

RAPPORT ANNUEL

2002

RÉGIE DES SERVICES PUBLICS

Monsieur Gregory F. Selinger
Ministre des Finances
Palais législatif, bureau 103
Winnipeg (Manitoba)
R3C 0V8

Monsieur le ministre,

Conformément aux dispositions du paragraphe 109(1) de la *Loi sur la Régie des services publics*, j'ai le privilège de vous présenter le quarante-troisième rapport annuel de la Régie, pour l'année se terminant le 31 décembre 2002.

Je tiens à remercier le personnel, les conseillers et mes collègues membres de la Régie pour leur dévouement constant envers les activités de la Régie.

C'est avec mes respects, Monsieur le ministre, que je vous sou mets ce document.

G. D. Forrest
Président

TABLE DES MATIÈRES

	PAGE
RESPONSABILITÉS DE LA RÉGIE	1
MEMBRES DE LA RÉGIE.....	2
SOMMAIRE DES ACTIVITÉS DE LA RÉGIE	
Réunions de la Régie	3
Jours d’audiences publiques	3
Jours de conférences préliminaires	3
Ordonnances rendues	3
DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL	
Centra Gas Manitoba Inc.	4
Gladstone Austin Natural Gas Co-op Ltd.	22
Swan Valley Gas Corporation.....	24
Achat direct de gaz naturel.....	25
DISTRIBUTION DE GAZ PROPANE	
Stittco Utilities Man Ltd.	26
INTERRUPTION ET REPRISE DE SERVICE	28
LOI SUR LES GAZODUCS.....	31
HYDRO-MANITOBA.....	32
SOCIÉTÉ D’ASSURANCE PUBLIQUE DU MANITOBA	34
LOI SUR LES MUNICIPALITÉS	40
LOI SUR LA PROTECTION DES VOIES PUBLIQUES	41
LOI SUR LES ARRANGEMENTS PRÉALABLES DE SERVICES DE POMPES FUNÈBRES.....	42
LOI SUR LES CIMETIÈRES.....	43
INFORMATION FINANCIÈRE.....	44

RESPONSABILITÉS

La Régie des services publics (la Régie) est un organisme quasi judiciaire autonome qui fonctionne sous l'autorité de l'Assemblée législative du Manitoba. Bien que la *Loi sur la Régie des services publics* ait été promulguée en 1959, la Régie réglemente les services fournis en vertu d'autres lois depuis 1912.

La régie est responsable de la réglementation des services publics définis dans la *Loi sur la Régie des services publics*, c'est-à-dire Centra Gas Manitoba Inc., Stittco Utilities Man Ltd., Gladstone, Austin Natural Gas Co-op Ltd., Swan Valley Gas Corporation, tous les fournisseurs d'énergie et la plupart des services d'eau et d'égout de la province.

La Régie est aussi responsable de la réglementation des primes d'assurance exigées par la Société d'assurance publique du Manitoba pour les conducteurs et les véhicules ainsi que des taux imposés par Hydro Manitoba conformément à la *Loi sur l'examen public des corporations de la Couronne et l'obligation redditionnelle de celles-ci*. D'autres lois définissent les responsabilités de la Régie en matière de réglementation et de décision :

Loi sur la distribution du gaz dans la conurbation de Winnipeg

Loi sur la répartition du gaz

Loi sur les arrangements préalables de services de pompes funèbres

Loi sur les cimetières

Loi sur la Ville de Winnipeg (ententes sur le transport de personnes)

Loi sur la Commission des services d'approvisionnement en eau du Manitoba (appels)

Loi sur la protection des voies publiques (appels)

La Régie est aussi chargée de l'administration de la *Loi sur les gazoducs*, qui l'oblige à autoriser la construction et la mise en service de tous les gazoducs du Manitoba.

MEMBRES DE LA RÉGIE

Liste des membres de la Régie en date du 31 décembre 2002 :

G. D. Forrest, président
R. A. Mayer, c.r., vice-président
D. Côté
M. Girouard
E. Jorgensen
Dr. K. Avery Kinev
S. Proven
Mario J. Santos

SOMMAIRE DES ACTIVITÉS DE LA RÉGIE

RÉUNIONS ET AUDITIONS DE LA RÉGIE

Réunions de la Régie	27
Jours d'audiences publiques	38
Auditions d'appel	
Interruption de service	0
<i>Loi sur la protection des voies publiques</i>	3
Distribution de gaz par la municipalité	36
Jours de conférences préliminaires	3

ORDONNANCES RENDUES

Au cours de l'année se terminant le 31 décembre 2002, 222 ordonnances ont été rendues :

Industries réglementées :

Services d'eau et d'égout	75
Hydro-Manitoba	75
Services de gaz naturel et de propane	24
Interruption et reconnection	0
Société d'assurance publique du Manitoba	8
Ville de Winnipeg (transport)	0
<i>Loi sur la protection des voies publiques</i>	2
<i>Loi sur les cimetières</i>	4
Appels, distribution de gaz par la municipalité	34

Nota - Des copies des décisions de la Régie des services publics du Manitoba sont fournies par la Régie sur demande.

DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL

CENTRA GAS MANITOBA INC.

DEMANDE D'ORDONNANCE EX PARTE PROVISOIRE PRÉSENTÉE PAR CENTRA GAS MANITOBA INC. À LA RÉGIE DES SERVICES PUBLICS, VISANT À AUTORISER ET À APPROUVER DES MODIFICATIONS AUX CONDITIONS DE SERVICE DE L'ENTREPRISE – Ordonnance 14/02 – 30 janvier 2002

Pour mettre sur pied le Service de transport de l'Ouest (STO) et le Service de facturation et de perception d'organisme connexe (SFPO), la Régie a approuvé des modifications aux conditions de Centra Gas Manitoba Inc. (« Centra ») par l'ordonnance 49/00 du 30 mars 2000. La Régie a approuvé d'autres modifications aux conditions de Centra, relativement au paiement à la date d'échéance et aux suppléments de retard, en vertu de l'ordonnance 154/00 du 5 décembre 2000.

Le 26 octobre 2001, Centra a demandé à la Régie une ordonnance ex parte provisoire pour l'autorisation et l'approbation de modifications proposées aux conditions existantes, qui entreraient en vigueur à compter du 1^{er} novembre 2001. Centra a fait valoir que les modifications proposées que voici étaient nécessaires pour préciser et améliorer des clauses d'offres de service du STO et du SFPO, afin de rendre compte de la situation actuelle et d'intégrer d'autres modifications exigées par la Régie en vertu d'ordonnances antérieures :

1. prolonger la période de traitement des inscriptions au STO, qui passerait de 30 à 45 jours;
2. établir des lignes directrices de facturation et de règlement conformes aux modalités

- de prestation du STO et du SFPO;
3. modifier la valeur des emprunts de gaz reportés dans le cadre du rapprochement financier annuel des services assujettis au STO et effectués par les courtiers, en présence ou non d'une entente contractuelle de SFPO;
4. modifier les exigences de crédit que doivent respecter les courtiers pour participer au STO;
5. substituer toutes les mentions de « facture » par le terme « relevé de compte » concernant le STO et le SFPO;
6. modifier des articles relatifs au caractère non plus obligatoire mais facultatif du SFPO offert aux clients du petit secteur des services généraux et du grand secteur des services généraux, à partir du 1^{er} mai 2001;
7. modifier des articles pour rendre compte de la suppression de l'option d'achat ou de vente d'un service de livraison interruptible, à compter du 1^{er} novembre 2001, en vertu d'une ordonnance antérieure de la Régie;
8. modifier des articles afin de rendre compte de l'arrêt du service d'achat et de vente à compter du 1^{er} novembre 2002, sous réserve de l'application des dispositions de droits acquis de l'ordonnance 78/01;
9. réviser l'ensemble des conditions afin de garantir l'uniformité des formulations et des chiffres, et de préciser certaines clauses des conditions de service.

La Régie n'a pas été convaincue qu'il y avait lieu de prolonger la période de traitement de l'inscription au STO, et de la faire passer de 30 à 45 jours. La Régie a approuvé les autres modifications des conditions de service demandées par Centra.

**DEMANDE DE CENTRA GAS
MANITOBA INC. VISANT UNE
ORDONNANCE PROVISOIRE
D'AUTORISATION DE TARIFS DE
VENTE DE GAZ D'INVENTAIRE,
POUR TOUT LE GAZ CONSOMMÉ À
PARTIR DU 1^{er} FÉVRIER 2002 —
Ordonnance 15/02 du 30 janvier 2002.**

Le 12 décembre 2001, Centra a présenté à la Régie une demande d'autorisation visant une tarification provisoire pour ses ventes de gaz naturel, à compter du 1^{er} février 2002 et devant demeurer en vigueur jusqu'à l'émission d'une autre ordonnance par la Régie.

Centra a également demandé à la Régie d'autoriser un avenant tarifaire pour écouler aux volumes normalisés au cours des 12 prochains mois son compte d'écart pour achat de gaz d'inventaire (PGVA) estimatif au 31 janvier 2002.

Conformément aux exigences de la Régie, Centra a déposé le 22 janvier une révision de sa demande initiale.

