGM-15, doc. 2.42 rectifie la situation en montrant que la prime de risque du marché pour la période 1950-1987 pour les données canadiennes de l'ICA totalise 7,7 %.

En bref, le Dr. Waters avait remplacé une période de temps de l'étude de l'ICA où la prime de risque du marché (arithmétique) était de 7,7 % et l'avait remplacé par une étude (Hatch-White) qui calculait plutôt une prime de risque de marché de 6.9 %. On comprend pourquoi le calcul de la moyenne arithmétique du Dr. Waters était si bas.

5. Coefficient bêta

La dernière variable à déterminer dans l'équation de la méthode « MEAF » est le coefficient bêta applicable à SCGM.

Ce coefficient bêta est une mesure de la sensibilité de la valeur du titre d'équité d'une entreprise aux fluctuations de l'ensemble du marché.

Cependant, comme l'a expliqué le Dr. Morin, il s'avère nécessaire de rajuster les bêtas afin de compenser pour l'erreur systématique qui se glisse dans la mesure des coefficients bêtas.⁸⁸

Cette pratique est courante et correspond à ce qu'on retrouve dans les outils destinés aux investisseurs :

"Ce rajustement est effectué couramment par des services de placement reconnus, comme Value Line,

...

"Non seulement ces rajustements sont-ils effectués de façon courante par les services de placement reconnus, mais ils sont aussi acceptés et utilisés par les organismes de réglementation américains. De plus, la littérature scientifique démontre que la méthode de rajustement des bêtas utilisée par les services de placement permet des prévisions beaucoup plus justes que les valeurs non rajustées. Sur le plan pratique, un investisseur rationnel est bien plus susceptible de s'appuyer sur les bêtas rajustés, amplement disséminés par les services de placement."

(SCGM-15, document 2, annexe B, page 4)⁸⁹

Le témoin expert de l'ACIG (Dr. Waters) a aussi admis que les publications destinées aux investisseurs utilisaient des bêtas rajustés et non des bêtas bruts comme il le suggère malgré tout :

"281 Q. But we do agree that publications for the investment community use adjusted betas?

A. They do provide adjusted betas."

(t.n.s. du 28 octobre 1998, page 144)

À cet égard, la pièce SCGM-15, doc. 2.43, produite lors du contre-interrogatoire du Dr. Waters, confirme que les publications destinées aux investisseurs utilisent des bêtas rajustés (il s'agissait d'un extrait du guide de l'utilisateur du The Value Line Investment Survey — Canadian Edition contenant la définition de « bêta »).

Quant au bêta à retenir pour SCGM, le Dr. Morin, dans l'annexe B à sa preuve SCGM-15, doc. 2, fournit les bêtas d'entreprises énergétiques canadiennes (deux études distinctes) et de distributeurs de gaz naturel américains (une étude) afin de calculer la moyenne des bêtas applicables à ces entreprises comparables à SCGM.

⁸⁸ Les bêtas élevés auront tendance à être surestimés et les bêtas faibles à être sous-estimés. Le rajustement vise à ramener les estimations des bêtas vers 1,00 (annexe B de SCGM-15, doc. 2, page 3).

⁸⁹ Voir aussi le témoignage à l'audience du Dr. Morin à la page 90 de la t.n.s. du 27 octobre 1998.

Il en conclut que le bêta approprié pour SCGM se situe dans une zone de 0,65 à 0,70. Il retient finalement un bêta de 0,65 pour SCGM (choix conservateur).⁹⁰

6. Calcul de la prime de risque de SCGM

Selon l'application de la méthode « MEAF », la prime de risque calculée par le Dr. Morin est de 4,5 % pour SCGM :

- > prime de risque SCGM selon « MEAF » = $\beta(\text{prime de risque de marché}) + \text{frais d'émission}$ ⁹¹
- > arrondie à 4,50 = 0,65 (6,50) + 0,30

Cette prime de risque calculée selon de la méthode « MEAF » apparaît beaucoup plus fiable que le résultat de 2,25 % obtenu par le Dr. Waters. En effet, tel que mentionné précédemment, le Dr. Morin a aussi calculé, selon trois autres méthodes, la prime de risque applicable à SCGM pour l'exercice 1999.

La page 8 de SCGM-15, doc. 2 français énumère les résultats ainsi obtenus (de même que la première page de SCGM-15, doc. 2.37) :

Méthode « MEAF »	=	4,50 %
« MEAF » empirique	=	5,10 %
Distributeurs de gaz U.S. rétrospectif	=	4,20 %
Distributeurs de gaz U.S. prospectif	=	<u>4,80 %</u>
Moyenne :		<u>4,65 %</u>

Rappelons que le Dr. Waters n'a eu recours à aucune autre méthode que la méthode « MEAF ». Le Dr. Morin a, quant à lui, calculé une prime de risque de 4,65 % pour SCGM pour l'exercice 1999 en prenant la moyenne des différentes méthodes utilisées.

Au surplus, il faut souligner que le Dr. Waters, dans son calcul de la prime de risque pour SCGM, tient doublement compte, à tort, du fait que SCGM est une entreprise réglementée. Dans un premier temps, il tente de justifier l'utilisation d'une moyenne géométrique (donnant évidemment des résultats inférieurs à une

⁹⁰ En réponse à une demande de la Régie, le Dr. Morin avait également calculé la moyenne des bêtas applicables à quatorze entreprises réglementées mais non exclusivement du secteur énergétique. La pièce SCGM-15, doc. 2.28 indique alors un bêta moyen de 0,68.

⁹¹ Les frais d'émission de 30 points de base ajoutés pour compenser la nécessité d'avoir à émettre en tout temps du capital-action équivalent au coussin de sécurité de 25 à 50 points de base qu'ajoute le Dr. Waters à son calcul de la prime de risque.

moyenne arithmétique) parce que SCGM est une entreprise réglementée. Or, il recourt une seconde fois à ce raisonnement lorsqu'il utilise un bêta non ajusté (brut) au motif que cela tient compte que SCGM est, selon lui, une entreprise réglementée, donc moins risquée.

iii) Révision d'octobre 1998 du taux recommandé pour l'équité ordinaire

Lors du dépôt de son témoignage original en mai 1998, le Dr. Morin recommandait donc un taux de rendement sur l'équité de 10,67 % sur la base d'un taux sans risque de 6,02 % et de son calcul de la prime de risque applicable à 4,65 % ($6,02 \% + 4,65 \%$).

Cette recommandation était évidemment en fonction de données antérieures au mois de mai 1998 (notamment le taux sans risque calculé à partir du Consensus Forecasts de mars 1998).

Dans le cadre de la mise à jour du dossier faite en octobre 1998, la recommandation du Dr. Morin pour le taux de rendement sur l'équité ordinaire est passée à 10,47 %.

En effet, tel qu'explicité à la pièce SCGM-1, doc. 2, page 6 de 12, le taux sans risque fondé sur le Consensus Forecasts du mois d'août 1998 est descendu à 5,759 %.

Cette baisse du taux sans risque a eu pour effet de faire augmenter légèrement la prime de risque applicable. Tel qu'expliqué dans la section de la présente argumentation portant sur la formule d'ajustement automatique du taux de rendement, il existe une relation inverse entre la prime de risque et le niveau des taux d'intérêt. Cette élasticité a été estimée à 75 % par le Dr. Morin.

Conséquemment, la prime de risque de SCGM estimée originalement à 4,65 % doit être augmentée à 4,715 % ($4,65 + (1-0,75)(6,02 - 5,759)$).

Le taux de rendement recommandé maintenant est donc de 10,47 % vu l'addition du taux sans risque de 5,759 % et de la prime de risque révisée pour SCGM de 4,715 %.

iv) Faiblesses de la recommandation du Dr. Waters

En sus des éléments discutés spécifiquement dans la revue de la méthodologie et des calculs utilisés par les experts Morin et Waters, il importe de souligner les points suivants relatifs à la recommandation du témoin-expert de l'ACIG.

1. Comparabilité avec les rendements autorisés pour les entreprises comparables à SCGM

Après avoir émis sa recommandation pour un taux de rendement sur l'équité ordinaire, le Dr. Morin fait l'exercice de comparer sa recommandation avec les rendements autorisés par les organismes de réglementation dans l'industrie du gaz naturel (voir pages 8 et 9 de SCGM-15, doc. 2 français).

Il ne s'agit pas de se limiter à cette comparaison pour déterminer le coût du capital de SCGM mais ces autres rendements autorisés :

"... influencent tout de même les anticipations de croissance des investisseurs et leurs attentes en matière de taux de rendement. Ils servent également de point de repaire utile pour juger de la raisonnable de ma recommandation. Le taux de rendement moyen accordé par les organismes de réglementation lors de ces décisions relativement récentes se chiffre à 10,6 %, ce qui est égal à ma propre recommandation."

(Dr. Morin, SCGM-15, doc. 2 français, page 8 de 21, lignes 21 à 26)

À l'inverse, la preuve a démontré que la recommandation du Dr. Waters pour SCGM pour 1999 (8,25 %) était déraisonnable et grandement inférieure aux taux autorisés pour l'équité ordinaire des utilités publiques canadiennes. Le tableau de la page 10 de la pièce SCGM-15, doc. 2.36 commenté par le Dr. Morin était particulièrement illustratif de la position marginale du Dr. Waters.

Plus éloquent encore à cet égard est la réponse fournie par le Dr. Waters à la question 7 de SCGM (ACIG-2, doc. 2) qui montre bien qu'au cours des cinq dernières années, le Dr. Waters a toujours recommandé des taux de rendement sur l'équité ordinaire clairement inférieurs à ce que les organismes de réglementation ont finalement accordés.

Le Dr. Waters est conscient de sa position constamment marginale en matière de recommandation de taux de rendement sur l'équité. Il tente donc de justifier ses recommandations aux pages 48 à 52 de son témoignage en chef (ACIG-2, doc. 1).

Pour ce faire, il explique que le taux sans risque qu'il utilise pour estimer le taux de rendement applicable à SCGM est plus bas que celui qui a prévalu pour toutes les autres décisions récentes des organismes de réglementation canadiens. Pourtant, ceci n'est nettement pas le cas pour ce qui est de Consumers' Gas qui s'est vu octroyé un taux de rendement de 9,51 % pour le même exercice financier que celui de SCGM (1er octobre 1998 au 30 septembre 1999).

De plus, le Dr. Waters soutient qu'en ce qui concerne la prime de risque applicable aux entreprises visées, ses recommandations de taux seraient beaucoup plus proches des décisions de ces organismes de réglementation (notamment l'ONE et

la BCUC), si ces derniers avaient accepté sa position quant à une élasticité de 100 % des variations des taux d'intérêt et de la prime de risque.

En d'autres mots, le Dr. Waters nous dit que si l'ONE et la BCUC avaient suivi ses recommandations, les taux de rendement autorisés apparaîtraient plus proches de ses recommandations !

2. Danger de se marginaliser

Le seul organisme de réglementation canadien ayant suivi dans une certaine mesure la recommandation du Dr. Waters dans les dernières années apparaît être l'organisme de réglementation de Terre-Neuve dans la récente décision d'août 1998 sur Newfoundland Power Inc.

Il y a lieu de retenir les conséquences de cette décision marginale sur les ratios financiers de Newfoundland Power Inc. et la conséquence majeure qui s'en est suivie, soit la décote des titres obligataires de l'entreprise.

La pièce SCGM-15, doc. 2.38, soit le « Credit Alert » du CBRS ne saurait être plus explicite quant aux raisons ayant mené à cette décote :

“A projected decline in revenues, earnings and coverage ratios in 1998 ...

Based on today's Long Canadas, the company would be granted an allowed ROE of 8.95 % in 1999 thereby deteriorating coverage ratios somewhat.”

(SCGM-15, doc. 2.38)

Une telle décote ne pourra qu'avoir des conséquences néfastes pour les clients qui devront assumer un coût de financement supérieur à ce qu'il était.

3. Incompréhension du risque d'affaires de SCGM par le Dr. Waters

Une autre grande faiblesse dans l'analyse faite par le Dr. Waters de la situation de SCGM est son évaluation sommaire du risque d'affaires de SCGM. Plus particulièrement, il n'a pas adéquatement considéré le risque particulier de SCGM découlant de son importante concentration de clients industriels et de sa grande vulnérabilité à la concurrence du mazout.

La pièce SCGM-14, doc. 1.2 a) indique cette forte concentration des volumes de gaz livrés à des clients industriels (plus de 60 % des volumes livrés).

Or, le Dr. Waters a admis que les clients industriels représentaient un groupe de clients plus susceptibles de transférer du gaz naturel au mazout que les clients résidentiels.⁹²

En réponse à ce risque accrue de SCGM résultant de sa vulnérabilité à la concurrence du mazout, le Dr. Waters avait mentionné que 111 Bcf de gaz à être livrés aux clients des tarifs 4 et 5 étaient garantis par contrats.

La preuve a cependant démontré que le Dr. Waters n'avait pas examiné ces contrats pour évaluer la protection qu'ils accorderaient, ni n'avait considéré que 20 Bcf demeuraient totalement vulnérables à la concurrence mazout chez les clients des tarifs 4 et 5, ces derniers n'étant aucunement garantis :

"97 Q. The number that you give at page 15 of your testimony insofar as the volumes are concerned, you mention that a hundred eleven (111) Bcf are accounted for by rate categories 4 and 5; is it your understanding that the total consumption of industrial customers or rate categories 4 and 5 is a hundred and eleven (111) Bcf?

A. Well, I would have to look at the source document, but I think I have stated accurately my understanding of the volumes that are covered by these rate categories.

98 Q. My reading of page 15 is that a hundred eleven (111) Bcf are accounted for rate categories 4 and 5, so, the total consumption of rates 4 and 5 is a hundred eleven (111) Bcf?

A. Yes.

99 Q. At exhibit SCGM-3, document 2, page 33, I do not know if you had a chance to look at this, would you have... I will show you a copy of the exhibit. There is a volume amount for the industrial customers in question that totals a hundred and thirty-one (131) Bcf. Did you have a chance to...

A. I have.

100 Q. If I were to tell you that out of the one hundred and thirty-one (131) Bcf, the one hundred and eleven (111) that you refer to in your testimony are the guaranteed volumes.

A. O.K.

101 Q. Would you accept this?

A. Yes.

102 Q. Therefore, if we have only a hundred eleven (111) guaranteed, there is a differential of twenty (20) Bcf, that would be subject in that case to fuel substitution; would you agree to that?

A. Yes.

103 Q. Would you characterize the twenty (20) Bcf in question as a significant risk?

⁹² Voir particulièrement la page 71 de la t.n.s. du 28 octobre 1998.

A. It depends what you do with the twenty (20) Bcf that's left over. And if you sell it somewhere else, this is O.K. If you have a way of restructuring the rates to recover the amounts related to that, then it is not an issue either.

104 Q. But restructuring the rate, that would come into the following rate case, but for the current tests here, I mean the tests here we are talking about, the loss of the twenty (20) Bcf, did you quantify the value of such a loss? Or maybe the loss of one (1) Bcf?

A. I cannot quantify that. I am sure that the record has got considerable information on that.

105 Q. If I were to suggest to you that the loss of these twenty (20) Bcf would be in the order of thirty million (\$30 M) dollars, would you characterize this as a significant risk?

A. It depends what is done with the thirty million (30 M) of shortfall.

106 Q. But a thirty-million dollar (\$30 M) shortfall would be characterized as a significant risk?

A. If that were the shortfall and there was no alternative recovery."

(t.n.s. du 28 octobre 1998, pages 75 à 77)⁹³

Ces 20 Bcf de gaz aucunement garantis représentent évidemment un risque significatif pour SCGM, tel qu'admis par le Dr. Waters.

En bref, le Dr. Waters n'a pas considéré dans son analyse du risque d'affaires de SCGM cette dimension importante de sa spécificité, soit la forte concentration de clientèle industrielle :

"115 Q. But so far as the concentration is concerned into the industrial sector, there is no... because there is no mention in your testimony to this factor, that is correct?

A. That is correct.

116 Q. You did not analyze this factor?

A. I did not..."

(t.n.s. du 28 octobre 1998, page 79)

v) *Témoignage de MM. Lauzon et Lambert*

Le ROEE a fait entendre MM. Léo-Paul Lauzon et Gino Lambert concernant la fixation du taux de rendement sur l'équité ordinaire de SCGM.

⁹³ Le témoin Jacques Demanche avait témoigné lors de son contre-interrogatoire quant à la valeur de 20 Bcf, soit 30 M\$ chez les clients industriels (t.n.s. du 27 octobre 1998, pages 155 et 156, Q. et R. 137).

Tel que mentionné dès l'audience, SCGM soumet à la Régie que l'utilité et la valeur probante du témoignage de ces deux personnes, reconnues « expert en comptabilité », sont quasiment nulles. Les sujets traités ici relevaient plutôt d'experts en finances et en réglementation économique de monopoles.

À tout événement, la preuve soumise par MM. Lauzon et Lambert visait principalement à amener la Régie à remettre en question la méthode de fixation du taux de rendement menant à l'établissement du coût en capital de SCGM.

Plus particulièrement, MM. Lauzon et Lambert soutenaient que certains des actionnaires (e.g. Hydro-Québec) de la corporation (Noverco inc.) détenant 100 % des actions de la compagnie (Gaz Métropolitain, inc.) détenant, à son tour, 80 % des parts sociales de SCGM, n'étant pas imposables, la Régie devrait revoir l'inclusion d'une charge d'impôts présumés dans l'établissement du coût de service de SCGM.

Conceptuellement, une telle approche rappelle celle commentée par le Dr. Morin, expert en réglementation, suite à une question du procureur du ROEE. Le Dr. Morin a clairement indiqué que cette approche a été rejetée partout en Amérique du Nord. On ne peut pas rechercher continuellement la provenance des fonds investis pour connaître le coût du capital de l'entreprise réglementée :

“267 Q. Est-ce que les autorités, les tribunaux administratifs américains qui ont des pouvoirs d'adjudication sur la tarification se sont intéressés au concept de “double leverage”?

R. Durant la période où American Telephone & Telegraph, AT & T, était réglementée, il y a eu une phase, durant les années quatre-vingt-un (81) à quatre-vingt-deux (82), quatre-vingt-trois (83), où on s'intéressait à la source de fonds et le concept de “double leverage” est devenu populaire pendant quelques années puis éventuellement, il a disparu. Parce que c'est un concept qu'on ne peut pas réconcilier avec les concepts de base de la finance.”

