
PRÉSENTS :

M^e Lise Lambert, LLL., vice-présidente
M. André Dumais, B. Sc. A.
M. Anthony Frayne, B.Sc. (Écon.), M.B.A.
Régisseurs

Société en commandite Gaz Métropolitain

Demanderesse

et

**Les intervenants dont les noms apparaissent à la page
suivante**

*Décision sur la mise en place de mesures ou de
mécanismes incitatifs pour favoriser l'amélioration de la
performance d'un distributeur gazier et la satisfaction des
besoins des consommateurs*

Liste des intervenants :

Action Réseau Consommateur et Fédération des associations coopératives d'économie familiale (ARC/FACEF);

Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG);

Centre d'études réglementaires du Québec (CERQ);

Groupe de recherche appliquée en macroécologie et Union pour le développement durable (GRAME-UDD);

Hydro-Québec;

Option Consommateurs (OC);

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ);

Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ).

Intéressées à déposer des observations :

Gazifère Inc.;

Gazoduc Trans-Québec et Maritimes Inc. (Gazoduc TQM).

INTRODUCTION

La Régie de l'énergie (la Régie) doit prévoir des mécanismes incitatifs pour favoriser l'amélioration de la performance du distributeur et la satisfaction des besoins des consommateurs¹. Pour accomplir ce mandat, la Régie a utilisé un processus d'entente négociée (PEN). Les parties demandent actuellement à la Régie d'accepter leur entente en date du 21 août 2000 et de reconnaître les frais engendrés par leur participation subséquente et additionnelle à la phase 3 et à la phase 4 de ce dossier, comme admissibles à un remboursement².

Pour accepter ou rejeter cette entente du 21 août 2000, la Régie se propose de résumer les différentes étapes du PEN et d'analyser les résultats de cette dernière en fonction de l'intérêt public et de sa conformité à la Loi, à ses règlements et aux décisions relatives à cette cause.

ÉTAPES PRÉLIMINAIRES

En octobre 1998, dans le cadre de la cause tarifaire 1998-1999, Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM) informe la Régie de son intention de reporter à une phase ultérieure toute discussion concernant la proposition d'un mécanisme de rendement incitatif à l'amélioration de la performance. Le 10 février 1999, la Régie avise les participants qu'elle croit opportun de reporter cet aspect de la cause tarifaire dans le cadre d'un processus dont elle déterminera la forme et l'échéancier dans un avenir rapproché³.

Le 19 mai 1999, une première décision procédurale, soit la D-99-100, est rendue annonçant la tenue d'une consultation publique dans le but de déterminer la mise en place de mesures ou de mécanismes incitatifs pour favoriser l'amélioration de la performance du distributeur et la satisfaction des besoins des consommateurs.

La Régie annonce, dans l'avis public publié le 22 mai 1999, son intention d'utiliser une nouvelle démarche basée sur un PEN.

¹ *Loi sur la Régie de l'énergie* (la Loi), article 49, paragraphe 4, L.R.Q., c. R-6.01.

² Lettre de SCGM en date du 24 août 2000.

³ Décision D-99-11, 10 février 1999, dossier R-3397-98, page 67.

Cette démarche comporte quatre phases :

Phase 1 – Initiation du processus;

Phase 2 – Sollicitation des commentaires;

Phase 3 – Participation au groupe de travail;

Phase 4 – Audience.

DÉMARCHE SUIVIE

PHASE 1

Le 16 juillet 1999, la Régie, dans sa décision D-99-121, complète la phase 1 du PEN en accordant un statut d'intervenant à sept parties intéressées, à l'exception d'Hydro-Québec. Ainsi, elle reconnaît comme intervenant : Action Réseau Consommateur et la Fédération des associations coopératives d'économie familiale (ARC/FACEF), l'Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG), le Centre d'études réglementaires du Québec (CERQ), le Groupe de recherche appliquée en macroécologie et l'Union pour le développement durable (GRAME-UDD), Option Consommateurs (OC), le Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ) et le Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ).

Par ailleurs, considérant que les parties intéressées Gazoduc Trans-Québec et Maritimes Inc. (Gazoduc TQM), Hydro-Québec et Gazifère Inc. ont indiqué qu'elles ne comptaient pas avoir une participation active aux différentes phases prévues au PEN, si ce n'est celles relatives à l'audience, la Régie prend simplement acte du dépôt annoncé d'observations écrites par celles-ci⁴.

PHASE 2

Dans la décision D-99-121, la Régie initie également la phase 2 du PEN en sollicitant les commentaires des intervenants sur les lignes directrices proposées ainsi que sur des thèmes à être discutés lors d'une phase subséquente. La Régie fixe au 27 septembre 1999 la date ultime à laquelle les intervenants doivent lui faire parvenir leurs commentaires à cet égard.

Hydro-Québec dépose, le 20 août 1999, une demande en révision de la décision D-99-121, laquelle ne lui accorde pas le statut d'intervenant. Le 18 octobre 1999,

⁴ Décision D-99-121, 16 juillet 1999, dossier R-3425-99, page 9.

la Régie émet sa décision D-99-184 qui accueille la demande en révision d'Hydro-Québec et lui accorde un statut d'intervenant. Le PEN devant étudier la mise en place de mesures ou de mécanismes incitatifs comprend donc, pour la suite des travaux, un total de neuf participants, incluant SCGM.

Le 26 octobre 1999, la Régie informe les participants qu'elle retient les services de M. Jean-Marc Carpentier afin de coordonner les rencontres techniques de la phase 2, lesquelles ont lieu les 16, 17, 23, 24, 29 et 30 novembre 1999. Au cours de ces rencontres, auxquelles participent des membres du personnel de la Régie, les intervenants et le distributeur élaborent et révisent les commentaires soumis à la Régie concernant les lignes directrices, le programme de travail, les thèmes de discussion, l'échéancier, les frais des intervenants et le choix d'un animateur pour la phase 3.

Un compte rendu de ces rencontres techniques est déposé le 30 novembre 1999. Les participants produisent alors un nouvel énoncé de lignes directrices et un programme de travail révisé à partir des décisions prises lors des rencontres techniques. Il n'est pas prévu, selon ces lignes directrices, que les employés de la Régie assistent aux futures rencontres du groupe de travail.

De plus, bien que la Régie ait prévu trois mois de travail pour le déroulement de la phase 3, soit du 11 janvier 2000 au 11 avril suivant, le groupe de travail l'informe qu'il considère cet objectif comme très contraignant. Il s'engage à informer la Régie dès qu'il constatera l'impossibilité de respecter l'échéancier lequel prévoit le dépôt d'une entente pour le 25 avril 2000. Un budget prévisionnel, sur la base de 18 jours de travail en groupe, est déposé par chacun des intervenants.

Le 10 décembre 1999, la Régie accepte, dans sa décision D-99-209, les modifications apportées par les participants à la proposition des lignes directrices. La Régie accepte également le programme de travail et les thèmes de discussion présentés dans le compte rendu soumis par le groupe de travail⁵. Puisque la Régie, en vertu des lignes directrices, sera absente lors des rencontres de travail, elle convient d'utiliser les rapports périodiques qui devront lui être soumis pour évaluer le degré d'avancement des travaux et les coûts engagés. Concernant l'échéancier, la Régie prend note des préoccupations exprimées et, dans ce contexte, accepte la suggestion du groupe de débiter les travaux de la phase 3 dès décembre 1999 en vue de les compléter au cours du mois d'avril 2000.

⁵ Décision D-99-209, 10 décembre 1999, dossier R-3425-99.

À la demande des membres du groupe de travail, la Régie estime également pertinent de retenir les services de M. Jean-Marc Carpentier à titre d'animateur auprès du groupe pour les travaux de la phase 3. De plus, après avoir pris connaissance des budgets prévisionnels déposés par sept intervenants, totalisant 510 585 \$, dont 413 683 \$ pour la phase 3 sur la base de 18 jours de travail en groupe, la Régie autorise par cette décision les intervenants à utiliser la moitié des budgets prévisionnels prévus pour cette phase⁶. Suivant l'évolution des travaux, la Régie les informe qu'elle pourra autoriser une enveloppe budgétaire additionnelle.

PHASE 3

La première réunion du groupe de travail se tient les 16 et 17 décembre 1999. Lors de cette réunion, les membres du groupe font la revue des principes de base généraux et du cadre de référence global et adopte le calendrier de travail pour les réunions subséquentes. Cet échéancier prévoit 21 jours de travail, comparativement aux 18 initialement prévus⁷.

Tous les participants sont présents à cette première réunion, à l'exception d'Hydro-Québec qui n'entend pas participer activement à la phase 3 du PEN, à moins que le déroulement du processus, la nature des sujets y traités et la défense de ses intérêts le requièrent, auquel cas elle en avisera la Régie et les participants⁸. Le 21 décembre 1999, Hydro-Québec avise les parties ci-dessus mentionnées qu'elle entend participer à la réunion prévue pour les 11 et 12 janvier 2000 concernant la revue et la caractérisation des différents mécanismes incitatifs connus, ainsi que leurs cadres respectifs d'implantation. Hydro-Québec participe à cette seule réunion tout au cours de la phase 3.

Le 14 février 2000, SCGM présente au groupe de travail les grandes lignes d'une proposition du mécanisme incitatif.

Quatre rapports d'étape sont soumis à la Régie par le groupe de travail, soit ceux des 17 janvier, 21 février, 17 mars et 17 avril 2000. Ces rapports, compte tenu de la confidentialité inhérente à la démarche, font état simplement de la présence des participants et des sujets discutés.

⁶ Ibid, page 8.

⁷ Rapport d'avancement du 17 janvier 2000.

⁸ Lettre d'Hydro-Québec, 16 décembre 1999.

Le 15 mai 2000, après 27 journées de rencontres de travail comparativement aux 18 initialement prévues dans la décision procédurale D-99-209, la phase 3 du PEN se conclut par le dépôt d'un rapport final. Celui-ci décrit l'entente convenue par le groupe de travail concernant la mise en place de mesures ou de mécanismes incitatifs pour favoriser l'amélioration de la performance de SCGM et la satisfaction des besoins des consommateurs.

Cette entente est signée par le distributeur et tous les intervenants reconnus par la Régie, à l'exception d'Hydro-Québec. Cette entente comporte cependant une dissidence exprimée par l'ACIG. En effet, cette intervenante informe la Régie qu'elle supporte tous les éléments de l'entente, sauf deux points qui, selon l'ACIG, affectent l'équité et la cohérence du mécanisme.

L'ACIG s'oppose ainsi au seuil choisi de 400 points de base comme facteur de révision obligatoire pour événements majeurs et est d'avis qu'un seuil de 150 points de base serait plus approprié. De plus, étant donné que le mécanisme incitatif proposé a été conçu avec, comme élément important, le taux de rendement autorisé selon la formule actuelle, l'ACIG soutient que cette formule doit être maintenue durant toute la durée du mécanisme ou qu'un changement dans la formule devrait constituer un facteur de révision obligatoire du mécanisme⁹.

N'ayant pas participé aux délibérations ayant conduit à la formulation de cette entente, tel que le prévoient les lignes directrices, la Régie prend donc connaissance pour une première fois du résultat du PEN et entreprend, fin mai 2000, son analyse du mécanisme incitatif *hybride* et englobant soumis par le groupe de travail¹⁰.

En effet, l'entente comprend non seulement un mécanisme qui retient des éléments de régimes basés sur le coût de service et sur le plafonnement des prix, mais également un mode de partage du trop-perçu ou du manque à gagner, de même que plusieurs volets reliés à l'efficacité énergétique, soit :

- un mécanisme d'ajustement pour les coûts et pertes nettes de revenus associés à la réalisation du Plan d'efficacité énergétique (PEÉ);
- un incitatif à la performance du PEÉ (IPPEÉ);

⁹ Entente du 15 mai 2000, dissidence de l'ACIG.

¹⁰ Rapport final des participants à la phase 3 du PEN, dossier R-3425-99, pages 4 et 9.

- un fonds d'efficacité énergétique (FEÉ) alimenté à partir des gains de productivité en sus de ce qui sera réalisé dans le cadre du PEÉ;
- ainsi qu'un compte de substitution d'énergies plus polluantes.

PHASE 4

À la suite de son analyse de l'entente, la Régie, le 9 juin 2000, fait parvenir aux participants du PEN des demandes de précisions et d'informations et les convoque pour une audience sur la présentation de l'entente et sur la dissidence de l'ACIG, y incluant les argumentations.

Le 27 juin 2000, le personnel de la Régie et les participants tiennent une rencontre technique pour clarifier certains points de l'entente et des réponses fournies par le groupe de travail. Le 7 juillet 2000, en prévision de l'audience, la Régie reçoit du groupe de travail sa réponse relativement à la dissidence de l'ACIG.

Au cours de l'audience du 13 juillet 2000, l'entente est présentée par le groupe de travail et la preuve de l'ACIG sur sa dissidence est administrée.

Après avoir exprimé son appréciation pour le travail accompli et les efforts fournis par les membres du groupe de travail et consciente qu'elle a à rattraper rapidement 27 rencontres de travail intensif effectuées par le groupe de travail, la Régie partage, avec les intervenants, certains questionnements qui subsistent quant à l'entente proposée, lesquels, le cas échéant, devraient être pris en compte lors des argumentations finales devant être déposées par les intervenants.

Les questionnements de la Régie se regroupent sous les quatre thèmes suivants¹¹ :

FORMULE D'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS

- à savoir si la performance passée donne un bon guide, d'une part, relativement aux gains de productivité typiques de l'économie québécoise et des utilités publiques et, d'autre part, relativement à la position concurrentielle entre les formes d'énergie et entre les distributeurs;
- à savoir s'il serait approprié qu'une certaine amélioration de la productivité de l'entreprise, au delà de l'amélioration historique, soit d'abord atteinte avant de procéder à un partage des gains obtenus;

¹¹ Notes sténographiques, 13 juillet 2000, volume 1, pages 235 à 241.

LE MODE DE PARTAGE

- à savoir comment assurer, comme minimum, le maintien de la performance actuelle du distributeur, en termes de qualité de service et de sécurité du réseau;

CONSIDÉRATIONS ENVIRONNEMENTALES

- à savoir s'il ne serait pas plus approprié de conserver une flexibilité permettant d'identifier, au cas par cas, quel est le ou quels sont les meilleurs tests à utiliser pour calculer un incitatif spécifique à chaque projet d'efficacité énergétique au sein du PEÉ;
- à savoir si les clients commerciaux, au même titre que les clients industriels, devraient être exclus du FEÉ et du financement de ce fonds ou si le financement d'un tel fonds, dans la mesure où il est jugé d'intérêt public, devrait faire l'objet d'un financement de toutes les parties;
- à savoir si le groupe de travail désire soumettre une autre approche de gestion pour le FEÉ, compte tenu que la Régie a seule la juridiction en matière de tarification et ne peut déléguer son pouvoir d'approuver les dépenses en matière de tarification à l'organisme proposé pour la gestion de ce fonds;
- à savoir s'il est nécessaire d'avoir deux approches de mesures d'efficacité énergétique et deux modes de financement distincts, compte tenu que les mesures d'efficacité énergétique peuvent être entreprises soit dans le cadre du PEÉ, avec financement provenant des revenus requis, qui est traité comme une exclusion dans la formule, soit avec financement provenant du FEÉ;
- à savoir si la mise en place et la détermination du mode de financement d'un programme d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes débordent le cadre d'un exercice visant à établir un mécanisme incitatif applicable à un distributeur gazier spécifique;

RÉVISION POUR ÉVÉNEMENTS MAJEURS

- la Régie se questionne sur le manque de symétrie entre les balises servant de référence pour justifier une révision du mécanisme.

À la suite de nouvelles rencontres et discussions entre les participants, la Régie reçoit du groupe de travail, le 25 août 2000, une nouvelle entente bonifiée, laquelle est désormais unanime sur tous les points. Tous les participants, à l'exception d'Hydro-Québec, signent, en date du 21 août 2000, ladite entente et

aucune dissidence n'est exprimée. Lors du dépôt de cette entente, le groupe de travail transmet également sa réponse aux questionnements de la Régie.

ENTENTE NÉGOCIÉE

Selon les participants du PEN, l'entente bonifiée, telle que précisée par les réponses transmises le 5 juillet 2000 et telle que complétée par le document « *Réponse aux questionnements de la Régie*¹² », énonce les éléments requis pour que la Régie puisse accepter, dans sa totalité, l'entente convenue unanimement par le groupe de travail. Cette entente, datée du 21 août 2000, est jointe en annexe à la présente décision.

Selon les participants du PEN, « *il faut voir cette entente comme un tout et non pas s'arrêter à analyser chacune des composantes individuellement*¹³ ». D'ailleurs, selon eux, le propre d'un processus de négociation confidentiel, tel qu'entériné par la Régie, est :

« d'inciter les participants à ne pas rester sur leurs positions traditionnelles quant à divers éléments pris individuellement mais bien de tenter de créer un tout qui satisfasse tous les intérêts lorsque pris dans son ensemble. »¹⁴

Le groupe de travail souligne également que, dans le mécanisme convenu, la Régie devra, à chaque année, rendre une décision tarifaire fixant les tarifs de SCGM. Ainsi, selon les participants, dans le cadre d'un tel exercice :

« la Régie pourra (et devra) s'assurer que le mécanisme incitatif global a été bien appliqué dans la proposition tarifaire de SCGM. En même temps, la Régie s'assurera évidemment que le résultat concret de l'application du mécanisme incitatif global (soit les tarifs fixés) respectera, à chaque année, l'intérêt public et la Loi sur la Régie de l'énergie. En s'assurant à chaque année que le mécanisme global convenu n'a pas d'effets contraires aux buts visés initialement, la Régie pourra voir à ce que l'application pratique du mécanisme respecte toujours l'intérêt public et ce, sur demande de toute personne intéressée ou de sa propre initiative. »¹⁵

¹² Document daté du 21 août 2000, joint à la lettre datée du 24 août 2000.

¹³ Lettre du groupe de travail, 24 août 2000, page 5.

¹⁴ Ibid.

¹⁵ Supra note 13, page 12.