L'augmentation remarquable des coûts de gaz d'inventaire de Centra en 2000 s'explique surtout par un déséquilibre entre l'offre et la demande, une demande anormalement élevée en raison d'une économie nord-américaine très dynamique, et un temps anormalement froid en novembre et en décembre. Cela a entraîné un prix du gaz qui dépassait 13,00 \$ par gigajoule (GJ) en janvier 2001. Après ce sommet, le prix a chuté abruptement en raison d'un temps printanier précoce en 2000-2001. Les prix ont continué de chuter au printemps et à l'été de 2001, et cette tendance a persisté pendant l'automne. Ce mouvement à la baisse s'explique par les attentes du marché d'un ralentissement économique, ce qui entraînerait une demande plus faible, des

stocks de gaz naturel plus importants, des volumes courants élevés de réserves de gaz entreposées, ainsi que l'adoption d'autres sources d'énergie, en réaction aux prix inhabituellement élevés du gaz naturel l'hiver précédent. Les prix du gaz naturel se sont stabilisés dans les derniers mois de 2001 et au début de 2002. Centra a procédé à une opération de couverture pour ramener la protection des prix à 50 % des volumes admissibles du contrat avec TCE/Mirant pour la période comprise entre novembre 2001 et octobre 2002.

Le 14 novembre 2001, Centra a utilisé d'autres dérivatifs financiers pour 40 % supplémentaires des achats prévus aux termes du contrat TCE/Mirant, relativement aux volumes de gaz naturel pour la période comprise entre décembre 2001 et octobre 2002.

En plus de la modification du tarif de base du gaz d'inventaire correspondant au coût du gaz naturel de l'Ouest canadien, Centra a demandé l'autorisation d'imposer un avenant tarifaire pour le remboursement d'un solde de compte d'écart pour achat de gaz d'inventaire au 31 janvier 2002, dont l'estimation se chiffrait à 10 259 161 \$, soit une somme que Centra devait à ses clients.

Conformément aux exigences de la Régie, Centra a déposé le 22 janvier 2002 une fourchette de prix à terme modifiée. Cette fourchette de prix pour la période comprise entre le 1^{er} février 2002 et le 31 janvier 2003, fondée sur les prix de clôture au 17 janvier 2002 et redressée pour rendre compte des effets de couverture, se situait à 3,182 \$/GJ, comparativement à 4,255 \$/GJ, soit le prix mentionné dans la demande du 12 décembre 2001. Centra a également mis à jour ses coûts pour le projet Nova et les écarts avec AECO/Empress de manière à rendre compte

des coûts unitaires réels et prévus révisés. Centra a aussi révisé les coûts du gaz naturel par rapport à ceux déclarés dans sa demande initiale, dans le but de refléter les opérations de couverture depuis le 25 mai 2001. En ce qui concerne les transactions du 25 mai et du 4 octobre 2001, les coûts globaux ont été abaissés pour refléter les volumes estimatifs de l'option d'achat ou de vente. Ces réductions ont totalisé 1 191 228 \$.

L'autre modification majeure se rapportait aux tunnels à prime zéro mis en place par Centra le 14 novembre 2001, pour les volumes produits entre les mois de février et d'octobre 2002. Les effets totaux estimés se chiffraient à 12 629 065 \$, comparativement au montant de 9 436 977 \$ indiqué dans la demande initiale. Sur le plan des coûts unitaires, les retombées révisées de toutes les opérations de couverture sont passées de 0,191 \$/GJ à 0,256 \$/GJ.

Compte tenu du taux d'incorporation de 100 %, les coûts en carburant, les frais généraux et les coûts d'entreposage du gaz naturel ont produit un coût de gaz d'inventaire enchâssé dans le tarif de vente de base de 0,1558 \$ le mètre cube, comparativement à la demande initiale, qui s'établissait à 0,170 \$ le mètre cube.

Le tarif du gaz d'inventaire facturé au 1^{er} février 2002 demandé par Centra était de 0,1477 \$ le mètre cube, comparativement au tarif facturé demandé initialement de 0,1620 \$ le mètre cube.

Selon la fourchette de prix révisée et les autres modifications, le tableau ci-dessous donne des précisions sur les diminutions des autres tarifs de gaz naturel facturés chaque année aux différentes catégories de clients.

INCIDENCES ANNUELLES DE LA DEMANDE RÉVISÉE SUR LES MONTANTS FACTURÉS AUX CLIENTS DE CENTRA

Catégorie de client	Faible	Élevé
SGS*	-1,9 %	-2,1 %
LGS**	-2,0 %	-2,5 %
HVF***	-2,5 %	-2,7 %
Réseau principal	-2,7 %	-2,9 %
Service interruptible	-2,5 %	-2,7 %

*SGS – Petit secteur des services généraux

**LGS – Grand secteur des services généraux

***HVF – Entreprise à fort volume

Le 23 octobre 2001, Centra a présenté à la Régie un rapport d'évaluation de solutions de rechange à une fourchette de prix à terme de 12 mois, pour la prévision des prix du gaz, en plus de recommander que Centra continue à utiliser la fourchette actuelle de prix à terme de 12 mois, assortie de la possibilité de réviser le prix à terme avant la mise en place d'un nouveau tarif.

La Régie a ordonné à Centra d'observer la marche à suivre actuelle, jusqu'à l'émission d'une nouvelle ordonnance.

Le tableau que voici donne un résumé des coûts du gaz naturel et de leurs incidences sur les clients, ce qui comprend la demande révisée de Centra, présentée le 1^{er} février 2002.

Date	Coût du gaz Période de 12 mois	Montant facturé au client	Changement en pourcentage
1 ^{er} novembre 2000	6,451 \$/GJ	1,123 \$	14,9 %
1 ^{er} février 2001	9,251 \$/GJ	1,381 \$	23,0 %
1 ^{er} août 2001	5,517 \$/GJ	1,233 \$	-3,4 %
1 ^{er} novembre 2001	3,974 \$/GJ	1,147 \$	-6,9 %
1 ^{er} février 2002	3,812 \$/GJ	1,124 \$	-2,0 %

**DEMANDE DE CENTRA GAS
MANITOBA INC. VISANT À
MODIFIER L'ORDONNANCE DE LA
RÉGIE 168/01 par l'ordonnance 44/02 –
13 mars 2002**

Le 8 février 2002, Centra a présenté une demande pour modifier l'ordonnance 168/01 « concernant le calendrier de présentation de la prochaine demande tarifaire générale de Centra ». Centra a fait valoir que l'entreprise ne pouvait plus respecter le calendrier stipulé dans l'ordonnance 168/01, à la suite d'événements survenus depuis l'émission de cette ordonnance, c'est-à-dire :

1. L'élargissement de la portée de l'audience sur la révision de la situation d'Hydro-Manitoba, car de l'avis d'Hydro-Manitoba, l'audience initiale n'a pas permis d'aborder le caractère raisonnable des tarifs actuels de l'électricité vendue par Hydro-Manitoba.
2. Le rééchelonnement du début des audiences d'Hydro-Manitoba, qui commenceront le 15 avril 2002, au lieu du 11 mars 2002, la date initialement proposée.
3. Au départ, les audiences d'Hydro-Manitoba devaient durer deux semaines, mais elles auront maintenant lieu jusqu'en mai ou juin 2002.
4. Les audiences d'Hydro-Manitoba ont attiré au moins huit intervenants, ainsi que 12 témoins possibles des intervenants.
5. Hydro-Manitoba a reçu un nombre important de demandes de renseignements auxquelles doit répondre le personnel d'Hydro-Manitoba, ce qui comprend un examen de ces questions par la haute direction.

Centra a fait valoir que l'entreprise n'avait pas les ressources voulues pour produire simultanément une demande visant deux tarifs, et qu'elle ne pouvait préparer comme il se doit une demande tarifaire générale avant la fin des audiences d'Hydro-Manitoba. Centra a par ailleurs suggéré que les intervenants pourraient aussi manquer de ressources.

Centra a proposé d'apporter les changements que voici au calendrier indiqué dans l'ordonnance 168/01 :

1. Centra présentera dès que possible une demande sur le coût du gaz autre que le gaz d'inventaire pour l'exercice 2002-2003, au cours d'une audience publique devant débiter en juin 2002. Cette demande visera les tarifs de gaz supplémentaire, les tarifs de transport du gaz aux installations de Centra, et l'élément de gaz non comptabilisé des tarifs de distribution du gaz naturel aux clients. Du reste, si la Régie se trouvait dans l'impossibilité de consentir à ce calendrier, la date de dépôt de la demande pourrait être reportée jusqu'en septembre 2002, l'audience devant alors débiter en décembre 2002.
2. La demande de tarif pour le gaz autre que le gaz d'inventaire comprendrait les éléments suivants :
 - un examen des coûts du gaz autre que le gaz d'inventaire et les soldes de compte reportés au 31 mars 2002;
 - un examen des coûts estimatifs du gaz autre que le gaz d'inventaire du 1^{er} avril 2002 au 31 mars 2003;
 - une demande de confirmation des ordonnances provisoires en vigueur émises par la Régie depuis la demande tarifaire générale de 1998;
 - un examen des réponses de Centra aux directives antérieures de la Régie, relativement à la politique en matière de couverture de dérivatifs financiers, au programme de formation sur la couverture de dérivatifs financiers, à la

valeur du rapport de clients susceptibles de subir une interruption de service, à l'analyse révisée de « page blanche », et à l'étude comparative des tarifs de plusieurs services publics.

3. Après la réunion du conseil d'administration de Centra de novembre 2002, Centra déposera une demande tarifaire générale qui reposera sur l'exercice de référence 2003-2004 et demandera qu'une audience débute au printemps 2003.

Les projections financières intégrées actuelles de Centra (« CGM01-1 »), établies selon un scénario de conditions météorologiques normales, indiquent que Centra atteindra le seuil de rentabilité en 2001-2002 et enregistrera une perte de 5 millions de dollars en 2002-2003. Le conseil d'administration de Centra était disposé à accepter les pertes prévues pour 2002-2003, compte tenu des fortes augmentations du coût du gaz qu'ont dû absorber les clients au cours des dernières années. Centra a prévu également atteindre un seuil de rentabilité en 2003-2004, en supposant une augmentation générale de son revenu de 1,9 %. Selon les CGM01-1, on s'attend à l'heure actuelle à des augmentations du revenu de l'ordre de 0,5 % pour chaque année subséquente après 2003-2004.