(t.n.s. du 27 octobre 1998, page 220)

En pratique, le contre-interrogatoire de MM. Lauzon et Lambert a fait ressortir que leur analyse de la question de l'inclusion d'une charge d'impôts présumés dans la fixation des tarifs de SCGM avait été superficielle.⁹⁴

C'est d'ailleurs ce qui explique leur méconnaissance du traitement historique de cette charge d'impôts présumés. Ces témoins ne savaient pas que SCGM détient sa franchise actuelle de distribution de gaz naturel depuis le 12 août 1991. Ils ne savaient pas que Gaz Métropolitain, inc. était, avant cette date, le distributeur de gaz pour ce territoire. Ils ne savaient pas non plus que la charge d'impôts était incluse dans

⁹⁴ Réponse de Gino Lambert : “... comme je vous dis, faute de temps, on a dû là tout simplement couper un peu les coins ronds en ce qui concerne là ceci.” (t.n.s. du 30 octobre 1998, pages 16 et 17)

l'établissement des tarifs du distributeur Gaz Métropolitain, inc. de la même façon qu'elle l'est maintenant dans l'établissement des tarifs de SCGM.⁹⁵

En bref, contrairement à ce qui a été affirmé par MM. Lauzon et Lambert, les clients ne sont pas lésés puisqu'ils voient les tarifs de SCGM établis de la même façon que lorsque le distributeur était Gaz Métropolitain, inc. pour ce qui est de la charge d'impôts. Les clients ne paient donc ni plus, ni moins.

Il est d'ailleurs normal qu'il en soit ainsi puisque toute cette question avait fait l'objet d'une analyse complète par la Régie du gaz naturel avant le transfert du droit de distribution de Gaz Métropolitain, inc. à SCGM.

La décision D-90-75, rendue à ce moment, est explicite à cet égard⁹⁶ :

"Cet article permet donc la transition d'une compagnie à une société en commandite, et la radiation de toute charge d'impôt déjà incluse dans les tarifs du distributeur corporatif actuel serait le résultat, selon la Régie, d'une application irrégulière et abusive de la Loi."

(Décision D-90-75, page 11)

"Dans le présent dossier, il faut le rappeler, l'effet de la transition en société en commandite s'opère avec totale neutralité. Les consommateurs n'assumeront pas plus de charge d'impôt dans les tarifs qu'ils n'en ont actuellement. La préoccupation est à l'effet que l'entité est présumée compagnie aux mêmes titres et effets fiscaux qu'actuellement."

(Décision D-90-75, page 12)

La Régie du gaz naturel avait donc conclu :

"DÉTERMINE que les principes suivants s'appliqueront à l'année témoin en cours et à toute autre année tarifaire subséquente, savoir:

- la Régie tiendra compte des conséquences fiscales découlant du fait que les revenus de Société GMI sont imposables au niveau des associés et considérera pour la détermination des dépenses d'opérations de Société GMI un impôt présumé (impôt sur le revenu et impôt sur les grandes corporations) et une taxe sur le capital présumée, soit les impôts calculés comme si la présente réorganisation n'avait pas lieu et en présumant que la société en commandite est une corporation canadienne imposable."

(Décision D-90-75, pages 18 et 19)

⁹⁵ Voir principalement aux pages 15 et 17 de la t.n.s. du 30 octobre 1998.

⁹⁶ Rappelons que les motifs de cette décision étaient aussi inclus dans l'avis favorable de la Régie au gouvernement en date du 17 décembre 1990 concernant l'autorisation demandée au gouvernement par Gaz Métropolitain, inc. pour aliéner, céder ou transférer à SCGM, son droit exclusif de distribution de gaz naturel. Il va sans dire que le gouvernement a autorisé ce transfert (effectif au 12 août 1991).

Enfin, il importe de souligner que les témoins Lauzon et Lambert ont même dû admettre qu'ils ne pouvaient pas prouver les prémisses du raisonnement qu'ils soumettaient. Gaz Métropolitain, inc. est une corporation canadienne imposable détenant 80 % des parts de SCGM (t.n.s. du 30 octobre 1998, page 19, Q. et R. 15).

Quant à l'autre 20 % des parts de SCGM, les témoins ont admis n'avoir fait aucune vérification leur permettant d'affirmer que cette portion serait ou non détenue par des corporations (t.n.s. du 30 octobre 1998, pages 20 et 21, Q. et R. 17 à 22).

Or, ils avaient admis que si SCGM était détenue à 100 % par des corporations, alors la charge d'impôts présumés dans l'établissement des tarifs serait entièrement justifiée (t.n.s. du 30 octobre 1998, page 19, Q. et R. 14).

En bref, la proposition de MM. Lauzon et Lambert revient à remettre continuellement en question la rémunération du capital investi selon les changements au niveau des associés de SCGM, lesquels peuvent survenir en tout temps.

Nous soumettons que cette approche doit être rejetée puisque ne reposant sur aucun fondement réglementaire sérieux et valable, tout en étant difficilement applicable en pratique.⁹⁷

Les témoins Lauzon et Lambert ont aussi fait part de leur opinion quant au risque global auquel fait face SCGM. Il va sans dire que ce qui importe à ce sujet, c'est la perception qu'ont les investisseurs de ce risque afin de refléter dans le taux de rendement autorisé, la prime de risque appropriée.

Nous réitérons que la Régie ne peut accorder de valeur probante aux témoins Lauzon et Lambert quant à cet aspect. Ces deux personnes ont admis n'avoir aucune expérience ou qualification en matière d'évaluation du risque d'entreprises réglementées.

Au surplus, le contre-interrogatoire de ces deux témoins a permis d'apprendre que MM. Lauzon et Lambert croyaient que le risque de SCGM était diminué vu l'utilisation de comptes de nivellement.

Dans un premier temps, les témoins croyaient, à tort, que ce nivellement se faisait au niveau des dépenses et non (comme c'est le cas) au niveau des revenus et des volumes. Il s'en est suivi que la preuve chiffrée soumise n'était plus pertinente (e.g. annexe IV de ROEE-4; t.n.s. du 30 octobre 1998, pages 32 à 38).

⁹⁷ Les témoins Lauzon et Lambert admettaient qu'ils avaient limité leur analyse n'ayant pas accès aux informations relatives à IPL Energie inc. et Gaz de France (t.n.s. du 30 octobre 1998, pages 22 à 25).

Dans un deuxième temps, il est apparu que ces témoins n'avaient jamais considéré l'impact réel de l'asymétrie de traitement des trop-perçus/manque à gagner auquel fait face SCGM.

Conséquemment, MM. Lauzon et Lambert n'avaient pas retenu que cette asymétrie entraîne, en elle-même, un risque accru pour SCGM auquel les autres distributeurs ne font pas face.

Après avoir pris connaissance de la décision D-93-51 de la Régie du gaz naturel (à la page 247, tel que rapporté aux pages 52 et 53 de la t.n.s. du 30 octobre 1998), les témoins du ROEE ont finalement admis que les comptes de nivellement auxquels ils faisaient référence dans leur preuve écrite (ROEE-4) n'entraînaient pas une prime de risque moins élevée pour SCGM. Ils convenaient, en effet, que leur pièce ROEE-7 devait plutôt être amendée pour refléter le fait que ces comptes de nivellement ne font que réduire **partiellement** le risque **accru** de SCGM causé par l'asymétrie (voir t.n.s. du 30 octobre 1998, page 53, Q. et R. 99 et 100).

b) Coût en capital moyen pour 1999

Considérant la recommandation du Dr. Morin d'autoriser un taux de rendement sur l'avoir des actionnaires ordinaires de 10,47 % pour SCGM pour l'année-témoin 1999, il en résulte un coût moyen du capital pour cet exercice de 9,07 % sur la base de tarification.

Les détails du calcul de ce coût du capital tenant compte des coûts pondérés de la dette totale, des actions privilégiées et des actions ordinaires ont été produites par le trésorier de SCGM, Jacques Demanche, sous la cote SCGM-14, document 3, page 1 de 2 (révisé le 13 octobre 1998 et modifié suite aux corrections du Dr. Morin à l'audience du 27 octobre 1998).

Quant à l'évolution de ce coût en capital moyen par rapport à l'exercice 1997-1998, le trésorier Demanche l'a commenté à la page 14 de 16 de son témoignage en chef, SCGM-14, document 1.

c) Coût du capital prospectif

Une baisse du coût de la dette à long terme a entraîné une réduction du coût du capital prospectif pour l'exercice 1998-1999 par rapport à l'exercice précédent. Ce coût pour l'exercice 1999 a donc été établi à 7,93 % au dossier tarifaire original.⁹⁸

Le calcul de ce taux devant servir uniquement à l'évaluation des projets d'investissements de SCGM, conformément à la décision D-97-25, a été produit par le témoin J. Demanche sous la cote SCGM-14, doc. 12.

⁹⁸ Témoignage de Jacques Demanche, SCGM-14, doc. 1, pages 14 et 15. Tel que le témoin Nicole Bessette l'a mentionné (t.n.s. du 22 octobre 1998, page 124), SCGM n'a pas révisé cette donnée suite à la mise à jour d'octobre 1998. Elle le fera suite à la décision tarifaire et avisera la Régie et les intervenants du résultat du nouveau calcul.

VIII. Revenus requis

a) Autres revenus d'exploitation

La preuve produite aux audiences comprenait les pièces SCGM-2, doc. 5, 5.1 et 7. Les témoins Nicole Bessette et Carole Perron ont, en effet, adopté le contenu de ces documents.

On y retrouve le détail des 2 286 000 \$ de revenus anticipés pour l'exercice 1999 au chapitre des revenus d'exploitation, autres que résultant directement des ventes de gaz.

b) Revenus additionnels requis pour 1999

Compte tenu des projections de ventes, des rabais à la consommation, du coût du gaz, des autres revenus d'exploitation, des dépenses d'exploitation et autres ainsi que du rendement raisonnable sur la base de tarification, SCGM a calculé à 1 297 580 000 \$ les revenus requis pour l'exercice 1999.

Tel qu'il a été précisé à la pièce SCGM-2, doc. 3, ce montant de revenus requis résulte de la mise à jour du dossier tarifaire en octobre 1998 et présume de l'approbation du mécanisme d'ajustement mensuel du prix du gaz de compression proposé par SCGM en l'instance.

Tel qu'il est détaillé à la pièce SCGM-2, doc. 6, page 5, les revenus additionnels requis sont, en conséquence, de 7 950 000 \$ pour l'exercice 1999.

c) Traitement des trop-perçus et indices de maintien de la qualité de service

À la suite du report en phase III du présent dossier tarifaire de l'étude du mécanisme de rendement incitatif que proposait SCGM, nous soumettons évidemment à la Régie que le mécanisme actuel de rendement incitatif doit être reconduit pour l'année tarifaire 1998-1999.

En bref, il s'agit de garder le statu quo jusqu'à ce qu'un nouveau mécanisme soit approuvé par la Régie.

Les intervenants qui s'opposaient au nouveau mécanisme de rendement incitatif proposé par SCGM, suggéraient d'ailleurs de conserver le statu quo en ce qui a trait au mécanisme actuel de traitement des trop-perçus éventuels⁹⁹.

De plus, nous croyons que le maintien du mécanisme actuel jusqu'à ce qu'il soit remplacé par la Régie, respecte l'intention du législateur de préserver l'encadrement réglementaire existant jusqu'à remplacement expresse par une décision ou ordonnance de la Régie de l'énergie :

"159. Les décisions, ordonnances, règlements et résolutions adoptés par la Régie du gaz naturel, dans une matière visée par la présente loi, conservent leur effet jusqu'à leur abrogation, leur modification ou leur remplacement par une décision, une ordonnance, un règlement ou résolution pris en vertu de la présente loi."

(article 159 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, compris dans le chapitre portant sur les Dispositions transitoires et finales)

Conséquemment, la reconduction du mécanisme existant implique de maintenir l'essentiel des conditions y étant liées dont les indices actuels de maintien de la qualité de service.

Les témoins Pierre Despars, vice-président, Affaires corporatives, et André Gougeon, vice-président, Exploitation, tous deux de SCGM, ont témoigné à l'audience du 5 novembre 1998. Ils ont pu fournir un bilan à jour du résultat pour l'exercice 1998 de l'atteinte des indices en question.

Ils ont rappelé l'objectif premier de ces indices, soit d'assurer à la clientèle et à la Régie que la bonification du rendement (par le partage d'une partie du trop-perçu éventuel) ne se fasse pas au détriment de la qualité du service à la clientèle et de la sécurité du réseau de distribution de gaz (et donc du public)¹⁰⁰.

Lorsqu'on se penche sur le niveau de service qu'il y a lieu de maintenir, il faut évidemment tenir compte du fait que la clientèle n'est pas prête à payer, sans limite, les coûts d'une qualité de service extrêmement élevée mais non désirée ou utile¹⁰¹. Il faut donc tendre à un juste équilibre entre la qualité de service et les coûts pour rendre ce service¹⁰².

⁹⁹ Le mécanisme actuel a été approuvé à l'origine par la Régie du gaz naturel dans la décision D-93-51 et prévoit un partage possible pouvant aller jusqu'à 50 % des trop-perçus selon le niveau d'atteinte d'indices de maintien de la qualité de service.

¹⁰⁰ Voir page 3 de la pièce SCGM-16, doc. 1.25.

¹⁰¹ Comme, par exemple, si SCGM devait se munir des ressources additionnelles coûteuses pour être en mesure de répondre à la totalité de ses 150 000 clients en une minute ou moins.

¹⁰² Voir les propos du témoin P. Despars à la t.n.s. du 5 novembre 1998, page 167.

Nous soumettons que les indices actuels répondent à cet impératif. La preuve présentée a d'ailleurs établi que les résultats les plus récents des sondages sur la satisfaction de la clientèle confirment les attentes de la clientèle à cet égard. En somme, aucune preuve n'a été soumise pour démontrer une insatisfaction des consommateurs de gaz avec le niveau des indices actuels.

Au surplus, l'étude du mécanisme de rendement incitatif qui doit s'amorcer en phase III permettra certainement à tous les intervenants intéressés de faire valoir les indices de mesure de performance qu'ils voudraient voir ajouter. Ils pourront également suggérer des modifications aux indices de maintien de qualité de service en fonction des changements qui seront apportés au mécanisme de rendement incitatif de SCGM.

Notons d'ailleurs que SCGM est en voie de compléter un sondage portant sur la satisfaction de la clientèle. La pièce SCGM-16, doc. 1.27 fournissait la méthodologie dudit sondage et indiquait que les premiers résultats statistiquement valides seront disponibles au printemps 1999.

Nous soumettons donc que toute modification ou ajout aux indices actuels ne doit pas être fait avant d'avoir les résultats de ce sondage et ce, dans le cadre de l'analyse plus poussée de toute cette question dans la phase III de la présente cause.

Conséquemment, SCGM propose de maintenir les quatre indices actuels relatifs à :

- > la fréquence des lectures de compteurs¹⁰³;
- > la rapidité de réponse aux appels téléphoniques;
- > la rapidité de la réponse aux situations d'urgence; et
- > l'entretien préventif.

¹⁰³ SCGM propose une modification quant à cet indice, soit d'augmenter la fréquence de lecture des compteurs de la clientèle résidentielle avec chauffage de trois à quatre lectures par année, dont deux en hiver (SCGM-10, doc. 1.25, page 6). En effet, les changements technologiques des dernières années quant à la lecture à distance des compteurs permettent d'augmenter cette fréquence. Cette augmentation améliorerait la qualité du service de 92 400 « compteurs » (donc d'une large portion de la clientèle de SCGM) (SCGM-16, doc. 1, page 4, lignes 21 à 25 et page 6, ligne 26). De plus, cette augmentation de la fréquence se ferait sans augmenter les budgets reliés à cette activité (SCGM-16, doc. 1.9).

IX. Grille tarifaire

a) Répartition des revenus requis entre les tarifs

Les témoins Sylvie Desrochers, Sylvie Durand et Lyne Mercier du service de la Tarification de SCGM, ont produit aux audiences les pièces de la section SCGM-17¹⁰⁴.

Ces témoins ont expliqué les principes qui guident SCGM dans l'élaboration de la grille tarifaire. Plus particulièrement, elles ont rappelé l'objectif graduel que continue de poursuivre SCGM et visant à corriger l'interfinancement.

À cet égard, les témoins ont confirmé avoir tenu compte de la méthodologie de la décision D-97-47 de la Régie pour procéder à l'allocation du coût de service qui a été utilisée pour établir la répartition des revenus requis entre les tarifs qui est proposée en l'instance.

b) Texte des tarifs

Les trois témoins du service de la Tarification de SCGM nommés à la section précédente ont évidemment produit en preuve une proposition de texte des tarifs à jour (après la révision du dossier tarifaire d'octobre 1998). Ces pièces ont été produites sous les cotes SCGM-19, doc. 1 à 3.

¹⁰⁴ Audiences du 6 novembre 1998.

X. Processus de la phase III

À la suite de l'inclusion par SCGM dans le dossier tarifaire 1999 d'une proposition de mécanisme de rendement incitatif à la performance, la plupart des intervenants ont déposé des preuves écrites commentant cette proposition.

Consciente de la difficulté de concilier les intérêts respectifs divergents des différents intervenants dans les délais disponibles, SCGM a proposé de remettre à une phase ultérieure (« phase III ») de la cause 1999 l'étude de ce mécanisme incitatif. En effet, les intervenants ont critiqué pour des motifs variés dans leurs preuves respectives différents aspects du mécanisme proposé. Certains ont souhaité être consultés sur cette proposition.

La Régie, en acceptant de reporter dans une phase ultérieure l'étude de ce mécanisme incitatif, a demandé les suggestions des participants quant à l'approche qui pourrait être utilisée pour discuter de ce mécanisme de rendement incitatif.

a) Proposition

SCGM suggère que l'examen du mécanisme de rendement incitatif se fasse dans le cadre d'un « processus informel de collaboration ». Pour SCGM, la Phase III devrait idéalement lui permettre de soumettre à la Régie une nouvelle proposition de mécanisme de rendement incitatif à la performance lui convenant et ayant reçu l'appui des intervenants.

Nous réalisons toutefois que, contrairement à ce qui est possible pour régler un litige civil entre deux parties, le résultat de quelque processus que ce soit (collaboration, négociation, etc.) devra toujours être subséquentement approuvé par la Régie. La Loi exige, en effet, que ce soit la Régie qui fixe les tarifs et les principes réglementaires.

Néanmoins, afin de rencontrer les attentes des intervenants, nous croyons que des échanges directs dans un contexte de collaboration permettraient de rapprocher davantage les intérêts des différents participants au processus et donc d'accroître l'acceptabilité des solutions à être soumises à la Régie pour approbation.

Conséquemment, afin de permettre un déroulement efficace du processus, il appert nécessaire d'imposer dès le départ certaines limites au processus de collaboration et de fixer des balises au processus retenu. Ces balises devraient comporter deux volets :

1. L'énoncé par la Régie des conditions selon lesquelles elle ferait siennes les solutions qui lui seront proposées au terme de la démarche, et,
2. L'adoption par le distributeur et les intervenants de règles communes de procédure et de conduite assurant la conformité de la démarche en question aux exigences de la Régie.

b) Conditions d'acceptation par la Régie

Ce point est le plus crucial puisque des échanges demeureront improductifs s'ils ne peuvent aboutir à un consensus qui puisse, à des conditions connues à l'avance par les participants, être entériné par la Régie. Malgré les contraintes légales exprimées précédemment, la Régie devrait, à tout le moins, indiquer ce qu'elle jugerait acceptable comme présentation du résultat des discussions. Est-ce que, par exemple, la Régie se contenterait du dépôt, le cas échéant, d'un rapport conjoint décrivant l'entente intervenue à l'issue de la démarche ou faudrait-il refaire devant elle tout le processus suivi dans le groupe de travail ? Des réponses à ce genre de questions sont essentielles pour orienter les participants dans le processus et même, à la limite, les inciter à y participer ou non.