OPINION DE LA RÉGIE

Selon les lignes directrices approuvées par la Régie dans sa décision D-99-209¹⁶, la Régie :

« [...] acceptera dans sa totalité l'entente décrite dans le rapport final du groupe de travail si elle juge que l'entente rencontre les conditions suivantes :

- l'entente est dans l'intérêt public;
- l'entente respecte la Loi sur la Régie de l'énergie, ses règlements et ses décisions relatives à cette cause.¹⁷ »

LA CONFORMITÉ DE L'ENTENTE À L'INTÉRÊT PUBLIC

L'appréciation de l'intérêt public constitue un élément essentiel du mandat confié à un régulateur économique. Ce mandat ne peut être dévolu en faveur de quiconque, même à l'égard d'un groupe de travail constitué par la Régie¹⁸. Ce devoir inaliénable doit être rempli par la Régie, même lorsqu'elle se fait assister d'une manière particulière par un groupe de travail.

Selon les plaidoiries au soutien de l'entente, de nombreuses représentations attestent d'une parfaite adéquation entre une entente unanime de tous les participants et l'intérêt public. À cette fin, il suffit de citer les deux phrases suivantes :

« Tous ceux qui ont manifesté un intérêt au débat ont participé et souscrivent à l'entente.¹⁹ »

donc, selon les intervenants :

« Le résultat peut difficilement être à l'encontre de l'intérêt public.²⁰ »

Cependant, la réalité est différente. Malgré la signature de huit personnes représentant des groupes plus ou moins larges de la société québécoise, la Régie considère que ces derniers aident simplement celle-ci à mieux définir, dans chaque

¹⁶ Supra note 5, page 4.

¹⁷ Compte rendu des rencontres techniques de la phase 2, annexe à la décision D-99-209, page 8.

¹⁸ L.-P. Pigeon, *Rédaction et interprétation des lois*, page 25 : « celui qui a un pouvoir délégué ne peut pas le déléguer à son tour. ».

¹⁹ Plaidoiries du groupe de travail, 24 août 2000, page 9.

²⁰ Ibid.

cas précis, le concept dynamique d'intérêt public. En aucun temps toutefois, ces assistants ne peuvent se substituer à la Régie.

Si l'on pose comme postulat que « *c'est à la Régie que revient la responsabilité ultime de représenter et protéger l'intérêt public*²¹ », comme le mentionnent si justement les participants dans leur plaidoirie, il faut que le régulateur acquière la conviction intime de la conformité de l'entente à l'intérêt public.

Pour ce faire, il doit donc pouvoir poser toutes les questions et recevoir toute preuve susceptible d'engendrer cette conviction et il ne peut se contenter de présumer que des personnes compétentes effectuent le travail à sa place. Ce constat implique nécessairement que des mesures concrètes doivent être déployées, en concertation avec le distributeur et les autres intervenants, pour permettre à la Régie d'assumer pleinement son rôle pour toute la durée de l'entente.

De plus, la définition dynamique du concept d'intérêt public constitue la motivation de toutes les décisions de la Régie. Pour ce faire, le régulateur demande au distributeur et aux intervenants de lui faire des suggestions afin de répondre aux besoins des consommateurs d'énergie. Par des moyens procéduraux, comme une audience publique, la Régie apprécie ces propositions et elle effectue elle-même les choix qu'elle doit expliquer dans sa décision. Ces choix constituent la motivation de la décision et lorsqu'ils se cristallisent dans le dispositif, ils créent un précédent ou une jurisprudence.

Dans la présente affaire, le moyen procédural choisi par la Régie consiste en un processus d'entente négociée. Ce choix procédural enlève tout effet de précédent ou de jurisprudence relativement aux principes ou choix mentionnés dans la décision qui acceptera cette entente. En effet, dans le présent dossier, le choix des principes d'intérêt public, tant en matière économique, sociale et environnementale, a été effectué par les participants et non par le régulateur. En conséquence, la Régie ne peut accepter par sa décision que les résultats pratiques de l'entente et non les principes qui la gouvernent et la sous-tendent.

D'ailleurs, puisque la Régie n'a effectué aucun choix concernant les éléments constitutifs de cette entente, elle n'a pas à motiver sa décision pour expliquer

²¹ Plaidoiries du groupe de travail, 24 août 2000, page 8; citation de la décision D-99-19, 12 février 1999, dossier R-3410-98, page 6.

pourquoi, par exemple, les participants ont retenu le « *test du moindre coût social*²² » pour évaluer les bénéfices qui résulteraient de la mise en œuvre du Plan d'efficacité énergétique. Les choix au titre de l'intérêt public ont été faits par les participants et ils sont soumis, dans leur globalité, à la Régie qui ne peut qu'en accepter seulement les conséquences. Ces choix demeurent cependant ceux des participants et il serait pour le moins inapproprié qu'un intervenant puisse, éventuellement, plaider un certain précédent pour tenter de démontrer, dans de futurs dossiers, la justesse de sa proposition à la Régie en se référant au choix idéologique inclus dans la présente entente.

Pour la Régie, le processus choisi dans le présent dossier empêche l'effet de précédent ou de jurisprudence; ainsi, toute référence future à un principe quelconque dégagé par ce dossier sera plaidé en vain.

L'entente soumise à la Régie se caractérise par sa formulation complexe, très englobante et complètement innovatrice. En effet, dans la littérature spécialisée sur les mécanismes incitatifs, il n'existe, à la connaissance de la Régie, aucun modèle hybride, inspiré du plafonnement des prix et du coût de service, ressemblant à celui proposé. L'innovation est complète et totale.

La Régie se trouve donc face à une évaluation délicate, à laquelle s'ajoute des choix de principes que la présente formation n'aurait pas nécessairement effectués comme, entre autres, le mode de financement proposé pour le FEÉ. Cette évaluation est d'autant plus difficile que le mécanisme prévu est particulièrement sensible à des variables comme les volumes futurs de gaz distribués, lesquels constituent eux aussi des inconnus.

Suite aux précisions apportées par le groupe de travail, la Régie, sous réserve des aspects discutés ci-après, estime, après analyse, que l'entente est conforme à l'intérêt public lorsque prise dans sa totalité. Par ailleurs, la Régie considère que certaines zones d'imprécision nécessitent clarification et que celles-ci l'obligeront à effectuer un suivi rigoureux.

²² Entente du 21 août 2000, page 22, lignes 14 et 15.

LA CONFORMITÉ DE L'ENTENTE À LA LOI SUR LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE ET AUX DÉCISIONS RELATIVES À CETTE CAUSE

Dans le cadre de l'entente soumise, les participants ont décidé d'inclure dans celle-ci la manière par laquelle la Régie exercerait sa juridiction sur l'entente, quelle qu'en soit sa durée. Les participants du PEN ont ainsi stipulé pour autrui. La Régie est d'opinion qu'aucune entente ne peut modifier sa Loi; en conséquence, la Régie ne peut renoncer ou refuser d'exercer sa juridiction dans le futur.

Guidée par ces principes, la Régie considère que toutes les stipulations de l'entente relatives à l'exercice de sa compétence demeurent et ne peuvent être perçues que comme des suggestions afin de modifier le processus réglementaire. En tout temps, la Régie peut et doit intervenir conformément à tous les pouvoirs qui lui sont conférés par le législateur.

Bien que l'allégement réglementaire implique une présence diminuée de la Régie, cette dernière doit pouvoir s'impliquer dès qu'elle appréhende une situation qui exige son attention. L'allégement réglementaire met l'accent davantage sur les contrôles *a posteriori* alors que la réglementation traditionnelle implique des contrôles autant *a priori* qu'*a posteriori* du régulateur.

Examinons concrètement comment ces principes s'articulent :

- a) La Régie considère qu'elle devra effectuer elle-même une évaluation du mécanisme incitatif proposé. Cependant, l'entente prévoit qu'une telle évaluation serait faite par le même groupe de travail qui aura été reconnu pour les fins du dossier tarifaire 2003 :

« À ce calendrier s'ajoutera, à la troisième année, l'évaluation du mécanisme incitatif par le même groupe de travail qui aura été reconnu pour les fins du dossier tarifaire 2003. Cette évaluation se fera entre le 1^{er} octobre et la mi-décembre de façon à permettre la préparation du dossier tarifaire 2004 selon, le cas échéant, le mécanisme modifié.

<i>Date</i>	<i>Activité</i>
<i>3^{ème} semaine de septembre 2002</i>	<i>Décision de la Régie sur les revenus requis et la grille tarifaire 2003</i>
<i>Octobre à mi-décembre 2002</i>	<i>Négociations du Groupe de travail</i>
<i>Mi-décembre 2002</i>	<i>Dépôt à la Régie de l'entente et, le cas échéant, des dissidences</i>

<i>Janvier 2003</i>	<i>Si requis (en cas de dissidences), processus de question réponses</i>
<i>Début février 2003</i>	<i>Audience (si requis)</i>
<i>Fin février 2003</i>	<i>Décision de la Régie</i>
<i>Mars et avril 2003</i>	<i>Préparation du dossier tarifaire 2004 selon le mécanisme approuvé par la Régie</i>
<i>Mai et début juin 2003</i>	<i>Présentation du dossier tarifaire 2004 au Groupe de travail</i>

Le fonctionnement du Groupe de travail serait assujéti aux [mêmes] règles que dans l'actuel PEN.²³ »

Considérant que l'intérêt public commande une évaluation par la Régie, et non seulement par le groupe de travail, la Régie entend participer activement à l'évaluation du mécanisme incitatif. Ainsi, avant de décider de la prolongation de ce mécanisme, de ses modifications et de sa terminaison, elle consultera les parties impliquées et déterminera le degré de sa participation. Toutes les modalités de cette évaluation seront établies, en temps opportun, par la formation de la Régie désignée à cette fin. Les moyens procéduraux doivent toujours pouvoir être adaptés aux nouvelles réalités.

- b) En ce qui concerne les suivis prévus à l'article 7.3 de l'entente²⁴, la Régie se propose de demander, si cela est requis pour vérifier l'intérêt public, des précisions, détails et démonstrations particulières pour compléter chacun des éléments, de même que certains suivis additionnels.

Un suivi additionnel qui sera nécessaire pour garantir une certaine cohérence de toutes les mesures environnementales est celui relatif au compte de substitution d'énergies plus polluantes. Pour assurer une harmonisation des mesures, la Régie prend note des règles de fonctionnement concernant le FEÉ décrites dans l'entente²⁵. Ainsi, le comité de gestion de ce fonds sera, entre autres, responsable de :

- *« préparer, à l'intention de la Régie, un plan d'action annuel relatif à l'utilisation des sommes que SCGM projettera verser au FEÉ; les projets prévus à ce plan devront se dissocier très clairement du PEÉ*

²³ Ibid, page 34.

²⁴ Supra note 22, page 31.

²⁵ Supra note 22, page 26.

pour éviter toute possibilité de dédoublement, le tout dans un esprit d'expérimentation et d'approche nouvelle;

- *préparer annuellement, à l'intention de la Régie, un rapport de ses activités, incluant l'utilisation des montants versés au FEÉ et des bénéfices engendrés;*
- *procéder à l'évaluation globale du FEÉ à la troisième année d'existence du mécanisme incitatif. Cette évaluation coïncidera avec celle du mécanisme incitatif et devra être préparée de façon à permettre aux intervenants, et éventuellement la Régie, de décider des ajustements qui pourraient être requis relativement au FEÉ.*

SCGM sera quant à elle responsable de déposer à la Régie pour approbation, dans le cadre du dossier tarifaire, ce plan d'action ainsi que de déposer annuellement, en même temps que son rapport annuel, le rapport du FEÉ sur ses activités.²⁶ »

Ces règles de fonctionnement et de suivi sont très bien articulées pour permettre un rôle adéquat aux participants et à la Régie. Celles-ci devront être utilisées également pour la gestion du compte de substitution d'énergies plus polluantes. En effet, toutes les mesures environnementales doivent être intégrées et appréciées dans un ensemble de mesures cohérentes.

Le suivi annuel, l'évaluation globale à la troisième année et l'approbation des programmes prévus pour l'utilisation de ce compte devront être semblables à l'approche utilisée pour le FEÉ, laquelle est décrite dans la proposition bonifiée du groupe de travail en date du 21 août 2000.

Ainsi, SCGM sera également responsable de déposer annuellement à la Régie, pour approbation dans le cadre du dossier tarifaire, les éléments relatifs au compte de substitution d'énergies plus polluantes.

- c) De plus, la Régie constate que certains aspects de l'entente concernant ce compte de substitution ne sont pas clairement définis et identifiés. Il appert ainsi, selon les informations fournies dans l'entente sur la base des données des trois dernières années, que le montant annuel de la contribution à ce compte pourrait se situer aux environs de 350 000 \$ par année²⁷.

²⁶ Supra note 22, page 26.

²⁷ Supra note 22, page 28.

La Régie n'est pas en mesure de déterminer à ce stade, avec une certaine précision, le montant futur de cette contribution qui sera ajoutée annuellement au coût de service, traitée comme exclusion et récupérée à travers les tarifs de l'ensemble de la clientèle. Elle informe donc les participants que, dans l'éventualité où le montant de la contribution à ce compte serait substantiellement plus élevé que celui estimé à partir des données mentionnées dans l'entente, soit une somme de 350 000 \$, la Régie initiera une évaluation de ce programme d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes.

La Régie constate également que l'entente soumise demeure imprécise et générale quant à l'identification même des énergies plus polluantes. La Régie établit de manière préliminaire que les formes d'énergies admissibles, tant dans le calcul des volumes servant à établir la contribution dans ce compte que pour la réalisation de conversions vers le gaz naturel, sont les suivantes :

- les produits pétroliers : les conversions impliquant le déplacement de distillats moyens de chauffage (par exemple, l'huile n°2) et lourds (par exemple, l'huile n°6);
- le charbon;
- le bois : les conversions impliquant des systèmes de combustion peu efficaces et polluants;

Dans le cas de la bi-énergie seulement les conversions impliquant le remplacement de l'électricité-mazout par l'électricité-gaz naturel comme sources d'énergie sont admises; la contribution dans ce compte sera établie à partir du mazout remplacé.

Le distributeur et les participants pourront, lors des causes tarifaires, requérir des modifications à la compréhension actuelle de la Régie.

- d) Lors des discussions qui ont conduit à la formulation de l'entente bonifiée, les participants se sont entendus pour prolonger d'une année l'application de la formule de fixation du taux de rendement actuellement en vigueur²⁸.

²⁸ Supra note 3, pages 46 à 50.

Ils ont convenu unilatéralement que :

« La détermination du Coût de service projeté se fera de la même façon qu'aujourd'hui en incluant l'application de la Formule de fixation du taux de rendement qui est en vigueur actuellement et dont l'application est cependant prolongée d'une année jusqu'au 30 septembre 2003.²⁹ »

Par ailleurs, bien que la décision D-99-11 ait été sujette à une demande en révision de la part du distributeur³⁰, la Régie constate que SCGM, de même que tous les intervenants ayant signé l'entente, sont unanimes à prolonger les termes énoncés dans ladite décision quant à la formule de fixation du taux de rendement. La Régie considère donc cet aspect de l'entente comme une demande formulée implicitement afin qu'elle émette une décision prolongeant la période d'application de ladite formule.

Ainsi, pour donner suite à l'entente unanime sur un élément essentiel comme le taux de rendement, la Régie prolonge le terme d'application de la formule jusqu'à la cause tarifaire 2002-2003.

La Régie est d'opinion que l'ensemble des stipulations de l'entente relatives à l'exercice de ses compétences sont des suggestions des participants qu'elle peut bonifier et adapter aux circonstances qui se présenteront en cours d'exécution de l'entente. La Régie conclut qu'il y a dans l'entente déposée des mécanismes incitatifs pour favoriser l'amélioration de la performance du distributeur et la satisfaction des besoins des consommateurs. En conséquence, elle accepte, selon les termes précédemment exposés, l'entente négociée par le groupe de travail et signée en date du 21 août 2000.

FRAIS

À la suite des décisions D-2000-38³¹ et D-2000-68³², de même que par ses lettres à SCGM en date des 7 avril et 12 juillet 2000, la Régie a accordé jusqu'à présent, à titre de paiement de frais aux intervenants et pour les honoraires de coordination, une somme totale de 269 707,11 \$.

²⁹ Supra note 22, page 5.

³⁰ Demande en révision R-3428-99, 8 avril 1999.

³¹ Décision D-2000-38, 7 mars 2000, dossier R-3425-99, pages 6, 8, 9 et 10.

³² Décision D-2000-68, 17 avril 2000, dossier R-3425-99, page 4.

Selon sa lettre datée du 24 août 2000, le groupe de travail souligne à la Régie que la phase 3 a nécessité plus de rencontres de travail que ce qui avait été prévu au départ et que la phase 4 a également nécessité diverses rencontres non prévues dans les budgets soumis au début du processus³³.

Les intervenants demandent donc à la Régie de reconnaître, comme admissibles à un remboursement, les frais engendrés par leur participation subséquente et additionnelle à la phase 3, soit du 29 février au 15 mai 2000, de même que ceux générés par la phase 4, soit du 16 mai au 24 août 2000.

La Régie considère la demande des intervenants pertinente.

En conséquence, elle leur demande de lui soumettre, pour évaluation et approbation, le quantum de ces frais et les pièces justificatives inhérentes aux périodes ci-haut mentionnées. Ces demandes de paiement de frais devront parvenir à la Régie au plus tard le 8 novembre 2000.

VU ce qui précède;

CONSIDÉRANT la *Loi sur la Régie de l'énergie*, dont les articles 17, 31, 32, 36 et 49, paragraphes 3 et 4;

CONSIDÉRANT le *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*³⁴;

La Régie de l'énergie :

ACCEPTE l'entente négociée jointe en annexe et déposée le 25 août 2000, selon les termes précédemment exposés;

PROLONGE d'un an le terme d'application de la formule de fixation du taux de rendement, telle qu'établie par la décision D-99-11, jusqu'à la cause tarifaire 2002-2003;

³³ Supra note 13, page 13.

³⁴ R.R.Q. 1981, c. R-6.01, r. 0.1.

RECONNAÎT les frais occasionnés par la participation subséquente et additionnelle à la phase 3, soit du 29 février au 15 mai 2000, de même que ceux générés par la phase 4, soit du 16 mai au 24 août 2000, comme admissibles à un remboursement;

DEMANDE aux intervenants de soumettre à la Régie, au plus tard le 8 novembre 2000, le montant de ces frais et les pièces justificatives inhérentes aux périodes ci-haut mentionnées.