L'estimation actuelle des résultats réels pour l'exercice 2001-2002 indique que Centra enregistrera une perte se situant entre 6 et 10 millions de dollars. En raison de cette perte prévue, Centra a indiqué que l'augmentation tarifaire demandée en 2003-2004 pourrait être légèrement plus élevée que la hausse de 1,9 % mentionnée dans les CGM01-1.

Malgré les pertes envisagées en 2001-2002 et en 2002-2003, Centra demeurait convaincue qu'il y allait du meilleur intérêt des clients d'éviter d'avoir une demande tarifaire générale en 2002-2003, alors qu'aucune augmentation tarifaire n'était sollicitée. Centra a par ailleurs

précisé qu'il serait sans doute plus judicieux d'incorporer ces coûts si Centra demandait une augmentation générale des tarifs, ce qui devrait se produire pendant l'exercice de référence 2003-2004.

Centra a indiqué qu'elle n'entendait pas combiner la réduction des coûts du gaz et le changement des tarifs de distribution qui pourraient découler d'une demande tarifaire générale.

La Régie a relevé que cette demande de Centra allait beaucoup plus loin qu'une simple demande d'un nouveau calendrier de présentation, comme le laissait entendre Centra. En plus des changements demandés dans le calendrier, Centra envisage également un changement du mécanisme d'examen des coûts du gaz autre que le gaz d'inventaire, et ce, séparément de l'examen des tarifs de distribution, de même qu'un changement de l'exercice de référence de la demande tarifaire générale, la faisant passer de l'exercice 2002-2003 à l'exercice 2003-2004.

L'ordonnance 168/01 de la Régie prévoyait en partie que les exigences de dépôt de la demande tarifaire générale de Centra, conformément à l'ordonnance 106/01, demeureront les mêmes. Il était par ailleurs stipulé que Centra, dans un esprit de bonne volonté, aidera la Régie à s'acquitter de ses obligations réglementaires.

Compte tenu de ces réductions de coût, les tarifs supplémentaires, de transport et de distribution changeront. Selon Centra, cela entraînera une réduction des tarifs de l'ordre de 7,9 % pour les clients résidentiels et de 9,3 % à 21 % pour les clients qui sont de plus grands consommateurs.

Afin que tous les clients reçoivent le plus tôt possible les retombées de ces réductions tarifaires, la Régie a approuvé cet aspect de la demande de modification de l'ordonnance 168/01, et a demandé à Centra

de déposer immédiatement à la Régie sa demande relative au coût du gaz naturel pour l'exercice 2002-2003.

Il s'est écoulé beaucoup de temps depuis la dernière demande tarifaire générale et un certain nombre d'événements sont survenus en rapport avec l'acquisition de Centra par Hydro-Manitoba le 1^{er} août 1999. Ces importantes considérations ont conféré une importance particulière à cette demande tarifaire générale.

La Régie a eu à composer avec les intérêts divergents des diverses parties, de même qu'avec la question de l'efficacité inhérente à une audience publique.

La Régie a remarqué que Centra a décidé au début novembre de ne pas déposer de demande tarifaire générale.

La Régie a noté par ailleurs que le tarif de distribution du gaz vendu correspond à 25 % du tarif de base total et il appert que certains des problèmes qui se posent toujours seront au moins abordés dans une audience publique traitant de l'intégration, qui débiterait en avril 2002. La Régie était du reste préoccupée par le fait que Centra envisageait une perte se situant entre 6 et 10 millions de dollars pour l'exercice se terminant le 31 mars 2002, et une autre perte de 5 millions de dollars pour l'exercice se terminant le 31 mars 2003.

Même si aucune augmentation tarifaire n'était demandée, ce seul fait ne peut autoriser quiconque à conclure que les coûts de Centra n'augmentaient pas ou demeuraient raisonnables. En vérité, la Régie s'inquiétait de la volonté exprimée par Centra de reporter un besoin éventuel d'augmenter les tarifs et d'enregistrer des pertes d'exploitation, à récupérer ultérieurement. Même si la Régie ne peut préjuger de ces frais d'exploitation, il y a lieu d'examiner dès que possible le caractère judicieux de cette approche, à défaut de quoi des iniquités entre divers producteurs

d'énergie pourraient s'ensuivre. En outre, de l'argent est actuellement recueilli grâce à des tarifs correspondant aux volets des coûts de service, par exemple l'impôt sur le revenu et le taux de rendement des dividendes versés aux actionnaires lorsque Centra appartenait à des intérêts privés. Il n'y a eu aucun examen ultérieur de ces sommes ou de la réaffectation de ces fonds. Certes, de nombreuses questions exigent un examen, mais, sauf en ce qui a trait aux questions des divers producteurs d'énergie, la Régie ne disposait d'aucune indication claire voulant que les tarifs en vigueur étaient injustes ou déraisonnables et qu'un report de la demande tarifaire générale causerait un préjudice aux consommateurs de gaz.

La Régie a approuvé la demande de modification de l'ordonnance 168/01, relative au calendrier de la demande tarifaire générale et à l'exercice de référence. La Régie a prié Centra de lui présenter au plus tard le 1^{er} décembre 2002 une demande tarifaire générale détaillée, en regard de l'exercice de référence 2003-2004, et ce, peu importe qu'un changement de tarif soit ou non demandé.

DEMANDE DE CENTRA GAS MANITOBA INC. VISANT UNE ORDONNANCE D'AUTORISATION PROVISOIRE : 1. DE TARIFS DE VENTE DE GAZ D'INVENTAIRE POUR TOUT LE GAZ NATUREL CONSOMMÉ À PARTIR DU 1^{er} MAI 2002; 2. LA SUPPRESSION DES AVENANTS TARIFAIRES EN VIGUEUR, IMPOSÉS LE 1^{er} JUIN 2001, EN VERTU DES ORDONNANCES 91/01 ET 94/01 POUR LES TARIFS SUPPLÉMENTAIRES, DE TRANSPORT AUX INSTALLATIONS DE CENTRA ET DE DISTRIBUTION AUX CLIENTS – Ordonnance 77/02 – 3 mai 2002

Le 26 mars 2002, Centra a demandé à la Régie d'autoriser des tarifs majorés de vente de gaz d'inventaire à compter du 1^{er} mai 2002.

Centra a déposé des renseignements révisés sur les prix à terme au 17 avril 2002, cette information reflétant une augmentation soutenue des coûts du gaz d'inventaire.

Centra a aussi demandé la suppression de certains avenants tarifaires visant d'autres gaz que le gaz d'inventaire, approuvés par la Régie en vertu des ordonnances 91/01 et 94/01. Le solde de ces comptes de coûts reportés du gaz autre que le gaz primaire était estimé au 31 mars 2002 à environ 16,2 millions de dollars revenant aux clients.

Le tarif actuel du gaz d'inventaire, en vigueur depuis le 1^{er} février 2002, comprenait un coût primaire du gaz de 3,556 \$/GJ, reposant sur la fourchette de prix à terme du 17 janvier 2002. Dans sa demande présentée le 26 mars, Centra établissait un coût primaire du gaz de 4,178 \$/GJ, en regard de la fourchette de prix à terme du 1^{er} mars 2002, alors que les renseignements révisés de l'entreprise faisaient état d'un coût prévu du gaz de 5,209 \$/GJ, selon la fourchette de prix à terme du 17 avril 2002. Cela indiquait que le marché enregistrait des augmentations du coût prévu du gaz de plus de 45 % depuis le 17 janvier 2002.

La Régie a observé que l'Association des consommateurs du Canada inc. (Manitoba), la Manitoba Society of Seniors et la société Municipal Gas ont prié instamment la Régie de continuer d'utiliser les renseignements les plus récents disponibles pour fixer les tarifs. Tout en concédant que cela pourrait produire une plus grande instabilité des tarifs, les deux parties ont suggéré que l'usage continu de renseignements à jour permettrait de mieux refléter les prix et la situation du marché.

La Régie a ordonné à Centra de se départir immédiatement du compte d'écart pour achat

de gaz d'inventaire, dont la valeur était évaluée à 2,27 millions de dollars, ainsi que des comptes des coûts reportés de gaz autre que le gaz primaire, évalués à environ 16,2 millions de dollars et qui revenaient aux consommateurs.

Dans cette décision, la Régie a prié Centra de déposer à la Régie pour approbation, sa grille de tarifs révisés et les renseignements relatifs aux effets sur les clients, en vigueur à compter du 1^{er} mai 2002. Cette information devait rendre compte des éléments suivants :

- a) le prix à terme le plus actuel, au 17 avril 2002;
- b) le remboursement du solde du compte d'écart pour achat de gaz d'inventaire, au 30 avril 2002, évalué à environ 2,27 millions de dollars, et le remboursement du solde des coûts en gaz autre que le gaz d'inventaire, au 30 avril 2002, soit un montant d'environ 16,2 millions de dollars;
- c) l'abrogation des avenants tarifaires en vigueur visant les coûts de gaz autre que le gaz d'inventaire, imposés en vertu des ordonnances 91/01 et 94/01.

APPROBATION DE TARIFS PROVISOIRES DE VENTE DE GAZ D'INVENTAIRE POUR TOUT LE GAZ NATUREL CONSOMMÉ À PARTIR DU 1^{er} MAI 2002, CONFORMÉMENT AUX ORDONNANCES 77/02 et 79/02 DE LA RÉGIE – 3 mai 2002

Le 3 mai 2002, par l'ordonnance 77/02, la Régie a prié Centra de déposer sa grille de tarifs révisés et ses calculs d'incidences sur les clients, relativement aux tarifs devant entrer en vigueur pour tout le gaz naturel consommé à partir du 1^{er} mai 2002.