Plusieurs organismes de réglementation ont énoncé les conditions dans lesquelles ils seraient prêts à entériner des propositions issues d'un processus informel (tel un groupe de travail ou « task force »). On peut, à cet égard, s'inspirer des règles ainsi élaborées par l'Office national de l'énergie et par la Commission de l'énergie de l'Ontario (OEB). Les éléments suivants s'y retrouvent :

- la représentativité du groupe de travail ;
- l'étendue et la nature de l'information requise par la Régie en vue de l'approbation recherchée ;
- le degré d'entente requis ;
- l'étendue des travaux à accomplir et l'échéancier ;
- l'acceptation en bloc de la proposition découlant du processus de consultation et, à défaut, quelle alternative doit s'appliquer.

c) Fonctionnement du groupe de travail

Une fois les règles d'acceptation par la Régie connues, le groupe de travail devrait établir des règles de fonctionnement pouvant porter, notamment, sur les sujets suivants :

- présence d'un modérateur ?
- composition du groupe (présence du personnel technique de la Régie, des procureurs, nombre de représentants par participant ...) ?
- consignes de confidentialité ?
- règles de procédure (convocation, ordre du jour, comptes rendus, ...) ?

- votation (règle de la majorité, dissension, ...) ?
- attentes quant aux propositions des participants ?
- communication à la Régie (en cours de route, au terme du processus, ...) ?
- défense du dossier devant la Régie (en cas d'unanimité, en cas de majorité avec ou sans dissension, ...) ?
- possibilité de mettre fin au processus en cas d'impasse et conséquences ?

d) Étapes suggérées

Pour mettre en place un processus de collaboration sur le mécanisme de rendement incitatif proposé par SCGM, nous croyons que le processus devrait donc se faire en deux étapes :

1. L'établissement par la Régie des conditions selon lesquelles elle ferait siennes les solutions qui lui seront proposées au terme de la démarche; et
2. L'adoption par le distributeur et les intervenants de règles communes de procédure et de conduite assurant la conformité de la démarche aux exigences de la Régie.

Nous suggérons que, puisqu'il est question de processus de « collaboration », il serait souhaitable que les participants aient l'occasion de participer à l'élaboration, par la Régie, des conditions d'acceptation du résultat du processus. C'est d'ailleurs de cette façon que l'ONE a procédé pour élaborer ses règles. Le groupe de travail pourrait donc, dans un premier temps, suggérer à la Régie des conditions d'acceptation, en s'inspirant notamment de ce qui se fait ailleurs. La Régie pourrait ensuite tenir une réunion technique où tous pourraient énoncer leurs suggestions ou commentaires. La Régie pourrait ensuite finaliser et communiquer les règles avec lesquelles elle se sentirait confortable.

La deuxième étape serait l'établissement, par le groupe de travail, de règles de procédure et de conduite compatibles avec les attentes de la Régie.

De façon sommaire, la démarche que suggère SCGM en vue de la Phase III de la cause est donc la suivante :

- discussions en groupe de travail sur les conditions d'acceptation par la Régie du résultat du processus de collaboration;
- approbation par la Régie des règles en question;
- adoption, par les participants au groupe de travail, de règles de procédure et de conduite;

- travaux par le groupe de travail;
- dépôt par SCGM à la Régie pour approbation d'une proposition modifiée de mécanisme incitatif reflétant les résultats des travaux du groupe de travail.

Bien que l'échéancier final ne pourra être élaboré que lorsque l'approche retenue par la Régie sera connue, SCGM souhaite évidemment pouvoir mettre en place le nouveau mécanisme incitatif aussi rapidement que possible. SCGM croit par ailleurs que l'échéancier pourra être fonction également de l'évolution de l'étude du plan de ressources puisque plusieurs questions soulevées par les intervenants dans le mécanisme incitatif avaient un lien étroit avec l'exercice du plan de ressources.

En terminant, nous croyons utile de rappeler que tout processus de collaboration ne doit être entrepris que sur une base volontaire et que son succès dépendra avant tout de l'ouverture des participants à la discussion et de l'ouverture de la Régie au résultat des travaux.

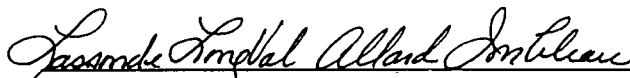
CONCLUSION

Vu la preuve exhaustive présentée par SCGM, cette dernière demande à la Régie de rendre les décisions suivantes :

- **APPROUVER** les modifications demandées à la méthode d'application du compte régulateur de la température;
- **APPROUVER** la formule automatique de fixation du taux de rendement sur l'avoir des actionnaires ordinaires;
- **AUTORISER** l'application du programme de flexibilité tarifaire mazout aux conditions proposées ainsi que la reconduction du programme de flexibilité tarifaire bi-énergie;
- **APPROUVER** les modifications au tarif et à la politique d'interruption de service interruptible (SCGM-18, doc. 5) ainsi que pour le service de fourniture de gaz pour les clients des tarifs 4 et 5;
- **APPROUVER** le nouveau tarif applicable aux projets d'extension de réseau destinés à la nouvelle construction résidentielle;
- **APPROUVER** le mécanisme d'ajustement mensuel du prix du gaz de compression, tel que proposé à la pièce SCGM-18, doc. 7;
- **AUTORISER** les projets d'extension et de modification du réseau compris dans le budget d'immobilisation 1999;
- **PERMETTRE** un taux de rendement de 9,07 % sur une base de tarification de 1 410 649 000 \$ incluant un taux de rendement sur l'avoir propre des actionnaires ordinaires de 10,47 %;
- **MODIFIER** à compter du 1er octobre 1998, les tarifs de SCGM de façon à ce qu'ils génèrent des revenus de 1 297 580 000 \$, permettant à SCGM de rencontrer ses coûts de capital et d'exploitation et d'atteindre le taux de rendement sur la base de tarification demandé et ce, si le mécanisme d'ajustement mensuel du prix du gaz de compression proposé par SCGM est approuvé;
- À défaut d'approuver le mécanisme d'ajustement du prix de gaz de compression, **MODIFIER** à compter du 1er octobre 1998, les tarifs de SCGM de façon à ce qu'ils génèrent plutôt des revenus totaux de 1 304 882 000 \$,

- **AUTORISER** dans l'évaluation des projets d'investissements prévus par SCGM pour l'exercice financier 1999, le coût en capital prospectif de 7,93 % dont le calcul sera mis à jour à la suite de la décision de la Régie en l'instance;
- **RECONDUIRE** le mécanisme de rendement incitatif actuel, sujet à la modification proposée par SCGM quant à un des indices de maintien de la qualité de service;
- **AUTORISER** la répartition tarifaire telle que proposée à la pièce SCGM-17, doc. 1;
- **APPROUVER** le texte des tarifs proposé à la section 19 du présent dossier.

MONTREAL, le 26 novembre 1998.



LASSONDE LONGVAL ALLARD IMBLEAU
Procureurs de Société en commandite Gaz
Métropolitain
(Me Jocelyn B. Allard)



*Argumentation
E. Kelly*

BIBLIOTHÈQUE
CONTENTIEUX GAZ MÉTROPOLITAIN

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE MOTIFS DE DÉCISION

Westcoast Transmission Company Limited

Demande du 1^{er} décembre 1985,
dans sa version modifiée,
relative à de nouveaux droits à compter du
1^{er} janvier 1986

RH-6-85

Août 1986

étudiants. La société est d'avis que ces postes répondent aux conditions requises car il s'agit de frais payés d'avance et qu'ils devraient, par conséquent, faire partie de la base des taux.

L'APC a mis en doute leur inclusion dans la base des taux, notant que l'Office les avait rejetés au cours d'une audience précédente.

Décision

L'Office note que les postes comprenant des dépôts spéciaux sont de type avances de fonds ou créances. L'Office considère que la société est déjà indemnisée de ces frais grâce à l'inclusion dans la base des taux d'une provision pour fonds de roulement d'encaisse. La demande de Westcoast d'inclure un montant moyen de 996 000 \$ pour les dépôts spéciaux dans ses frais payés d'avance au cours de l'année d'essai est par conséquent rejetée.

6.7 Provision pour fonds de roulement d'encaisse

Étude des délais de paiements

L'Office, dans ses Motifs de décision d'août 1983 relativement à Westcoast, a ordonné à Westcoast de présenter une étude des délais de paiements au cours de sa prochaine demande relative à de nouveaux droits. L'étude, en plus de déterminer les délais et les écarts liés aux recettes et aux dépenses d'exploitation, devait inclure des détails relativement aux versements d'intérêt sur la dette à long terme et aux dividendes d'actions privilégiées.

Le 18 octobre 1985, Westcoast a présenté une telle étude dans le cadre de sa demande relative à de nouveaux droits. L'étude avait été préparée à partir des données réelles de 1984 et la même méthode avait été utilisée dans une étude de 1979; elle tentait de mesurer le délai moyen en jours entre la date où les fonds étaient déboursés et la date à laquelle ils étaient récupérés en recettes. En réponse à la directive de l'Office, la société a inclus des détails relatifs aux versements d'intérêt sur la dette à long terme et aux dividendes d'actions privilégiées. Ces renseignements, bien qu'inclus dans l'étude des délais de paiements, n'ont pas été utilisés pour calculer et par conséquent déterminer la provision pour fonds de roulement d'encaisse.

Lorsqu'elle a déterminé le nombre de jours de délai entre la date à laquelle les dépenses E&E étaient imputées au coût du service et celle de leur récupération dans les recettes de la société, Westcoast a inclus des postes tels que les matériaux et fournitures provenant du stock et le retrait de l'assurance des frais payés d'avance. En outre, les

impôts autres que les impôts sur le revenu, calculés selon le montant en caisse et sur une base cumulative, ainsi que le délai de récupération du coût des devises étrangères ont été inclus dans le total des coûts d'exploitation. L'étude comprenait également une provision pour le délai de récupération de la dépréciation et de l'amortissement entre le moment où ils sont en moyenne retirés de la base des taux, et par conséquent ne produisent plus de rendement, et leur récupération.

Provision pour fonds de roulement d'encaisse

Westcoast avait initialement inclus dans sa demande relative à de nouveaux droits une provision moyenne pour fonds de roulement d'encaisse pour l'année d'essai de 16,020 millions de dollars, soit une augmentation de 8,450 millions de dollars par rapport à l'année de référence. La demande a été modifiée par la suite, et la provision finale moyenne pour fonds de roulement d'encaisse a été ramené à 16,016 millions de dollars. La méthode utilisée pour calculer la provision pour fonds de roulement d'encaisse était identique à celle utilisée au cours de la préparation de l'étude des délais de paiement.

Les intervenants se sont opposés à l'importante augmentation de la provision pour fonds de roulement d'encaisse demandée par Westcoast, qu'ils considéraient comme étant excessive. Ils ont noté qu'en ce qui a trait aux recettes, bien que le distributeur moyen présente le paiement de ses achats de gaz vingt-quatre jours après la fin de la période au cours de laquelle le service est fourni, PNG, une filiale de Westcoast, a dix-sept jours supplémentaires pour le faire. Westcoast a répondu que l'étude des délais des paiements était basée sur les faits et sur les conditions qui existent réellement.

En ce qui concerne les dépenses, les intervenants ont souligné que les prélèvements des stocks de matériaux et de fournitures, les dépenses relatives à l'assurance payée d'avance et les impôts autres que les impôts sur le revenu sur une base cumulative n'exigent pas de dépense de fonds. En outre, étant donné qu'elles sont comprises dans la base des taux où elles ont un rendement, elles ne devraient pas être incluses dans la provision pour fonds de roulement d'encaisse. Les intervenants ont également remis en question l'inclusion dans l'étude de la provision pour l'écart que la société maintient qui existe entre l'inscription comptable de la dépréciation et de l'amortissement et leur récupération.

D'autres questions soulevées au cours du contre-interrogatoire étaient: l'inclusion du décalage relatif aux opérations de change, car les intervenants ont maintenu qu'il s'agissait d'un coût de financement, et l'omission des fonds dont Westcoast

dispose et qui proviennent de la perception des montants utilisés pour couvrir les versements d'intérêt sur la dette à long terme et les dividendes d'actions privilégiées, car ils font partie du rendement de la base des taux.

Les intervenants ont également remis en question l'omission du décalage entre la date à laquelle les paiements sont postés et leur réception subséquente par le fournisseur, déclarant que Westcoast disposait toujours de ces fonds pendant cette période. Un témoin de la société a convenu que l'inclusion d'un "délai d'expédition par la poste" dans l'étude des délais de paiement semblait raisonnable mais a déclaré que Westcoast n'avait pas entrepris d'étude pour déterminer la longueur réelle d'un tel délai.

Décision

L'Office considère que le but d'une provision pour fonds de roulement d'encaisse consiste à donner aux actionnaires de Westcoast un rendement sur les fonds qu'ils ont investis, en plus de ceux investis dans les usines et les stocks, dont la société a besoin pour des activités liées au service public. Ces fonds sont habituellement utilisés pour payer les salaires des employés, acheter des services extérieurs et d'autres fournitures ainsi que services divers dont la société a besoin pour ses activités quotidiennes.

Étant donné que ces fonds sont, de l'avis de l'Office, axés sur les activités, ils ont un rapport direct avec les dépenses E&E du service public. Bon nombre des postes que Westcoast a inclus dans sa provision pour fonds de roulement d'encaisse tels que les matériaux et les fournitures provenant des stocks, les dépenses relatives à l'assurance payée d'avance et l'accumulation des impôts autres que les impôts sur le revenu, constituent des postes hors caisse et reçoivent déjà le traitement de la base des taux. Le délai de recouvrement de la dépréciation et de l'amortissement, qui représente également une dépense hors caisse, et la récupération des opérations de change, qui constitue une dépense financière, sont implicitement compensés dans le taux de rendement.

En ce qui concerne le versement des intérêts sur la dette à long terme et les dividendes d'actions privilégiées, l'Office est d'avis que ces postes, qui ne font pas partie de l'exploitation mais plutôt du financement de la société, sont des composantes du taux de rendement. En outre, ils sont liés à des obligations contractuelles entre les actionnaires de Westcoast et d'autres investisseurs de la société. Comme tels, ils ne concernent pas les activités quotidiennes de la société et ne font pas partie du calcul de la provision pour fonds de roulement d'encaisse.

En résumé, l'Office a décidé qu'une provision de fonds de roulement d'encaisse sera établie à partir de la dépense E&E de l'année d'essai en faisant des rajustements en

fonction des retenues salariales des employés, qui ont un rapport direct avec les dépenses E&E, et un délai d'expédition par la poste de 2,5 jours pour les dépenses E&E, déduction faite des salaires et des avantages sociaux des employés. L'Office a rajusté le nombre de jours de décalage relativement aux dépenses E&E en déduisant du calcul de l'étude des délais de paiement, les matériaux et fournitures provenant des stocks et l'assurance payée d'avance imputée au coût du service. L'Office a également rejeté les impôts autres que les impôts sur le revenu, les opérations de change ainsi que la dépréciation et l'amortissement.

Par conséquent, la provision moyenne approuvée pour fonds de roulement d'encaisse pour l'année d'essai est de 7,195 millions de dollars comme l'illustre le tableau 6-4.

Tableau 6-4

Rajustement apporté par l'ONÉ de la provision pour fonds de roulement d'encaisse
(en milliers de dollars)

	Demande révisée	Rajustements de l'ONÉ	Autorisé par l'ONÉ
Exploitation et entretien ¹	8 747	(27)	8 720
Impôts autres que l'impôt sur le revenu:			
Encaisse	70	(70)	—
Sur une base cumulative	3 833	(3 833)	—
Change	390	(390)	—
Retenues sur les salaires des employés	(1 300)	—	(1 300)
Délai de recouvrement de:			
Dépréciation	4 031	(4 031)	—
Amortissement des postes de la base des taux	242	(242)	—
Rajustements pour:			
Sikanni	2	(2)	—
McMahon	1	(1)	—
Délai d'expédition par la poste - 2 1/2 jours ²	—	(225)	(225)
Provision pour fonds de roulement d'encaisse	16 016	(8 821)	7 195

1 Rajusté conformément à la décision de l'Office relativement aux salaires, traitements et avantages sociaux à la section 8.1.1.

2 Calculé à partir des dépenses E&E moins les salaires et traitements qui sont déposés directement dans les comptes de banque des employés.

6.8 Répartition des droits selon les zones tarifaires

Aux fins d'établissement des droits qu'elle demandera pour les divers types de ventes et de services qu'elle offre, Westcoast a divisé son réseau en cinq zones tarifaires selon les secteurs d'activités.

Les cinq zones sont établies à partir des treize sections de la base des taux prescrites à l'annexe C de l'ordonnance TG-5-79, à l'exception de la



BIBLIOTHÈQUE
CONTENTIEUX GAZ MÉTROPOLITAIN

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE MOTIFS DE DÉCISION

Westcoast Transmission Company Limited

Demande du 1^{er} décembre 1985,
dans sa version modifiée,
relative à de nouveaux droits à compter du
1^{er} janvier 1986

RH-6-85

Août 1986

étudiants. La société est d'avis que ces postes répondent aux conditions requises car il s'agit de frais payés d'avance et qu'ils devraient, par conséquent, faire partie de la base des taux.

L'APC a mis en doute leur inclusion dans la base des taux, notant que l'Office les avait rejetés au cours d'une audience précédente.

Décision

L'Office note que les postes comprenant des dépôts spéciaux sont de type avances de fonds ou créances. L'Office considère que la société est déjà indemnisée de ces frais grâce à l'inclusion dans la base des taux d'une provision pour fonds de roulement d'encaisse. La demande de Westcoast d'inclure un montant moyen de 996 000 \$ pour les dépôts spéciaux dans ses frais payés d'avance au cours de l'année d'essai est par conséquent rejetée.

6.7 Provision pour fonds de roulement d'encaisse

Étude des délais de paiements

L'Office, dans ses Motifs de décision d'août 1983 relativement à Westcoast, a ordonné à Westcoast de présenter une étude des délais de paiements au cours de sa prochaine demande relative à de nouveaux droits. L'étude, en plus de déterminer les délais et les écarts liés aux recettes et aux dépenses d'exploitation, devait inclure des détails relativement aux versements d'intérêt sur la dette à long terme et aux dividendes d'actions privilégiées.

Le 18 octobre 1985, Westcoast a présenté une telle étude dans le cadre de sa demande relative à de nouveaux droits. L'étude avait été préparée à partir des données réelles de 1984 et la même méthode avait été utilisée dans une étude de 1979; elle tentait de mesurer le délai moyen en jours entre la date où les fonds étaient déboursés et la date à laquelle ils étaient récupérés en recettes. En réponse à la directive de l'Office, la société a inclus des détails relatifs aux versements d'intérêt sur la dette à long terme et aux dividendes d'actions privilégiées. Ces renseignements, bien qu'inclus dans l'étude des délais de paiements, n'ont pas été utilisés pour calculer et par conséquent déterminer la provision pour fonds de roulement d'encaisse.