Lise Lambert
Vice-présidente

André Dumais
Régisseur

Anthony Frayne
Régisseur

Liste des représentants :

- Société en commandite Gaz Métropolitain représentée par M^e Jocelyn B. Allard;
- Action Réseau Consommateur et Fédération des associations coopératives d'économie familiale représentées par M^e Hélène Sicard;
- Association des consommateurs industriels de gaz représentée par M^e Guy Sarault;
- Centre d'études réglementaires du Québec représenté par M^e Claude Tardif;
- Gazifère Inc. représentée par M^e Pierre Paquet;
- Gazoduc Trans-Québec et Maritimes Inc. représentée par M. Robert Heider;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie et Union pour le développement durable représentés par M. Jean-Pierre Drapeau;
- Hydro-Québec représentée par M^e F. Jean Morel;
- Option Consommateurs représentée par M^e Benoît Pepin;
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie représenté par M^e Yves Corriveau;
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec représenté par M^e Pierre Tourigny;
- Régie de l'énergie assistée par M^e Pierre Rondeau.

ANNEXE

Dossier R-3425-99

MÉCANISME INCITATIF

Convenu, en date du 21 août 2000,

dans le cadre du Processus d'entente négociée
(PEN)

Annexe :	
L. L.	_____
A. D.	_____
A. F.	_____

MÉCANISME INCITATIF

**Convenu dans la Phase 3 du
Processus d'entente négociée (PEN)
R-3425-99**

ENTRE :

**Action réseau consommateur (ARC) /
Fédération des associations coopératives d'économie familiale du Québec (FACEF)**

Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG)

Centre d'études réglementaires du Québec (CERQ)

**Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ) /
Union pour le développement durable (UDD)**

Option consommateurs (OC)

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEE)

Regroupement national des conseils régionaux en environnement du Québec (RNCREQ)

ET

Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM)

TABLE DES MATIÈRES

	Page
1 Sommaire	4
2 Contexte	5
2.1 Processus	5
2.2 Orientations et objectifs	7
3 Descriptions du mécanisme convenu	9
3.1 Établissement des tarifs	9
3.1.1 Formule d'établissement des tarifs	9
▪ Établissement du Revenu plafond	
▪ Établissement du Revenu requis	
▪ Établissement des tarifs en fonction de la comparaison du Revenu requis avec le Revenu plafond	
3.1.2 Taux d'inflation	12
3.1.3 Facteur X	12
3.1.4 Facteurs exogènes	13
▪ Modalités d'application des facteurs exogènes	
3.1.5 Exclusions	14
▪ Exclusion en distribution	
▪ Exclusion en transport et en équilibrage	
3.2 Mode de partage	15
3.2.1 Pourcentages de partage	15
3.2.2 Calcul du trop-perçu ou du manque à gagner	17
3.2.3 Remboursement des dépassements des coûts sur le plafond et des manques à gagner	17
3.2.4 Indices de qualité de service	17
▪ Mode de calcul des pourcentages de réalisation des indices	
▪ Pénalités pour non atteinte des indices de qualité de service	
3.3 Efficacité énergétique	21
3.3.1 Mécanisme d'ajustement pour les coûts et pertes de revenus	21
3.3.2 Incitatif à la performance du PEE (IPPEÉ)	22
3.3.3 Fonds d'efficacité énergétique (FEÉ)	24
4 Aide à la substitution d'énergies plus polluantes	27
5 Révision pour événements majeurs	27
6 Terme et renouvellement	28

7	Fonctionnement	29
7.1	<i>Application au dossier tarifaire 2001</i>	29
7.2	<i>Flexibilité tarifaire (ajustements, rabais, etc)</i>	29
7.3	<i>Suivis</i>	30
7.4	<i>Réorganisation corporative majeure</i>	33
8	Avantages du mécanisme convenu	33
9	Définitions	36
Annexe 1		39

1 **1 Sommaire**

2
3 Dans sa décision D-99-100, rendue le 19 mai 1999, la Régie de l'énergie (la *Régie*¹) demandait la mise en
4 place de mesures ou de mécanismes incitatifs pour favoriser l'amélioration de la performance du
5 distributeur gazier Société en commandite Gaz Métropolitain (*SCGM*) et la satisfaction des besoins des
6 consommateurs.

7
8 Dans le cadre de cette décision, la *Régie* proposait d'utiliser une démarche basée sur un *processus*
9 *d'entente négociée (PEN)* pour procéder à l'étude de mécanismes de rendement incitatif. La démarche
10 proposée comportait quatre phases :

- 11 Phase 1 - Initiation du processus ;
12 Phase 2 - Sollicitation des commentaires ;
13 Phase 3 - Participation au groupe de travail ;
14 Phase 4 - Audience.

15
16 Dans sa décision D-99-209, rendue le 10 décembre 1999, la Régie permettait le début des travaux de la phase 3
17 du PEN. Le présent document est le rapport final décrivant l'entente à laquelle en est venu le groupe de
18 travail.

19
20 Le mécanisme convenu est un hybride qui retient des éléments de régimes basés sur le coût de service et
21 sur le plafonnement des prix. Le mécanisme retenu prévoit que *SCGM* déposera annuellement à la *Régie*
22 un dossier tarifaire où elle lui demandera de fixer les tarifs à l'intérieur d'un processus allégé. Ce dossier
23 présentera une comparaison du *Coût de service projeté* avec ce qu'il serait selon une *Formule de*
24 *plafonnement des prix* résultant de l'application, au *Tarif plafond* de l'année précédente, d'un facteur
25 d'indexation égal à l'inflation moins un *Facteur X* prédéterminé.

26
27 Si le *Coût de service projeté* est inférieur au coût de service de la *Formule de plafonnement des prix*,
28 *SCGM* conserve alors dans ses tarifs un pourcentage de l'écart comme rendement autorisé additionnel. Si
29 le *Coût de service projeté* est supérieur au coût de service de la *Formule de plafonnement des prix*, les
30 tarifs sont alors fixés en fonction du *Coût de service projeté*. *SCGM* s'engage cependant à :

- 31 • Compenser le *dépassement* par des *gains de productivité*² ultérieurs ; ou
32 • Rembourser éventuellement la moitié des *dépassements*, jusqu'à un certain niveau, s'ils ne sont
33 pas compensés par des *gains de productivité* ultérieurs.

34
35 Le mécanisme portera sur les composantes des tarifs qui sont liées à la distribution ainsi qu'au transport
36 et à l'équilibrage.

37
38 Pour ce qui est de la distribution, la Formule de plafonnement des prix est basée sur un facteur d'inflation moins
39 un facteur X. Certains éléments seront par ailleurs traités comme exogènes ou exclusions. C'est notamment le
40 cas des éléments suivants :

- 41 • L'effet de la température sur les revenus ;
42 • L'effet de l'évolution des taux d'intérêt sur le coût du capital, incluant les impôts ;
43 • Les coûts globaux des programmes d'efficacité énergétique.

¹ Les termes en italique sont définis au chapitre 9.

² La notion de « gains de productivité » utilisée dans ce document ne correspond pas nécessairement à la définition classique.

1 Pour ce qui est du transport et de l'équilibrage, seules les variations dans les quantités contractées et les
2 prix des outils seront reflétées dans la *Formule de plafonnement des prix*. Aucune indexation ni facteur de
3 productivité ne seront appliqués.

4
5 La détermination du *Coût de service projeté* se fera de la même façon qu'aujourd'hui en incluant
6 l'application de la *Formule de fixation du taux de rendement* qui est en vigueur actuellement et dont
7 l'application est cependant prolongée d'une année jusqu'au 30 septembre 2003. Ce dossier de la
8 détermination du coût de service pourra cependant être dorénavant traité de façon allégée. Après le 30
9 septembre 2003, le taux de rendement sera fixé par la Régie selon la méthodologie qu'elle retiendra.

10
11 La bonification du rendement demeurera conditionnelle à l'atteinte d'objectifs de qualité de service.

12
13 De façon à toujours conserver un horizon suffisamment long pour maintenir un incitatif à l'amélioration,
14 le mécanisme s'appliquera pour un terme initial de 5 ans qui pourra être prolongé à certaines conditions.

17 2 Contexte

20 2.1 Processus

21
22 À l'occasion de la révision de la loi sur la Régie du gaz naturel (qui devenait ainsi la Régie de l'énergie),
23 le législateur a intégré à la loi une nouvelle disposition prévoyant que :

24
25 *"49. Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif, la Régie doit notamment :*

26
27 *4° prévoir des mesures ou des mécanismes incitatifs pour favoriser l'amélioration de la*
28 *performance du distributeur et la satisfaction des besoins des consommateurs" ;*

29
30 En mai 1999, la Régie émettait une décision procédurale (D-99-100) par laquelle elle mettait sur pied un
31 Processus d'entente négociée (*PEN*) et invitait *SCGM* à négocier un nouveau mécanisme incitatif avec
32 les intervenants reconnus aux fins du dit processus.

33
34 Ces intervenants sont les suivants :

ACIG	Association des consommateurs industriels de gaz
ARC / FACEF	Action réseau consommateur / Fédération des associations coopératives d'économie familiale du Québec
CERQ	Centre d'études réglementaires du Québec
GRAME / UDD	Groupe de recherche appliquée en macroécologie / Union pour le développement durable
OC	Option consommateurs
H-Q	Hydro-Québec ¹
RNCREQ	Regroupement national des conseils régionaux en environnement du Québec
ROEE	Regroupement des organismes environnementaux en énergie

35
¹ À noter que Hydro-Québec n'a pas participé à la Phase 3 du *PEN* (phase de négociation) et n'est donc pas signataire de l'entente.

1 C'est dans ce cadre que les intervenants reconnus et *SCGM* ont convenu d'un nouveau mécanisme
2 incitatif.

3
4 Les participants actifs à ce processus, ci-après appelés les *Participants au PEN*, ont été représentés par les
5 personnes suivantes :

- 6 • Anita Côté Verhaaf pour l'ACIG
- 7 • Manon Lacharité pour ARC/FACEF
- 8 • Jean-François Blain pour le CERQ
- 9 • Yves Guérard pour le GRAME/UDD
- 10 • Yannick Vennes pour OC
- 11 • Jean Lacroix pour le RNCREQ
- 12 • Éric Michaud pour le ROEE
- 13 • Nicole Bessette et Jean-Pierre Noël pour *SCGM*

14
15 Conformément à la décision D-99-209 du 10 décembre 1999, Jean-Marc Carpentier a agi comme
16 animateur des rencontres de travail.

17
18 Vingt-sept (27) rencontres ont eu lieu aux dates suivantes :

- 19 • 16 et 17 décembre 1999
- 20 • 11 et 12 janvier 2000
- 21 • 14, 17, 24, 28 et 29 février 2000
- 22 • 7, 8, 13, 14, 21, 22, 28 et 30 mars 2000
- 23 • 4, 5, 11, 17, 20 et 25 avril 2000
- 24 • 1^{er}, 3, 10 et 15 mai 2000.

25
26 À la suite des audiences du 13 juillet 2000 où la Régie formulait certains questionnements, les
27 *Participants au PEN* se sont rencontrés à nouveau le 14 juillet ainsi que les 14 et 21 août 2000.

28
29 Les participants ont choisi d'axer la négociation vers un mode davantage coopératif que conflictuel. Il a
30 donc été convenu que les négociations débuteraient par l'identification des intérêts des participants et non
31 par l'énoncé de leurs positions respectives. C'est ainsi que les deux premières rencontres ont porté sur :

- 32 • l'identification des intérêts des différents participants ;
- 33 • la reconnaissance de certains principes de base qui devaient guider la négociation.

34
35
36 Les deux rencontres subséquentes de janvier 2000 ont permis, autour d'une présentation faite par un
37 membre du personnel technique de la *Régie*, de développer une compréhension commune des différents
38 modes de réglementation incitative.

39
40 À partir des intérêts exprimés par les participants, *SCGM* a proposé, le 14 février 2000, les grandes lignes
41 d'un mécanisme incitatif qui a, par la suite, été amélioré avec la participation de tous.

1 2.2 Orientations et objectifs

2
3 Les orientations et objectifs qui ont guidé la négociation sont les suivants :

4
5 Approche coopérative

6
7 La négociation du nouveau mécanisme incitatif s'est déroulée en tentant de trouver des solutions où
8 chacune des parties gagnerait par rapport au mode de réglementation en vigueur précédemment. Pour y
9 parvenir, les *Participants au PEN* ont donc convenu d'un mécanisme qui permettra d'améliorer la
10 performance du distributeur, de créer davantage de valeur pour les différents acteurs et de partager
11 équitablement cette valeur.

12
13 Création de valeur

14
15 Pour favoriser la création de valeur, le mécanisme convenu comporte des incitatifs à :

- 16 • Accroître les revenus (volumes) ;
17 • Optimiser les coûts d'exploitation ;
18 • Optimiser la gestion des actifs ;
19 • Améliorer l'efficacité de la consommation énergétique ;
20 • Accroître les efforts de substitution des formes d'énergie plus polluantes.

21
22 L'objectif de création de valeur nécessite très souvent des actions à long terme. Le mécanisme convenu
23 permet donc à *SCGM* de conserver sur quelques années une partie des bénéfices résultant de ses *gains de*
24 *productivité*. Les *Participants au PEN* conviennent que l'amélioration de la productivité de *SCGM*
25 nécessitera aussi bien l'accroissement de ses revenus que l'optimisation de la gestion de ses actifs et de ses
26 dépenses d'exploitation.

27
28 De plus, les *Participants au PEN* conviennent que l'amélioration de la performance de *SCGM* passera par
29 des efforts soutenus pour améliorer l'efficacité énergétique chez ses clients.

30
31 Partage équitable

32
33 La viabilité d'un mécanisme incitatif dépend largement d'un partage équitable des bénéfices qui en
34 résultent. Le mécanisme convenu vise donc un partage équitable des gains de productivité entre le
35 distributeur et les clients, ces derniers en bénéficiant à travers des tarifs plus bas et une optimisation de
36 leur consommation. Tous doivent pouvoir gagner par rapport à un mode de réglementation traditionnel
37 basé sur les coûts. Un partage équitable implique aussi le maintien de la qualité de service et de la sécurité
38 du réseau ainsi qu'une diminution des impacts environnementaux et une amélioration de l'efficacité des
39 usages énergétiques finaux. Le mécanisme prévoit également des dispositions relatives au partage
40 équitable de pertes éventuelles.

41
42 Par ailleurs, bien qu'un des participants représentait les intérêts d'un groupe d'employés de *SCGM*, il a
43 été convenu que la négociation ne déborderait pas sur les conditions de travail, puisque ces questions
44 relèvent plutôt de la gestion interne de *SCGM* et du processus de négociation des conventions collectives.
45 Les *Participants au PEN* conviennent néanmoins que :

- 46 • l'implantation du mécanisme incitatif convenu modifiera substantiellement les contraintes
47 financières et réglementaires avec lesquelles le distributeur devra composer ;

- 1 • SCGM sera appelée à gérer différemment l'évolution de ses coûts, incluant les dépenses
2 d'exploitation, dont environ les trois quarts sont constitués de salaires et avantages sociaux, ce qui
3 est susceptible d'affecter les intérêts de ses employés ;
4 • la participation des employés à l'amélioration de la performance de SCGM est essentielle à
5 l'atteinte des objectifs du mécanisme ;
6 • la sécurité du public en général et la sécurité des employés de SCGM ne devront en aucun cas être
7 négligées dans cette amélioration de la performance ;
8 • le mécanisme incitatif convenu ne remet nullement en question le respect des conventions
9 collectives, le droit à la libre négociation ni le respect des conditions de travail librement
10 négociées ;
11 • le succès du mécanisme incitatif repose entre autres sur le développement et l'utilisation optimale
12 des ressources humaines, ce qui implique un partenariat avec les syndicats ainsi que la formation
13 des employés.

14
15 Souplesse et simplicité

16
17 Tout en visant la plus grande efficacité possible, les *Participants au PEN* ont tenté de développer un
18 mécanisme qui soit à la fois simple et souple, ce qui implique :

- 19 • Un mécanisme global (plutôt que visant des éléments spécifiques du coût de service), ce qui
20 réduit la nécessité de micro-gestion par la *Régie* ou les intervenants et laisse à SCGM la
21 responsabilité de choisir les moyens pour améliorer sa performance ;
22 • Une certaine flexibilité relativement aux tarifs ;
23 • La mise sur pied d'un processus continu de concertation entre les intervenants et SCGM pour
24 assurer une application harmonieuse et le suivi efficace du mécanisme incitatif convenu.

25
26 Pérennité

27
28 Les *Participants au PEN* ont cherché à éviter que le mécanisme puisse éventuellement avantager l'une
29 des parties au détriment des autres. Une des façons d'y parvenir a été de mettre en place un processus
30 continuel de partage des gains de productivité. La recherche d'une certaine pérennité a également
31 impliqué la mise en place de principes et mécanismes capables de faciliter la prolongation ou le
32 renouvellement du mécanisme avant ou à son échéance. Enfin, les *Participants au PEN* se sont assurés
33 qu'aucune des parties n'aurait intérêt à mettre fin au mécanisme prématurément dans un contexte qui
34 l'avantagerait.

35
36 Conformité à l'intérêt public

37
38 Outre la stricte conformité du mécanisme incitatif à la loi, les *Participants au PEN* ont cherché à y
39 intégrer le concept de développement durable. Aux objectifs économiques traditionnellement présents
40 dans un mécanisme incitatif se sont donc ajoutées certaines préoccupations sociales et environnementales,
41 comme la protection des personnes et familles à faible revenu, la réduction des impacts
42 environnementaux nets, dont ceux liés à l'émission des gaz à effet de serre, et l'amélioration de l'efficacité
43 énergétique. Le maintien d'objectifs de qualité de service a aussi été pris en considération.

1 3 Description du mécanisme convenu

2
3 Le mécanisme retenu par le groupe de travail est un mécanisme global qui utilise comme référence
4 l'évolution prédéterminée des tarifs de transport, d'équilibrage et de distribution, ce qui constituera le
5 *Tarif plafond*. Ce *Tarif plafond*, lorsque appliqué aux volumes projetés d'une année donnée, fournira le
6 *Revenu plafond*¹. Ce dernier sera comparé au *Revenu requis* établi selon la méthode traditionnelle du coût
7 de service.

8
9 Bien que la structure du mécanisme soit la même pour les trois composantes du *Revenu plafond*, les
10 composantes de transport et d'équilibrage suivront une évolution différente de celle de la composante
11 distribution. Chacune des composantes du *Revenu plafond* sera d'ailleurs assujettie par la suite à des
12 *facteurs exogènes* et *exclusions* qui leur seront propres.