Centra a présenté les renseignements exigés le 3 mai 2002. La Régie a approuvé la grille de tarifs présentée par Centra.

La fourchette de prix à terme de 12 mois, y compris les incidences de la gestion des prix, comprenait un prix plancher de 3,812 \$/GJ en février 2002 et un prix plafond de 9,251 \$/GJ le 1^{er} février 2001. Compte tenu de la date butoir du 1^{er} mai 2002, les tarifs étaient fondés sur un prix de 5,084 \$/GJ. Les tarifs facturés à compter du 1^{er} mai 2002 rendent compte d'un coût du gaz d'inventaire et d'un avenant tarifaire pour le compte d'écart d'achat de gaz d'inventaire de l'ordre de 0,1956 \$ par mètre cube. Le tarif total facturé, y compris l'avenant tarifaire du compte d'écart d'achat de gaz, s'établit à 0,2319 \$ le mètre cube.

Le tableau ci-dessous donne un aperçu de l'augmentation estimative des factures annuelles de gaz naturel de diverses catégories de clients, selon des tarifs de vente de gaz facturés au 1^{er} février 2002.

Catégorie de client	Faible	Élevé
SGS	8,3 %	9,7 %
LGS	8,2 %	10,5 %
HVF	14,2 %	15,1 %
Réseau principal	14,9 %	17,3 %
Service interruptible	3,8 %	4,1 %

Le tableau ci-dessous donne un aperçu des montants annuels facturés à un consommateur résidentiel caractéristique, selon des coûts estimatifs à terme pour une période de 12 mois (ce qui comprend des activités de gestion des prix), ainsi que les incidences connexes sur le client résidentiel caractéristique.

Date du changement tarifaire	Montant annuel facturé au client	Changement en pourcentage du montant facturé
1 ^{er} novembre 2000	1 123 \$	14,9 %
1 ^{er} février 2001	1 381 \$	23,0 %
1 ^{er} août 2001	1 233 \$	-3,4 %
1 ^{er} novembre 2001	1 147 \$	-6,9 %
1 ^{er} février 2002	1 124 \$	-2,0 %
1 ^{er} mai 2002	1 225 \$	9,0 %

DEMANDE D'ORDONNANCE EX PARTE PROVISOIRE DE CENTRA GAS MANITOBA INC. PRÉSENTÉE AUPRÈS DE LA RÉGIE : 1. AUTORISATION D'UNE MODIFICATION DE L'ENTENTE DE CONCESSION EN VIGUEUR ENTRE CENTRA GAS MANITOBA INC. ET LA MUNICIPALITÉ RURALE DE ROCKWOOD; 2. APPROBATION DE L'ÉTUDE DE RENTABILITÉ DE L'EXPANSION D'UN SERVICE DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL À TROIS CLIENTS DANS LA MUNICIPALITÉ RURALE DE ROCKWOOD - Ordonnance 134/02 – 30 juillet 2002

Le 28 juin 2002, Centra a demandé une approbation ex parte provisoire de la Régie et l'autorisation de modifier l'entente de concession en vigueur entre Centra et la municipalité rurale de Rockwood (« Rockwood »), ainsi que l'approbation ex parte provisoire d'une étude de rentabilité visant l'expansion du réseau de distribution de Centra, dans le but de servir deux clients commerciaux et un client résidentiel dans la zone de concession élargie.

À l'heure actuelle, Centra dispose d'une entente de concession avec Rockwood qui

visait une partie de la municipalité. On a demandé à Centra d'étendre d'ici l'été 2002 le service de distribution de gaz naturel à un établissement commercial situé dans le quadrant S-E de la section 22, le canton 16, le rang 2 à l'est du méridien principal, et au sud de la zone de concession actuelle. De plus, un autre client commercial et un client résidentiel habitant le même quartier ont demandé le raccordement au service de distribution de gaz naturel. En tout, deux clients commerciaux et cinq clients résidentiels pourraient être servis par ce projet d'expansion du réseau et tous sont situés dans la zone du quadrant S-E de la section 22, du canton 16 et du rang 2 à l'est du méridien principal.

En tout, trois clients ont apposé leur signature et sont visés par l'étude de rentabilité. La consommation annuelle estimée de 31 333 mètres cubes se fonde sur l'information tirée du matériel et une charge de superficie, en ce qui concerne les clients commerciaux, tandis que la consommation annuelle des clients résidentiels estimée à 2 833 mètres cubes correspond à la moyenne de la catégorie du petit secteur de service général, en usage dans toutes les demandes d'expansion récentes.

Les coûts d'immobilisations du projet sont évalués à 18 488 \$ et seront engagés au cours des trois premières années.

La Régie a approuvé par ordonnance ex parte provisoire la demande de modification de l'entente de concession en vigueur et l'étude de rentabilité présentée par Centra.

DEMANDE DE CENTRA GAS MANITOBA INC. CONCERNANT : 1. L'APPROBATION FINALE DE DIVERS COÛTS DE GAZ; 2. L'APPROBATION DE TARIFS DE VENTE, DEVANT ENTRER EN VIGUEUR LE 1^{er} AOÛT 2002, SELON DES COÛTS PRÉVUS DU GAZ AUTRE QUE LE GAZ D'INVENTAIRE POUR 2002-2003; 3. L'APPROBATION DE LA REMISE DE DIVERS SOLDES DE COMPTES DE COÛTS DE GAZ REPORTÉS; 4. L'APPROBATION DE LA DETTE INTERSOCIÉTÉS; 5. L'APPROBATION FINALE DES MESURES PRISES EN RÉPONSE À DIVERSES ORDONNANCES EX PARTE ET DIRECTIVES ANTÉRIEURES DE LA RÉGIE – Ordonnance 135/02 – 31 juillet 2002

Centra a présenté sa demande à la Régie le 14 mars 2002 et a produit une demande révisée le 22 mai 2002. Dans sa demande révisée, Centra demandait ce qui suit :

1. L'approbation de tarifs de gaz supplémentaires, de transport (jusqu'aux installations de Centra) et de distribution (aux clients) que facturera Centra, en échange du gaz vendu, transporté et distribué à ses clients, ces tarifs visant tout le gaz consommé à partir du 1^{er} août 2002. Le seul volet du tarif de distribution de gaz abordé par Centra dans sa demande visait le gaz non comptabilisé.
2. L'approbation finale des coûts du gaz pour les périodes comprises entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2000, et le 1^{er} janvier et le 31 mars 2001, ainsi que les

divers comptes d'écart d'achat de gaz (« PGVA » - excluant les PGVA de gaz d'inventaire), et les soldes du compte de coûts de gaz reportés au 31 mars 2001.

3. L'approbation finale des coûts du gaz pour la période comprise entre le 1^{er} avril 2001 et le 31 mars 2002, ainsi que les soldes du compte de coûts de gaz reportés au 31 mars 2002.
4. L'approbation de la remise des comptes d'écart d'achat de gaz autre que le gaz d'inventaire et les soldes du compte de coûts de gaz reportés accumulés au 31 mars 2002, plus les coûts de possession jusqu'au 31 juillet 2002.
5. L'approbation de la création de deux comptes de coûts reportés, visant à refléter l'incidence de l'impôt sur le capital sur les comptes de coûts du gaz reportés pour les exercices terminés le 31 mars 2001 et le 31 mars 2002 (y compris les coûts de possession), ainsi que l'établissement d'un compte de coûts reportés, devant refléter les effets de l'impôt sur le capital aux prochains exercices, à partir du 1^{er} avril 2002.
6. L'approbation finale du tarif provisoire approuvé par la Régie en vertu de l'ordonnance 58/00, à facturer à l'ensemble des agents, des courtiers et des commercialisateurs pour la prestation d'un service de facturation et de perception d'organisme connexe.
7. L'approbation finale de l'ordonnance ex parte provisoire 154/00, visant la modification des conditions de service, relativement au paiement à la date d'échéance et aux suppléments de retard.
8. L'approbation finale des ordonnances ex parte provisoires 181/99, 109/00, 123/00, 140/00, 154/01, 164/01 et 172/01, relatives à l'autorisation de nouvelles

ententes de concession ou d'ententes de concession modifiées, d'études de rentabilité, et d'une grille des tarifs de raccordement au réseau de diverses municipalités rurales du Manitoba.

9. L'approbation finale des ordonnances ex parte provisoires 18/01, 119/01, 170/01 et 15/02, relatives à l'approbation des tarifs trimestriels provisoires du gaz d'inventaire, en vigueur à compter du 1^{er} février 2001, et venant à échéance le 1^{er} février 2002.
10. L'approbation finale de l'ordonnance ex parte provisoire 14/02 visant la modification des conditions du Service de transport de l'Ouest et du Service de facturation et de perception d'organisme connexe.
11. L'approbation de frais que facturera Centra pour le rétablissement du service en dehors des heures normales de travail, à compter du 1^{er} août 2002.
12. L'approbation de la suppression des frais d'abandon de service, dans la grille des frais de gestion divers, faisant partie intégrante des conditions de service, ainsi que l'approbation d'une nouvelle définition de la «relocalisation de service», qui apparaît dans la grille des frais divers.
13. L'approbation de la perception de frais de base mensuels auprès de tous les clients, y compris les clients dont le service a été interrompu temporairement, est inactif ou inutilisé, à compter du 1^{er} août 2002, comme le mentionnent à l'heure actuelle les conditions de service.

Selon sa demande révisée, Centra a prévu pour l'exercice 2002-2003 des coûts en gaz autre que le gaz d'inventaire qui seraient d'environ 12,8 millions de dollars inférieurs au revenu produit par les tarifs actuels. En outre,

Centra a établi qu'au 31 mars 2002, les comptes d'écart pour achat de gaz et les autres soldes de comptes de coûts de gaz reportés (exception faite des PGVA de gaz d'inventaire) et les coûts de possession jusqu'au 31 juillet 2002, moins les revenus perçus par les avenants tarifaires en vigueur, constituaient une somme d'environ 17 millions de dollars, que Centra devait à ses clients.