Lorsqu'elle a déterminé le nombre de jours de délai entre la date à laquelle les dépenses E&E étaient imputées au coût du service et celle de leur récupération dans les recettes de la société, Westcoast a inclus des postes tels que les matériaux et fournitures provenant du stock et le retrait de l'assurance des frais payés d'avance. En outre, les

impôts autres que les impôts sur le revenu, calculés selon le montant en caisse et sur une base cumulative, ainsi que le délai de récupération du coût des devises étrangères ont été inclus dans le total des coûts d'exploitation. L'étude comprenait également une provision pour le délai de récupération de la dépréciation et de l'amortissement entre le moment où ils sont en moyenne retirés de la base des taux, et par conséquent ne produisent plus de rendement, et leur récupération.

Provision pour fonds de roulement d'encaisse

Westcoast avait initialement inclus dans sa demande relative à de nouveaux droits une provision moyenne pour fonds de roulement d'encaisse pour l'année d'essai de 16,020 millions de dollars, soit une augmentation de 8,450 millions de dollars par rapport à l'année de référence. La demande a été modifiée par la suite, et la provision finale moyenne pour fonds de roulement d'encaisse a été ramené à 16,016 millions de dollars. La méthode utilisée pour calculer la provision pour fonds de roulement d'encaisse était identique à celle utilisée au cours de la préparation de l'étude des délais de paiement.

Les intervenants se sont opposés à l'importante augmentation de la provision pour fonds de roulement d'encaisse demandée par Westcoast, qu'ils considèrent comme étant excessive. Ils ont noté qu'en ce qui a trait aux recettes, bien que le distributeur moyen présente le paiement de ses achats de gaz vingt-quatre jours après la fin de la période au cours de laquelle le service est fourni, PNG, une filiale de Westcoast, a dix-sept jours supplémentaires pour le faire. Westcoast a répondu que l'étude des délais des paiements était basée sur les faits et sur les conditions qui existent réellement.

En ce qui concerne les dépenses, les intervenants ont souligné que les prélèvements des stocks de matériaux et de fournitures, les dépenses relatives à l'assurance payée d'avance et les impôts autres que les impôts sur le revenu sur une base cumulative n'exigent pas de dépense de fonds. En outre, étant donné qu'elles sont comprises dans la base des taux où elles ont un rendement, elles ne devraient pas être incluses dans la provision pour fonds de roulement d'encaisse. Les intervenants ont également remis en question l'inclusion dans l'étude de la provision pour l'écart que la société maintient qui existe entre l'inscription comptable de la dépréciation et de l'amortissement et leur récupération.

D'autres questions soulevées au cours du contre-interrogatoire étaient: l'inclusion du décalage relatif aux opérations de change, car les intervenants ont maintenu qu'il s'agissait d'un coût de financement, et l'omission des fonds dont Westcoast

dispose et qui proviennent de la perception des montants utilisés pour couvrir les versements d'intérêt sur la dette à long terme et les dividendes d'actions privilégiées, car ils font partie du rendement de la base des taux.

Les intervenants ont également remis en question l'omission du décalage entre la date à laquelle les paiements sont postés et leur réception subséquente par le fournisseur, déclarant que Westcoast disposait toujours de ces fonds pendant cette période. Un témoin de la société a convenu que l'inclusion d'un "délai d'expédition par la poste" dans l'étude des délais de paiement semblait raisonnable mais a déclaré que Westcoast n'avait pas entrepris d'étude pour déterminer la longueur réelle d'un tel délai.

Décision

L'Office considère que le but d'une provision pour fonds de roulement d'encaisse consiste à donner aux actionnaires de Westcoast un rendement sur les fonds qu'ils ont investis, en plus de ceux investis dans les usines et les stocks, dont la société a besoin pour des activités liées au service public. Ces fonds sont habituellement utilisés pour payer les salaires des employés, acheter des services extérieurs et d'autres fournitures ainsi que services divers dont la société a besoin pour ses activités quotidiennes.

Étant donné que ces fonds sont, de l'avis de l'Office, axés sur les activités, ils ont un rapport direct avec les dépenses E&E du service public. Bon nombre des postes que Westcoast a inclus dans sa provision pour fonds de roulement d'encaisse tels que les matériaux et les fournitures provenant des stocks, les dépenses relatives à l'assurance payée d'avance et l'accumulation des impôts autres que les impôts sur le revenu, constituent des postes hors caisse et reçoivent déjà le traitement de la base des taux. Le délai de recouvrement de la dépréciation et de l'amortissement, qui représente également une dépense hors caisse, et la récupération des opérations de change, qui constitue une dépense financière, sont implicitement compensés dans le taux de rendement.

En ce qui concerne le versement des intérêts sur la dette à long terme et les dividendes d'actions privilégiées, l'Office est d'avis que ces postes, qui ne font pas partie de l'exploitation mais plutôt du financement de la société, sont des composantes du taux de rendement. En outre, ils sont liés à des obligations contractuelles entre les actionnaires de Westcoast et d'autres investisseurs de la société. Comme tels, ils ne concernent pas les activités quotidiennes de la société et ne font pas partie du calcul de la provision pour fonds de roulement d'encaisse.

En résumé, l'Office a décidé qu'une provision de fonds de roulement d'encaisse sera établie à partir de la dépense E&E de l'année d'essai en faisant des rajustements en

fonction des retenues salariales des employés, qui ont un rapport direct avec les dépenses E&E, et un délai d'expédition par la poste de 2,5 jours pour les dépenses E&E, déduction faite des salaires et des avantages sociaux des employés. L'Office a rajusté le nombre de jours de décalage relativement aux dépenses E&E en déduisant du calcul de l'étude des délais de paiement, les matériaux et fournitures provenant des stocks et l'assurance payée d'avance imputée au coût du service. L'Office a également rejeté les impôts autres que les impôts sur le revenu, les opérations de change ainsi que la dépréciation et l'amortissement.

Par conséquent, la provision moyenne approuvée pour fonds de roulement d'encaisse pour l'année d'essai est de 7,195 millions de dollars comme l'illustre le tableau 6-4.

Tableau 6-4

Rajustement apporté par l'ONÉ de la provision pour fonds de roulement d'encaisse
(en milliers de dollars)

	Demande révisée	Rajustements de l'ONÉ	Autorisé par l'ONÉ
Exploitation et entretien ¹	8 747	(27)	8 720
Impôts autres que l'impôt sur le revenu:			
Encaisse	70	(70)	—
Sur une base cumulative	3 833	(3 833)	—
Change	390	(390)	—
Retenues sur les salaires des employés	(1 300)	—	(1 300)
Délai de recouvrement de:			
Dépréciation	4 031	(4 031)	—
Amortissement des postes de la base des taux	242	(242)	—
Rajustements pour:			
Sikanni	2	(2)	—
McMahon	1	(1)	—
Délai d'expédition par la poste - 2 1/2 jours ²	—	(225)	(225)
Provision pour fonds de roulement d'encaisse	16 016	(8 821)	7 195

1 Rajusté conformément à la décision de l'Office relativement aux salaires, traitements et avantages sociaux à la section 8.1.1.

2 Calculé à partir des dépenses E&E moins les salaires et traitements qui sont déposés directement dans les comptes de banque des employés.

6.8 Répartition des droits selon les zones tarifaires

Aux fins d'établissement des droits qu'elle demandera pour les divers types de ventes et de services qu'elle offre, Westcoast a divisé son réseau en cinq zones tarifaires selon les secteurs d'activités.

Les cinq zones sont établies à partir des treize sections de la base des taux prescrites à l'annexe C de l'ordonnance TG-5-79, à l'exception de la

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
District de Montréal

No: R-3397-98

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ
MÉTROPOLITAIN, société dûment
constituée, ayant son siège social au 1717,
rue du Havre, dans les ville et district de
Montréal, province de Québec

RÉPLIQUE DE
SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTROPOLITAIN

Déposée le 9 décembre 1998

TABLE DES MATIÈRES

I. Le risque d'entreprise de Société en commandite Gaz Métropolitain	1
i) Contenu des documents présentés aux agences de notation	1
ii) Le compte régulateur de température et autres nivellements	2
iii) Le mécanisme d'ajustement mensuel du prix du gaz de compression	5
iv) L'ajout futur de gazoducs	6
v) Le mitigation du risque relié aux outils de transport et entreposage	7
vi) Le mécanisme de rendement incitatif actuel	7
vii) Le risque comparé aux distributeurs ontariens	7
II. Le taux de rendement sur l'équité ordinaire	9
i) L'importance de maintenir la cote de crédit actuelle	9
ii) La comparaison avec Consumers' Gas et avec les décisions passées de la Régie	9
1. Comparaison des taux avec Consumers' Gas	9
2. Comparaison avec les décisions passées de la Régie	10
iii) Moyenne arithmétique versus géométrique	12
iv) Détermination du bêta	13
v) Capacité de payer des usagers	14
III. L'évolution de la base de tarification dont le fonds de roulement réglementaire	15
i) L'évolution de la base de tarification versus les volumes de ventes	15
ii) La reconnaissance des investissements	15
iii) Fonds de roulement réglementaire	16
IV. L'évolution des dépenses d'exploitation	19
V. L'importance du développement résidentiel	21
VI. La satisfaction de la clientèle	23

VII. La fixation et l'évolution des tarifs de SCGM	24
i) Respect de la juridiction de la Régie en matière de fixation des tarifs	24
ii) Réduction en termes réels des tarifs pour 1999	25
iii) Comparaison avec Consumers' Gas et Gazifère	26
VIII. L'établissement de la prévision du prix du gaz au dossier tarifaire	28
IX. L'importance d'alléger le processus réglementaire	31
X. Frais	33

Les argumentations et répliques des intervenants relatives à la phase II de la cause tarifaire 1999 ont soulevé divers éléments qui requièrent que nous apportions un certain nombre de commentaires et de précisions additionnelles. Plusieurs points ont été repris par plus d'un intervenant. Nous avons donc tenté de regrouper par sujet, les aspects du dossier tarifaire de Société en commandite Gaz Métropolitain (« SCGM ») que nous commentons ci-après.

I. Le risque d'entreprise de Société en commandite Gaz Métropolitain

Plusieurs intervenants ont traité de la perception des investisseurs du risque de SCGM au cours de l'exercice financier 1998-1999. Tel que soumis dans la preuve de SCGM (particulièrement par les témoins Jacques Demanche et Dr. Roger A. Morin) et repris dans notre argumentation principale, il y a plusieurs composantes du risque global de l'entreprise du distributeur SCGM qui doivent être considérées dans l'établissement du taux de rendement sur l'avoir des actionnaires ordinaires.

Nous ne reprendrons que certains des aspects du risque d'entreprise mais réitérons, dès le départ, que la preuve a amplement démontré que la situation concurrentielle difficile du gaz, conjuguée à d'autres facteurs de risque propres à SCGM entraîneront, pour l'exercice 1999, un risque global supérieur à l'exercice 1998 et se maintenant au-dessus du risque des distributeurs ontariens comparables.

i) Contenu des documents présentés aux agences de notation

L'Association des consommateurs industriels de gaz (« ACIG ») fait grand état du contenu des documents de présentation que SCGM prépare régulièrement à l'attention des agences de notation. L'ACIG se dit d'ailleurs « amusée » du contenu de ces documents faisant état de la situation de SCGM. Soulignons au passage que ce qui est plutôt ironique, c'est que l'ACIG n'ait à peu près pas recours, dans son argumentation, au témoignage de son propre expert, le Dr. William R. Waters, pour commenter le contexte d'affaires de SCGM et la perception du risque en découlant. Le témoin Waters n'a, en effet, pas tenu compte de la spécificité québécoise de SCGM.

Pour en revenir aux documents de présentation aux agences de notation, il est navrant de voir l'ACIG (notamment à la page 43 de son argumentation) mettre en doute la véracité du contenu de ces documents ainsi que la preuve soumise par SCGM au cours de la présente cause tarifaire. En effet, la réalité exprimée par SCGM est toujours la même. Évidemment, dans les documents de présentation aux agences de notation, l'emphasis est mise sur les aspects positifs touchant SCGM, tout en présentant l'ensemble des faits. Il ne faut pas oublier que ces présentations aux agences de notation sont réalisées dans le but de garder la confiance des investisseurs. Or, cet

exercice de vente se fait strictement **pour le bénéfice des clients car il vise à obtenir le coût d'emprunt le plus bas possible** (par l'obtention d'une cote de crédit préservant la santé financière de SCGM). Ce coût d'emprunt se répercute directement dans le coût de service assumé par les clients.

À titre d'illustration d'une présentation positive du contexte affectant SCGM, on peut référer (comme le fait l'ACIG à la page 53 de son argumentation) au traitement qui est fait, dans les documents, de la question de l'éclatement des tarifs. On y apprend que des tarifs éclatés entreraient en vigueur, ce qui forcément crée de l'incertitude puisqu'on se dirige vers l'inconnu. On y souligne également, qu'à ce jour, SCGM a pu convaincre la Régie de retenir son approche du développement de ces services éclatés. SCGM met donc l'emphasis sur le fait qu'elle a contrôlé du mieux qu'elle le pouvait cette incertitude (laquelle demeure malgré tout) et que la Régie s'est, jusqu'à ce jour, montrée réceptive. Pour prendre une image, on peut penser que la décision d'un tribunal sur une indemnité de départ, bien qu'on y met de l'emphasis parce que favorable à un employé, n'en rend pas pour autant le congédiement un événement positif et sans risque.

Quant au communiqué de presse du 10 novembre 1998, déposé en annexe B à l'argumentation de l'ACIG (et cité à la page 49 de l'argumentation), il n'est tout simplement pas en preuve. Il ne faudrait donc pas y référer en l'instance.

Néanmoins, il faut comprendre que ce communiqué a été émis dans le cadre financier prévalant **actuellement**, soit avant la décision tarifaire à venir de la Régie pour l'exercice 1999 de SCGM. Cette dernière n'a d'ailleurs jamais prétendu ne pas être en bonne santé financière. Les témoignages de J. Demanche et du Dr. Morin insistaient justement sur l'importance de conserver cette bonne santé financière. Le communiqué soulignait d'ailleurs les économies appréciables pour la clientèle découlant du remplacement de deux dettes à un taux moyen de 9,47 % par une dette à un coût de 6,05 % et présentait le tout dans un contexte de continuité. Il aurait été fort pertinent de pouvoir interroger, à l'audience, l'auteur du communiqué pour savoir s'il aurait écrit la même chose dans l'éventualité où la recommandation de l'expert de l'ACIG (Dr. Waters) pour un taux de rendement sur l'équité était adoptée par la Régie. On peut en douter et cela montre bien le danger de passer outre aux règles de preuve et de référer à des documents qui n'ont pas fait l'objet de production au cours des audiences.

ii) Le compte régulateur de température et autres nivellements

Bien que seule la Fédération nationale des associations de consommateurs du Québec / Option consommateurs (« FNACQ ») ait présenté une preuve à l'encontre de la proposition de modification du compte régulateur de température de SCGM, plusieurs intervenants disent que le fonctionnement amélioré de ce compte régulateur atténuerait le risque de SCGM.

Tel qu'expliqué amplement dans notre argumentation principale relative à la preuve des experts du Regroupement des organismes environnementaux en énergie (« ROEE »), MM. Lauzon et Lambert, le compte de nivellement relié à la température a été instauré pour compenser **partiellement** l'excédent de risque attribué aux associés de SCGM vu l'asymétrie (on peut référer aux passages cités dans notre argumentation de la décision D-93-51 de la Régie). On ne peut donc pas, comme le prétend l'ACIG (à la page 51 de son argumentation) ou comme le fait le ROEE dans sa réplique (aux paragraphes 9 à 11), tenir compte une seconde fois de l'existence de ce compte de nivellement pour diminuer, encore plus, l'évaluation du risque de SCGM. Les comptes de nivellement n'éliminent même pas en entier l'excédent de risque résultant de l'asymétrie !¹

Quant à l'amélioration proposée par SCGM au compte régulateur de la température, elle ne fera aucunement diminuer **la perception du risque qu'ont les investisseurs** de la situation de SCGM à cet égard.² Il n'y a aucune preuve au dossier à l'effet que les investisseurs aient perçu, à ce jour, une déficience dans le fonctionnement du compte régulateur en question. Ce que SCGM propose en l'instance vise justement à s'assurer que le fonctionnement du compte régulateur de la température soit conforme à ce qu'il a toujours été présumé être aux yeux des investisseurs, des intervenants, de SCGM et de la Régie.

Quant à la proposition de SCGM proprement dite, la FNACQ argumente que la méthode actuelle entraîne des variations marquées d'une année à l'autre mais que ces écarts s'annulent après un certain nombre d'années (voir, entre autres, le paragraphe 28 de l'argumentation de la FNACQ). Ce sont pourtant ces variations marquées d'une année à l'autre que SCGM veut éliminer. M. Drazen, entendu à la demande de la FNACQ, a même admis que vu l'asymétrie, SCGM ne pouvait s'en remettre à la possibilité, qu'à long terme, le tout s'égaliserait.³

De plus, il appert que la FNACQ ne comprend pas la méthode proposée par SCGM puisqu'elle parle encore de vices qui n'existent pas quant à cette méthode :

¹ À cet égard, on constatera donc que le calcul du coût de l'asymétrie présenté par le procureur du ROEE dans sa réplique est fondé sur une prémisse déficiente au départ. En effet, le compte de nivellement venant compenser partiellement le risque additionnel de SCGM découlant de l'asymétrie, la variation constatée au cours des cinq dernières années du rendement réel de SCGM ne vient que confirmer que ces comptes jouent partiellement leur rôle (comme les témoins de SCGM l'ont toujours soutenu et comme la Régie l'avait reconnu dans ses décisions passées). Par ailleurs, on peut se demander si le procureur du ROEE n'est pas devenu un témoin qu'il aurait été intéressant de contre-interroger sur ces calculs et la méthode suivie. En effet, soulignons que les données du tableau de l'annexe VII sont des données consolidées que l'on compare à un taux de rendement sur la seule activité de distribution. De plus, les calculs réalisés sont difficiles à réconcilier et auraient dû être mis en preuve, ce qui n'a pas été fait.

² L'ACIG (page 51 de son argumentation) et la FNACQ (paragraphe 36 de son argumentation) confondent le risque réel et la perception qu'en ont les investisseurs.

³ Voir le passage du contre-interrogatoire de M. Drazen à ce sujet, à la page 7 de l'argumentation de SCGM.

- Au paragraphe 32 de son argumentation, la FNACQ soutient, à tort, que la nouvelle méthode est déficiente vu ses lacunes quant à la détermination du volume de base. Or, un des avantages de la méthode proposée est justement de ne pas avoir à choisir des données quelconques pour estimer la consommation de base en été car la nouvelle méthode dérive cette consommation de base par régression linéaire (voir SCGM-4, document 2.8);
- Contrairement à ce qu'allégué par la FNACQ au paragraphe 33 de son argumentation, la méthode proposée ne dépend pas bêtement du fait que le coefficient d'utilisation du transport soit de 100 %. Le témoin M. Lemieux a clairement expliqué dans le passage cité par la FNACQ, que ce n'est pas le coefficient d'utilisation qui compte, mais bien la façon dont SCGM utilisera ses outils pour gérer la pointe de chauffage. Par exemple, ce n'est pas parce qu'il y a un excédent de transport pendant la période d'été que SCGM transportera plus de gaz en cas de température plus froide en hiver. La preuve en l'instance a justement démontré que les 3,1 Bcf de capacité excédentaire prévus au cours de l'exercice 1999 se retrouveraient en été et non dans la période sensible au mécanisme de normalisation de la température (soit à l'hiver, alors que des interruptions sont prévues).