13
14 Il est convenu que l'évolution prédéterminée des composantes de transport et d'équilibrage du tarif se
15 limiteront à un gel du *tarif de référence*, sur lequel s'appliqueront les ajustements énoncés aux chapitres
16 des *facteurs exogènes* et *exclusions*.

17
18 Pour ce qui est de l'évolution prédéterminée de la composante de distribution du tarif, la formule retenue
19 prévoit que le *tarif de référence* sera d'abord ajusté avec une formule d'indexation avant que ne soient
20 appliqués, tout comme pour les composantes de transport et d'équilibrage, les ajustements énoncés aux
21 chapitres des *facteurs exogènes* et *exclusions*.

22
23 Le mécanisme incitatif global ainsi mis en place devrait permettre de réduire les coûts sur lesquels il
24 s'appliquera. Ces coûts comptent pour environ 50 % de la facture des clients (l'autre moitié étant
25 constituée du prix de la marchandise). Les *Participants au PEN* conviennent également de la mise en
26 place de mécanismes supplémentaires qui favoriseront la réalisation de programmes d'efficacité
27 énergétique, ce qui contribuera encore davantage à réduire la facture des clients.

28
29
30 3.1 Établissement des tarifs

31
32
33 3.1.1 *Formule d'établissement des tarifs*

34
35 La formule d'établissement des tarifs comporte trois étapes :

- 36
37 • L'établissement du *Revenu plafond* selon une formule d'indexation préétablie ;
38 • L'établissement du *Revenu requis* ;
39 • L'établissement des tarifs en fonction de la comparaison du *Revenu requis* avec le *Revenu*
40 *plafond*.

¹ Le *Revenu plafond* résulte de l'application du *Tarif plafond* sur les projections de volumes. À ne pas confondre donc avec un revenu plafond qui serait établi dans un régime dit de plafonnement des revenus.

Établissement du Revenu plafond

Le Revenu plafond de la composante distribution sera établi comme suit :

$$REV_{P(D)t} = (T_{P(D)t-1} * (1 + INFLATION - FACTEUR X) * VOL_{PROJETÉS_t}) \pm FACTEURS EXOGÈNES \pm EXCLUSIONS$$

où :

$REV_{P(D)t}$	= Revenu plafond de distribution de l'an t
$T_{P(D)t-1}$	= Tarif plafond de distribution de l'an t-1
$INFLATION$	= Le taux d'inflation déterminé selon la section 3.1.2
$FACTEUR X$	= Le facteur X déterminé à la section 3.1.3
$VOL_{PROJETÉS_t}$	= Volumes projetés pour l'an t
$FACTEURS EXOGÈNES$	= Les facteurs exogènes déterminés à la section 3.1.4
$EXCLUSIONS$	= Les exclusions déterminées à la section 3.1.5

Le Revenu plafond des composantes de transport et d'équilibrage sera établi comme suit :

$$REV_{P(T \& E)t} = (T_{P(T \& E)t-1} * VOL_{PROJETÉS_t}) \pm FACTEURS EXOGÈNES \pm EXCLUSIONS$$

où :

$REV_{P(T \& E)t}$	= Revenu plafond de transport et d'équilibrage de l'an t
$T_{P(T \& E)t-1}$	= Tarif plafond de transport et d'équilibrage de l'an t-1
$VOL_{PROJETÉS_t}$	= Volumes projetés pour l'an t
$FACTEURS EXOGÈNES$	= Les facteurs exogènes déterminés à la section 3.1.4
$EXCLUSIONS$	= Les exclusions déterminées à la section 3.1.5

Établissement du Revenu requis

Le Revenu requis sera établi de la même manière que dans un mode de réglementation traditionnel par les coûts. Ainsi, un estimé budgétaire, sur la base de l'année témoin projetée, sera fourni par SCGM dans chaque dossier tarifaire et portera sur les éléments suivants :

- Dépenses d'exploitation ;
- Amortissement des immobilisations ;
- Amortissement des frais reportés ;
- Impôts fonciers et autres ;
- Impôts présumés sur le revenu ;
- Rendement sur la base de tarification projetée (moyenne sur 13 mois) ;
- Dépenses de transport et d'équilibrage ;
- Autres revenus.

Le rendement sur la base de tarification correspondra au coût du capital moyen des différentes composantes de la structure de capital. La structure elle-même sera maintenue sur la période du mécanisme (54 % dette, 7,5 % avoir privilégié présumé et 38,5 % avoir ordinaire présumé).

Le coût de chacune des composantes de la structure de capital s'établira comme suit :

- Dette à court terme : Taux projeté
- Dette à long terme : Taux projeté
- Actions privilégiées : Taux établi selon la décision D-90-75
- Avoir ordinaire : Formule d'établissement du taux de rendement selon les

décisions D-99-11 et D-99-150, laquelle formule est cependant prolongée d'une année jusqu'au 30 septembre 2003, ou selon la méthode fixée par la Régie à cette échéance

Établissement des tarifs en fonction de la comparaison du Revenu requis avec le Revenu plafond

Cas où le Revenu requis est inférieur au Revenu plafond

Si le *Revenu requis* qui résulte de l'établissement du *Coût de service projeté* est plus petit que le *Revenu plafond*, alors les tarifs sont fixés de manière à générer le *Revenu plafond* moins 47,5 % de la différence entre le *Revenu plafond* et le *Revenu requis* (ci-après appelée « gains de productivité ») nette des sommes qui seront investies dans le Fonds d'efficacité énergétique (*FEÉ*)¹.

$$TD_t = \frac{(REV_{P(T \& E)_t} + REV_{P(D)_t}) - (47,5\% * (REV_{P(T \& E)_t} + REV_{P(D)_t} - REV_{CS_t}) - FEÉ_t)}{VOL_{PROJETÉS \ t}}$$

où :

- TD_t = Tarif de transport, d'équilibrage et de distribution de l'an t
- $REV_{P(T \& E)_t}$ = *Revenu plafond* de transport et d'équilibrage de l'an t
- $REV_{P(D)_t}$ = *Revenu plafond* de distribution de l'an t
- REV_{CS_t} = *Revenu requis* (pour le transport, l'équilibrage et la distribution) de l'an t établi selon le *Coût de service projeté*
- $FEÉ_t$ = Montant alloué au Fonds d'efficacité énergétique
- $VOL_{PROJETÉS \ t}$ = Volumes projetés pour l'an t

Ainsi les tarifs seront établis de manière à ce que les clients puissent bénéficier immédiatement d'une part de 47,5 % des *gains de productivité* générés par SCGM. Ils en bénéficieront soit à travers une baisse de tarifs, soit dans un *FEÉ* destiné à promouvoir des mesures d'efficacité énergétique. Une part de 52,5 % des *gains de productivité* sera laissée dans les tarifs de manière à bonifier le taux de rendement du distributeur qui aura été préalablement établi selon la formule approuvée par la Régie.

Cas où le Revenu requis est supérieur au Revenu plafond

Si le *Revenu requis* qui résulte de l'établissement du *Coût de service projeté* est plus grand que le *Revenu plafond*, alors les tarifs sont fixés de manière à générer le *Revenu requis*.

$$TD_t = \frac{REV_{CS_t}}{VOL_{PROJETÉS \ t}}$$

où :

- TD_t = Tarif de transport, d'équilibrage et de distribution de l'an t
- REV_{CS_t} = *Revenu requis* (pour le transport, l'équilibrage et la distribution) de l'an t établi selon le *Coût de service projeté*
- $VOL_{PROJETÉS \ t}$ = Volumes projetés pour l'an t

¹ Sauf pour les *clients industriels*, qui ne participent pas au *FEÉ*.

1 Il n'y a alors aucune bonification du taux de rendement du distributeur établi selon la formule approuvée
2 par la Régie et SCGM contracte alors une dette envers les clients dont les modalités de remboursement
3 sont précisées à la section 3.2.3.
4

5 6 3.1.2 Taux d'inflation 7

8 Les *Participants au PEN* ont convenu d'utiliser le taux historique d'inflation des prix à la consommation
9 pour le Québec (IPC Québec) pour les douze derniers mois se terminant le 31 juillet de chacune des
10 années. Ce taux est calculé à partir des indices mensuels apparaissant dans la publication de Statistiques
11 Canada (catalogue 11-010-XPB), au tableau 43 de la publication intitulée « Commerce de détail et prix à
12 la consommation par province ». Il sera établi en comparant la moyenne des indices des douze mois se
13 terminant le 31 juillet avec la moyenne pour la période se terminant le 31 juillet précédent.
14

15 Les *Participants au PEN* ont retenu cet indice pour les raisons suivantes :

- 16 • Il s'agit d'un indice qui est compris par tous et significatif pour les clients ;
- 17 • Il est déjà calculé par Statistiques Canada et est facilement disponible ;
- 18 • Il n'est pas sujet à controverse, comme ce serait le cas pour l'utilisation d'une inflation projetée.
19 D'ailleurs, il n'existe pas de publication reconnue (du type « Consensus Forecasts ») sur les
20 prévisions de l'inflation au Québec ;
- 21 • Il est peu probable qu'il y ait des différences marquées entre l'inflation projetée et l'inflation
22 historique, puisque les prévisions d'inflation montrent une inflation relativement stable au cours
23 des prochaines années. À la limite, si l'inflation variait beaucoup, cette variation serait reflétée
24 avec un retard d'un an.
25

26 27 3.1.3 Facteur X 28

29 Dans le mécanisme retenu, le *Facteur X* est un estimé de la performance réelle observée dans les
30 activités de distribution de SCGM au cours des dix dernières années. Les *Participants au PEN* ont voulu
31 intégrer dans l'établissement du *Revenu plafond* un *Facteur X* de manière à donner à chaque année aux
32 clients dans leur tarif l'équivalent des gains réels auxquels ils ont eu droit dans les dix dernières années.
33 Tout gain de productivité additionnel sur la période du mécanisme incitatif, qui résulte de la différence
34 entre le *Revenu plafond* et le *Revenu requis*, sera partagé selon les paramètres de la formule présentée plus
35 haut. Ainsi, l'évaluation du *Facteur X* ne nécessite pas l'ajout d'un « dividende clients ».
36

37 Le *Facteur X* retenu est de **0,3 %**. Ce chiffre résulte de diverses évaluations de la performance historique
38 du coût de service réel de la composante distribution de SCGM, ajusté pour l'impact des *facteurs*
39 *exogènes*, par rapport à l'indice historique des prix à la consommation.
40

41 Les *Participants au PEN* ont par ailleurs constaté, dans leurs évaluations historiques, que les dépenses
42 d'exploitation avaient contribué substantiellement aux *gains de productivité* observés pour la période
43 étudiée.
44

45 Le *Facteur X* garantit que le *Revenu plafond* générera un rendement juste et raisonnable, tel qu'il fut
46 atteint lors des dix dernières années. Si SCGM fait mieux, il y aura alors partage des gains avec les clients.
47 Si SCGM fait moins bien, l'écart constituera une dette contractée envers les clients qui sera remboursée
48 selon les modalités prévues en 3.2.3.
49

3.1.4 Facteurs exogènes

Les *facteurs exogènes* sont des événements hors du contrôle de SCGM, qui viennent modifier ses coûts et dont il est justifié de refléter intégralement l'impact dans les tarifs. Les *Participants au PEN* ont convenu que, pour déclencher un ajustement des tarifs, un *facteur exogène* doit répondre aux critères suivants :

- Ne pas être contrôlable par SCGM (ex. : résultant d'une décision d'un organisme réglementaire, d'un gouvernement, d'une directive comptable...);
- S'appliquer plus particulièrement au secteur d'activité de SCGM qu'à l'ensemble de l'économie.

En pratique, les *facteurs exogènes* s'appliqueront essentiellement à la composante de distribution. Seront, notamment, considérés comme des *facteurs exogènes* :

- L'effet de la température sur les revenus ;
- L'effet de l'évolution des taux d'intérêt sur le coût du capital (dette, équité et impôts) calculé sur la structure de capital présumée.

L'intégration de l'impact monétaire d'un *facteur exogène* dans l'application du mécanisme proposé ne requiert aucun seuil minimal.

Dans le mécanisme convenu, le traitement d'un *facteur exogène* se résume donc à la quantification de l'impact marginal de ce facteur. Une fois quantifié, cet impact servira à ajuster le *Revenu plafond*. Quant au coût de service, puisqu'il est défini comme la somme des différentes composantes des coûts du distributeur, il inclura obligatoirement l'impact d'un *facteur exogène*. Comme les *gains de productivité* se définissent comme l'écart entre le *Revenu plafond* et le *Revenu requis*, l'ajustement du *Revenu plafond* du montant du *facteur exogène* aura pour effet de neutraliser l'impact du *facteur exogène* dans la détermination des *gains de productivité*.

Modalités d'application des facteurs exogènes

La quantification des *facteurs exogènes* et leur intégration dans les tarifs, pour ce qui est de la composante distribution, se fera exclusivement en début d'année.

L'impact des comptes de nivellement de la température et des frais d'intérêts sera porté à un compte de frais reportés portant rémunération au taux pondéré du coût du capital. Comme c'est le cas aujourd'hui, les comptes de frais reportés seront inclus dans la base de tarification et l'amortissement de ces comptes, échelonné sur cinq ans, fera partie du coût de service de l'année suivante. Tout autre *facteur exogène* venant affecter les coûts de distribution en cours d'année sera porté de la même manière à un compte de frais reportés en vue d'être intégré au coût de service de l'année suivante.

Pour ce qui est du *facteur exogène* qui vise à neutraliser l'effet de l'évolution des taux d'intérêt sur le coût du capital avant impôts, il sera établi comme suit :

$$EXOGÈNE_{k,t} = (P_{t-1} * REV_{P(D)t} * \frac{i_t}{i_{t-1}}) - (P_{t-1} * REV_{P(D)t})$$

où :

- $EXOGÈNE_{k,t}$ = Ajustement pour l'impact du facteur exogène taux d'intérêt sur le coût du capital pour l'année t
- P_{t-1} = Part du coût du capital avant impôts dans le revenu de distribution plafond de l'année t-1, avant exogènes et *exclusions*
- $REV_{P(D)t}$ = *Revenu plafond* de distribution de l'année t, avant exogènes et

	<i>exclusions</i>	
i_{t-1} :	=	Taux pondéré du coût du capital avant impôts de l'année t-1
i_t :	=	Taux pondéré du coût du capital avant impôts de l'année t

3.1.5 Exclusions

Les *exclusions* résultent d'éléments qui viennent modifier les coûts de *SCGM* et qui, contrairement aux *facteurs exogènes*, sont sous son contrôle. Tout comme pour les *facteurs exogènes*, il est justifié d'en refléter intégralement l'impact avec des ajustements de tarifs.

Les *exclusions* servent trois objectifs distincts, à savoir :

- Éviter de créer un incitatif à réduire des dépenses qui seraient par ailleurs jugées désirables. À titre d'exemple, nous retrouvons les coûts associés à la réalisation du Plan d'efficacité énergétique (coûts, pertes nettes de revenus et incitatifs à la performance) et le coût du programme d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes ;
- Ajuster dans les tarifs les *trop-perçus* et les *manques à gagner* ;
- Transférer dans les tarifs les coûts réels des composantes de transport et d'équilibrage. À cet égard, seront considérés comme des *exclusions* :
 - l'effet de variations dans les tarifs de transport et d'équilibrage (réglementés ou négociés) des fournisseurs de *SCGM* ;
 - le choix (approuvé par la *Régie*) de nouveaux outils de transport ou d'équilibrage ;
 - le cas échéant, les coûts échoués découlant de services éventuellement dégroupés et reconnus par la *Régie*.

L'intégration de l'impact monétaire d'une *exclusion* dans l'application du mécanisme proposé ne requiert aucun seuil minimal.

Tout comme pour le traitement d'un *facteur exogène*, le traitement des *exclusions* se résume à la quantification de l'impact marginal sur le coût de service de ce facteur. Une fois quantifié, cet impact viendra ajuster le *Revenu plafond*. Quant au coût de service, il inclura obligatoirement l'impact d'une *exclusion* puisqu'il est défini comme la somme des différentes composantes des coûts du distributeur. Comme les *gains de productivité* se définissent comme l'écart entre le *Revenu plafond* et le *Revenu requis*, l'ajustement du *Revenu plafond* du montant d'une *exclusion* aura pour effet de neutraliser son impact dans la détermination des *gains de productivité*.

Exclusion en distribution

L'intégration dans les tarifs des *exclusions* se fera en début d'année. Dans le cas du *PEÉ*, le montant de l'*exclusion* correspondra aux coûts et pertes nettes de revenus projetés pour la réalisation du programme, tel que décrit à la section 3.3.1. Dans le cas du programme d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes, le montant de l'*exclusion* correspondra à l'enveloppe qui sera déterminée annuellement en vertu des caractéristiques du programme, tel que décrit à la section 4. Elle sera donc également intégrée dans les tarifs en début d'année.

Un ajustement pour refléter l'écart entre les coûts et pertes nettes de revenus réels et ceux projetés en début d'année (dans le cadre du *PEÉ*) sera porté à un compte de frais reportés, portant rémunération. Enfin, le montant de bonification qui sera établi en vertu de l'incitatif à la performance du *PEÉ*, ne pouvant être établi qu'après la fin de l'année, sera également porté à un compte de frais reportés portant

1 rémunération. Ces deux comptes de frais reportés seront par la suite intégrés dans les tarifs de l'année
2 suivante.

3
4 **Exclusion en transport et en équilibrage**

5
6 La quantification des *exclusions* et leur intégration dans les tarifs, pour ce qui est des composantes de
7 transport et d'équilibrage, se fera en début d'année et ponctuellement en cours d'année lorsque des
8 changements venant affecter les prix surviendront. De tels ajustements ponctuels s'avèreraient
9 particulièrement nécessaires dans le cas où les tarifs étaient dégroupés. Ainsi, en tout temps, les tarifs
10 afficheront les prix réels des outils contractés.

11
12 Application en début d'année

13
14 En début d'année, le dossier tarifaire présentera l'évolution du *Revenu plafond* en appliquant la formule
15 présentée à la section 3.1.1. Ainsi, au chapitre des *exclusions*, le *Revenu plafond* sera ajusté de l'impact
16 monétaire résultant de la somme des éléments suivants qui seront connus ou projetés au début de l'année :

- 17 • L'effet de la variation du coût moyen du portefeuille d'outils de transport et d'équilibrage de
18 SCGM. Ce coût moyen reflétera les changements de prix des outils (connus ou projetés) de même
19 que les changements dans le portefeuille d'outils, ces derniers devant être reconnus par la Régie ;
20 • Le cas échéant, les coûts échoués découlant de services éventuellement dégroupés et reconnus par
21 la Régie.