En plus de l'information ci-dessus, Centra a fourni des précisions à des directives précédentes de la Régie, au sujet de l'étude tarifaire entre services publics, la politique sur la couverture des dérivatifs financiers et le programme de formation sur la couverture des dérivatifs financiers, le rapport d'étape sur l'analyse de portefeuille de « page blanche » sur l'offre de gaz de Centra, ainsi que sur un rapport traitant de la valeur des clients susceptibles de subir une interruption de service.

Le gaz naturel est une marchandise assujettie aux fluctuations du marché. Les prix du gaz naturel réagissent aux forces de l'offre et de la demande dans le marché non réglementé. Aux États-Unis et au Canada, il semble que les prix du gaz naturel se soient stabilisés au cours de la dernière année. En mars 2001, le prix du gaz naturel disponible se situait à environ 7,60 \$/GJ, tandis que le prix à terme au 22 avril 2002 utilisé par Centra dans ses prévisions pour l'exercice 2002-2003 était de 4,57 \$/GJ.

La Régie était d'avis que les coûts finaux du gaz pour les exercices 2000-2001 et 2001-2002 étaient raisonnables et convenables. La Régie a également estimé que les PGVA et les autres comptes de coûts du gaz reportés rendent compte des différences entre les montants des tarifs de vente et les coûts réels du gaz, exception faite des comptes d'impôt sur le capital reporté.

La Régie a signalé que l'impôt sur le capital est une question qui relève des besoins de revenu et qu'il n'y aurait pas lieu de l'envisager comme un coût du gaz. En outre, la Régie renvoie à une date ultérieure, probablement à l'automne 2002, en même temps que la prochaine demande tarifaire générale, tout autre examen des impôts sur le capital que paie Centra.

La Régie a établi que les prévisions de coûts du gaz de Centra pour l'exercice 2002-2003 étaient raisonnables et a donc approuvé les coûts prévus de gaz autre que le gaz d'inventaire de 80 012 875 \$.

Les consommateurs devraient connaître les retombées possibles sur le transport et les autres coûts qui peuvent être imposés, advenant une décision imminente de l'Office national de l'énergie (ONE) concernant une demande de coûts de TransCanada Pipelines Ltd. La Régie a demandé à Centra d'établir de nouveaux tarifs de transport si le besoin s'en faisait sentir en raison de la décision de l'ONE.

Outre les questions ci-dessus, la Régie a approuvé un certain nombre d'ordonnances provisoires sur le gaz d'inventaire et l'expansion du réseau en région rurale. La Régie a approuvé le financement de la dette intersociétés et des changements aux conditions de service de Centra.

Le tableau qui suit illustre les incidences annuelles de cette ordonnance sur les montants facturés aux clients, selon les tarifs en vigueur le 1^{er} mai 2002.

Catégorie de client	Incidence annuelle des tarifs
SGC	-2,0 à - 2,2 %
LGC	-2,4 à -3,0 %
HVF	-2,0 à -2,4 %
Réseau principal	-2,4 à - 31 %

Service interruptible	-3,0 à -3,4 %
-----------------------	---------------

DEMANDE DE CENTRA GAS MANITOBA INC. D'ORDONNANCE PROVISOIRE VISANT L'APPROBATION DE TARIFS DE VENTE DE GAZ D'INVENTAIRE, POUR TOUT LE GAZ CONSOMMÉ À PARTIR DU 1^{er} AOÛT 2002 – Ordonnance 136/02 – 31 juillet 2002

Le 14 juin 2002, conformément à l'ordonnance 99/01, Centra a présenté une demande à la Régie pour faire approuver des tarifs provisoires de vente de gaz d'inventaire, à partir du 1^{er} août 2002, et devant demeurer en vigueur jusqu'à l'émission d'une autre ordonnance de la Régie.

Centra a déposé à la Régie le 23 juillet 2002 une fourchette de prix à terme révisée, assortie de pièces justificatives et d'une grille des tarifs révisés. La fourchette de prix pour la période comprise entre le 1^{er} août 2002 et le 31 juillet 2003, aux prix de clôture du 17 juillet 2002, exclusion faite des retombées révisées de couverture, s'établissait à 4,526 \$/GJ, comparativement à 4,832 \$/GJ, soit le montant figurant dans la demande du 14 juin 2002. Les coûts du projet de Nova sont demeurés inchangés par rapport à la demande du 14 juin, tandis que les différences de prix AECO/Empress pour les mois d'août à octobre 2002 ont évolué, passant de 0,1400 \$/GJ à 0,145 \$/GJ, ces écarts correspondant aux prix unitaires réels révisés et aux prix unitaires prévus.

Centra a aussi révisé les coûts du gaz, comparativement aux coûts déclarés dans la demande initiale, en raison de transactions de couverture effectuées pour tenir compte des fourchettes de prix révisées.

L'incidence des transactions mentionnées ci-

dessus a été évaluée à 0,01580 \$/GJ.

En plus des transactions ci-dessus, Centra a effectué le 17 juillet 2002 une opération de couverture de 7 080 000 GJ pour les mois de mai, juin et juillet 2002.

En regard d'un taux d'incorporation de 100 %, les coûts en carburant, les frais généraux et les coûts de stockage du gaz produiraient un coût du gaz d'inventaire inclus dans le tarif de vente de base du gaz de 0,1842 \$/mètre cube, comparativement au coût de la demande initiale, qui se chiffrait à 0,1897 \$/mètre cube.

Il s'ensuit que le tarif du gaz d'inventaire facturé au 1^{er} août 2002, établi dans la demande révisée, et comprenant l'avenant tarifaire PDGR de 0,0363 \$/mètre cube, était de 0,215 \$/mètre cube, comparativement au tarif demandé le 14 juin de 0,2213 \$/mètre cube, et de 0,231 \$/mètre cube aux tarifs actuels.

Le tableau ci-dessous rend compte des changements survenus dans les montants facturés chaque année pour la consommation de gaz naturel de diverses catégories de clients, après l'inclusion dans les tarifs des courbes de prix à terme du 17 juillet 2002. Ces incidences découlaient des tarifs du 1^{er} mai 2002 pour le gaz d'inventaire, le gaz supplémentaire, le transport et la distribution.

INCIDENCES ANNUELLES SUR LES MONTANTS FACTURÉS AUX CLIENTS – DEMANDE RÉVISÉE

Catégorie de client	Diminution des montants facturés
SGS	-4,0 % à -4,3 %
LGS	-4,1 % à -5,1 %
HVF	-5,0 % à -5,5 %
Réseau principal	-5,3 % à -5,9 %
Service interruptible	-5,6 % à -6,0 %

DEMANDE DE CENTRA GAS MANITOBA INC. D'ORDONNANCE PROVISOIRE VISANT L'APPROBATION DE TARIFS DE VENTE DE GAZ D'INVENTAIRE POUR TOUT LE GAZ CONSOMMÉ À PARTIR DU 1^{er} NOVEMBRE 2002 – Ordonnance 188/02 – 5 novembre 2002

Le 20 septembre 2002, Centra a demandé à la Régie d'approuver la prorogation des tarifs de vente provisoires approuvés de gaz d'inventaire, à compter du 1^{er} novembre 2002, ces tarifs devant demeurer en vigueur jusqu'à l'émission d'une autre ordonnance par la Régie.

Puisque dans sa demande du 30 septembre 2002, Centra n'a demandé aucune augmentation tarifaire, la Régie a demandé à Centra de réviser sa demande le 15 octobre 2002, plutôt que 10 jours avant l'entrée en vigueur des tarifs, comme l'exigent les RSM. La Régie a agi ainsi pour informer à l'avance le public de l'entrée en vigueur des nouveaux tarifs, si les conditions courantes du marché exigeaient alors d'apporter des changements aux tarifs.

Le 15 octobre 2002, Centra a déposé à la Régie une fourchette de prix à terme révisée, accompagnée d'une grille des tarifs révisés. La fourchette de prix pour la période comprise entre le 1^{er} novembre 2002 et le 31 octobre 2003, aux prix de clôture du 10 octobre 2002, exclusion faite des retombées révisées de couverture, s'établissait à 5,330 \$/GJ, comparativement à 5,029 \$/GJ,

soit le montant figurant dans la demande du 20 septembre 2002. Les coûts du projet de Nova sont demeurés inchangés, tandis que les différences de prix AECO/Empress pour les mois d'août à octobre 2002 ont évolué, passant de 0,1600 \$/GJ (en novembre 2002) à 0,170 \$/GJ, entre décembre 2002 et avril 2003, puis à 0,186 \$/GJ, ces écarts correspondant aux prix unitaires réels révisés et aux prix unitaires prévus.

Centra a aussi révisé les coûts du gaz, comparativement aux coûts déclarés dans la demande initiale, en raison de transactions de couverture effectuées pour tenir compte des fourchettes de prix révisées. Centra a évalué que les transactions mentionnées ci-dessus se traduiraient par une diminution de (0,1050 \$/GJ).

En regard d'un taux d'incorporation de 100 %, les coûts en carburant, les frais généraux et les coûts de stockage du gaz produiraient un coût de vente de base du gaz d'inventaire de 0,1939 \$/mètre cube, comparativement au tarif de 0,1865 \$/mètre cube dans sa demande de septembre, et à 0,1842 \$ dans le tarif de base en vigueur.

Il s'ensuit que le tarif du gaz d'inventaire facturé, figurant dans la demande du 1^{er} novembre 2002 révisée, était de 0,2239 \$/mètre cube, comparativement au tarif demandé en septembre de 0,2165 \$/mètre cube, et de 0,2158 \$/mètre cube aux tarifs actuels.