En terminant, la suggestion de la FNACQ de conserver la méthode actuelle à des fins réglementaires et d'utiliser la méthode proposée aux fins internes de SCGM montre bien qu'elle ne saisit pas l'objectif d'un tel compte régulateur. Le but est de neutraliser l'effet de la température sur les revenus réglementaires (soit de stabiliser ces revenus). Il est totalement inutile d'avoir une méthode réglementaire imprécise et une méthode interne plus fiable.

Agir selon cette suggestion de la FNACQ⁴ serait plus dispendieux (car cela exigerait des ressources internes additionnelles) et n'atteindrait pas le but visé. De plus, pendant combien de temps faudrait-il faire l'essai de la nouvelle méthode pour convaincre la FNACQ (il est dit dans l'argumentation de la FNACQ que SCGM pourrait essayer la nouvelle méthode un certain temps avant de la soumettre à nouveau à la Régie) ? Déjà des simulations comparant les deux méthodes ont été présentées sur quatre années. Combien d'années de plus faudrait-il ? La preuve montre que la méthode proposée est plus fiable et peut donc être appliquée dès l'exercice 1999⁵.

⁴ Au paragraphe 35 de l'argumentation de la FNACQ.

⁵ Il y a lieu de mentionner au passage qu'il n'y a rien de disgracieux à attaquer la force probante de l'opinion d'un expert sur un ou plusieurs sujets donnés. La réplique de la FNACQ fait en effet reproche à SCGM d'avoir mis en évidence les faiblesses du témoignage de M. Drazen. Il est éloquent pourtant de constater que la FNACQ doit avoir recours, dans sa réplique, à des passages établissant l'expérience (restreinte) comme témoin de M. Drazen sur la question du fonds de roulement pour tenter d'appuyer une quelconque expérience quant au compte régulateur de température. Les pages 76 et 77 de la t.n.s. du 12 novembre sont claires. C'est la première fois que M. Drazen témoignait sur un tel compte régulateur.

iii) Le mécanisme d'ajustement mensuel du prix du gaz de compression

Bien que ce mécanisme proposé par SCGM ait reçu l'appui de la principale intervenante dont les membres sont directement concernés, la plupart des intervenants ont argumenté que ce mécanisme, s'il était approuvé par la Régie, diminuerait le risque de SCGM pour l'exercice 1999.

Encore une fois, il importe de distinguer entre l'existence d'un risque auquel fait face SCGM et la perception du risque d'entreprise de SCGM que se font les investisseurs. Ce qui compte en l'espèce est cette perception du risque et en conséquence, la preuve qui en est faite.

Or, le mécanisme proposé d'ajustement mensuel du prix du gaz de compression ne diminue en rien le risque de l'entreprise de SCGM qui est perçu. Il a été clairement expliqué qu'historiquement le risque relié aux changements dans le prix du gaz de compression n'existait tout simplement pas vu l'existence de prix de marchandise réglementés et de l'application, par la suite, de contrats de marchandise à long terme où le prix du gaz de compression ne variait pas (les prix étaient fixes jusqu'à 1993 et donc sans risque accru à cet égard). On référera particulièrement aux pages 72 à 75 de la transcription des notes sténographiques du 30 octobre 1998, où le témoin Normand Stevenson fait la revue de l'historique des méthodes de détermination des prix du gaz de compression.

Depuis que le prix du gaz de compression peut varier, SCGM avait pu contrôler temporairement ces variations par l'utilisation de dérivatifs financiers avantageux jusqu'à 1998⁶. Dans l'intervalle, le risque accru pour SCGM n'a jamais été allégué par cette dernière, ni n'a été perçu ou considéré par les marchés financiers ou la Régie dans ses décisions passées sur le taux de rendement sur l'équité de SCGM. Il n'y a aucune preuve de la part des intervenants que les investisseurs ont, en effet, inclus ce facteur pour une évaluation plus élevée du risque de SCGM.

De plus, dans notre argumentation principale, nous avons cité *verbatim* M. Drazen qui écrivait dans sa preuve en chef n'avoir fait qu'une « cursory review » de la preuve de SCGM sur la méthode proposée. Puisque le procureur de la FNACQ tient à référer aux connaissances des parties en anglais, nous prenons la peine de citer le *Webster Dictionary* qui définit « cursory » comme suit :

« rapidly and often superficially performed or produced / syn. See SUPERFICIAL »

La traduction de « cursory » fournie par *Le Robert & Collins (English-French Dictionary, édition 1982)* à la page 133, est :

« Superficiel, hâtif ».

À tout événement, que M. Drazen ait fait une revue brève (« brief »), superficielle ou hâtive de la preuve de SCGM, c'est, il nous semble, « blanc bonnet, bonnet blanc ». M. Drazen n'a tout simplement pas compris la méthode proposée (souvenons-nous de « increase » qui devient « decrease » lorsque contre-interrogé).

⁶ Voir témoignage de N. Stevenson, t.n.s. du 30 octobre 1998, page 74.

En bref, on ne peut pas conclure⁷ que le mécanisme proposé par SCGM éliminerait une partie quelconque du risque d'entreprise et qu'il y aurait donc lieu de le considérer pour la détermination d'un taux de rendement raisonnable sur l'équité ordinaire. On ne peut pas réduire la perception d'un risque qui n'était pas perçu au départ !

iv) L'ajout futur de gazoducs

L'ACIG, aux pages 16 et 41 de son argumentation, suggère que le risque de SCGM relié à l'offre est diminué dès l'année-témoin 1999 en conséquence de l'ajout futur de gazoducs nord-américains. On se réclame à cet égard des propos du témoin G. Forget, directeur, Approvisionnements gaziers de SCGM, à l'effet que la présente année marque le début de grands changements dans l'industrie de l'approvisionnement du gaz naturel et que SCGM doit se munir des moyens requis pour en saisir toutes les opportunités.

Il est vrai que SCGM demande un budget additionnel de 400 000 \$ dans ses dépenses d'exploitation pour permettre une revue adéquate de son portefeuille d'approvisionnement gazier. On ne connaît toutefois pas encore les résultats⁸ de cette revue exhaustive envisagée⁹ (si les sommes demandées sont accordées), mais ce qui est certain, c'est que ces changements majeurs de l'industrie entraînent forcément de l'incertitude aux yeux des investisseurs (tel que relaté par le témoin J. Demanche).

De plus, il ne faut pas oublier que pour l'exercice 1999, SCGM demeurera « au bout du tuyau de TCPL » vu que la preuve a démontré que tous les gazoducs prévus qui pourraient changer cette réalité, n'entreront en service qu'après l'an 2000. Conséquemment, il n'y a rien à cet égard qui diminue, pour l'exercice 1999, le risque de SCGM relié à l'offre.

⁷ Comme le font l'ACIG à la page 54 de son argumentation, la FNACQ au paragraphe 94 de la sienne et le ROEE au paragraphe 45 de sa plaidoirie.

⁸ Quant aux résultats de ces études, il ne serait pas opportun que la Régie en ordonne, dès à présent, le dévoilement public tel que le suggère la FNACQ au paragraphe 38 de son argumentation. Il ne faudrait pas nuire au positionnement de SCGM vis-à-vis les fournisseurs, transporteurs, etc. SCGM doit pouvoir compter sur la protection de l'article 30 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* pour ses renseignements confidentiels et commerciaux privilégiés.

⁹ Contrairement à ce que prétend l'ACIG à la page 17 de son argumentation, cette revue du portefeuille d'approvisionnement gazier est requise par SCGM uniquement à titre de distributeur de gaz naturel. Le témoin G. Forget a expressément indiqué que cette revue n'a aucunement pour but de promouvoir les intérêts d'entités affiliées telles TQM.

v) *Le mitigation du risque relié aux outils de transport et entreposage*

À la page 42 de son argumentation, l'ACIG soumet que le risque de SCGM relié à l'offre serait également mitigé vu l'existence d'un marché secondaire actif pour les outils de transport et d'entreposage de gaz naturel.

Bien que ce risque soit effectivement mitigé (et non « éliminé ») par l'existence de ce marché secondaire, il demeure que ce risque peut varier d'une année à l'autre. La preuve démontre qu'effectivement il est **accru pour l'année-témoin 1999**, surtout suite à la mise à jour d'octobre 1998 du dossier tarifaire.

SCGM prévoit en effet 3,1 Bcf de capacité excédentaire au cours de la période estivale de l'exercice 1999. Il n'y a aucune garantie que les conditions de marché qui prévaudront à cette période seront celles anticipées dans les prévisions.

vi) *Le mécanisme de rendement incitatif actuel*

Il faut s'étonner que l'ACIG soumette (à la page 52 de son argumentation) que le mécanisme actuel de rendement incitatif est un outil positif qui diminuerait le risque réglementaire de SCGM. Ce mécanisme actuel prévoit pourtant un partage **possible** des trop-perçus (jusqu'à 50 %) entre associés et clients mais une imputation **certaine** à 100 % des manques à gagner aux associés.

Si ce mécanisme est mieux pour les associés qu'une situation où ils n'ont aucune possibilité de partage des trop-perçus (malgré que la totalité des manques à gagner reste à leur charge), il demeure que cette asymétrie est unique et accroît le risque de SCGM en restant loin de la norme nord-américaine où 100 % des trop-perçus sont conservés par le distributeur en contrepartie de son risque d'avoir à assumer la totalité des manques à gagner. Ce mécanisme actuel ne peut quant même pas être considéré comme un outil de protection réglementaire diminuant le risque réglementaire de SCGM et l'ACIG nous apparaît fort téméraire de le prétendre.

vii) *Le risque comparé aux distributeurs ontariens*

Aux pages 37 à 39 de son argumentation, l'ACIG prétend que le risque relié à la demande de SCGM lorsque considéré en relation avec celui des distributeurs comparables ontariens, n'est que marginalement plus élevé malgré la très grande concentration des volumes de ventes de gaz de SCGM dans le secteur industriel.

L'ACIG prétend qu'il en est ainsi parce qu'environ 80 % des volumes des tarifs 4 et 5 de SCGM sont garantis aux termes de contrats de cinq ans (ayant tous des échéances différentes s'échelonnant au cours de ces cinq années). La preuve a pourtant été faite

que les 20 % des volumes qui ne sont aucunement garantis et qui sont grandement vulnérables à la concurrence du mazout, représentent environ 30 M\$. Il est d'ailleurs intéressant de noter, à la pièce SCGM-14, document 1.2 b), que les clients industriels de SCGM totalisent 139,6 Bcf (62,3 % des livraisons) comparativement à ceux de Consumers' Gas qui totalisent 45,6 Bcf (13,5 % des livraisons). C'est dans ce contexte que nous devons interpréter l'importance des 20 % assujettis à la concurrence. Quant au montant à risque, l'expert de l'ACIG, le Dr. Waters, a reconnu qu'il est **significatif** (pour les références complètes à la preuve sur toute cette question, nous référons aux pages 69 à 71 de notre argumentation principale).

II. Le taux de rendement sur l'équité ordinaire

i) *L'importance de maintenir la cote de crédit actuelle*

Afin de contrer les effets négatifs que la recommandation de son expert, le Dr. Waters, a eu sur la santé financière de Newfoundland Power Inc. à la suite de la décision du mois d'août dernier de l'organisme de réglementation de Terre-Neuve, l'ACIG tente de minimiser l'importance de maintenir les ratios financiers actuels de SCGM (aux pages 46 à 48 de l'argumentation de l'ACIG). L'ACIG tente de démontrer que pour chacun des critères financiers pertinents, SCGM pourrait obtenir une cote de crédit même plus élevée que la cote « A » actuelle.

Cependant, même si l'analyse séparée de chacun de ces critères financiers devait justifier une meilleure cote de crédit pour SCGM, force est de constater que les agences de notation n'accordent qu'une cote de crédit « A » à SCGM. On voit donc la relative fragilité de la confiance des investisseurs dans la position de SCGM, d'où l'importance d'un taux de rendement ne mettant pas en péril cette confiance, particulièrement dans les marchés financiers volatiles actuels.

ii) *La comparaison avec Consumers' Gas et avec les décisions passées de la Régie*

1. Comparaison des taux avec Consumers' Gas

Le risque global de SCGM est depuis bien des années supérieur au risque des distributeurs comparables ontariens, dont Consumers' Gas. La preuve soumise en l'instance par les témoins de SCGM reflète cette réalité déjà constatée expressément par la Régie du gaz naturel dans ses décisions passées et admise par le témoin expert de l'ACIG, le Dr. Waters. Ce dernier a expliqué¹⁰ que les différences constantes d'environ 28 points de base entre les rendements des obligations de SCGM et de Consumers' Gas reflétaient la perception des marchés financiers d'un risque d'entreprise supérieur pour SCGM.

Or, tel que les témoins J. Demanche et Dr. Morin l'ont amplement expliqué lors des audiences, cet écart de 28 points de base au niveau des titres obligataires doit forcément se refléter dans un écart plus considérable pour les titres d'équité vu le risque accru associé à ces derniers titres.

¹⁰ Voir la page 51 de notre argumentation principale pour les passages cités du contre-interrogatoire du Dr. Waters à ce sujet.

L'ACIG pourra bien écrire le contraire (aux pages 58 et 59 de son argumentation), il est évident et bien connu que les titres d'équité comportent plus de risque que les titres obligataires parce qu'ils sont subordonnés à ces derniers. Le Dr. Waters reconnaissait évidemment ce fait :

"160 Q. Would you agree that equity is subordinate to... the position of the equity holders are subordinate to the bond holders?"

A. In the sense that they don't get paid unless the bond holders do, yes. ..."

(t.n.s. du 28 octobre 1998, page 93)

Conséquemment, le trésorier de SCGM, Jacques Demanche, et l'expert en finances, Dr. Morin, ont évalué à au moins 50 points de base l'écart devant prévaloir pour l'exercice 1999 entre le taux de rendement sur l'équité ordinaire de SCGM et de Consumers' Gas. La pièce ACIG-2, document 1, au tableau 12 du Dr. Waters confirme au surplus cet écart historique d'environ 50 points entre les titres d'équité de ces deux distributeurs (avec SCGM devant avoir le rendement le plus élevé vu son risque supérieur).

Il est également intéressant de comparer l'application des méthodes Morin et Waters que fait l'ACIG à l'annexe C et à la page 68 de son argumentation. On y voit, notamment, que la méthode Morin lorsqu'appliquée à Consumers' Gas pour l'année 98-99 donne un taux de rendement sur l'équité de 9,52 %. Ce taux rejoint la réalité puisque le taux effectivement accordé par la Commission de l'énergie de l'Ontario à Consumers' Gas pour l'exercice 1999 est de 9,51 %. Quant à la méthode Waters, elle conclut à un taux de 9,26 %, ce qui montre une fois de plus que les recommandations du Dr. Waters sont toujours inférieures à ce qui prévaut finalement.

Bien plus, si l'on compare les taux moyens calculés par l'ACIG dans cette annexe C, on voit à quel point la recommandation du Dr. Waters dans la présente cause tarifaire (8,25 %) est marginale et complètement hors du marché. Les taux moyens calculés par l'ACIG elle-même donnent 9,76 et 9,44 % selon la méthode utilisée.

2. Comparaison avec les décisions passées de la Régie

Tant l'ACIG (à la page 69 de son argumentation) que la FNACQ (à la page 35 de la sienne) réfèrent aux décisions des dernières années de la Régie du gaz naturel pour justifier que la prime de risque, à être reconnue à SCGM pour la fixation du taux de rendement sur l'équité ordinaire pour l'exercice 1999, devrait être entre 3 et 4 %.

Tel que les témoins de SCGM l'ont expliqué (et particulièrement le Dr. Morin), la Régie n'a pas historiquement reconnu une prime de risque explicite dans les

décisions tarifaires de SCGM. Bien que l'on ne doive pas alors inférer une prime de risque implicite de ces décisions passées, les inférences faites par les intervenantes ACIG et FNACQ sont bien au-delà de la prime de 2,5 % recommandée par le Dr. Waters pour SCGM pour 1999. On voit encore une fois la position marginale de ce dernier.

Par ailleurs, l'ACIG avait annoncé ses couleurs au sujet des décisions récentes de la Régie lorsqu'elle avait posé les questions 15.2.1a) à d) à SCGM. La réponse de SCGM, reprise à l'audience par le Dr. Morin, démontre bien que les prémisses à la base de l'argumentaire de l'ACIG à ce sujet (repris par la FNACQ) sont déficientes. Constatant que ces intervenantes n'ont pas fait référence au contenu de la réponse de SCGM, nous joignons à la présente une copie de cette réponse cotée SCGM-15, document 2.1.

Tel que nous le mentionnions, le Dr. Morin y précise d'abord que la Régie n'a pas historiquement privilégié une méthode plutôt qu'une autre pour accorder le taux de rendement sur l'équité de SCGM. On ne peut donc pas s'autoriser de ces décisions pour inférer une prime de risque comparable à celle devant prévaloir dans la présente instance.

À tout événement, le Dr. Morin fait l'exercice exhaustif demandé par l'ACIG de déduire du taux de rendement accordé dans ces décisions passées, la prime de risque qui serait applicable pour l'exercice 1999 vu la variation dans les taux d'intérêt long terme sans risque (30 ans du gouvernement du Canada). Il en conclut que la prime de risque serait de 3,8 % en se limitant aux quatre dernières décisions de la Régie et en prenant le taux sans risque déposé au dossier tarifaire au printemps. Le Dr. Morin démontre ensuite que cet échantillon de quatre décisions est beaucoup trop petit et il refait le calcul en prenant la période 1985 – 1998. Il obtient alors une prime de risque implicite de 4,7 % pour l'exercice 1999 (soit supérieure à sa recommandation en l'instance).

Enfin, ayant constaté que la Régie semblait plutôt utiliser le taux sans risque dérivé des données du mois d'août précédant le début de l'année-témoin¹¹, le Dr. Morin refait ces calculs de la prime de risque implicite en fonction de ces taux du mois d'août¹² et après les avoir adaptés à l'exercice 1999, il peut conclure à une prime de risque de 4,15 % (à partir des trois dernières décisions) et de 4,8 % (à partir de l'échantillon 1985 – 1998).

¹¹ Nous référons ici à notre discussion du bien-fondé de prendre les données du mois d'août pour déterminer le taux sans risque qui devrait prévaloir au cours de l'année-témoin et ce, particulièrement aux pages 60 et 61 de notre argumentation principale.

¹² Voir à la page 4 de 4 de la pièce SCGM-15, document 2.1.