22
23 Application en cours d'année

24
25 Lorsque des changements de prix surviendront en cours d'année à la suite d'une décision d'un organisme
26 réglementaire, les tarifs seront automatiquement ajustés. Cet ajustement sera introduit dans la
27 détermination du *Revenu plafond* au début de l'année suivante.

28
29
30 **3.2 Mode de partage**

31
32 Rappelons d'abord les deux éléments à partager :

- 33
34 1. Les gains ou dépassements projetés lors de la présentation du dossier tarifaire annuel qui
35 consistent en la différence entre le *Revenu plafond* et le *Revenu requis* ;
36 2. Les gains ou pertes réalisés en cours d'année, après que les tarifs aient été approuvés, et constatés
37 lors du rapport annuel (*trop-perçus* ou *manques à gagner*).

38
39 **3.2.1 Pourcentages de partage**

40
41 Les pourcentages de partage convenus pour les gains varient selon que le partage se fait à l'étape du
42 dossier tarifaire ou à celle du rapport annuel :

43

<u>Étape</u>	<u>Partage des bénéfices</u>	
	<u>Part des clients</u>	<u>Part de SCGM</u>
<u>Lors du dossier tarifaire</u>	47 1/2 %	52 1/2 %
<u>Lors du rapport annuel</u>	66 2/3 %	33 1/3 %

1 Ces pourcentages ont été déterminés avec l'objectif d'inciter SCGM à effectuer ses prévisions avec le plus
 2 d'exactitude possible. Ainsi, SCGM conservera une plus grande proportion de ses gains de productivité si
 3 ces gains sont estimés à l'avance dans un dossier tarifaire plutôt que réalisés en cours d'année tarifaire et
 4 constatés sous forme de trop-perçu. Ceci l'incitera donc à projeter dès le dossier tarifaire tous les gains
 5 qu'elle compte effectivement réaliser, afin d'en tirer une plus grande bonification. Ceci devrait inciter
 6 SCGM à déposer les projections les plus réalistes possible et ainsi alléger l'examen des dossiers tarifaires
 7 par la Régie.

8
 9 Ces pourcentages devraient, dans les faits, résulter en un partage moyen de 50 % / 50 % entre les clients
 10 et SCGM, si l'on tient compte des deux étapes (dossier tarifaire et rapport annuel) et que l'on suppose que
 11 90 % des gains de productivité auront été anticipés à l'étape des dossiers tarifaires.

12
 13 Si dans une année donnée les gains de productivité devaient être moindres que prévus, le distributeur
 14 assumerait seul cet écart jusqu'à concurrence du montant complet de sa part des gains de productivité.
 15 Au-delà de ce point, le manque à gagner constaté sera partagé entre le distributeur et les clients.

16
 17 Le pourcentage de partage convenu pour les pertes varie aussi selon que l'on est à l'étape du dossier
 18 tarifaire ou à l'étape du rapport annuel :

Étape	Partage des pertes	
	Part des clients	Part de SCGM
Lors du dossier tarifaire	100 %	0 %
Lors du rapport annuel	50 %	50 %

19
 20
 21 Le pourcentage de partage convenu pour les pertes est de 100 % / 0 % en début d'année et de 50 % / 50 %
 22 en fin d'année. Les dépassements du Revenu plafond anticipés en début d'année seront reflétés
 23 intégralement dans les tarifs. Ils seront toutefois remboursés ultérieurement, avec intérêt au taux pondéré
 24 du coût du capital, à partir de gains de productivité ou de trop-perçus qui seront alors attribués à 100 %
 25 aux clients, jusqu'à concurrence des dépassements passés. À défaut d'être ainsi remboursés durant la
 26 période d'application du mécanisme, ils le seront à 50 % à la fin de cette période.

27
 28 Des exemples d'application de la formule de partage, selon différents scénarios, sont présentés en
 29 Annexe 1.

1 **3.2.2 Calcul du trop-perçu ou du manque à gagner**
2

3 À la fin de l'année, le *trop-perçu* sera calculé en comparant le rendement réel (comme aujourd'hui) au
4 taux de rendement autorisé, lequel sera celui découlant de la *Formule de fixation du taux de rendement*
5 auquel s'ajoutera, s'il y a lieu, la bonification accordée à *SCGM* en début d'année.
6

7 Pour fins de simplicité, le remboursement d'éventuels *trop-perçus* se fera à l'intérieur des tarifs et sera
8 traité comme une *exclusion*. En effet, puisque ces remboursements sont ponctuels, ils ne peuvent être
9 intégrés de façon permanente dans les tarifs.

10 Dans le cas d'un manque à gagner, ce dernier sera calculé en comparant le rendement réel (comme
11 aujourd'hui) à celui qui découle de la *Formule de fixation du taux de rendement* (avant toute bonification).
12

13 Advenant qu'un manque à gagner soit constaté en fin d'année, 50 % du manque à gagner sera récupéré
14 des clients dans les tarifs de l'année subséquente et traité comme une *exclusion*.
15
16

17 **3.2.3 Remboursement des dépassements des coûts sur le plafond et des manques à gagner**
18

19 Si le *Revenu requis* présenté par *SCGM* en dossier tarifaire excédait le *Revenu plafond*, les tarifs seraient
20 ajustés au niveau du *Revenu requis*, sous réserve de ce qui suit :

- 21 • Tout gain de productivité (*Revenu requis* moindre que le *Revenu plafond*) ultérieur serait d'abord
22 utilisé pour réduire les tarifs (avant tout partage) jusqu'à ce que les *dépassements* soient
23 compensés ;
- 24 • Tout *trop-perçu* ultérieur serait d'abord utilisé à réduire les tarifs (avant tout partage) jusqu'à ce
25 que les *dépassements* soient compensés ;
- 26 • Si le mécanisme prenait fin, *SCGM* devrait rembourser aux clients, à travers les tarifs et sur une
27 période de trois ans, avec intérêt au taux pondéré du coût du capital, 50 % des *dépassements*
28 accumulés.
29

30 La part du manque à gagner récupérée des clients pourra être remboursée aux clients, avec intérêt, par des
31 *gains de productivité* ou des *trop-perçus* ultérieurs. Si le mécanisme incitatif prenait fin, ce solde serait
32 annulé.
33

34 **3.2.4 Indices de qualité de service**
35

36 *Application des indices de qualité de service*
37

38 Tant la bonification du rendement en début d'année que le partage des *trop-perçus* en fin d'année seront
39 conditionnels, comme aujourd'hui, à l'atteinte d'un pourcentage global de réalisation d'indices de qualité
40 de service. Ce pourcentage global de réalisation sera égal à la moyenne pondérée des pourcentages de
41 réalisation de chaque indice qui sont eux-mêmes calculés selon les particularités de leurs composantes.
42

43 Les conditions d'accès à la bonification ou au *trop-perçu* sont les suivantes :

- 44 • Un seuil minimal de pourcentage global de réalisation de 85 % sera requis pour donner droit à
45 85 % de la bonification et du *trop-perçu* réel (part de *SCGM*) ;
- 46 • À 95 % de pourcentage global de réalisation, 100 % de la bonification et du *trop-perçu* réel (part
47 de *SCGM*) sera conservé par cette dernière ;
- 48 • Entre 85 % et 95 % de pourcentage global de réalisation, le pourcentage de la bonification et du
49 *trop-perçu* réel conservé par *SCGM* correspondra au pourcentage global de réalisation ;

- 1 • En bas du seuil minimal de 85 % de pourcentage global de réalisation, SCGM n'aura droit à
2 aucune bonification.
3

4 Indices retenus et paramètres utilisés
5

6 Les *Participants au PEN* ont convenu de maintenir les indices actuels de sécurité et de qualité de service
7 (entretien préventif, rapidité de réponse aux appels téléphoniques, rapidité de réponse aux urgences et
8 fréquence de lecture des compteurs) avec cependant les améliorations suivantes :

- 9 • La rapidité de réponse aux appels téléphoniques de la clientèle résidentielle est réduite de 240 à
10 180 secondes ;
11 • La fréquence de lecture des compteurs pour la clientèle résidentielle avec chauffage est portée de
12 4 à 6 lectures par année.
13

14 Trois nouveaux indices ont par ailleurs été ajoutés :

- 15 • Le résultat du sondage sur la satisfaction de la clientèle correspondant à la compilation générale
16 de l'ensemble des réponses du questionnaire, tel que présenté à la *Régie* dans le dossier tarifaire
17 2000 à la pièce SCGM-4, document 1.60 ;
18 • L'enregistrement ISO 14001, qui devra être obtenu au cours de l'année financière 2001 et
19 maintenu par la suite¹ ;
20 • Le maintien (sans durcissement)² de la procédure de recouvrement et d'interruption de service
21 présentée à la *Régie* dans le cadre du dossier tarifaire 2000, à la pièce SCGM-15, documents 1 et
22 2, ou toute procédure qui pourrait éventuellement la remplacer.

¹ L'obtention et le maintien de l'enregistrement ISO 14 001 seront utilisés comme indice seulement à défaut de disposer d'un indice de gestion environnementale plus approprié. Il est donc convenu que l'on s'efforcera, lors des rencontres annuelles du groupe de travail, d'élaborer un indice plus approprié qui sera soumis à la *Régie* en vue de le substituer à la norme ISO 14 001.

² Il faut ici comprendre que l'objectif est de ne pas « durcir » la procédure présentée à la *Régie* dans le dossier tarifaire 2000, ce qui n'exclut nullement la possibilité d'y apporter des assouplissements, soit dans sa formulation, soit dans son application.

Les indices retenus, les paramètres utilisés afin de les mesurer et leurs pondérations dans le calcul de la moyenne servant à établir le pourcentage global de réalisation des indices sont donc les suivants :

Indice	Paramètre utilisé	Pondération
Entretien préventif	Pourcentage de réalisation du programme déposé annuellement	20 %
Rapidité de réponse aux urgences	Pourcentage d'appels couverts en 35 minutes ou moins	20 %
Rapidité de réponse aux appels téléphoniques	Pourcentage de la moyenne pondérée, selon le nombre d'appels reçus par classe de clients, des pourcentages de réalisation des objectifs visés. Objectifs visés : Clients « Privilège » : % de réponses en 60 secondes ou moins. Clients « Affaires » : % de réponses en 120 secondes ou moins Clients « Résidentiel » : % de réponses en 180 secondes ou moins	7,5 %
Fréquence de lecture des compteurs	Pourcentage de la moyenne pondérée, selon le nombre de compteurs par classe de clients, des pourcentages de réalisation des objectifs visés. Objectifs visés : Clients « Privilège » : % atteignant 12 lectures par an Clients « Affaires » : % atteignant 6 lectures par an Clients « Résid. Chauffage » : % atteignant 6 lectures par an Clients « Résid. Sans chauff.» : % atteignant 1 lecture par an	7,5 %
ISO 14 001	Obtention et maintien sur la période visée (sauf pour l'an 2001) de l'enregistrement ISO 14 001 ou son équivalent	15 %
Satisfaction de la clientèle	Pourcentage de satisfaction de la clientèle, selon le résultat global du sondage	15 %
Procédure de recouvrement et d'interruption de service	Pourcentage des cas d'interruption de service pour défaut de paiement qui ont respecté la procédure d'interruption de service en vigueur	15 %

Le programme d'entretien préventif sera le même que celui appliqué présentement dans les indices de qualité de service, ajusté pour refléter les variations dans le niveau d'activité :

- Le nombre d'activités de protection cathodique sera fonction du nombre de bornes de lectures présentes sur le réseau (lesquelles doivent être lues une fois par année) ;
- Le nombre de kilomètres de conduites inspectées à des fins de détection de fuite sera fonction du nombre de kilomètres du réseau, lequel doit être couvert une fois tous les deux ans (sauf pour le réseau de fonte) ;
- Le nombre de détections de fuites dans les bâtiments privés est fonction du nombre de bâtiments situés sur le réseau de fonte pour lequel le « pavage » s'étend jusqu'aux fondations du bâtiment. Cette activité est appelée à disparaître avec le remplacement du réseau de fonte ;
- Le nombre de tests d'odorant est fonction du nombre de points stratégiques identifiés par le Service de l'ingénierie (généralement les extrémités du réseau où il y a peu de débit de gaz), lesquels doivent être vérifiés une fois par mois ;
- Le nombre d'activités de « régulation pré-détente et détente » sera fonction de la fréquence d'inspection requise selon l'importance du poste, laquelle est elle-même fonction de :
 - Son importance dans l'alimentation du réseau ;
 - La pression d'opération ;

- Le type d'équipement présent ;
- Le nombre de clients desservis.

Mode de calcul des pourcentages de réalisation des indices

Les pourcentages de réalisation de chacun des indices, sauf pour ISO 14001, seront établis comme suit :

Si le résultat individuel est de 50 % ou moins, alors le distributeur obtient un pourcentage de réalisation de 0 % pour cet indice ;

Si le résultat individuel est de plus de 50 %, le pourcentage de réalisation suivra une droite qui donnera 85 % pour un résultat individuel cible selon la formule suivante :

$$B = (R - 50 \%) * \frac{85 \%}{(C - 50 \%)}$$

où :

- B* = Pourcentage de réalisation de l'indice (maximum 100 %)
- R* = Pourcentage d'atteinte de l'indice en pourcentage
- C* = Résultat cible de l'indice en pourcentage, soit 80 % pour l'indice de satisfaction de la clientèle et de 85 % pour les autres indices, sauf ISO 14 001

Pour ISO 14 001, le pourcentage de réalisation sera de 0 % si SCGM ne détient pas l'enregistrement ISO 14 001 au 30 septembre de l'année en cours et de 100 % de réalisation si l'enregistrement est en vigueur à cette date.

Les pourcentages de réalisation des indices de qualité de service seront calculés pour la période visée par les gains de productivité ou trop-perçus à partager. Ces indices seront calculés une fois par année et présentés à la Régie lors du rapport annuel, en fin d'année, sauf pour les indices relatifs au programme d'entretien préventif qui devront être déposés à tous les trois mois. Au niveau du sondage sur la satisfaction de la clientèle, son évaluation sera faite par une firme externe à SCGM et il sera basé sur les mêmes questions (ou des questions équivalentes si les mêmes questions devenaient inapplicables) qui ont été déposées à la Régie dans le dossier tarifaire 2000 pour assurer la cohérence des résultats d'une année à l'autre.

La moyenne pondérée des pourcentages de réalisation des différents indices de qualité donnera le pourcentage global de réalisation qui sera appliqué au versement de la bonification du distributeur. La part des gains de productivité allouée au distributeur en début d'année sera ainsi conditionnelle au maintien des indices de qualité de service sur l'année visée.

Advenant que le pourcentage global de réalisation ne soit pas maintenu au seuil minimal fixé (85 %), SCGM devra alors ajouter au trop-perçu de fin d'année les gains intégrés aux tarifs en début d'année comme bonification de rendement. De plus, la totalité du trop-perçu sera alors remise aux clients à travers les tarifs de l'année suivante.

1 Pénalités pour non atteinte des indices de qualité de service

2
3 Dans le cas où SCGM se trouvait en situation de *manque à gagner*, il convient de s'assurer que le
4 distributeur ne néglige pas la qualité du service offert à ses clients. Pour ce faire :

5
6 Un montant de 200 000 \$ devra être remboursé par SCGM pour chacun des deux indices de
7 qualité de service relatifs à la sécurité (rapidité de réponse aux urgences et entretien préventif) qui
8 ne seraient pas atteints à un pourcentage de réalisation d'au moins 85 % ;

9
10 Un montant de 100 000 \$ par indice de qualité de service pour chacun des cinq autres indices qui
11 ne serait pas atteint à un pourcentage de réalisation d'au moins 85 %.

12
13 Ces montants devront être remboursés en totalité à même la part de SCGM des *gains de productivité*
14 ultérieurs.

15
16
17 3.3 Efficacité énergétique

18
19 Le mécanisme convenu comporte trois volets reliés à l'efficacité énergétique :

- 20 • Un mécanisme d'ajustement pour les coûts et pertes nettes de revenus associés à la réalisation du
- 21 Plan d'efficacité énergétique (*PEÉ*) ;
- 22 • Un Incitatif à la performance du *PEÉ* (*IPPEÉ*) ;
- 23 • Un Fonds d'efficacité énergétique (*FEÉ*) alimenté à partir des *gains de productivité* et destiné à
- 24 être utilisé de façon complémentaire au *PEÉ*.

25
26 3.3.1 Mécanisme d'ajustement pour les coûts et pertes nettes de revenus

27
28 Pour éviter que SCGM ne soit pénalisée ou récompensée par la réalisation ou non réalisation du *PEÉ*, le
29 mécanisme incitatif doit neutraliser l'impact qu'aura le *PEÉ* sur ses coûts et ses revenus. Afin que SCGM
30 ne soit pas incitée à réduire les budgets et la performance du *PEÉ*, les dépenses et revenus qui y sont
31 associés doivent être traités comme une *exclusion*.

32
33 Les coûts reliés au *PEÉ*

34
35 Ces coûts doivent être exclus du mécanisme tant au niveau du dossier tarifaire qu'au niveau du rapport
36 annuel. Au niveau du dossier tarifaire, les variations du budget relié au *PEÉ* entre deux années ne doivent
37 pas dégager de gains ou pertes de performance. Le budget (en montant absolu) doit donc être exclu et
38 traité comme *exclusion*. La même mécanique doit être appliquée au rapport annuel : tout écart entre le
39 budget présenté au dossier tarifaire pour le *PEÉ* et les coûts réellement encourus en cours d'année seront
40 exclus et ne contribueront pas à un *trop-perçu* ou *manque à gagner*.

41
42 Les pertes nettes de revenus reliées au *PEÉ*

43
44 De façon similaire aux coûts, les pertes nettes de revenus reliées au *PEÉ* doivent être exclues aussi bien à
45 l'étape du dossier tarifaire qu'à celle du rapport annuel. Dans le dossier tarifaire, les pertes nettes de
46 revenus devront être projetées et traitées comme une *exclusion* dans le calcul des *gains de productivité* de
47 SCGM. Dans le rapport annuel, les écarts entre les pertes nettes de revenus réelles et les pertes nettes de
48 revenus projetées devront aussi être traitées comme une *exclusion*. La méthodologie de calcul des pertes
49 nettes de revenus sera déterminée dans le *PEÉ*.