Le tableau ci-dessous rend compte des changements survenus dans les montants facturés chaque année pour la consommation de gaz naturel par diverses catégories de clients, après l'inclusion dans les tarifs des courbes de prix à terme du 10 octobre 2002. Ces incidences découlaient des tarifs du 1^{er} août 2002 pour le gaz d'inventaire, le gaz supplémentaire, le transport et la distribution.

INCIDENCES ANNUELLES SUR LES MONTANTS FACTURÉS AUX CLIENTS – DEMANDE RÉVISÉE

Catégorie de client	Augmentation des montants facturés
SGS	2,1 % à 2,3 %
LGS	2,2 % à 2,8 %
HVF	2,7 % à 3,0 %
Réseau principal	2,9 % à 3,2 %
Service interruptible	3,1 % à 3,3 %

Après avoir analysé la demande et examiné les commentaires des parties intéressées, la Régie a approuvé la demande de tarifs révisés.

La Régie a relevé que certaines des présentations ont traité de questions déjà examinées par la Régie, au titre de l'examen prévu par les RSM. La Régie a formulé des observations sur ces présentations et a commenté également les points suivants :

1. Le prix que Centra paie pour le gaz naturel est conforme aux formules de fixation des prix dont fait état son contrat d'approvisionnement à long terme, qui a fait l'objet d'un examen approfondi par la Régie en 2000. La fixation des prix se fonde sur l'indice quotidien des prix publié par AECO – C NIT, en Alberta. De plus, les coûts du gaz peuvent subir et subissent en fait les effets des opérations de couverture de Centra, également examinées par la Régie.
2. Les prix du gaz naturel sont déterminés par un marché concurrentiel sur lequel Centra n'a aucune emprise. Centra ne réalise pas de bénéfice sur le coût marchand du gaz, mais il lui faut tenir compte de la dynamique du marché pour traduire ces changements dans ses tarifs. En ce sens, le tableau ci-dessous illustre les fluctuations historiques du marché, y compris toutes les modifications tarifaires survenues le 1^{er} novembre 2002.

Date	Coût du gaz	Montant annuel facturé	% de changement dans le montant facturé
Décembre 1999	3,003 \$/GJ	856 \$	Base
1 ^{er} août 2000	5,187 \$/GJ	993 \$	16,1 %
1 ^{er} novembre 2000	5,894 \$/GJ	1 123 \$	12,6 %
1 ^{er} février 2001	9,251 \$/GJ	1 381 \$	23,0 %
1 ^{er} août 2001	4,614 \$/GJ	1 233 \$	(10,7 %)
1 ^{er} novembre 2001	4,168 \$/GJ	1 147 \$	(6,9 %)
1 ^{er} février 2002	4,028 \$/GJ	1 124 \$	(2,0 %)
1 ^{er} mai 2002	5,094 \$/GJ	1 237 \$	10,0 %
1 ^{er} août 2002	4,759 \$/GJ	1 146 \$	(7,4 %)
1 ^{er} novembre 2002	5,024 \$/GJ	1 171 \$	2,2 %

DÉPÔT PAR HYDRO-MANITOBA, RELATIF AUX ACTIVITÉS D'INTÉGRATION, SUITE À L'ACQUISITION DE CENTRA GAS MANITOBA INC. ET MESURES PRISES EN RÉPONSE À L'ORDONNANCE 146/99 – Ordonnance 208/02 – 6 décembre 2002

En mai 1999, Westcoast Energy Inc. (« WEI ») et Hydro-Manitoba (« Hydro ») ont conclu une entente pour l'achat et la vente de toutes les actions émises et en circulation de Centra Gas Manitoba inc. (« Centra »), en contrepartie d'un montant d'environ 245 millions de dollars (« la transaction »), sous réserve de certaines conditions et de certains correctifs. Après une audience publique, la Régie a émis le 30 juillet 1999 l'ordonnance 146/99, dans laquelle la Régie approuvait la transaction et se prononçait sur plusieurs questions. La Régie s'est dite préoccupée, mais a néanmoins conclu qu'en définitive, la transaction n'aurait pas d'effet négatif indu sur la prestation continue d'un service fiable et sûr, de même qu'elle n'aurait pas d'incidence négative sur la concurrence dans les secteurs du gaz ou de l'électricité. La Régie a aussi conclu que même si la transaction comportait des risques, sa bonne gestion ne devrait pas entraîner d'effet négatif

important sur les tarifs facturés aux consommateurs des services publics de gaz naturel ou d'électricité.

La Régie a de plus soutenu que « l'approbation de la transaction n'autorise aucunement Hydro à intégrer toutes les fonctions ou toutes les activités de Centra dans ses opérations ». L'ordonnance 146/99 contenait également un certain nombre de directives précises dont la Régie devrait effectuer ultérieurement le suivi.

Hydro a communiqué à la Régie le 30 novembre 2001 un rapport sur l'état de l'intégration de Centra, y compris des renseignements sur la répartition des coûts et les synergies entre les deux entités de services publics d'électricité et de gaz naturel. Ce dépôt de documents s'inscrivait par ailleurs dans la ligne des recommandations et des directives de l'ordonnance 146/99 de la Régie.

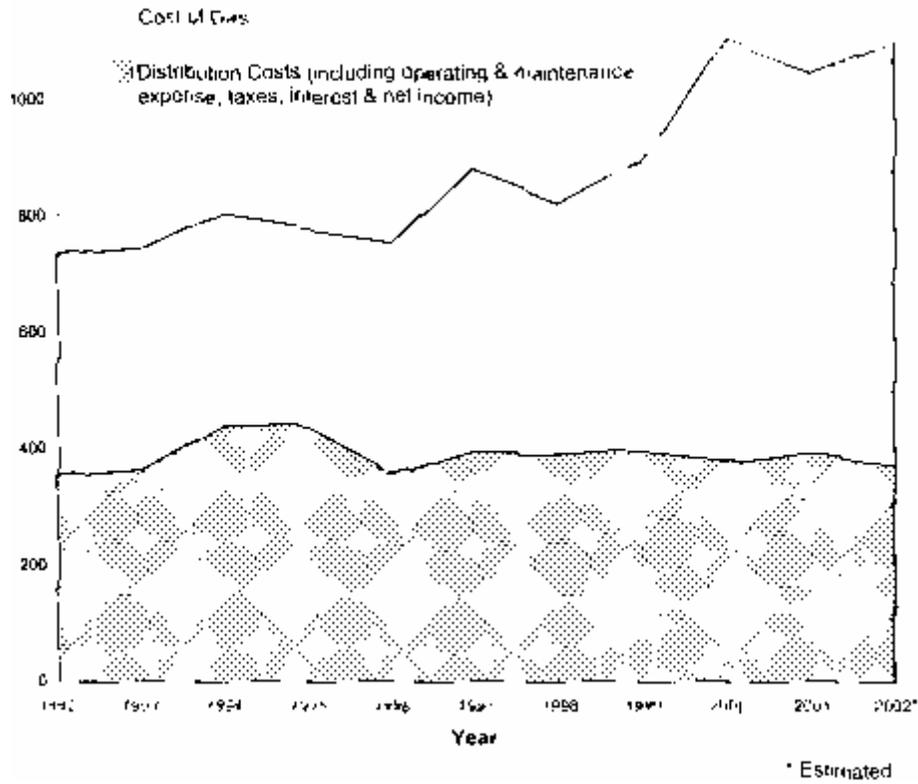
Dans cette ordonnance, la Régie a prié Hydro de rendre compte aux fins réglementaires des coûts de la transaction d'acquisition et de l'intégration dans ses livres et ses pièces comptables et non dans ceux de Centra. La Régie a aussi demandé à Hydro de déposer une liste révisée des coûts d'acquisition, des coûts de l'intégration et des économies réalisées par l'intégration, de même qu'une

analyse des effets de la transaction et de l'intégration sur le revenu net consolidé et les tarifs, compte tenu des directives précises en ce sens dont faisait état l'ordonnance. La Régie abordera ces questions dans le cadre de la demande tarifaire générale que présentera Centra, dont l'exercice de référence à venir sera l'année 2003-2004.

La Régie a prié Centra de comptabiliser le plein montant actuellement compris dans les tarifs de vente, correspondant à l'impôt sur le revenu annuel, pour un montant d'environ 11 millions de dollars. Cette mesure permettrait de radier entièrement le plus rapidement possible la dette fiscale unique et les coûts de possession. La Régie a accepté la période d'amortissement de 30 ans des coûts connexes de l'acquisition et de l'intégration.

En réponse à un certain nombre d'inquiétudes exprimées par les intervenants, la Régie a demandé à Hydro et à Centra de prévoir un calendrier de présentation plus régulier de révision périodique des tarifs pour chacun des deux services publics, de manière à améliorer l'efficacité, l'efficacité et la rapidité de l'examen réglementaire. La Régie a aussi demandé aux parties de ne pas prévoir un intervalle supérieur à trois ans entre chaque présentation de demande tarifaire générale pour chacun des deux services publics, même si aucun changement de tarif n'est sollicité.

FIGURE 1 (en anglais seulement)



**ANNUAL HEATING COST OF AN AVERAGE
RESIDENTIAL CUSTOMER BASE RATES
(Annualized Basis)
Centra Gas Manitoba Inc.**

Based on usage of 3,201 m³/year

2002 costs are based on November 1, 2002 Primary Gas Costs, 1998 Cost of Service and 2002 Other Gas Costs.

GLADSTONE, AUSTIN NATURAL GAS CO-OP LTD.