La preuve est donc éloquent que la recommandation du Dr. Morin pour une prime de risque de 4,65 % (selon le dossier tarifaire original) est d'un ordre de grandeur similaire à ce que les intervenantes tentent d'inférer des décisions passées de la Régie. Quant à la recommandation du Dr. Waters (2,5 %), il va sans dire qu'elle apparaît totalement détachée de la réalité de SCGM au Québec et que les marchés financiers ne verraient certainement pas d'un bon œil une décision y donnant suite.

Quant à la référence de l'ACIG à la décision D-97-27 (aux pages 70 et 71 de l'argumentation) pour justifier l'affirmation que le **risque supérieur** de SCGM mérite une **prime de risque inférieure** à Consumers' Gas, il importe de citer tous les passages pertinents de la décision :

“**Bien qu'il soit logique** qu'un risque global d'entreprise supérieur se traduise par une prime de risque implicite supérieure, de nombreux facteurs peuvent influencer sur le taux de rendement octroyé.”

(page 6, nos caractères gras)

“Par ailleurs, la Régie reconnaît que la **baisse des taux d'intérêt a un effet concomitant à la hausse sur la prime de risque implicite**, et vice versa lors des hausses d'intérêt. Elle en tient compte dans la détermination du taux de rendement qui suit.”

(page 7, nos caractères gras)

Il faut donc retenir que la baisse des taux long terme Canada (sans risque) entraîne pour 1999 une prime de risque supérieure à ce qu'accordée dans le passé. De plus, l'obligation de la Loi d'accorder un taux de rendement raisonnable (article 49(3) de la Loi) ne peut qu'amener la Régie, en la présente instance, à rémunérer plus ce qui est plus risqué.

iii) Moyenne arithmétique versus géométrique

Sans reprendre notre argumentation principale sur ce sujet, il y a lieu de répondre aux propos de l'ACIG aux pages 62 et suivantes de son argumentation. Tout comme le Dr. Waters, le Dr. Morin a lui aussi « un curriculum vitae fort impressionnant ». Cependant, le Dr. Morin a, lui, déjà témoigné devant des organismes de réglementation du Québec, incluant la Régie du gaz naturel. De plus, si le Dr. Morin a pu se permettre de référer à des ouvrages généraux, c'est que sa position correspond aux courants de pensée usuels et dominants du monde de la finance et que les ouvrages généraux en traitent. De son côté, le Dr. Waters peut difficilement référer à de tels ouvrages généraux puisque son approche et ses recommandations de taux de rendement sont, pour le moins que l'on puisse dire, uniques à ce dernier.

En terminant, notons qu'il est surprenant de constater que si le Dr. Waters a témoigné plus de 120 fois devant des organismes de réglementation (page 62 de l'argumentation de l'ACIG), il n'a pu citer qu'une seule décision où la moyenne géométrique avait été retenue (la décision CRTC-98-2 où la prime de risque de marché a été évaluée entre 5,8 à 6,0 %, soit près de l'évaluation du Dr. Morin et loin de celle du Dr. Waters).

iv) Détermination du bêta

Bien que l'ACIG plaide¹³ que le Dr. Waters a pu calculer les bêtas d'une cinquantaine d'entreprises d'utilité publique et d'entreprises ordinaires, il est éloquent de constater que le tableau numéro 8 que ce dernier a inclus dans sa preuve en chef se limitait à un choix de dix entreprises d'utilité publique généralement hors du domaine énergétique et pour lesquelles il n'a pas été tenu compte de l'effet du « thin trading » de certaines de ces entreprises dans la variation du bêta.

C'est probablement ce qui explique la tentative de l'ACIG dans son argumentation (à la page 67) de justifier le bêta brut utilisé par le Dr. Waters (0,5) en le comparant au bêta ajusté (méthode courante) retenu par le Dr. Morin (0,65). Toutefois, si l'on tente de justifier le bêta hors norme du Dr. Waters en lui ajoutant le « coussin de sécurité » (et donc en le faisant passer de 0,5 à 0,61) pour conclure qu'il se rapproche ainsi du bêta du Dr. Morin (0,65), il faut forcément ajouter également au bêta du Dr. Morin, les « flotation costs » que ce dernier inclut. Le bêta du Dr. Morin passerait alors bien au-delà de 0,70.

En somme, le bêta brut de Waters est bel et bien une méthodologie marginale dans le monde de la finance.

Enfin, la Régie du gaz naturel, dans sa décision D-96-31, avait déjà tranché sur cette question de bêta en faveur de la méthode Morin :

“La Régie, avec respect pour les experts de l'ACIG et les auteurs qu'ils ont cités, estime approprié de retenir la méthode utilisée par le Dr. Morin qui fait valoir que cette méthode, utilisée par les grandes maisons de placement et soutenue par une littérature scientifique, démontre que les bêta ajustés, lorsqu'utilisés, ont un meilleur degré de précision.

Par ailleurs, bien que les experts de l'ACIG recommandent de ne pas utiliser la méthode du bêta ajusté pour les utilités canadiennes, ils reconnaissent, dans la réponse fournie à la question n o 13 de la Régie, que les bêta ajustés avaient certaines bases théoriques.”

(aux pages 70 et 71 de la décision D-96-31)

¹³ Voir la page 66 de l'argumentation de l'ACIG.

v) *Capacité de payer des usagers*

Aux pages 70 et 71 de son argumentation, l'ACIG soumet que la détermination du taux de rendement doit être fonction de la capacité de payer des usagers de gaz. Où trouve-t-on ce critère dans la Loi ? Le seul critère édicté à la Loi relatif à la fixation du taux de rendement est que ce dernier soit raisonnable (article 49 (3)). L'ACIG est-elle à défendre un interfinancement en faveur des clients résidentiels situés, par exemple, dans des quartiers défavorisés et ce, au détriment de ses membres ? Ces derniers ont certainement une plus grande capacité de payer que les premiers.

Pareillement, l'ACIG prône-t-elle que le taux de rendement de SCGM soit fixé au-delà d'un taux raisonnable lorsque l'économie tourne à plein régime et que les clients industriels ont une capacité évidente de payer plus ?

III. L'évolution de la base de tarification dont le fonds de roulement réglementaire

i) *L'évolution de la base de tarification versus les volumes de ventes*

Aux pages 10 et 32 de son argumentation, l'ACIG procède à une comparaison de l'évolution des volumes de ventes (en Bcf) et de la base de tarification de SCGM au cours de la période 1990-1999. L'ACIG tente ensuite d'en tirer des conclusions négatives.

Une telle comparaison n'est tout simplement pas valide. Elle implique, en effet, de comparer une donnée sujette à l'inflation (le montant en dollars de la base de tarification) et une donnée qui ne l'est pas (les volumes de ventes en Bcf). On ne peut ignorer l'impact de l'inflation sur une telle comparaison. Au cours de la seule période 1990 à 1999, l'inflation aura été d'environ 20 % (SCGM-17, doc.1.15, page 9).

Néanmoins, la comparaison de l'évolution des volumes de ventes et de la base de tarification donne une conclusion bien différente de celle soumise par l'ACIG lorsque l'on prend les données des cinq dernières années. Telle que la preuve l'indique¹⁴, l'augmentation des volumes de ventes a été supérieure à celle de la base de tarification pour la période 1994 à 1999. L'accroissement des volumes de vente a été de 16,2% au cours de cette période par rapport à une hausse de 14,2 % pour la base de tarification.

ii) *La reconnaissance des investissements*

À la page 33 de son argumentation, l'ACIG va même jusqu'à demander de retirer de la base de tarification des investissements faits dans le passé conformément à la Loi et aux autorisations réglementaires requises.

Même si on démontrait que certains actifs sont devenus moins utiles avec le temps, ce qui n'a pas été fait en l'instance car il n'y a aucune preuve à cet égard, nous croyons que la Loi ne permettrait pas à la Régie de changer maintenant la reconnaissance de certains investissements approuvés dans le passé. Agir ainsi équivaldrait à tenter d'obtenir une révision déguisée de décisions passées de la Régie ayant approuvé de tels investissements. Là aussi on prônerait le « Pile, je gagne; Face, tu perds » entre les associés et les clients.¹⁵ Il nous est difficile de trouver quelque chose de plus

¹⁴ Voir la pièce SCGM-1, document 1, page 17.

¹⁵ On se souviendra que nous avons soumis dans notre argumentation principale que l'approche de M. Drazen quant au développement résidentiel envisagé par SCGM apparaissait suivre cette même philosophie où les associés prennent les risques et les coûts mais où les clients ne tirent que des bénéfices, s'ils se réalisent.

inéquitable envers les distributeurs, le tout allant à l'encontre des prescriptions claires de l'article 5 de la Loi qui exige un traitement équitable des distributeurs.

Une telle approche risquerait de rendre sans objet les articles de la Loi obligeant SCGM à faire approuver par la Régie, au préalable, ses investissements dans le réseau. SCGM a, d'ailleurs, toujours fait approuver ses extensions de réseau conformément à l'article 73 de la Loi (ou l'article équivalent de l'ancienne loi) et à la décision D-90-60 (pour les investissements de moins d'un million de dollars). Quelle serait l'utilité de ces dispositions si l'ACIG peut toujours par la suite remettre en question les résultats de ces approbations (pour les seuls actifs devenant moins intéressants évidemment)?

De la même façon, la suggestion de l'ACIG de limiter les nouvelles immobilisations à la seule dépense d'amortissement, n'a pas sa place, particulièrement pour un réseau en croissance comme celui de SCGM.

iii) *Fonds de roulement réglementaire*

Contrairement à ce que la FNACQ soutient au paragraphe 59 de son argumentation, la proposition de M. Drazen quant à la détermination du fonds de roulement réglementaire, n'est pas une vision moderne de ce concept. Il s'agit plutôt d'une tentative de faire valoir une approche qui a été rejetée expressément par l'Office national de l'énergie (« ONE »), dès 1986, dans la décision *Westcoast* que nous avons citée dans notre argumentation principale.

À cet égard, nous sommes perplexes devant la phrase suivante contenue dans la réplique de la FNACQ (à la page 6, paragraphe numéro 16) :

“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.”

(nos caractères gras)

« Désuète » selon Le petit Robert veut dire « tombée en désuétude », c'est-à-dire « abandonnée », « qui n'est plus utilisée ». Si la méthode de détermination du fonds de roulement réglementaire appliquée par SCGM depuis la décision D-90-62 de la Régie est toujours également suivie par l'ONE et les distributeurs ontariens et est toujours enseignée par l'Association canadienne du gaz, on ne peut certainement pas prétendre qu'elle est « désuète »¹⁶. À tout le moins, nous ne croyons pas que cette méthode puisse être écartée sur la base de décisions (citées par la FNACQ) en provenance du Montana et de l'Iowa! On ne connaît pas, en effet, le contexte

¹⁶ Comme le dit la FNACQ au paragraphe numéro 16 de sa réplique.

entourant les utilités publiques de ces états, mais nous savons, par contre, que le contexte de SCGM se rapproche certainement plus de celui des distributeurs ontariens et des entreprises soumises à la juridiction de l'ONE (qui eux ne suivent pas la méthode Drazen).

Quant à la situation ontarienne, notons que l'objection de la FNACQ (dans sa réplique, au paragraphe numéro 10) est mal fondée relativement au texte de John R. Day (SCGM-13, document 15.1) :

- en effet, tel que précisé à l'audience du 11 novembre lorsque la FNACQ a tenté de s'objecter, il ne s'agit que d'une opinion à laquelle nous avons référé dans notre argumentation principale. Cette façon de faire ne diffère guère de ce que fait la FNACQ lorsqu'elle réfère aux opinions de M. Bonbright (au paragraphe numéro 62 de l'argumentation de la FNACQ). SCGM n'a pas eu évidemment l'opportunité de contre-interroger ce dernier.
- De toute façon, cette objection, si elle pouvait être faite, l'aurait été bien trop tardivement. Le procureur de la Régie avait demandé sa question relative à l'existence d'autorités sur les méthodes de détermination du fonds de roulement dès le 5 novembre 1998¹⁷. « L'objection » du procureur de la FNACQ n'est venue que le 11 novembre 1998.

En ce qui touche à la méthode globale d'évaluation du fonds de roulement, si la Régie décidait d'y inclure l'aspect financement, il faudra bien y inclure le montant relié au délai de récupération de l'amortissement. Sinon, comment les associés seraient-ils compensés pour ce délai (s'ils ne peuvent compter sur les argents reliés aux paiements des intérêts et dividendes privilégiés) ?

À cet égard, comment la FNACQ peut-elle écrire dans son argumentation (au paragraphe numéro 66) que la dépense d'amortissement n'est pas au bénéfice des abonnés ? L'amortissement n'est que le juste reflet de l'utilisation des actifs pour fournir le service aux clients!¹⁸ Les fonds générés dans les tarifs pour couvrir la charge d'amortissement servent à rembourser le capital emprunté et ne sont certes pas au bénéfice des associés comme le prétend M. Drazen. Omettre cette réalité aurait pour conséquence de priver les associés de l'atteinte d'un rendement raisonnable. D'ailleurs, ce dernier n'a pas contredit les propos du témoin P. Despars lorsque celui-ci a expliqué à la Régie les impacts négatifs découlant de la méthode proposée par M. Drazen.

¹⁷ Voir l'engagement clair pris alors, sans objection de la part de la FNACQ, par le témoin de SCGM (t.n.s. du 5 novembre 1998, questions numéros 231 à 236, pages 156 et 157).

¹⁸ Voir, entre autres, pour la justification de l'inclusion de la dépense d'amortissement dans la méthode globale de détermination du fonds de roulement, le témoignage de Pierre Despars du 12 novembre 1998 (aux pages 138 et 139 de la transcription des notes sténographiques).

Enfin, nous invitons la Régie à la prudence lorsque la FNACQ fait miroiter des économies de l'ordre de 1 000 000 \$ par année pour l'ensemble de la clientèle (paragraphe 61). Il ne s'agit pas de proposer des économies à tout prix mais de permettre aux associés d'atteindre un rendement apte à soutenir leur intérêt à investir dans SCGM. Si par des manières détournées, on vient réduire le rendement raisonnable accordé, il est certain que cela occasionnera un impact chez les investisseurs.

IV. L'évolution des dépenses d'exploitation

Bien que l'ACIG, aux pages 28 et 29 de son argumentation, présente sélectivement les chiffres relatant l'évolution des dépenses d'exploitation de SCGM au cours des dernières années, la preuve faite aux audiences établit clairement que ces dépenses d'exploitation sont quasiment au même montant en dollars **courants** pour 1999 qu'elles ne l'étaient pour 1995. Il s'agit donc d'une baisse de ces dépenses d'exploitation en termes réels.

Il faut aussi rappeler que déjà pour l'exercice 1995, la Régie du gaz naturel avait souligné les efforts réalisés par SCGM pour contrôler ses dépenses d'exploitation :

“La Régie reconnaît que SCGM a démontré, durant les dernières années, sa volonté de réduire ses dépenses, particulièrement en implantant en 1993 un plan de rationalisation fort important, qui est toujours en vigueur selon l'affirmation des témoins de la requérante et plus particulièrement de son président. Cette volonté de gérer de façon serrée les dépenses d'exploitation a donné des résultats très positifs dans l'année tarifaire se terminant le 30 septembre 1994 qui, selon les dernières prévisions, ramèneront les dépenses d'exploitation à 101 759 000 \$ sur un budget autorisé de 105 313 000 \$.

La Régie exprime sa satisfaction sur les gestes posés par le distributeur qui ont permis de réduire ses dépenses de façon appréciable.”

(à la page 56 de D-94-65)

Cette reconnaissance des efforts de SCGM en la matière a été repris expressément dans la décision de la Régie rendue pour la cause tarifaire 1997 :

“La Régie est d'avis que le distributeur a démontré que le contrôle des coûts d'exploitation était une préoccupation constante et que, grâce à la collaboration de l'ensemble de son personnel, il a mis en place un plan de rationalisation important qui a réduit de façon substantielle ses dépenses d'exploitation. La Régie déplore que cette rationalisation implique des licenciements de personnel mais estime que la requérante se devait de réagir puisque non seulement cela vient réduire le manque à gagner de l'entreprise pour la période témoin, mais a également comme effet de réduire le coût de service facturé aux usagers.

Bien que le secteur des dépenses d'exploitation n'est pas le seul qui nécessite un contrôle rigoureux, il faut reconnaître que les actions prises par la requérante ont une portée récurrente, et ont pu être appliquées sans réduire de façon importante le service à la clientèle, tout en maintenant la sécurité du réseau. La Régie encourage donc le distributeur à continuer d'appliquer un contrôle rigoureux des divers postes budgétaires puisque cela a un effet positif sur le coût de service des usagers.”

(aux pages 56 et 57 de D-96-31)

La lecture de ces décisions passées montre bien que contrairement à ce que prétend l'ACIG (à la page 8 de son argumentation), la Régie n'a pas eu à « imposer sa volonté à Gaz Métro pour contrôler son coût de service ».

En ce qui a trait à cette baisse en termes réels des dépenses d'exploitation, la preuve a montré que pour la même période de temps, le réseau s'est agrandi de façon importante. SCGM en fait

donc plus avec moins. Les clients bénéficient doublement de cette amélioration de la productivité de SCGM, puisqu'en favorisant la croissance du réseau de distribution de gaz, ils profiteront à terme de ce développement. SCGM croit important de permettre ce développement et c'est ce qui explique qu'elle vienne en l'instance justifier, poste budgétaire par poste budgétaire, des dépenses additionnelles requises.

Enfin, la FNACQ suggère, au paragraphe numéro 51 de son argumentation, que SCGM économiserait environ 2,5 M\$ d'ici l'an 2000 en conséquence de l'abolition de 34 postes de releveurs de compteurs. Le témoin André Gougeon a pourtant expliqué, lors des audiences¹⁹, que le projet de lecture à distance des compteurs (ayant mené à la disparition des postes de releveurs de compteurs) avait été implanté progressivement depuis 1994. C'est le genre d'économies réalisées graduellement depuis cette dernière date qui a permis à SCGM, non seulement de contenir, mais de réduire, en termes réels, les dépenses d'exploitation depuis 1995. Ces économies incluses progressivement au budget ont rendu possible la croissance du réseau de distribution tout en offrant le même service avec un nombre total d'employés qui est stable. Nous soumettons que ces efforts et améliorations de SCGM sont bien loin d'une attitude désinvolte face aux dépenses de l'entreprise comme l'écrit bien injustement la FNACQ dans son argumentation.

¹⁹ Voir t.n.s. du 5 novembre 1998, page 292.

V. L'importance du développement résidentiel

Le Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (« RNCREQ ») plaide²⁰ que le développement du réseau de gaz dans le secteur résidentiel ne devrait pas permettre de *remplacer* l'électricité avant que de plus amples études aient été produites sur les effets environnementaux d'un tel *remplacement*.

Il n'a jamais été question d'une stratégie de « remplacement » de l'électricité dans le secteur résidentiel. La preuve a plutôt montré que l'objectif de densification du réseau de gaz visait d'abord à remplacer les équipements existant au mazout. Quant au marché des nouveaux développements résidentiels, il ne s'agit pas de « remplacer » quoi que ce soit, puisqu'il n'y a rien d'existant. On vise tout simplement à favoriser le choix du gaz naturel plutôt que de l'électricité (qui n'est pas non plus présente).