3.3.2 Incitatif à la performance du PEÉ (IPPEÉ)

L'IPPEÉ est un mécanisme qui vise à inciter SCGM à réaliser le PEÉ approuvé par la Régie et à en maximiser l'efficacité ainsi que les retombées positives en terme de bénéfices sociaux nets.

Lien avec le PEÉ

Dans un premier temps et dans un exercice complètement indépendant du mécanisme incitatif et selon des critères qui lui seront propres et qui auront été approuvés par la Régie, le PEÉ identifiera les programmes qui seront mis en œuvre par SCGM. Aux fins du mécanisme incitatif, le plan quantifiera le coût de chaque programme retenu, établira son objectif de pénétration et estimera, selon le « test du moindre coût social », les bénéfices sociaux qui résulteraient de sa mise en œuvre.

L'IPPEÉ visera ensuite à récompenser SCGM pour la réalisation des objectifs de bénéfices sociaux du PEÉ. C'est ainsi que la récompense sera établie comme un pourcentage du bénéfice social net généré par le plan. SCGM sera ainsi incitée à améliorer sa performance en maximisant les gains énergétiques obtenus et en minimisant le coût de ses interventions. En somme, plus le bénéfice social net sera grand, plus grande sera la récompense de SCGM.

Comme le bénéfice social net découlant du plan n'est pas connu à l'avance et variera d'une année à l'autre selon les mesures approuvées par la Régie, il a été convenu d'établir le pourcentage s'appliquant au bénéfice social réalisé par SCGM pour qu'il corresponde à 10 % du coût projeté des programmes (lorsque les résultats atteints se situent entre 75 % et 125 % de l'objectif visé). Pour ce faire, il suffit d'ajuster le pourcentage de 10 % du bénéfice social net conservé par SCGM en fonction du ratio coûts/bénéfice net projeté pour les programmes.

Par exemple, pour une performance se situant entre 75 % et 125 % de l'objectif, on vise une récompense égale à :

$$\text{Récompense}_{\text{projetée}} = \text{Coûts}_{\text{projetés}} \times 10 \%$$

Puisque $\frac{\text{Coûts}_{\text{projetés}}}{\text{Bénéfices}_{\text{projetés}}} = \text{ratio coûts projetés/bénéfices projetés}$, cela est équivalent à :

$$\text{Récompense} = \text{Bénéfices nets}_{\text{réalisés}} \times \frac{\text{Coûts}_{\text{projetés}}}{\text{Bénéfices nets}_{\text{projetés}}} \times 10 \%$$

Ou, de façon équivalente :

$$\text{Récompense} = \frac{\text{Bénéfices nets}_{\text{réalisés}}}{\text{Bénéfices nets}_{\text{projetés}}} \times \text{Coûts}_{\text{projetés}} \times 10 \%$$

Les Participants au PEN ont par ailleurs convenu de faire varier le pourcentage de récompense en fonction du pourcentage d'atteinte des objectifs de bénéfice net prévus au PEÉ. L'idée est d'inciter à atteindre autant que possible 100 % des objectifs, sans toutefois inciter SCGM à les dépasser indûment, ce qui pourrait avoir aussi pour effet de faire supporter des coûts plus grands par l'ensemble de la clientèle. Pour ce faire, les Participants au PEN ont convenu que le pourcentage du bénéfice net réalisé par SCGM sera de 10 % lorsque les objectifs sont atteints entre 75 % et 125 % et de 5 % pour la portion du bénéfice

1 net correspondant aux objectifs atteints entre 125 % et 175 %. Aucune récompense ne sera accordée si les
 2 objectifs sont atteints à moins de 75 % et la récompense plafonne même si les objectifs étaient atteints à
 3 plus de 175 %.

4
 5 Mode de calcul de la récompense :

6
 7 si $BN_R \leq (BN_P * 0,75)$: $R_{EE} = 0$

8
 9 si $(BN_P * 0,75) < BN_R \leq (BN_P * 1,25)$: $R_{EE} = BN_R * A * 10 \%$

10
 11 si $(BN_P * 1,25) < BN_R \leq (BN_P * 1,75)$: $R_{EE} = ((1,25 * BN_P) * A * 10 \%) + ((BN_R -$
 12 $1,25 * BN_P) * A * 5 \%)$

13
 14 si $BN_R > (BN_P * 1,75)$: $R_{EE} = ((1,25 * BN_P) * A * 10 \%) + (((1,75 -$
 15 $1,25) * BN_P) * A * 5 \%)$

16
 17 où les variables sont définies comme suit :

18

A	Facteur d'ajustement	C_P / BN_P
BN_P	Bénéfices nets projetés	$B_P - C_P$
BN_R	Bénéfices nets réalisés	$B_R - C_R$
B_P	Bénéfices projetés	Prévision, au moment de l'approbation du <i>PEÉ</i> , des coûts et externalités évités
B_R	Bénéfices réalisés	Estimation, après première vérification ex-post, des coûts et externalités évités (calculé selon les exigences du « test du moindre coût social »)
C_P	Coûts projetés	Prévision, au moment de l'approbation du <i>PEÉ</i> , du coût total des programmes, excluant les programmes de sensibilisation et d'éducation
C_R	Coûts réalisés	Estimation, après première vérification ex-post, du coût total des programmes
R_{EE}	Récompense de <i>SCGM</i>	

19
 20
 21 Portée de l'IPPEÉ

22
 23 L'IPPEÉ s'appliquera à l'ensemble des mesures et programmes contenus dans le *PEÉ* qu'aura approuvés la
 24 *Régie*, à l'exception des mesures et programmes dont les bénéfices nets ne peuvent être raisonnablement
 25 estimés. Pour ces derniers, *SCGM* sera libre, avec l'accord du groupe de travail, de proposer à la *Régie*
 26 d'autres incitatifs lorsque des éléments de performance autres que les bénéfices nets (par exemple, des
 27 taux de participation) peuvent tout de même être quantifiés.

28
 29 Intégration de la récompense dans les tarifs

30
 31 La récompense précédemment décrite sera calculée en fin d'année (lors du dépôt du rapport annuel) en
 32 fonction des bénéfices réels vérifiés conformément aux règles qui auront été approuvées par la *Régie* dans
 33 le *PEÉ*. Cette récompense sera portée dans un compte de frais reportés et récupérée dans les tarifs (et
 34 traitée comme une *exclusion*) dans la cause tarifaire subséquente.

35 Exemples de calcul

Le tableau qui suit indique, pour un *PEÉ* hypothétique qui aurait été approuvé préalablement par la *Régie*, la récompense à laquelle *SCGM* aurait droit selon un ensemble de scénarios quant à sa performance réelle.

Notes :

- Les - et + indiquent une augmentation ou diminution de 1 M \$ des coûts ou de 1,5 M \$ des bénéfices par rapport à la prévision initiale ;
- Les = indiquent des coûts et bénéfices égaux à la prévision initiale ;
- Le facteur d'ajustement est de 1,25.

		Coût total	Bénéfice brut à la société	Bénéfice net à la société	Performance vis à vis objectifs	Rétribution de <i>SCGM</i>
Plan approuvé (objectif)		10,00 M\$	18,00 M\$	8,00 M\$	n.a.	n.a.
Scénarios de performance réelle (constatée <i>ex-post</i>) :						
Coûts	Bénéfices					
=	=	10,00 M\$	18,00 M\$	8,00 M\$	100,0 %	1,00 M\$
=	↓	10,00 M\$	16,50 M\$	6,50 M\$	81,3 %	0,81 M\$
↓	=	9,00 M\$	18,00 M\$	9,00 M\$	112,5 %	1,12 M\$
=	↑	10,00 M\$	19,50 M\$	9,50 M\$	118,8 %	1,18 M\$
↑	=	11,00 M\$	18,00 M\$	7,00 M\$	87,5 %	0,87 M\$
↑	↑	11,00 M\$	19,50 M\$	8,50 M\$	106,3 %	1,06 M\$
↓	↓	9,00 M\$	16,50 M\$	7,50 M\$	93,8 %	0,93 M\$
↑	↓	11,00 M\$	16,50 M\$	5,50 M\$	68,8 %	0,00 M\$
↓	↑	9,00 M\$	19,50 M\$	10,50 M\$	131,3 %	1,28 M\$
↑↑	↓↓	12,00 M\$	15,00 M\$	3,00 M\$	37,5 %	0,00 M\$
↓↓	↑↑	8,00 M\$	21,00 M\$	13,00 M\$	162,5 %	1,44 M\$
↑↑↑	↓↓↓	13,00 M\$	13,50 M\$	0,50 M\$	6,3 %	0,00 M\$
↓↓↓	↑↑↑	7,00 M\$	22,50 M\$	15,50 M\$	193,8 %	1,50 M\$

3.3.3 Fonds d'efficacité énergétique (*FEÉ*)

Mission du *FEÉ*

Les *Participants au PEN* ont convenu de créer un *FEÉ* dont le but sera de réaliser des projets d'efficacité énergétique qui :

- Se font en sus de ce qui sera réalisé dans le cadre du *PEÉ* ;
- Se font chez des consommateurs utilisant le gaz naturel ou en voie de conversion ;
- Sont faits en partie (environ 50 %) dans le marché résidentiel et en partie (environ 50 %) dans les marchés commercial, institutionnel et petit industriel ;
- S'effectuent autant que possible en partenariat, de façon à maximiser les retombées des sommes investies dans le *FEÉ*.

Le *FEÉ* donnera priorité aux interventions qui :

- Sont effectuées chez les clients résidentiels à faible revenu (pour la part affectée au secteur résidentiel) ;
- Présentent un aspect novateur (l'idée est de permettre notamment l'expérimentation de programmes qui ne se feraient pas autrement).

Le *FEÉ* devra être géré dans une perspective de pérennité. Comme ses apports financiers pourront fluctuer d'une année à l'autre, on verra à allouer ses ressources de façon à maintenir la régularité de ses interventions et à assurer sa survie à long terme.

Dotation du *FEÉ*

Le *FEÉ* sera alimenté à même une partie des *gains de productivité* réalisés par *SCGM* dans le cadre du mécanisme incitatif. Le pourcentage de ces gains affectés au *FEÉ* est de 40 % de la part des clients, excluant la part des *clients industriels*. Les pourcentages de partage seront donc les suivants :

Le partage en début d'année se fera comme suit :

$$FEÉ_t = (REV_{P(T\&E)t} + REV_{P(D)t} - REV_{CS_t}) * 47,5 \% * (1 - (REV_{It-1} / REV_{Tt-1})) * 40 \%$$

où :

$FEÉ_t$	≥ 0
REV_{It-1}	= Revenus totaux des <i>clients industriels</i> des tarifs 4 et 5 de l'an t-1
REV_{Tt-1}	= Revenus totaux de l'ensemble des clients de l'an t-1
$REV_{P(T\&E)t}$	= <i>Revenu plafond</i> de transport et d'équilibrage de l'an t
$REV_{P(D)t}$	= <i>Revenu plafond</i> de distribution de l'an t
REV_{CS_t}	= <i>Revenu requis</i> (pour le transport, l'équilibrage et la distribution) de l'an t établi selon le coût de service

En cas de *trop-perçus*, le partage en fin d'année en faveur du *FEÉ* s'établira en appliquant la formule suivante :

$$FEÉ_t = TP_t * 66 \frac{2}{3} \% * (1 - (REV_{It} / REV_{Tt})) * 40 \%$$

où :

TP_t	= <i>Trop-perçus</i> avant impôts de l'an t
REV_{It}	= Revenus totaux des <i>clients industriels</i> des tarifs 4 et 5 de l'an t
REV_{Tt}	= Revenus totaux de l'ensemble des clients de l'an t

Les sommes allouées au *FEÉ* seront versées mensuellement selon les modalités suivantes :

- En début d'année, on prévoit les *gains de productivité* qui dégagent une bonification dont une portion de la part des clients est allouée au *FEÉ*. Le montant ainsi projeté est alors divisé par les revenus projetés (T, É, D), ce qui donne un pourcentage qui sera ensuite appliqué mensuellement sur les revenus réels afin de déterminer le montant de chaque versement.
- À la fin de chaque année, soit 30 jours après la date de la décision de la *Régie* sur le rapport annuel, *SCGM* versera, le cas échéant, la contribution résultant du partage du *trop-perçu*.

1 Gestion du FEÉ

2
3 • Comité de gestion

4
5 SCGM créera un compte dans lequel elle versera les sommes dédiées au FEÉ. La gestion du FEÉ
6 sera confiée à un comité de gestion et les fonds du FEÉ seront administrés par SCGM. Les
7 sommes versées dans ce compte serviront à la mise en œuvre du plan d'action du comité de
8 gestion qui devra être approuvé au préalable par la Régie de l'énergie. SCGM s'engage à
9 n'utiliser les sommes versées dans ce compte que conformément aux décisions prises par ce
10 comité de gestion et aux décisions prises par la Régie. Ce comité de gestion sera constitué de neuf
11 membres (bénévoles) nommés dans un premier temps par chacune des entités signataires de la
12 présente entente, à l'exception de l'ACIG dont les membres ne participent pas au financement
13 ainsi qu'aux programmes du FEÉ. Des neuf postes de membres du comité de gestion initial, deux
14 seront réservés à des candidats extérieurs, nommés par les membres, susceptibles d'apporter une
15 expertise, un apport ou un éclairage nouveau et pertinent à la réalisation de sa mission. Un des
16 neuf postes sera réservé à SCGM, de façon à favoriser les rapprochements nécessaires avec les
17 intervenants actifs en efficacité énergétique. Les membres du comité de gestion seront nommés
18 pour un terme initial de trois ans. La Régie pourra d'autre part, à chaque année, juger de la
19 pertinence d'ajouter de nouveaux membres parmi les intervenants reconnus à cette fin¹. À
20 l'expiration de ce terme, le choix des membres du comité de gestion sera fait par l'ensemble des
21 intervenants reconnus à cette fin par la Régie (par exemple lors du dernier dossier tarifaire), avec
22 toujours comme contrainte deux postes réservés à des candidats extérieurs et un poste réservé à
23 SCGM.

24
25 • Règles de fonctionnement

26
27 Le comité de gestion du FEÉ verra à se donner des règles de fonctionnement compatibles avec sa
28 mission. Le comité de gestion du FEÉ sera responsable de :

- 29 • Préparer, à l'intention de la Régie, un plan d'action annuel relatif à l'utilisation des
30 sommes que SCGM projetera verser au FEÉ ; les projets prévus à ce plan d'action
31 devront se dissocier très clairement du PEÉ pour éviter toute possibilité de
32 dédoublement, le tout dans un esprit d'expérimentation et d'approche nouvelle ;
33 • Préparer annuellement, à l'intention de la Régie, un rapport de ses activités, incluant
34 l'utilisation des montants versés au FEÉ et des bénéfices engendrés ;
35 • Procéder à l'évaluation globale du FEÉ à la troisième année d'existence du mécanisme
36 incitatif. Cette évaluation coïncidera avec celle du mécanisme incitatif et devra être
37 préparée de façon à permettre aux intervenants, et éventuellement à la Régie, de décider
38 des ajustements qui pourraient être requis relativement au FEÉ.

39
40 SCGM sera quant à elle responsable de déposer à la Régie pour approbation, dans le cadre du
41 dossier tarifaire, ce plan d'action ainsi que de déposer annuellement, en même temps que son
42 rapport annuel, le rapport du FEÉ sur ses activités. Chaque intervenant pourrait ensuite faire ses
43 représentations s'il y a lieu.

44
45 La direction et la gestion quotidienne du FEÉ seront par ailleurs assurées par un employé à temps
46 plein dès que le comité de gestion le jugera approprié et que l'ampleur du FEÉ le justifiera.

¹ Pour éviter notamment que des concurrents de SCGM, qui seraient reconnus comme intervenants, soient appelés à choisir les membres du comité de gestion.

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10

- Ressources humaines et financières

SCGM s'engage, lorsque le comité de gestion le jugera approprié, à défrayer le coût raisonnable (salaire, avantages sociaux, bureau et frais de fonctionnement) de la personne qui sera retenue par le comité de gestion pour assurer la direction et la gestion quotidienne du *FEÉ*. Cette personne sera sous la responsabilité du comité de gestion. Toutes autres dépenses seront à la charge du *FEÉ*.

1 **4 Aide à la substitution d'énergies plus polluantes**
2

3 De façon à privilégier les efforts de SCGM à déplacer les énergies plus polluantes (produits pétroliers,
4 charbon, bois, etc.), chaque mètre cube de gaz naturel correspondant au déplacement de ces autres formes
5 d'énergie générera une contribution de 1,5 ¢ qui sera versée dans un compte (« compte de substitution
6 d'énergies plus polluantes ») qui devra être utilisé pour réaliser d'autres conversions de ces formes
7 d'énergie vers le gaz naturel.
8

9 Le montant de la contribution à ce compte sera calculé annuellement lors du dossier tarifaire en
10 multipliant 1,5 ¢/m³ par les volumes de gaz équivalant à l'énergie déplacée (ventes signées) au cours des
11 12 derniers mois chez la clientèle PMD (ce volume était d'environ 23 000 000 m³, en moyenne, au cours
12 des trois dernières années). Le montant de cette contribution sera ajouté au coût de service et traité
13 comme *exclusion*. Il sera ainsi récupéré à travers les tarifs de l'ensemble de la clientèle.
14

15 Le compte de substitution d'énergies plus polluantes sera utilisé comme « contribution externe » pour
16 rentabiliser des projets de conversion de produits pétroliers, du charbon, de bois, etc. vers le gaz naturel.
17 Ces conversions devront être situées sur le réseau ou sur des extensions de réseau de moins de 10 km et
18 de moins de 1 M \$. Les montants puisés dans ce compte de substitution seront déterminés en fonction de
19 ce qui sera en moyenne requis pour amener le point mort tarifaire au même niveau que celui du plan de
20 développement normal dans ces mêmes marchés de conversion (pour la portion des conversions qui ne
21 nécessite pas de contribution). SCGM aura la liberté de déterminer la meilleure utilisation de la
22 contribution et devra faire état de son utilisation dans son Rapport annuel.
23

24 Le solde du compte de substitution d'énergies plus polluantes sera rémunéré au taux moyen du coût du
25 capital. Il va de soi que ce compte pourrait éventuellement être alimenté à partir de sources de
26 financement externes à SCGM et à sa clientèle.
27

28
29 **5 Révision pour événements majeurs**
30

31 Le mécanisme proposé permet la révision avant terme de ses paramètres lors d'événements exceptionnels.
32

33 La révision sera facultative, sur demande d'une des parties intéressées, dans les cas suivants :

- 34 • À la suite de trois années consécutives sans bonification de rendement ;
- 35 • Lorsque la somme correspondant aux *dépassements* cumulés du *Revenu requis* sur le *Revenu*
36 *plafond* et des *manques à gagner* excède 1,5 % du montant de la base de tarification (donc
37 actuellement approximativement 20 M \$) ;
- 38 • À la suite de deux années consécutives où le taux d'inflation excède 5 %.