DEMANDE DE LA SOCIÉTÉ GLADSTONE, AUSTIN NATURAL GAS CO-OP LTD. D'ORDONNANCE EX PARTE PROVISOIRE, VISANT L'APPROBATION EX PARTE PROVISOIRE DE LA PROROGATION DU TARIF DE VENTE EN VIGUEUR, À FACTURER POUR TOUT LE GAZ NATUREL CONSOMMÉ À PARTIR DU 1^{er} NOVEMBRE 2002 – Ordonnance 189/02 – 5 novembre 2002

Dans l'ordonnance 166/01 du 26 octobre 2001, la Régie a approuvé les tarifs de vente de gaz naturel de la société Gladstone, Austin Natural Gas Co-op Ltd. (« la coop »), ces tarifs visant tout le gaz consommé à partir du 1^{er} novembre 2001. Le tarif de vente approuvé comprenait des frais mensuels de base de 10,00 \$ par service et un tarif marchandise de 9,95 \$ par gigajoule (« GJ »). Un prix d'achat du gaz pondéré moyen, évalué à 5,25 \$/GJ et un prix moyen du gaz livré, évalué à 6,60 \$/GJ, figurent dans le tarif de vente global.

Le 24 octobre 2002, la société Campbell Ryder Engineering Ltd. (« Campbell Ryder »), a communiqué, au nom de la coop, un coût du gaz à terme pour une période de 12 mois, comprise entre le 1^{er} novembre 2002 et le 31 octobre 2003, et des soldes de compte d'écart d'achat de gaz (« PGVA ») au 31 octobre 2002 et au 31 octobre 2003. Ces prévisions reposaient sur une nouvelle entente d'approvisionnement en gaz conclue pendant cette période avec un nouveau fournisseur, PremStar Energy Canada Ltd. (« PremStar »).

Le contrat conclu avec PremStar prévoit la fixation d'un prix variable, déterminé selon l'indice quotidien des prix AECO-C NIT,

publié dans le Canadian Gas Price Reporter, plus un montant de 0,10 \$/GJ. En vertu de l'entente avec PremStar, la coop peut bloquer un prix au début d'un mois et le prix en question s'appliquerait alors pour le reste de la période visée par le contrat.

Le coût moyen du gaz prévu pour l'exercice 2002-2003 était de 5,388 \$/GJ, le prix au point de livraison s'établissant à 6,863 \$/GJ. De plus, le solde du PGVA au 31 octobre 2002 était évalué à environ 20 000 \$, soit le montant dû aux clients. Le solde prévu du PGVA devant s'accumuler au cours de la période d'approvisionnement de 2000 à 2003 était estimé à environ 19 800 \$, un montant dû à la coop. D'où il s'ensuit que si les tarifs de vente actuels demeurent en vigueur, le solde net du PGVA au 31 octobre 2003 serait proche de la radiation. La coop a donc demandé que les tarifs de vente ne subissent aucun changement et que les tarifs en vigueur le demeurent jusqu'à l'émission d'une autre ordonnance par la Régie.

La Régie était d'avis que cette nouvelle entente d'approvisionnement et la formule de fixation des prix connexe conclue avec PremStar étaient raisonnables.

La Régie a par ailleurs relevé que l'établissement des tarifs visait à rendre compte des coûts moyens prévus du gaz pour l'exercice 2002-2003, l'augmentation du coût du gaz au point de livraison aurait été d'environ 4 %. La Régie a aussi noté que le solde du PGVA au 31 octobre 2002 était évalué à plus de 20 000 \$. La Régie estime que l'imposition d'une augmentation tarifaire alors que le solde du PGVA favorisait le client n'apparaissait pas comme une mesure juste ou pratique. La Régie a accepté la recommandation de la coop, visant à proroger les tarifs de vente en vigueur.

La Régie s'attendait à ce que la coop fixe le moment où il conviendrait de mettre en place le prix d'approvisionnement fixe, comme le prévoient les contrats d'approvisionnement, et de manière à évaluer les incidences que pourrait avoir cette mesure sur les tarifs.

SWAN VALLEY GAS CORPORATION

La Swan Valley Gas Corporation est une société de distribution locale détenue en propriété exclusive par SaskEnergy, une société d'État de la Saskatchewan.

Swan Valley Gas offre un service de gaz à partir d'un poste de comptage situé tout juste à l'intérieur de la frontière avec le Manitoba et dessert les trois collectivités de Benito, de Swan River et de Minitonas, en plus du client industriel Louisiana Pacific Canada Ltd.

Un gazoduc de transmission de 37 kilomètres de longueur a été construit pour acheminer le gaz naturel du réseau TransGas de Norquay, en Saskatchewan, vers le réseau Swan Valley Gas, au Manitoba. Le propriétaire de ce gazoduc, Many Islands Pipeline, filiale détenue en propriété exclusive par SaskEnergy et qui assure le transport entre les provinces, est régi par l'Office national de l'énergie.

Le projet a été financé en partie par les cinq administrations locales et par les gouvernements fédéral et provincial.

Dans son ordonnance 161/00 du 15 décembre 2000, la Régie a accordé à la société l'autorisation d'aller de l'avant.

La Régie a permis à la société d'établir un compte d'écart pour achat de gaz (PGVA) où sont indiquées les différences entre le prix de vente du gaz et celui payé par la société.

Swan Valley Gas Corporation n'a déposé aucune demande auprès de la Régie en 2002.

ACHAT DIRECT DE GAZ NATUREL

Depuis le 31 décembre 2002, et ce, pour l'exercice allant du 1^{er} novembre 2002 au 31 octobre 2003, la Régie a inscrit 17 sociétés de courtage responsables de l'approvisionnement en gaz naturel des Manitobains.

La Régie a continué de superviser ce marché basé sur l'achat direct et a mené un certain nombre d'enquêtes tout au long de l'exercice.

La société Centra Gas Manitoba Inc. a rapporté qu'au cours de l'année civile 2002, 6 473 accords d'achat direct ont été soumis par les courtiers. De ce nombre, on comptait 2 481 clients bénéficiant d'une option d'achat et de vente et 3 992 nouveaux clients du STO. Au total, 16 002 comptes (options d'achat et de vente et STO) ont été fermés. Huit cent quarante-cinq demandes ont été rejetées en raison de renseignements inadéquats ou parce que le client avait déjà conclu un accord d'achat direct. Au 1^{er} janvier 2003, 40 118 clients recevaient le gaz naturel en vertu d'achats directs. De ce nombre, on comptait 32 524 clients du STO (SFPO et non SFPO) et 7 594 clients bénéficiant d'une option d'achat et de vente.

Les clients qui reçoivent des renseignements à caractère commercial de courtiers offrant un contrat à forfait continuent de communiquer avec la Régie. Le personnel les informe généralement des règlements applicables aux courtiers et aux marchés du gaz sans commenter le bien-fondé de l'offre.

Le personnel a traité environ 600 demandes de clients se rapportant aux activités des courtiers en opérations gazières. Elles avaient trait aux ventes à domicile, à la pertinence de divulguer de l'information à la porte des clients, aux tactiques de vente sous pression et à la difficulté de joindre la société responsable. Vu la chute récente des prix du gaz naturel, un nombre considérable de clients qui avaient signé un contrat avec un courtier se sont informés de la possibilité de le résilier.

Différends touchant les clients

En vertu du Code de conduite régissant les activités des courtiers au Manitoba, le client qui n'est pas satisfait des efforts d'un courtier en vue de résoudre un différend peut en référer à la Régie pour obtenir un règlement.

Trente-cinq différends de ce genre ont été portés devant la Régie, qui a tenu des audiences pour déterminer s'il y avait eu ou non manquement au Code de conduite. Après avoir examiné les ordonnances, la Régie a conclu qu'il y avait eu manquement au Code de conduite dans douze cas.

DISTRIBUTION DU GAZ PROPANE

STITTCO UTILITIES MAN LTD.

La société Stittco Utilities Man Ltd. (Stittco) fournit en propane les localités de Thompson, de Snow Lake et de Flin Flon par gazoduc. Les activités relatives au gazoduc sont régies par la Régie, et ce, conformément aux tarifs prévus par la *Loi sur la régie des services publics* et aux questions de sécurité mentionnées dans la *Loi sur les gazoducs*. Voici le nombre de clients desservis dans chacune des localités concernées :

	<u>Résidentiels</u>	<u>Commerciaux</u>
Thompson	920	133
Flin Flon	1	27
Snow Lake	0	12

Une filiale de Stittco fournit du propane en vrac au moyen d'installations autres que des gazoducs qui ne sont pas régies par la Régie.

En 2002, la Régie a émis deux (2) ordonnances, dont l'une pour approuver la modification des tarifs de Stittco résultant d'un changement des prix du marché.

Par son ordonnance 28/02 du 11 février 2002, la Régie a approuvé une demande de diminution des tarifs visant à refléter la baisse du prix de la marchandise sur le marché. Stittco a proposé de retirer un avenant tarifaire de 49,20 \$ par mètre cube (liquide) ou de 0,186 \$ par mètre cube (gaz). Stittco a signalé à la Régie que le prix du propane avait poursuivi sa chute depuis le mois de juillet 2001, quand l'avenant tarifaire a été abaissé à 49,20 \$.

Le 31 juillet 2002, Stittco a déposé devant la Régie une demande tarifaire générale pour les tarifs révisés qui allaient entrer en vigueur le 1^{er} septembre 2002. La demande portait sur tous les aspects des activités de la société, y compris l'échelle de tarification, le taux de rendement et les frais d'exploitation. La Régie avait examiné ces aspects pour la dernière fois en 1998. La demande visait une diminution des tarifs.