L'argumentation et la réplique du RNCREQ font, d'ailleurs, amplement état des questionnements environnementaux reliés à l'électricité (celle produite au mazout évidemment, mais aussi l'hydroélectricité). Puisque les nouveaux développements résidentiels ne sont pas existants et que l'approvisionnement en électricité d'Hydro-Québec fait déjà l'objet d'un autre dossier de la Régie²¹, il faudrait, pour assurer un traitement équitable des distributeurs, demander aussi aux distributeurs d'électricité de démontrer l'absence d'impacts environnementaux si ces nouveaux développements résidentiels devaient être exclusivement desservis en électricité.

Quant à remettre à plus tard les efforts de SCGM pour percer le marché résidentiel, rappelons que la preuve a démontré que SCGM devait agir dès cette année en raison de l'opportunité d'affaires résultant de la crise du verglas. L'intérêt des consommateurs pour le gaz naturel étant à son plus haut point à la suite de cette crise, c'est maintenant que SCGM doit saisir l'opportunité.

Quant à l'effet tarifaire des extensions du réseau dans les nouveaux développements résidentiels, il n'est pas *indéterminé* comme le plaide la FNACQ²². Les pièces SCGM-3, documents 2.43 et 3.18 fournissent les chiffres de l'effet tarifaire cumulatif pour chaque année jusqu'à l'atteinte du point mort tarifaire à l'an 18.

Quant au tarif demandé pour la nouvelle construction résidentielle, la FNACQ semble se surprendre que soient inclus dans les montants pouvant être récupérés en vertu de l'article 3.5 des *Dispositions générales des Tarifs* (et qu'on veuille donc inclure dans le tarif « nouveau

²⁰ Voir particulièrement les pages 6 de l'argumentation principale et 3 de la réplique.

²¹ Le dossier numéro R-3416-98.

²² Notamment au paragraphe numéro 5 de son argumentation.

résidentiel » proposé), les investissements que sont les subventions à l'installation d'équipements fonctionnant au gaz naturel.

Les investissements qui ont toujours été reconnus pour développer le réseau de gaz sont les immobilisations reliées à l'installation proprement dite des conduits de gaz, mais aussi les coûts des programmes commerciaux tels que le P.R.C. Ces programmes visent à inciter des clients potentiels à installer des équipements au gaz. Il ne s'agit pas de financement mais d'aide financière. Ces coûts des P.R.C., par exemple, font donc partie de la base de tarification comme investissements et ce, conformément à l'article 49 (1) de la Loi qui y inclut expressément les programmes commerciaux.

Puisque l'objectif du nouveau tarif proposé est de simplifier l'application de l'article 3.5 avec un tarif qui englobe évidemment tous les investissements requis pour étendre le réseau de gaz, il n'y a rien de surprenant à ce que les montants d'aide financière à l'acquisition d'équipements au gaz soient inclus dans les montants requis du tarif « nouveau résidentiel ». Il n'y a donc pas de « boîte noire » comme le prétend la FNACQ.²³

Quant à la comparaison entre le tarif proposé « nouveau résidentiel » et les tarifs d'Hydro-Québec, il ne s'agit pas pour SCGM de demander, sans justification, des montants jusqu'à concurrence des montants prévus aux tarifs d'Hydro-Québec. Il s'agit plutôt de **limiter** les montants du tarif « nouveau résidentiel » proposé au niveau des tarifs d'Hydro-Québec, malgré des besoins supérieurs à ces seuls montants. L'article 49(6) de la Loi édicte d'ailleurs que la Régie doit considérer la concurrence des autres formes d'énergie dans l'établissement des tarifs de SCGM.

Enfin, rappelons qu'après cinq ans, le client d'un nouveau développement résidentiel reviendra au tarif 1 régulier et bénéficiera pour les années futures des prix plus avantageux et du confort de chauffer au gaz naturel plutôt qu'à l'électricité.

²³ On verra plus amplement les propos de la FNACQ à cet égard aux paragraphes 100, 101 et 103 de son argumentation.

VI. La satisfaction de la clientèle

Contrairement à ce qu'allégué par la FNACQ (notamment aux paragraphes numéros 83 et 84 de son argumentation), il n'y a aucune preuve au dossier qu'il y a eu effectivement baisse de la satisfaction de la clientèle envers le service de SCGM.

Aucun expert en sondages, par exemple, n'est venu affirmer que la baisse de 90 à 85 % apparaissant aux sondages de 1995 et 1996 est une baisse « significative » comme le prétend la FNACQ. Peut-être ne s'agit-il que de la marge d'erreur inhérente à tout sondage ? Nous soumettons au surplus que ces sondages démontrent plutôt que malgré des problèmes ponctuels d'effectifs au Service à la clientèle en 1996, 85 % des clients étaient satisfaits du service de SCGM.

Les témoins de SCGM ont également confirmé qu'un sondage est en cours de réalisation sur le niveau de satisfaction de la clientèle et que les résultats seront fournis par SCGM dans un proche avenir. La méthodologie même du sondage a été produite à la demande des intervenants au cours des audiences. Il apparaîtrait donc plus sage d'attendre ces résultats du sondage en cours et son analyse avant de faire de grandes affirmations comme le fait la FNACQ dans son argumentation.

Au même effet, il n'y a aucune preuve au dossier que les problèmes ponctuels de prise d'appels à l'été 1998 chez SCGM ont entraîné une hausse d'insatisfaction de la clientèle. Comment la FNACQ peut-elle alors qualifier la situation de *problèmes récurrents* ?

Enfin, sur quelle preuve le procureur de la FNACQ se fonde-t-il pour affirmer que deux appels par année par client résidentiel est un nombre *très élevé*²⁴. Il n'y a aucune preuve au dossier pour supporter cette affirmation. Il n'y a aucune preuve qui a été faite en l'instance pour démontrer ce qu'il en est à cet égard chez les autres distributeurs. La seule donnée qui nous apparaît être de « connaissance judiciaire » pour la Régie est le nombre de plaintes logées auprès de la Régie pour chaque distributeur assujetti depuis la mise en place du chapitre VII de la Loi.

La quasi absence de plaintes concernant SCGM montre probablement que les clients de SCGM n'hésitent pas à l'appeler car ils y trouvent réponse et satisfaction. Comment la FNACQ peut-elle alors blâmer SCGM pour la qualité de ses interventions téléphoniques et le nombre d'appels en résultant qu'elle doit traiter en provenance de ses clients résidentiels ?

²⁴ Voir notamment le paragraphe 87 de l'argumentation de la FNACQ.

VII. La fixation et l'évolution des tarifs de SCGM

i) Respect de la juridiction de la Régie en matière de fixation des tarifs

Dans leurs plaidoiries respectives, le ROEE et le Groupe de recherche appliquée en macroécologie / Union pour le développement durable (« GRAME ») élaborent longuement sur divers aspects de leurs preuves qui les amènent à demander à la Régie de profiter de la présente cause tarifaire annuelle de SCGM pour décider sur des éléments qui n'ont pas encore fait l'objet de normes législatives ou réglementaires ou encore, qui excèdent carrément le rôle de la Régie.

C'est ce qui explique le « silence » relatif de SCGM dans son argumentation principale sur ces points. N'en déplaise au procureur du ROEE, le fait que SCGM se soit limitée dans son argumentation principale aux sujets pertinents pour la présente phase II de la cause tarifaire n'équivalait aucunement à un acquiescement des propos ou de la preuve de ces intervenants.

La fixation des tarifs dans la présente cause tarifaire n'est donc pas l'occasion de déterminer, notamment, les questions suivantes :

- considération et/ou inclusion des externalités environnementales telles les impacts allégués du gaz naturel comme semble le suggérer le ROEE au paragraphe 16 de son argumentation principale;
- utilisation de modèles (MARKAL ou GRAME) pour la gestion des gaz à effet de serre comme le prônent le ROEE²⁵ et le GRAME;
- envoi de signaux par la Régie pour atteindre les objectifs gouvernementaux en matière environnementale, tel que le propose le ROEE au paragraphe 34 de son argumentation. En effet, tous conviennent que le gouvernement n'a justement pas, à ce jour, fait part de ses préoccupations environnementales précises conformément à l'article 49 (10) de la Loi.

La fixation des tarifs sur la base du coût de service du distributeur dans la présente cause tarifaire ne doit pas permettre non plus de procéder à de la taxation déguisée de certaines formes d'énergie au détriment des autres. La pénalité environnementale proposée par le GRAME ou encore la création par la Régie d'un fonds de réserve obligatoire dédié au financement de programmes d'efficacité énergétique (comme le suggère le ROEE aux paragraphes 35 et 58 et aux conclusions 3 et 8 de son argumentation) équivaldraient à une telle forme de taxation ne relevant pas des pouvoirs de la Régie.

²⁵ Voir le paragraphe 21 de son argumentation.

De toute façon, la preuve a montré que de telles augmentations des tarifs de SCGM en sus de ce que requis par la réglementation basée sur le coût de service nuiraient forcément à la position concurrentielle du gaz face au mazout (laquelle est déjà assez difficile) et encourageraient plutôt la consommation de mazout (lequel ne serait pas affecté par ces « taxes » environnementales).

Les propos de M. Waaub lors de son contre-interrogatoire nous semblent reconnaître qu'il est prématuré d'agir, en la présente cause tarifaire, envers le gaz naturel sans le faire pour le mazout :

“55 Q. Dans les paragraphes qui suivent dans votre conclusion, la conclusion, la dernière page de votre texte, page 24, les objectifs, dans votre conception des objectifs du développement durable, je dois comprendre évidemment qu'il est important de considérer, pour vous, les impacts environnementaux de la consommation d'énergie?

R. Oui.

56 Q. Bon. Et ces énergies-là, évidemment ça comprend le gaz naturel?

R. Oui.

57 Q. Et ça comprend aussi le mazout?

R. Oui.”

(aux pages 101 et 102 de la t.n.s. du 10 novembre 1998)

Un dernier élément qui nous apparaît excéder les pouvoirs conférés par la Loi à la Régie est résumé dans la conclusion numéro 11 du ROEE. Cet intervenant recherche une ordonnance de la Régie à SCGM de fournir publiquement les noms des particuliers qui seraient des associés commanditaires (parmi les 20 % des parts détenues par le public). Il va sans dire que ces informations sont confidentielles tout comme le registre des actionnaires de toutes compagnies. En pratique, SCGM ne pourrait pas, de toute façon, fournir ces informations car il est bien connu que souvent les actions (ou parts sociales) d'une entreprise sont immatriculées à ses registres au nom des firmes de courtage de valeurs mobilières qui les détiennent pour leurs clients. Il serait mal venu que la Régie se mette à tenter d'ordonner aux courtiers en valeurs mobilières de déposer publiquement leurs registres de clients dans la prochaine cause tarifaire de SCGM!

ii) Réduction en termes réels des tarifs pour 1999

Dans le cadre de sa discussion de l'évolution des tarifs de SCGM au cours des dernières années, l'ACIG (à la page 4 de son argumentation) omet de souligner que la hausse moyenne des tarifs proposés par SCGM pour l'exercice 1999 est de 1,15 % (voir la pièce SCGM-2, document 3). L'inflation prévue pour l'année-témoin 1999 étant de 1,7 %, il s'agit bel et bien d'une **baisse tarifaire en termes réels** que SCGM

propose pour ses clients. SCGM démontre bien sa préoccupation de réduire les tarifs des clients à travers le temps.

Cette préoccupation de SCGM de réduire les tarifs est encore plus manifeste lorsque l'on constate l'évolution des tarifs auxquels sont assujettis les membres de l'ACIG de 1991-1992 à ce jour. On peut constater, à la pièce SCGM-17, document 1.15, pages 6 et 9 de 11, que les tarifs 1 (de plus de 36 500 m³), 3, 4 et 5 ont décliné en termes réels, particulièrement depuis 1991-92 :

Année	Tarif 1 (36 500 m ³ et plus)	Tarif 3	Tarif 4	Tarif 5
1988-89	15,9¢	10,5	6,5	3,9
1991-92	15,4¢	10,3	6,5	4,5
1998-99	14,3¢	9,0	5,2	4,1
Variation 88-89 à 98-99	-10 %	-14 %	-20 %	+5 %
Variation 91-92 à 98-99	-7 %	-13 %	-20 %	-9 %

Il est décevant que l'ACIG ne reconnaisse pas les efforts faits par SCGM pour réduire les tarifs de ses membres au cours des années 1990.

iii) Comparaison avec Consumers' Gas et Gazifère

L'ACIG fait grand état (particulièrement aux pages 2 et 3 de son argumentation) des écarts existant entre les tarifs de SCGM et ceux de Consumers' Gas (et même de Gazifère, inc.). L'ACIG se dit déçu que SCGM semblerait avoir abandonné l'objectif de réduire graduellement son coût unitaire de service pour rendre ses tarifs plus concurrentiels avec ceux de Consumers' Gas et de Gazifère.

L'ACIG tire cette conclusion de la lecture du témoignage écrit de M. Robert Tessier. Rappelons qu'il y est simplement dit que l'on « ne peut demander à Gaz Métropolitain d'annuler les facteurs historiques, structurels et économiques » qui ont fait que les tarifs de SCGM sont plus élevés qu'ailleurs. Cela ne signifie nullement que SCGM ait abandonné l'objectif de réduire graduellement son coût unitaire de service. Au contraire, le mécanisme incitatif proposé (et dont l'étude est reportée en phase III) est une manifestation évidente du désir de SCGM de faire des efforts supplémentaires à

ceux déjà consentis pour réduire son coût unitaire de service, donc ses tarifs. Le témoignage de R. Tessier signifiait simplement qu'il faut être réaliste quant à la possibilité, dans le contexte historique, structurel et économique que l'on connaît, d'avoir des tarifs plus bas que ceux des distributeurs ayant connu une histoire bien différente de celle de SCGM et connaissant toujours un contexte de marché beaucoup plus favorable que celui de SCGM.

VIII. L'établissement de la prévision du prix du gaz au dossier tarifaire

L'ACIG et Corporation Approvisionnement - Montréal, santé et services sociaux (« Approvisionnement Montréal ») demandent toutes deux à la Régie d'obliger SCGM à n'utiliser que les prix de dérivatifs financiers (« swaps ») pour établir, dans ses dossiers tarifaires futurs, sa prévision économique du prix du gaz naturel pour l'année-témoin projetée concernée.²⁶

Il importe cependant de distinguer ce qu'est un prix de dérivatif financier d'une réelle prévision économique du prix d'une marchandise telle le gaz naturel. En effet, les prix des « swaps » reflètent notamment des considérations autres (par exemple, besoins d'acheteurs de matières premières de stabiliser le prix d'un intrant, spéculation sur le prix futur) que ce qu'on retrouve dans une prévision économique de prix reflétant des données fondamentales.

En pratique, même les périodes de temps couvertes par ces données diffèrent. Le prix d'un « swap » d'un an couvre, par exemple, la période d'un an à venir. La prévision économique qui se trouve normalement dans un dossier tarifaire porte plutôt sur la période d'un an correspondant évidemment à l'année-témoin projetée. Le témoin Johanne Paquin a clairement expliqué ces différences lors des audiences :

“Lorsqu'on fait notre prévision, on fait la distinction entre les prévisions qui sont basées sur les données fondamentales du marché, les données fondamentales du marché, c'est les prévisions qui sont basées sur l'offre et la demande puis desquelles on dégage le prix de l'énergie, puis on fait la distinction entre ces prévisions-là puis les prévisions qui émanent des marchés financiers. Donc, la prévision qui est utilisée pour les swaps par exemple.

Chez Gaz Métropolitain, on a l'habitude d'utiliser, pour faire nos hypothèses de prix du gaz, on a l'habitude d'utiliser les prévisions d'organismes qui utilisent les données fondamentales du marché, donc d'offre et la demande.

Pourquoi on fait ça? Parce qu'on se dit que dans les prévisions qui émanent des marchés financiers, comme, par exemple, le CIBC Wood Gundy, le prix des swaps, ces prévisions de prix-là tiennent compte d'anticipation puis de facteurs qui sont plus de nature ponctuelle.

Alors, donc, il y a plus de volatilité dans ces prévisions-là, c'est pour ça qu'on utilise habituellement les prévisions qui sont faites sur des données fondamentales du marché.”

(aux pages 190 et 191 de la t.n.s. du 22 octobre 1998)

Quant à la période visée par la prévision économique, J. Paquin a également précisé :

“M. FRANÇOIS TANGUAY :

259 Q. Et pour ma précision, ça c'est les prix si je veux en acheter en janvier quatre-vingt-dix-huit (98) pour quatre-vingt-dix-neuf (99), c'est le prix qu'il y avait à l'époque, c'est cette moyenne-là que vous...

²⁶ Les propos de l'ACIG à cet égard sont principalement à la page 22 de son argumentation et pour Approvisionnement Montréal, aux pages 8 et 9 de la sienne.

MME JOHANNE PAQUIN :

R. Non, c'est la prévision pour l'année de la cause tarifaire, donc quatre-vingt-dix-huit, quatre-vingt-dix-neuf (98-99), en fait, c'est les prix de novembre quatre-vingt-dix-huit (98) à octobre quatre-vingt-dix-neuf (99)."

(à la page 193 de la t.n.s. du 22 octobre 1998)

Les intervenantes ACIG²⁷ et Approvisionnement Montréal mettent aussi beaucoup d'emphasis sur la nécessité que les prévisions du prix du gaz contenues aux dossiers tarifaires proviennent de sources indépendantes. Le témoin J. Paquin a pourtant expliqué que la prévision du prix du gaz au dossier tarifaire n'était pas établie arbitrairement par SCGM et qu'elle reflétait déjà un consensus d'analystes indépendants faisant de la prévision économique à partir de données fondamentales :

"Le deux et dix (2,10 \$) qu'on avait évalué lorsqu'on a soumis le dossier au mois de mai là, le deux et dix (2,10 \$), provenait d'un consensus qui découlait des prévisions faites par des organismes qui font de la prévision fondamentale."

(aux pages 191 et 192 de la t.n.s. du 22 octobre 1998)

Enfin, contrairement à ce que l'ACIG allègue à la page 18 de son argumentation, la prévision de SCGM de 2,10 \$ contenue au dossier tarifaire original n'était pas erronée selon les prévisions fondamentales de l'hiver 1998, date à laquelle le dossier tarifaire a été préparé. Au surplus, même si la suggestion de l'ACIG était retenue de n'utiliser que les prix de « swaps », la preuve produite à l'audience a montré que ces prix de « swaps » à l'hiver 1998 n'étaient pas encore très « détachés » des projections économiques fondamentales du prix du gaz.

On référera à cet égard, non seulement aux pièces ACIG-42, documents 1 à 7, mais aussi à la pièce SCGM-5, document 1.12 qui permet de comparer pour les mois de l'hiver 1998 le prix des « swaps » par rapport à la prévision de 2,10 \$ alors incluse au dossier tarifaire. On y voit une grande similarité à cette époque comme expliqué par le témoin J. Paquin :

"Alors, ces prévisions-là, comme je vous l'ai dit, ces hypothèses-là ont été préparées au mois de janvier quatre-vingt-dix-huit (98); le tableau ici que je vous présente, c'est les prévisions qui étaient, bon la première colonne ici là, c'est les prévisions disponibles en janvier mil neuf cent quatre-vingt-dix-huit (1998). La dernière ligne ici, c'est le prix du marché CIBC Wood Gundy pour l'année quatre-vingt-dix-huit, quatre-vingt-dix-neuf (98-99), donc les prix s'établissaient entre une et quatre-vingt-quinze dollar par gigajoule (1,95 \$/GJ) et deux et vingt-cinq dollars par gigajoule (2,25 \$/GJ).