39
40 La révision sera obligatoire :

- 41
42 • Lorsque, pendant deux années consécutives, le taux de rendement sur l'avoir ordinaire réalisé
43 excède de 400 points de base le taux de rendement autorisé par l'application de la formule
44 d'établissement du taux de rendement approuvée selon les décisions D-99-11 et D-99-150,
45 laquelle est cependant prolongée d'une année jusqu'au 30 septembre 2003 (ou selon la méthode
46 fixée par la *Régie* à cette échéance).

1 **6 Terme et renouvellement**

2
3 Le terme initial du mécanisme incitatif a été fixé à cinq ans, soit du 1^{er} octobre 2000 au 30 septembre
4 2005.

5
6 Après le dépôt du dossier tarifaire 2002-2003, qui sera le troisième dossier tarifaire à avoir été préparé
7 sous le nouveau mécanisme incitatif, on procédera à une évaluation globale de la performance du
8 mécanisme incitatif. Cette évaluation sera faite par un groupe de travail similaire à celui qui a été mis en
9 place pour le présent exercice (*PEN*).

10
11 Le mécanisme d'évaluation inclura alors les étapes suivantes :

- 12 • Constitution d'un groupe de travail à partir des intervenants qui seront alors reconnus par la *Régie*
- 13 (possiblement lors du dossier tarifaire 2002-2003) ;
- 14 • Examen en groupe de travail de la performance du mécanisme incitatif ;
- 15 • Identification, s'il y a lieu, d'améliorations à apporter au mécanisme incitatif ;
- 16 • Décision quant à la pertinence de poursuivre, ou non, l'application du mécanisme incitatif au-delà
- 17 des cinq années prévues pour son premier terme.

18
19 Dans le cas d'une entente de renouvellement, celle-ci serait alors soumise pour approbation à la *Régie*,
20 comme dans le présent *PEN* et selon les mêmes modalités. Cette entente aurait pour effet de prolonger de
21 trois ans le présent mécanisme, avec ou sans modification, et de rétablir ainsi son terme d'application à
22 cinq ans. Dans le cas où aucune entente de renouvellement ne serait possible, le mécanisme prendrait fin
23 au terme de la période des cinq années actuellement prévues.

24
25 Dans l'éventualité où les participants au groupe de travail s'entendaient pour prolonger l'entente, elle
26 serait alors par la suite prolongée automatiquement, au 1^{er} octobre de chaque année, d'une année
27 additionnelle (laissant ainsi un terme résiduel variant toujours entre 4 et 5 ans), sauf si la *Régie* en décidait
28 autrement.

29
30 Les *gains de productivité* qui auront été réalisés en cours d'année et qui auront servi à bonifier le
31 rendement du distributeur seront entièrement remis aux clients après cinq ans. Tout *gain de productivité*
32 ne pourra donc servir à bonifier le rendement de *SCGM* que sur une période maximale de cinq ans.
33 Concrètement, cela se fera en ajustant, à compter de la sixième année, les tarifs de départ de la *Formule*
34 *de plafonnement des prix* pour les ramener au niveau des coûts réels de la première année, sous réserve de
35 la décision qui sera prise concernant les sommes affectées au *FEÉ*.

36
37 En ce qui concerne la part des *gains de productivité* d'une année donnée que les clients auront versée dans
38 le *FEÉ*, la réintégration de cette part dans les tarifs (sous forme de baisses de tarifs) ou son maintien dans
39 le *FEÉ* et les modalités de ce maintien seront précisés lors de l'évaluation prévue à la troisième année.

1 **7. Fonctionnement**

2
3 **7.1 Application au dossier tarifaire 2001**

4
5 Les tarifs de départ seront ceux qui ont été approuvés par la *Régie* pour l'exercice financier 2000, après
6 ajustement pour d'éventuels *trop-perçus* ou *manques à gagner* qui pourraient être constatés en fin
7 d'année. Puisque ces derniers ne pourront être connus avant le 1^{er} octobre 2000, l'ajustement en question
8 sera estimé et intégré aux tarifs à compter du 1^{er} octobre 2000, et l'écart entre l'estimé et le réel sera
9 appliqué sur les tarifs à compter du 1^{er} octobre 2001, comme un ajustement du *Revenu plafond*.

10
11 Les tarifs de départ seront de plus ajustés, s'il y a lieu, pour refléter l'impact monétaire de l'étude en
12 cours des taux d'amortissement. Tous frais reportés au chapitre des coûts de transport et d'équilibrage qui
13 ont été inclus ponctuellement dans les tarifs de l'an 2000 seront ajustés.

14
15 Adaptations nécessaires selon le degré de dégroupement des tarifs

16
17 Si les tarifs de transport, équilibrage et distribution étaient dégroupés, l'application du mécanisme incitatif
18 convenu nécessiterait de comparer les revenus requis (pour les volumes projetés) au *Revenu plafond* établi
19 sur les volumes projetés pour l'ensemble des composantes.

20
21 Si les tarifs de transport, équilibrage et distribution n'étaient pas dégroupés, l'application du mécanisme
22 incitatif convenu nécessiterait d'établir le revenu de transport, équilibrage et distribution de base en
23 appliquant la grille tarifaire plafond groupée de l'année précédente aux volumes projetés. Afin d'établir le
24 *revenu plafond* de l'année courante, ce revenu de transport, équilibrage et distribution de base sera
25 ajusté pour les éléments suivants:

- 26 • L'inflation (multipliée par le ratio, de l'année précédente, des revenus plafond de distribution sur
27 les revenus plafond totaux) ;
- 28 • Le *facteur X* (multiplié par le ratio, de l'année précédente, des revenus plafond de distribution sur
29 les revenus plafond totaux) ;
- 30 • Les *facteurs exogènes* ;
- 31 • Les *exclusions*.

32
33 **7.2 Flexibilité tarifaire (ajustements, rabais , etc.**

34
35 Si *SCGM* voulait modifier les structures des tarifs existants, elle pourrait le faire avec l'approbation de la
36 *Régie*, à la condition que les nouveaux tarifs génèrent le même revenu que les anciens tarifs, sur les même
37 volumes.

38
39 Des mesures s'inscrivant dans une poursuite de la correction de l'interfinancement pourraient également
40 être proposées annuellement à la *Régie*, après avoir fait l'objet de discussions dans le cadre du groupe de
41 travail. La *Régie* devra alors décider s'il est opportun ou non de corriger cet interfinancement. Il est
42 cependant entendu qu'en situation de *gains de productivité*, aucune correction de l'interfinancement ne
43 devrait amener un tarif supérieur au Prix plafond pour l'une ou l'autre des classes de clients.

44
45 Les *Participants au PEN* conviennent également que *SCGM* puisse accorder des rabais tarifaires à
46 certains clients afin de faire en sorte qu'ils continuent à consommer du gaz naturel. Ces rabais devront
47 respecter les paramètres des programmes actuellement en vigueur ou des nouveaux programmes qui
48 pourront être approuvés par la *Régie*. À la différence de ce qui se fait actuellement, ces rabais ne seront
49 cependant plus amortis sur plusieurs années mais entièrement imputés à l'année en cours, ce qui incitera
50 *SCGM* à recourir à ces rabais avec modération. Les rabais tarifaires ainsi consentis seront, au niveau de

1 l'étude d'allocation du coût de service, appliqués en réduction des revenus des catégories de clients
2 auxquels ils auront été consentis. Dans ce cas, ils seraient à terme récupérés à travers les tarifs de ces
3 catégories de clients en modifiant la situation d'interfinancement entre les tarifs et en créant donc une
4 pression à la hausse sur les tarifs des catégories de clients ayant bénéficié des rabais.
5

6 **7.3** Suivis

7
8 Le mécanisme convenu implique de continuer à déposer annuellement un dossier tarifaire, lequel
9 comprendra, pour l'année témoin projetée, les données budgétaires suivantes :

- 10 • Les volumes de livraison et le plan de développement ;
- 11 • Le calcul de l'aide à la substitution d'énergies plus polluantes ;
- 12 • Les composantes du *Coût de service projeté*, tel que présenté à la section 3.1.1 ;
- 13 • L'évolution mensuelle de la base de tarification moyenne et la moyenne des treize soldes ;
- 14 • Les additions à la base de tarification ;
- 15 • Le calcul du fonds de roulement pour la période de douze mois se terminant le 30 septembre ;
- 16 • Le calcul et les composantes du taux moyen du coût du capital ;
- 17 • Le taux de rendement sur l'avoir moyen des actionnaires ordinaires selon l'application de la
18 *Formule de fixation du taux de rendement* ;
- 19 • Le calcul et les composantes du taux moyen du coût du capital prospectif ;
- 20 • Les rapports des agences de notation de crédit ;
- 21 • L'état des résultats des filiales (suivi de la décision D-93-51) ;
- 22 • Le bilan des filiales (suivi de la décision D-93-51) ;
- 23 • Le détail des transactions entre les sociétés et filiales apparentées à *SCGM* (suivi de la décision
24 D-93-51) ;
- 25 • Les comptes à recevoir (à payer) des sociétés apparentées et placements de *SCGM* (suivi de la
26 décision D-93-51) ;
- 27 • L'IPC Québec pour les douze derniers mois se terminant le 31 juillet ;
- 28 • Le calcul du *Revenu plafond*, des *exogènes* et des *exclusions* ;
- 29 • Le calcul du *dépassement* ou *gain de productivité* ;
- 30 • Le calcul, s'il y a lieu, du remboursement des *dépassements* à même les *gains de productivité* ;
- 31 • Le solde cumulatif, s'il y a lieu, des *dépassements*, pénalités ainsi que des *manques à gagner*
32 (part des clients) ;
- 33 • Le calcul, s'il y a lieu, du partage du *gain de productivité* ;
- 34 • Le pourcentage du *FEÉ* sur les revenus projetés (T.É.D.) ;
- 35 • L'ajustement requis aux tarifs ;
- 36 • La grille tarifaire et, le cas échéant, les modifications tarifaires ;
- 37 • Le texte des tarifs.

38
39
40 Le rapport annuel quant à lui présentera les informations et données suivantes :

- 41 • Liste des administrateurs de Gaz Métropolitain Inc. au 30 septembre ;
- 42 • Rapport financier non consolidé de la Société en commandite Gaz Métropolitain au 30
43 septembre ;
- 44 • Comparaison des résultats réels de l'activité réglementée avec le budget pour l'exercice terminé
45 le 30 septembre ;
- 46 • État des résultats de l'activité réglementée pour l'exercice terminé le 30 septembre ;
- 47 • Reclassification de l'état des résultats pour l'exercice terminé le 30 septembre ;
- 48 • Conciliation de l'état des résultats réglementés avec l'état des résultats consolidés trimestriels au
49 30 septembre ;
- 50

- 1 • Conciliation du bilan de SCGM réglementé avec SCGM consolidé au 30 septembre ;
- 2 • Sommaire des résultats des indices de maintien de la qualité de service pour l'exercice terminé le
- 3 30 septembre ;
- 4 • Établissement de la différence de rendement sur la base de tarification pour l'exercice terminé le
- 5 30 septembre ;
- 6 • Calcul de l'ajustement d'impôt sur les frais d'émission exclus de la base de tarification pour
- 7 l'exercice terminé le 30 septembre ;
- 8 • Partage des *trop-perçus* ou *manques à gagner* au 30 septembre ;
- 9 • Solde cumulatif, s'il y a lieu, des *dépassements*, pénalités ainsi que des *manques à gagner* (part
- 10 des clients) ;
- 11 • Analyse comparative des volumes de ventes et des revenus entre le budget et les résultats pour
- 12 l'exercice terminé le 30 septembre ;
- 13 • Analyse comparative du coût des approvisionnements gaziers entre le budget et les résultats pour
- 14 l'exercice terminé le 30 septembre ;
- 15 • Provision pour impôts sur le revenu (présumés) pour l'exercice terminé le 30 septembre ;
- 16 • Rapport des vérificateurs sur l'impôt présumé et la taxe sur le capital présumée ;
- 17 • État des comptes de nivellement imputés à l'état des résultats pour l'exercice terminé le 30
- 18 septembre ;
- 19 • Évolution du compte de nivellement de la température pour l'exercice terminé le 30 septembre ;
- 20 • Évolution du compte de nivellement des charges financières pour l'exercice terminé le 30
- 21 septembre ;
- 22 • Base de tarification mensuelle pour l'exercice terminé le 30 septembre ;
- 23 • Calcul du fonds de roulement selon les résultats de l'étude « Lead-Lag » pour l'exercice terminé
- 24 le 30 septembre ;
- 25 • Additions à la base de tarification pour l'exercice terminé au 30 septembre ;
- 26 • Comparaison du plan de développement budgétaire et du réel pour la période se terminant le 30
- 27 septembre ;
- 28 • Calcul du taux moyen du coût du capital pour l'exercice terminé le 30 septembre ;
- 29 • Calcul du coût de la dette obligataire moyenne le 30 septembre ;
- 30 • Prix et taux exigés au cours de l'année ;
- 31 • Calcul de l'incitatif à la performance du plan d'efficacité énergétique ;
- 32 • Bilan de l'utilisation de l'aide à la substitution d'énergies plus polluantes ;
- 33 • Calcul des *exclusions* ;
- 34 • Rapport du fonds d'efficacité énergétique.

35
36 La Régie devra également reconnaître, si requis, les sommes reliées au PEÉ de SCGM.

37
38 Le suivi de l'application du mécanisme incitatif implique également la mise sur pied d'un groupe de
39 travail similaire à celui qui a été mis en place pour le présent exercice (PEN). Des avis publics devront
40 donc être publiés chaque année dans le cadre du dossier tarifaire afin d'identifier les intervenants au
41 groupe de travail. SCGM s'engage à transmettre son rapport annuel à tous les intervenants reconnus au
42 dossier tarifaire.

1
2

Le calendrier type d'une année pourrait être approximativement le suivant :

Date	Activité
Mi-mars	Requête de <i>SCGM</i> : <ul style="list-style-type: none"> • Demandant la publication d'avis pour reconnaître les intervenants intéressés au dossier et ainsi former le Groupe de travail • Décrivant les nouveaux éléments que <i>SCGM</i> compte demander à la <i>Régie</i> • Demandant l'approbation des éléments qui doivent être reconduits (ex. : le plan d'efficacité énergétique) • Demandant l'approbation des tarifs issus de l'application du mécanisme incitatif
Fin-mars	Décision procédurale
Début avril	Publication d'avis
Mi-avril	Date limite pour les demandes d'intervention
Fin avril	Reconnaissance par la <i>Régie</i> des intervenants formant le Groupe de travail
Mai et début juin	Présentation du dossier tarifaire au Groupe de travail
Mi juin	Dépôt par <i>SCGM</i> du dossier tarifaire avec, si possible, une entente du Groupe de travail quant à l'application du mécanisme incitatif, des nouveaux éléments demandés par <i>SCGM</i> et des éléments à reconduire
Mi-juin	Le cas échéant, dépôt des dissidences relatives à l'entente
Fin juin	En cas d'absence d'entente ou de dissidence, processus de questions réponses sur le dossier tarifaire de <i>SCGM</i>
Mi-juillet	Dépôt de la preuve des intervenants, le cas échéant
Début août	Le cas échéant, processus de questions réponses sur la preuve des intervenants
Mi-août	Mise à jour du dossier pour refléter les taux d'inflation et d'intérêt
Fin août	Le cas échéant (en l'absence d'entente ou en présence de dissidences jugées suffisantes par la <i>Régie</i>), audiences
Début septembre	Délibéré
3ème semaine de septembre	Décision de la <i>Régie</i> sur les revenus requis et la grille tarifaire
1er octobre	Mise en application des nouveaux tarifs
Début décembre	Présentation du rapport annuel au Groupe de travail
Fin décembre	Dépôt du rapport annuel
Début janvier	Si requis, questions réponses sur le rapport annuel
Fin janvier	Décision de la <i>Régie</i> sur le rapport annuel

3

1 À ce calendrier s'ajoutera, à la troisième année, l'évaluation du mécanisme incitatif par le même groupe
2 de travail qui aura été reconnu pour les fins du dossier tarifaire 2003. Cette évaluation se fera entre le 1er
3 octobre et la mi-décembre de façon à permettre la préparation du dossier tarifaire 2004 selon, le cas
4 échéant, le mécanisme modifié.
5

Date	Activité
3ème semaine de septembre 2002	Décision de la Régie sur les revenus requis et la grille tarifaire 2003
Octobre à mi-décembre 2002	Négociations du Groupe de travail
Mi-décembre 2002	Dépôt à la Régie de l'entente et, le cas échéant, des dissidences
Janvier 2003	Si requis (en cas de dissidences), processus de question réponses
Début février 2003	Audiences (si requis)
Fin février 2003	Décision de la Régie
Mars et avril 2003	Préparation du dossier tarifaire 2004 selon le mécanisme approuvé par la Régie
Mai et début juin 2003	Présentation du dossier tarifaire 2004 au Groupe de travail

6
7 Le fonctionnement du Groupe de travail serait assujéti aux même règles que dans l'actuel PEN.
8

9 **7.4 Réorganisation corporative majeure**

10 Il est par ailleurs convenu que dans l'éventualité où il y aurait une réorganisation corporative majeure,
11 SCGM devra l'expliquer dans une instance devant la Régie et démontrer que les bénéfices qui en
12 découlent sont considérés et partagés à l'intérieur du mécanisme incitatif.
13
14

15 **7. Avantages du mécanisme convenu**

16 Les principaux avantages du mécanisme convenu sont :

17 Maintien du rôle de la Régie

18 Le mécanisme convenu maintient le rôle de la Régie tout en permettant l'allégement du processus
19 réglementaire. SCGM devra, par exemple, déposer chaque année un dossier tarifaire et un rapport annuel,
20 ce qui permettra à la Régie de continuer à suivre les activités de SCGM.
21

22 Allégement du processus réglementaire

23 En raison de la structure du mécanisme convenu, SCGM aura toujours avantage à présenter les prévisions
24 les plus réalistes possibles. Ceci permettra d'alléger le processus réglementaire d'établissement des tarifs
25 en début d'année. L'examen de ce dossier en groupe de travail permettra aussi d'alléger le processus
26 réglementaire en rassurant la Régie quant à l'application du mécanisme incitatif convenu.
27
28
29
30
31
32

1 Compatibilité avec la volatilité des volumes

2
3 Contrairement à d'autres types de mécanismes moins flexibles, le mécanisme convenu assurera que
4 SCGM bénéficiera quand même de son *revenu requis* en cas de fortes variations des volumes livrés. Le
5 mécanisme permettra effectivement d'ajuster temporairement les tarifs de façon à refléter une perte de
6 volumes résultant, par exemple, d'une détérioration de la situation concurrentielle de SCGM. Cette
7 possibilité est particulièrement importante pour SCGM qui, compte tenu du plus grand poids relatif de sa
8 clientèle industrielle, est plus vulnérable que d'autres distributeurs à des fluctuations des prix du mazout
9 ou du gaz naturel ou tout simplement de l'activité économique.

10
11 Considérations économiques

12
13 Le partage des *gains de productivité* sur une période de cinq (5) ans sera un incitatif pour SCGM à
14 entreprendre des actions à long terme pour :

- 15 • Accroître de façon rentable les volumes de nouvelles ventes (raccorder des nouveaux clients ou
- 16 de nouvelles applications chez les clients existants) ;
- 17 • Optimiser (ce qui ne signifie pas nécessairement réduire en termes absolus) les dépenses
- 18 d'exploitation ;
- 19 • Optimiser la gestion des actifs, donc réduire le plus possible le coût unitaire des actifs utilisés
- 20 pour servir les clients.

21
22 Cet incitatif sera d'autant plus important que le mécanisme convenu comporte une garantie (partielle mais
23 néanmoins très incitative) à ce que la performance future de SCGM soit au moins aussi bonne que la
24 performance passée.

25
26 Considérations environnementales

27
28 Bien que le mécanisme incitatif convenu incite SCGM à accroître ses volumes, il comporte aussi des
29 éléments permettant de concilier cet incitatif avec le respect de l'environnement :

- 30 • Un mécanisme d'ajustement pour les coûts et les pertes nettes de revenus découlant des activités
- 31 d'efficacité énergétique, ce qui laisse dans un premier temps SCGM neutre quant à l'impact de
- 32 l'efficacité énergétique sur ses coûts et revenus ;
- 33 • Un incitatif à la performance du Plan d'efficacité énergétique (IPPEÉ), basé sur le partage des
- 34 bénéfices nets à la société découlant de la réalisation du plan, ce qui compensera les coûts
- 35 organisationnels et les coûts d'opportunité et incitera donc SCGM à réaliser les objectifs du dit
- 36 plan ;
- 37 • Un Fonds d'efficacité énergétique (FEÉ), alimenté à même la part des clients des *gains de*
- 38 *productivité* et des *trop-perçus* qui seront réalisés, qui permettra de réaliser des activités
- 39 d'efficacité énergétique au-delà du PEÉ ;
- 40 • Une aide à la substitution d'énergies plus polluantes ;
- 41 • Un indice de qualité portant sur la gestion environnementale de l'entreprise.

42
43 Considérations sociales

44
45 Le mécanisme convenu comporte des éléments couvrant certaines préoccupations sociales :

- 46 • Une utilisation de la partie du FEÉ dédiée au secteur résidentiel en priorité chez les clients à
- 47 faible revenu ;

- 1 • Des indices de qualité de service visant notamment la sécurité du réseau et la satisfaction de la
2 clientèle.

3
4 *Pérennité et facilité de reconduction*

5
6 L'assurance d'un partage continu des *gains de productivité*, peu importe leur ampleur, améliore les
7 chances de satisfaire toutes les parties, en évitant qu'une ou des parties soient avantagées ou
8 désavantagées relativement aux autres.

9
10 Le suivi des coûts du mécanisme en favorisera également la pérennité, en permettant aux intervenants et à
11 la *Régie* de se rassurer quant à l'évolution de ces coûts. Ce suivi devrait également permettre une
12 reconduction plus facile du mécanisme à son échéance.
13

8. Définitions

<i>Clients industriels</i>	Client dont le volume souscrit est de 10000 m3/jour (seuil d'accès du tarif 4) ou plus ou dont le volume de positionnement est de 3200 m3 /jour (seuil d'accès du tarif 5) ou plus (ou leurs équivalents)
<i>Clients PMD</i>	Clients Petits et moyens débits (qui ne sont donc pas industriels)
<i>Coût de service projeté</i>	L'ensemble des coûts projetés par SCGM, incluant le taux de rendement autorisé sans bonification
<i>Dépassement</i>	<i>Dépassement</i> des tarifs par rapport à ce qu'ils seraient selon la <i>Formule de plafonnement des prix</i>
<i>Exclusion</i>	Événement sous le contrôle de SCGM et dont l'impact sur le mécanisme est neutralisé, et plus amplement défini à la section 3.1.5
<i>Facteur exogène</i>	Événement hors du contrôle de SCGM et dont l'impact sur le mécanisme est neutralisé, et plus amplement défini à la section 3.1.4
<i>Facteur X</i>	Facteur reflétant l'évolution historique des tarifs par rapport à l'inflation, pour l'activité de distribution
<i>FEÉ</i>	Fonds d'efficacité énergétique
<i>Formule de fixation du taux de rendement</i>	Formule d'établissement du taux de rendement approuvée selon les décisions D-99-11 et D-99-150, laquelle est cependant prolongée d'une année jusqu'au 30 septembre 2003
<i>Formule de plafonnement des prix</i>	Formule déterminant ce que serait le <i>Revenu requis</i> pour les volumes projetés s'il était ajusté pour tenir compte de l'inflation, du <i>Facteur X</i> , des <i>Facteurs exogènes</i> et des <i>Exclusions</i>
<i>Gain de productivité</i>	Différence positive entre le <i>Revenu plafond</i> et le <i>Revenu requis</i> . La notion de « gains de productivité » utilisée dans ce document ne correspond pas nécessairement à la définition classique
<i>IPPEÉ</i>	Incitatif à la performance du Plan

	d'efficacité énergétique
<i>Manque à gagner</i>	Déficit des revenus réels sur les coûts réels incluant le taux de rendement autorisé sans bonification
<i>Participants au PEN</i>	Participants actifs au <i>PEN</i> énumérés à la section 2.1
<i>PEÉ</i>	Plan d'efficacité énergétique
<i>PEN</i>	Processus d'entente négociée encadré par la <i>Régie</i> dans sa décision D-99-209
<i>Perte</i>	<i>Dépassement</i> ou <i>Manque à gagner</i>
<i>Régie</i>	<i>Régie</i> de l'énergie
<i>Revenu plafond</i>	Revenu qui serait généré par l'application du <i>Tarif plafond</i> sur les volumes projetés. À ne pas confondre donc avec un revenu plafond qui serait établi dans un régime dit de <i>plafonnement des revenus</i>
<i>Revenu requis</i>	<i>Revenu requis</i> par SCGM pour couvrir le <i>Coût de service projeté</i>
<i>SCGM</i>	Société en commandite Gaz Métropolitain
<i>Tarif de référence</i>	Tarif de l'an 2000 (ajustés pour certains éléments) pour la première année d'application du mécanisme, et <i>Tarif plafond</i> de l'année précédente pour les années subséquentes
<i>Tarif plafond</i>	Tarif résultant de l'indexation du <i>Tarif plafond</i> de l'année précédente (ou des tarifs de départ pour la première année d'application du mécanisme) pour tenir compte de l'inflation, du <i>Facteur X</i> , des <i>Facteurs exogènes</i> et des <i>Exclusions</i>
<i>Trop-perçu</i>	Excédent des revenus réels sur les coûts réels incluant le taux de rendement autorisé incluant bonification

5

Les soussignés confirment que la présente proposition d'entente est conforme aux décisions prises au cours de la phase 3 du *PEN* et remplace l'entente et la dissidence signées par les mêmes soussignés le 15 mai 2000.

ACIG : _____
Anita Côté Verhaaf

ARC / FACEF : _____
Manon Lacharité

CERQ : _____
Jean-François Blain

GRAME / UDD : _____
Yves Guérard

OC : _____
Yannick Vennes

RNCREQ : _____
Jean Lacroix

ROEE : _____
Éric Michaud

SCGM : _____
Nicole Bessette

Jean-Pierre Noël

Le 21 août 2000

* * *

ANNEXE 1

SCÉNARIOS

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
DÉBUT	+	0	-	0	+	-	+	+	-	-	+
FIN	0	+	0	-	+	-	-	--	+	++	+
DÉBUT D'ANNÉE											
DETTES DE SCGM											5,00
GAINS (DÉPASSEMENT)	10,00	-	-10,00	-	10,00	-10,00	10,00	10,00	-10,00	-10,00	4,00
PARTAGE DES GAINS EN DÉBUT D'ANNÉE											
CLIENTS	4,75	-	-10,00	-	4,75	-10,00	4,75	4,75	-10,00	-10,00	4,00
INDUSTRIELS	0,95	-	-2,00	-	0,95	-2,00	0,95	0,95	-2,00	-2,00	0,80
PETIT MOYEN DÉBITS	3,80	-	-8,00	-	3,80	-8,00	3,80	3,80	-8,00	-8,00	3,20
BAISSE TARIFAIRE	2,28	-	-8,00	-	2,28	-8,00	2,28	2,28	-8,00	-8,00	3,20
FONDS D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	1,52	-	-	-	1,52	-	1,52	1,52	-	-	-
ASSOCIÉS	5,25	-	-	-	5,25	-	5,25	5,25	-	-	-
DETTES ENVERS LES CLIENTS	-	-	10,00	-	-	10,00	-	-	10,00	10,00	1,00
FIN D'ANNÉE											
BONIFICATION DES ASSOCIÉS RÉALISÉE	5,25	-	-	-	5,25	-	2,00	-	-	-	-
TROP-PERÇU (MANQUE À GAGNER)	-	10,00	-	-10,00	10,00	-10,00	-	-5,00	10,00	20,00	5,00
PARTAGE DU TROP-PERÇU (MANQUE À GAGNER)											
CLIENTS	-	6,67	-	-5,00	6,67	-5,00	-	-2,50	10,00	16,67	3,67
INDUSTRIELS	-	1,33	-	-1,00	1,33	-1,00	-	-0,50	2,00	3,33	0,73
PETIT MOYEN DÉBITS	-	5,34	-	-4,00	5,34	-4,00	-	-2,00	8,00	13,34	2,93
BAISSE TARIFAIRE	-	3,20	-	-4,00	3,20	-4,00	-	-2,00	8,00	11,20	2,08
FONDS D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	-	2,13	-	-	2,13	-	-	-	-	2,13	0,85
ASSOCIÉS	-	3,33	-	-5,00	3,33	-5,00	-	-2,50	-	3,33	1,33
PARTS TOTALES											
CLIENTS	4,75	6,67	-10,00	-5,00	11,42	-15,00	4,75	2,25	-	6,67	7,67
INDUSTRIELS	0,95	1,33	-2,00	-1,00	2,28	-3,00	0,95	0,45	-	1,33	1,53
PETIT MOYEN DÉBITS	3,80	5,34	-8,00	-4,00	9,14	-12,00	3,80	1,80	-	5,34	6,13
BAISSE TARIFAIRE	2,28	3,20	-8,00	-4,00	5,48	-12,00	2,28	0,28	-	3,20	5,28
FONDS D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	1,52	2,13	-	-	3,65	-	1,52	1,52	-	2,13	0,85
ASSOCIÉS	5,25	3,33	-	-5,00	8,58	-5,00	2,00	-2,50	-	3,33	1,33
DETTES ENVERS LES CLIENTS											
À COMPENSER PAR GAINS FUTURS	-	-	10,00	5,00	-	15,00	-	2,50	-	-	-
À REMBOURSER À 50% SI NON COMPENSÉE	-	-	10,00	-	-	10,00	-	-	-	-	-

- + Début d'année: SCGM présente des gains de productivité
Fin d'année: SCGM dégage un trop-perçu
- 0 Début d'année: SCGM ne présente aucun gain de productivité ni dépassement
Fin d'année: SCGM ne réalise aucun trop-perçu ni manque à gagner
- Début d'année: SCGM présente un dépassement
Fin d'année: SCGM ne réalise pas sa bonification en entier et/ou réalise un manque à gagner
- Début d'année: S/O
Fin d'année: SCGM ne réalise pas sa bonification en entier et réalise un manque à gagner
- ++ Début d'année: S/O
Fin d'année: SCGM réalise un trop-perçu plus grand que la dette contractée

**ANNEXE 1
DESCRIPTION DES SCÉNARIOS**

- Scénario 1 :** Cas où SCGM présente des gains de productivité en début d'année et réalise exactement son taux de rendement autorisé (incluant bonification). Dans ce cas, les gains de productivité de 10 sont partagés 47,5% clients et 52,5% SCGM. De la part des clients de 4,75, 3,23 (0,95 clients industriels et 2,28 clients PMD) est intégré dans les tarifs de l'année et 1,52 sert à alimenter le FEÉ.
- Scénario 2 :** Cas où SCGM ne présente aucun gain de productivité ni dépassement en début d'année et réalise un trop-perçu. Dans ce cas, le trop-perçu de 10 est partagé 2/3 clients et 1/3 SCGM. De la part des clients de 6,67, 4,53 (1,33 clients industriels et 3,20 clients PMD) est porté à un compte de frais reporté et intégré aux tarifs l'année suivante. Enfin, 2,13 est versé au FEÉ.
- Scénario 3 :** Cas où SCGM présente un dépassement en début d'année et ne réalise aucun trop-perçu ni manque à gagner. Dans ce cas, le dépassement de 10 est entièrement intégré dans les tarifs et SCGM a une dette de 10 envers les clients à être compensée par des gains futurs ou remboursée à 50% si non compensée.
- Scénario 4 :** Cas où SCGM ne présente aucun gain de productivité ni dépassement en début d'année et réalise un manque à gagner. Dans ce cas, le manque à gagner est partagé à 50% clients et 50% SCGM. La part des clients de 5 est portée à un compte de frais reporté et intégrée aux tarifs l'année suivante. SCGM a alors une dette de 5 à être compensée par des gains futurs. Advenant non compensation de cette dette à la fin du mécanisme, cette dernière est annulée.
- Scénario 5 :** Cas où SCGM présente un gain de productivité en début d'année et réalise un trop-perçu. Ce scénario combine les scénarios 1 et 2.
- Scénario 6 :** Cas où SCGM présente un dépassement en début d'année et réalise un manque à gagner. Ce scénario combine les scénarios 3 et 4.
- Scénario 7 :** Cas où SCGM présente un gain de productivité en début d'année et réalise partiellement son taux de rendement autorisé (avec bonification). Dans ce cas, les gains de productivité de 10 sont partagés 47,5% clients et 52,5% SCGM. De la part des clients de 4,75, 3,23 (0,95 clients industriels et 2,28 clients PMD) est intégré dans les tarifs de l'année et 1,52 sert à alimenter le FEÉ. SCGM ne réalise qu'une bonification de 2 sur un potentiel de 5,25 autorisé en début d'année.
- Scénario 8 :** Cas où SCGM présente un gain de productivité en début d'année et réalise un manque à gagner. Dans ce cas, les gains de productivité de 10 sont partagés 47,5% clients et 52,5% SCGM. De la part des clients de 4,75, 3,23 (0,95 clients industriels et 2,28 clients PMD) est intégré dans les tarifs de l'année et 1,52 sert à alimenter le FEÉ. SCGM ne réalise aucune bonification sur un potentiel de 5,25 autorisé en début d'année. Le manque à gagner de 5 est partagé à 50% clients et 50% SCGM. La part des clients de 2,5 est portée à un compte de frais reporté et intégrée aux tarifs l'année suivante. SCGM a alors une

dette de 2,5 à être compensée par des gains futurs. Advenant non compensation de cette dette à la fin du mécanisme, cette dernière est annulée.

Scénario 9 : Cas où SCGM présente un dépassement en début d'année et réalise un trop-perçu équivalent au dépassement. Dans ce cas, le dépassement de 10 est entièrement intégré dans les tarifs et SCGM a une dette de 10 envers les clients à être compensée par des gains futurs ou remboursée à 50% si non compensée. En fin d'année, le trop-perçu de 10 sert entièrement à compenser la dette contractée en début d'année. Le 10 est porté à un compte de frais reporté et intégré aux tarifs l'année suivante.

Scénario 10 : Cas où SCGM présente un dépassement en début d'année et réalise un trop-perçu plus grand que le dépassement. Dans ce cas, le dépassement de 10 est entièrement intégré dans les tarifs et SCGM a une dette de 10 envers les clients à être compensée par des gains futurs ou remboursée à 50% si non compensée. En fin d'année, le trop-perçu de 20 sert, dans un premier temps, à compenser la dette contractée en début d'année (2 clients industriels et 8 clients PMD). Le solde de 10 est quant à lui partagé 2/3 clients et 1/3 SCGM. De la part des clients de 6,67, 4,53 (1,33 clients industriels et 3,20 clients PMD) est porté à un compte de frais reporté et intégrée aux tarifs l'année suivante. Enfin, 2,13 est versé au FEÉ.

Scénario 11 : Cas où SCGM présente un gain de productivité qui sert partiellement à compenser une dette accumulée en début d'année et réalise un trop-perçu. Dans ce cas, les gains de productivité de 4 servent d'abord à réduire la dette que SCGM avait contractée pour des dépassements antérieurs. Le 4, intégré dans les tarifs de l'année, bénéficie donc en entier aux clients sans partage avec le fonds parce que les dépassements sont absorbés à 100% par les clients. En début d'année, il reste donc une dette de 1. Le trop-perçu de 5 sert ensuite d'abord à éponger la dette de 1 (donc remis entièrement aux clients) et le 4 résiduel est partagé 2/3 clients et 1/3 SCGM. De la part des clients de 3,67, 2,81 (0,73 clients industriels et 2,08 clients PMD) est porté à un compte de frais reporté et intégré aux tarifs l'année suivante. Enfin, 0,85 est versé au FEÉ.

Note : Les scénarios présument d'un poids relatif de 20 % des clients industriels dans les revenus de transport, équilibrage et distribution. Ce pourcentage variera selon les résultats réels. Les scénarios sont indépendants les uns des autres.