Le consensus qu'on a dégagé de ça, c'est que le prix serait environ... bien, serait de deux et dix (2,10 \$), notre prévision serait de deux et dix dollars par gigajoule (2,10 \$/GJ) pour le dossier tarifaire. À ce moment-là, le prix du marché des swaps...

²⁷ Voir particulièrement les pages 23 et 24 de l'argumentation de l'ACIG.

- R. O.K.? Bon, c'est ça. À ce moment-là, en janvier, lorsqu'on a commencé à travailler sur le dossier tarifaire, il y avait vraiment pas de dichotomie entre les prévisions fondamentales puis la prévision du marché financier."

(aux pages 192 et 193 de la t.n.s. du 22 octobre 1998)

Nous concluons qu'il n'est pas nécessaire de créer un autre mécanisme ayant pour but d'inclure une prévision du prix du gaz naturel dans les dossiers tarifaires futurs. Il ne faut pas oublier que tous les intervenants (et la Régie) pourront toujours questionner SCGM sur la justesse de sa prévision du prix du gaz incluse à un dossier tarifaire.

IX. L'importance d'alléger le processus réglementaire

SCGM croit fermement à l'objectif d'alléger l'ensemble du processus réglementaire auquel elle est soumise. C'est pourquoi nous ne pouvons passer sous silence une série de demandes du ROEE qui, à notre avis, n'entraînerait qu'un alourdissement de la réglementation de SCGM et ce, au détriment des clients qui en font les frais.

Au paragraphe numéro 39 de son argumentation, le ROEE demande à la Régie d'ordonner à SCGM de procéder à un sondage auprès de ses clients pour connaître leurs intérêts à procéder à des programmes d'efficacité énergétique et pour cerner les irritants que les clients pourraient voir dans la tarification actuelle de SCGM.

Nous soumettons qu'une telle ordonnance serait prématurée et inutile. SCGM demande cette année un budget additionnel spécifique de 610 000 \$ pour continuer sa réflexion sur le sujet ainsi que pour poursuivre le développement de son plan global d'efficacité énergétique et de programmes spécifiques. Procéder au sondage suggéré par le ROEE équivaldrait à « mettre la charrue devant les bœufs ». Quant à identifier les irritants que les clients pourraient voir dans la tarification actuelle, il suffit de rappeler que les clients sont déjà représentés devant la Régie et interviennent dans les causes tarifaires de SCGM. Ce forum nous apparaît le plus approprié pour entendre les préoccupations des clients.

Aux paragraphes numéros 64 et 65 de l'argumentation du ROEE, ce dernier demande à la Régie d'ordonner dès maintenant à SCGM de procéder à une revue de l'étude des taux d'amortissement réglementaire. Or, le témoin Carole Perron a déclaré à l'audience que cette revue se tenait déjà à intervalle régulier et qu'elle était due prochainement (soit dans les faits pour la cause tarifaire 2001).²⁸ À quoi servirait d'alourdir le calendrier de l'année 1999 pour faire une étude qui n'est due que l'année suivante ? Agir comme le suggère le ROEE entraînera-t-il un précédent qui obligera désormais SCGM à procéder à la revue de l'étude des taux d'amortissement réglementaire à tous les quatre ans ?

Le ROEE (au paragraphe numéro 71 de son argumentation) demande à la Régie d'ordonner à SCGM de présenter un « budget base zéro » pour la prochaine cause tarifaire. Présenter un tel budget alourdirait considérablement le travail de préparation du dossier tarifaire de SCGM, rendant forcément l'exercice réglementaire plus dispendieux.

À quoi bon servirait un tel budget puisque déjà les intervenants ont l'opportunité de poser toutes les questions et de soumettre toutes les demandes d'information et d'éclaircissement requises pour bien comprendre les différentes facettes du budget présenté par SCGM ? On peut s'en convaincre en pensant aux plus de 900 questions posées à SCGM dans la cause tarifaire 1999.

²⁸ Voir le témoignage de C. Perron dans les t.n.s. du 5 novembre 1998 à la page 105.

Il faut aussi rappeler que la Loi prévoit, à son article 159, une continuité avec le passé réglementaire de SCGM malgré l'entrée en vigueur de la *Loi sur la Régie de l'énergie*. Pourquoi devrait-on suivre une philosophie différente et agir comme si les budgets passés de SCGM n'avaient pas existé ? Pour reprendre les propos mêmes de l'expert J. Bellemare du ROEE :

“122 Q. Pour paraphraser _ tout ne tombe pas _ , on continue, on n'est pas obligé de réinventer la roue, c'est ça?

R. On n'est pas obligé de réinventer la roue,...”

(à la page 127 de la t.n.s. du 10 novembre 1998)

Enfin, le ROEE, au paragraphe numéro 23 de sa réplique, soumet que la Régie devrait étudier à nouveau toute la question de la forme juridique de l'entreprise. Tel que nous l'avons déjà plaidé, aucune preuve n'a été apportée par le ROEE pour justifier que la Régie recommence l'étude d'un sujet qui a déjà fait l'objet de décisions et d'avis au gouvernement.²⁹

Il est cependant intéressant de noter que dans sa réplique, le ROEE admet finalement que les clients ne subissent pas de préjudice du fait que SCGM soit une société en commandite par rapport à la situation qui prévaudrait si le distributeur était à nouveau une compagnie (telle Gaz Métropolitain, inc.). Ceci nous amène à souligner que les vraies questions que pose le ROEE concernent plutôt le traitement fiscal d'Hydro-Québec (ou de toute autre société d'État). Il va sans dire que ce débat n'a pas sa place à la Régie.

Quant à la prétention du ROEE que l'arrivée d'Hydro-Québec dans l'actionnariat de Noverco, inc. justifie cette revue de la structure juridique, il importe de rappeler qu'avant l'arrivée d'Hydro-Québec, la SOQUIP était un actionnaire de Noverco, inc. La SOQUIP étant évidemment une société d'État, il n'y a donc rien de nouveau à cet égard depuis l'arrivée d'Hydro-Québec.

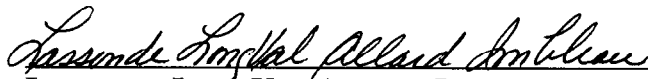
²⁹ Il s'agit principalement de la décision D-90-75 que nous avons citée à la page 73 de notre argumentation principale.

X. Frais

Nous ne ferons ici aucun commentaire sur les principes entourant l'octroi des frais aux intervenants puisqu'une audience générique a été convoquée par la Régie à ce sujet (R-3412-98).

De toute façon, la Régie a reconnu, dès la fin des audiences le 12 novembre 1998, le droit des intervenants de la présente phase II à leurs frais. Nous réserverons donc nos commentaires à l'aspect quantum de ces frais et ce, après réception des relevés de frais des intervenants.

MONTREAL, le 9 décembre 1998.



LASSONDE LONGVAL ALLARD IMBLEAU
Procureurs de Société en commandite Gaz
Métropolitain
(Me Jocelyn B. Allard)

RÉPONSE DE SCGM À UNE DEMANDE D'INFORMATION

Origine : Lettre du 23 juin 1998
Demandeur : ACIG

Question 15.2.1 Référence : SCGM-15, doc. 2, générale :

L'analyse des décisions rendues par la Régie au cours des quatre (4) dernières années sur le taux de rendement procure les résultats suivants:

ANNÉE TARIFAIRE ET DÉCISION	OBLIGATIONS 30 ANS	PRIME DE RISQUE	TAUX DE RENDEMENT
1994-95 (D-94-65)	9.00%	3.00%	12.00%
1995-96 (D-95-54)	8.90%	3.10%	12.00%
1996-97 (D-96-31)	8.22%	3.28%	11.50%
1997-98 (D-97-27)	7.25%	3.50%	10.75%

- a) Veuillez fournir le taux de rendement auquel on parviendrait si on devait ajuster la prime de risque accordée dans chacune de ces décisions conformément à la formule automatique que vous proposez sur la base du taux actuel de 6.02% prévu pour les obligations du Canada à long terme.
 - b) Veuillez réconcilier votre recommandation d'une prime de risque de 4.55% sur la base d'un taux d'intérêt projeté de 6.02% avec la prime de risque accordée par la Régie dans chacune des quatre (4) décisions mentionnées ci-dessus.
 - c) Dans la mesure où, en appliquant la formule automatique que vous proposez, la prime de risque compatible avec celles accordées dans ces quatre (4) décisions de la Régie serait d'environ 3,75% (basée sur une projection de taux d'intérêt à long terme de 6.02%), veuillez élaborer sur les changements survenus dans le profil de risque de Gaz Métro qui pourraient justifier l'octroi d'une prime de risque de 80 points de base plus élevée, comme vous le recommandez.
 - d) À votre avis, la Régie a-t-elle commis une erreur au niveau de l'établissement de la prime de risque de Gaz Métro dans les quatre (4) décisions mentionnées ci-dessus? Dans l'affirmative, veuillez expliquer où est l'erreur.
-

Réponse

- a) La prémisse de la question est fausse. La Régie n'a jamais accordé une prime de risque explicite dans ses décisions passées. Elle a par ailleurs accordé un taux de
-

rendement en s'appuyant sur toutes les informations disponibles (expertises, modèles AFM, MEAF, Bénéfices comparables, etc.). À ma connaissance, la Régie n'a pas privilégié une méthode particulière par rapport à une autre.

Toutefois, pour répondre à la question demandée sur le taux de rendement qui se dégage des décisions passées sur la base de la formule automatique proposée, nous vous présentons le tableau suivant :

ANNÉE TARIFAIRE ET DÉCISION	TAUX DE RENDEMENT
1994-95 (D-94-65)	12.80%
1995-96 (D-95-54)	12.73%
1996-97 (D-96-31)	12.22%
1997-98 (D-97-27)	11.49%

b) Si l'on accepte l'hypothèse que la Régie a accordé une prime de risque dans ses décisions passées, hypothèse que je rejète, la réconciliation s'effectue comme suit.

Année tarifaire Et décision	Obligations 30 ans	Prime de Risque
D-94-65	9.0%	3.0%
D-95-54	8.9%	3.1%
D-96-31	8.2%	3.3%
D-97-27	7.3%	3.5%
MOYENNE	8.3%	3.2%
1998	6.0%	3.8%

Tel que le démontre ce tableau, le taux d'intérêt moyen dans les quatre décisions mentionnées se chiffre à 8.3%. Sur la base d'un taux d'intérêt projeté de 6.0% pour l'année 1998, la baisse du taux d'intérêt est donc de 2.3% ($8.3\% - 6.0\% = 2.3\%$). Compte tenu du coefficient de redressement de 0.25, la prime de risque moyenne de 3.2% s'élargit à 3.8% [$3.2\% + 0.25(2.3\%)$]. De plus, on remarque une légère augmentation du facteur de risque bêta des entreprises réglementées au cours de cette période, ce qui augmente la prime de risque davantage.

Je considère le mince échantillon de quatre décisions citées dans la question comme très limité et par conséquent peu représentatif. Lorsque l'on considère une période plus étendue pour faire cette analyse, soit la période de 1985 à 1998, nous considérons que l'échantillon devient plus significatif pour nous permettre de dégager une tendance

	Rendement Autorisé	Canada Long-Terme	Prime de Risque
1985	16.1%	11.1%	5.0%
1986	13.8%	9.5%	4.3%
1987	13.8%	9.9%	3.9%
1988	13.5%	10.1%	3.4%
1989	13.5%	9.8%	3.7%
1990	14.3%	10.7%	3.6%
1991	14.3%	9.7%	4.6%
1992	14.0%	8.8%	5.2%
1993	12.5%	8.0%	4.5%
1994	12.0%	8.7%	3.3%
1995	12.0%	9.0%	3.0%
1996	12.0%	8.9%	3.1%
1997	11.5%	8.2	3.3%
1998	10.8%	7.3	3.5%
Moyenne	13.2%	9.3%	3.9%

Le taux d'intérêt moyen sur l'ensemble de la période se chiffre à 9.3%. Sur la base d'un taux d'intérêt projeté de 6.0%, la baisse du taux d'intérêt est donc de 3.3% ($9.3\% - 6.0\% = 3.3\%$) en moyenne. Compte tenu du coefficient de redressement de 0.25, la prime de risque moyenne de 3.9% s'élargit à 4.7% [$3.9\% + 0.25(3.3\%)$], versus ma recommandation de 4.55%.

Dans un tel contexte, l'interprétation que l'on peut donner à une prime de risque implicite peut varier selon que l'on se réfère au taux d'intérêt mis en preuve lors de la préparation des dossiers et celui qui prévaut au moment de la décision. À titre d'exemple, prenons la décision D-96-31. La Régie, dans cette décision, a conclu à une prime de risque de 3.28% sur la base du taux d'intérêt mis en preuve (8.22%) en vigueur lors du dépôt du dossier (p.72) et reconnaît l'effet à la hausse sur la prime de risque d'une baisse du taux d'intérêt.

Sur ce dernier point, fondamental par ailleurs, il importe de préciser que la Régie a spécifiquement reconnu que le risque global de SCGM était légèrement supérieur à celui de Consumers et Union (D-96-31, p.64). Or, Consumers avait obtenu une prime de risque de 3.40% avec un taux d'intérêt de 8.10%, tel que démontré à la pièce GMI114, document 27 du dossier ayant mené à la décision D-96-31.

Comme la Régie a jugé le risque global de SCGM légèrement supérieur à celui de Consumers et que cette dernière s'était vue attribuer une prime de risque de 3.40%, il est raisonnable et logique de soutenir que la prime de risque de SCGM devait être supérieur à celle de Consumers. Sur la base des éléments contenus dans la décision D-96-31, il est d'ailleurs possible d'estimer que la prime de risque implicite de SCGM était de 3.64% (donc légèrement supérieure à celle de Consumers) lorsque l'on considère la mention de la Régie à l'effet que les taux d'intérêt étaient inférieurs à 8% lors de la décision en août 1996, la prévision du taux étant alors de 7.86% ($7.86\% + 3.64\% = 11.50\%$).

D'ailleurs, la Régie dans sa décision D-97-27 a accordé un taux de rendement de 10.75% ce qui dégage une prime de risque implicite de 3.50%. Toutefois, si l'on se réfère au taux d'intérêt en vigueur au moment de la décision de 6.89%, le taux de rendement accordé de 10.75% permet de dégager une prime de risque implicite de 3.86% ce qui nous apparaît plus en relation par rapport à l'évaluation du risque mentionnée précédemment. Le tableau qui suit résume les données pertinentes des dossiers 1996 à 1998 :

	Taux accordé	Taux sans risque (déposé)	Prime	Taux sans risque (lors de la décision)	Prime implicite
1996 (négocié et accordé)	12.00%	8.90%	3.10%	8.30%	3.70%
1997	11.50%	8.22%	3.28%	7.86%	3.64%
1998	10.75%	7.25%	3.50%	6.89%	3.86%
Moyenne				7.68%	3.73%

Le taux d'intérêt moyen sur l'ensemble de la période se chiffre à 7.68%. Sur la base d'un taux d'intérêt projeté de 6.0%, la baisse du taux d'intérêt est donc de 1.68% ($7.68\% - 6.0\% = 1.68\%$) en moyenne. Compte tenu du coefficient de redressement de 0.25, la prime de risque moyenne de 3.73% s'élargit à 4.15% [$3.73\% + 0.25(1.68\%)$], versus ma recommandation de 4.55%.

Si nous intégrons ces dernières données à l'échantillon présenté précédemment (1985-1998), le taux d'intérêt moyen sur l'ensemble de la période se chiffre maintenant à 9,2%. Sur la base d'un taux d'intérêt projeté de 6,0%, la baisse du taux d'intérêt est donc de 3,2 % ($9,2\% - 6,0\% = 3,2\%$) en moyenne. Compte tenu du coefficient de redressement de 0,25, la prime de risque moyenne de 4,0 % s'élargit à 4,8 % [$4,0\% + 0,25(3,2\%)$], versus ma recommandation de 4,55 %.

Précisons que l'an dernier, la Régie, dans sa décision D-97-27 à la page 7, mentionne spécifiquement que :

« La preuve a démontré que des variations importantes de ce taux peuvent survenir entre le dépôt de la requête et la décision de la Régie, et qu'il serait juste et équitable, tant pour SCGM que pour les usagers, d'en fixer les taux prévus dans la dernière parution émise avant la décision. »

C'est d'ailleurs pour cette raison que notre proposition prévoit utiliser les taux prévus du mois d'août.

- c) Voir réponse b)
- d) Voir réponse b)



ER'S Ninth New Collegiate Dictionary

A Merriam-Webster®

THOMAS ALLEN & SON LIMITED, MARKHAM, ONTARIO

Registered User of the Trademarks of

MERRIAM-WEBSTER INC., SPRINGFIELD, MASS.

0) is la
 1) is la
 2) is la
 3) is la
 4) is la
 5) is la
 6) is la
 7) is la
 8) is la
 9) is la
 10) is la
 11) is la
 12) is la
 13) is la
 14) is la
 15) is la
 16) is la
 17) is la
 18) is la
 19) is la
 20) is la
 21) is la
 22) is la
 23) is la
 24) is la
 25) is la
 26) is la
 27) is la
 28) is la
 29) is la
 30) is la
 31) is la
 32) is la
 33) is la
 34) is la
 35) is la
 36) is la
 37) is la
 38) is la
 39) is la
 40) is la
 41) is la
 42) is la
 43) is la
 44) is la
 45) is la
 46) is la
 47) is la
 48) is la
 49) is la
 50) is la
 51) is la
 52) is la
 53) is la
 54) is la
 55) is la
 56) is la
 57) is la
 58) is la
 59) is la
 60) is la
 61) is la
 62) is la
 63) is la
 64) is la
 65) is la
 66) is la
 67) is la
 68) is la
 69) is la
 70) is la
 71) is la
 72) is la
 73) is la
 74) is la
 75) is la
 76) is la
 77) is la
 78) is la
 79) is la
 80) is la
 81) is la
 82) is la
 83) is la
 84) is la
 85) is la
 86) is la
 87) is la
 88) is la
 89) is la
 90) is la
 91) is la
 92) is la
 93) is la
 94) is la
 95) is la
 96) is la
 97) is la
 98) is la
 99) is la
 100) is la



cuspc

NS
E
LAIS
CAIS

COLLINS · ROBERT FRENCH-ENGLISH ENGLISH-FRENCH DICTIONARY

by
Beryl T. Atkins
Alain Duval Rosemary C. Milne
and
Pierre-Henri Cousin
Hélène M. A. Lewis Lorna A. Sinclair
Renée O. Birks Marie-Noëlle Lamy

Collins
London, Glasgow & Toronto