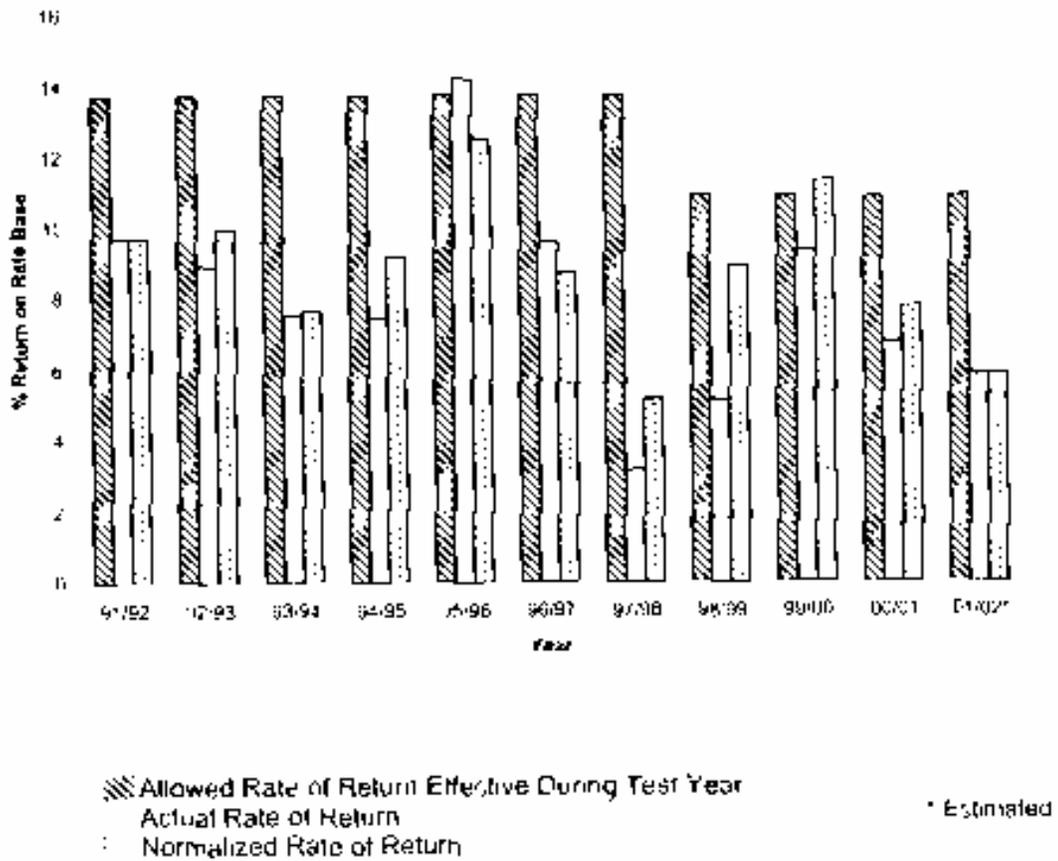
Afin de réduire au minimum les coûts de réglementation, la Régie a traité la demande selon le modèle adopté de réglementation au moindre coût. Les clients ont été avisés de la demande et aucune soumission n'a été reçue.

Stittco a fourni des preuves à l'appui d'un taux de rendement des capitaux propres de 12,75 % basé sur une structure de capital réelle de 100 % de capitaux propres. Ce faisant, elle a noté que, selon les projections, la société prévoit obtenir un rendement de 5,87 % et de 10,83 % en 2001-2002 et 2002-2003, respectivement. La Régie a jugé cela raisonnable dans les circonstances.

La Régie a examiné le nouveau contrat d'approvisionnement en propane de Stittco obtenu par soumission et a jugé les résultats acceptables.

Par son ordonnance 172/02, la Régie a approuvé la demande de Stittco visant à abaisser les tarifs, observant que, en moyenne, les tarifs proposés seront inférieurs de 10,6 % aux tarifs existants.

FIGURE 2 (en anglais seulement)



OVERALL RATE OF RETURN ON RATE BASE

Stittco Utilities Man. Ltd.

NOTE: Overall rate of return is the return earned or allowed to be earned by a utility calculated as a percentage of its Rate Base i.e., investment in property, plant and equipment

NOTE: Normalized rate of return is that earned by the Company assuming normal weather.

INTERRUPTION ET REPRISE DE SERVICE

Le paragraphe 104(1) de la *Loi sur la régie des services publics* interdit l'interruption du service de gaz résidentiel pour non-paiement de compte en souffrance durant la période qui va du 1^{er} octobre au 14 mai. Dans son ordonnance 107/94, la Régie a établi les règles et les procédures définissant les responsabilités du service public en matière de production d'avis et de rapports et de supervision. Comme il n'existe aucune obligation de reprise de service pendant les mois d'hiver et vu les risques associés à l'absence de chauffage, la Régie supervise rigoureusement le processus et maintient un contact étroit avec le service public en ce qui a trait aux clients qui demeurent sans service de gaz après le 30 septembre.

Le nombre total d'interruptions de service (voir le tableau ci-dessous) pour la période allant du 14 mai au 30 septembre 2002 indique une tendance à la hausse contraire à la diminution constante observée au cours des trois dernières années. Cela est survenu en dépit du fait que le service public a augmenté la valeur en dollars du paiement en souffrance donnant lieu à une interruption de service et qu'il n'a pas entrepris les interruptions de service dès le 14 mai. Le nombre grandissant de comptes en souffrance est largement attribuable à l'augmentation marquée des prix du gaz observée depuis l'automne 2000. Cela s'explique aussi, dans certains cas, par les ententes à prix fixe conclues avec des courtiers lorsque les prix du gaz ont atteint leur sommet. Cette augmentation s'est produite malgré les efforts de la Régie visant à atténuer les effets en échelonnant l'augmentation de tarif sur une période de 24 mois et malgré le fait que Centra Gas ait étendu son plan à versements égaux sur une

période de 15 mois plutôt que sur la période habituelle de 11 mois. À l'heure actuelle, on estime le montant des comptes ayant un arriéré de plus de 90 jours à environ 5,2 millions de dollars, dont 4,3 millions de dollars pour les comptes résidentiels.

Bien qu'il n'existe à ce jour aucune analyse détaillée de la situation socio-économique de chaque client faisant l'objet d'une interruption de service, les données non scientifiques indiquent qu'il s'agit dans nombre de cas de chefs de famille monoparentale et de personnes âgées ayant généralement un revenu fixe. Contrairement aux années précédentes, le manque d'emploi ne semble pas être en cause, mais les personnes en voie de changer d'emploi ou en attente de prestations d'assurance-emploi ou d'indemnités d'accident du travail étaient de toute évidence touchées.

Au cours de la période comprise entre le 14 mars et le 30 septembre, les clients dont le service est sur le point d'être interrompu ou a été fréquemment interrompu communiquent avec la Régie pour s'informer de leurs droits ou obtenir de l'aide en vue de résoudre leurs différends avec le service public. Au cours de la période visée par l'examen, aucune audience de la Régie n'a été nécessaire.

Le service public est tenu de présenter des rapports fréquents sur le nombre de clients ayant subi une interruption de service. Il doit aussi fournir des renseignements détaillés sur ses contacts avec le client touché ainsi que sur les occupants – enfants, personnes âgées, personnes malades. Ces rapports ont été soumis en bonne et due forme à la Régie, qui a procédé à leur vérification.

Dans le cas des locaux ayant fait l'objet d'une interruption de service jugés inoccupés par le service public d'après l'information recueillie au cours de l'été, il est nécessaire de prendre contact avec les voisins, les agents immobiliers (si l'édifice est répertorié), le détenteur de l'hypothèque et le propriétaire. Il s'agit de la catégorie qui pose le plus grand risque, car une personne qui ne comprendrait pas le risque encouru pourrait facilement se faire du mal si le bâtiment est occupé quand le temps se refroidit.

Le rapport du service public du 27 septembre 2002 faisait état d'un total de 126 locaux inoccupés. Ce rapport est bien rédigé, car il y a eu, dans la plupart des cas, contact avec les propriétaires. Ces locaux se trouvent pour la plupart au centre-ville et sont souvent des immeubles locatifs. Il est suggéré que le service public améliore ses relations avec la Ville afin d'augmenter la qualité de l'information relative à ces locaux.

En date du 13 décembre 2002, 62 locaux sont demeurés dans la catégorie « inoccupé ».

Les règlements de la Régie exigent que le service public conserve au dossier certains renseignements sur chacun des clients ayant fait l'objet d'une interruption de service. Ces renseignements doivent être obtenus au cours d'une rencontre personnelle avec le client. Sauf que certains clients évitent délibérément toute rencontre en face-à-face avec un représentant du service public.

Le service public a initialement présenté une liste de 99 clients du genre. Le nombre de dossiers a ultérieurement diminué à 59 et ces dossiers ont été examinés pour mesurer les efforts déployés par le service public en vue de communiquer avec ces clients et d'évaluer

la nature des renseignements contenus aux dossiers.

La Régie a envoyé une lettre à chacun des clients qui évitaient délibérément de communiquer avec le service public.

Le dossier de chaque client est soigneusement examiné afin de découvrir tout renseignement qui pourrait indiquer que le client est incapable de comprendre le risque auquel il s'expose. À deux reprises, le service public a eu recours aux services de l'unité mobile de gériatrie, qui a visité le domicile des personnes concernées afin d'évaluer la situation. En outre, le personnel du service public a effectué de multiples visites sur place dans le but d'établir un contact. Nombre de ces clients avaient fini par régler leur différend avec le service public en date du 13 décembre 2002, sauf que 34 domiciles entraient encore dans cette catégorie.

Le reste des dossiers concerne des clients ayant subi une interruption de service, mais qui continuent d'occuper les lieux et pour lesquels le service public possède toute l'information requise par la Régie. Le service public maintient généralement le contact avec ces clients. Le 27 septembre 2002, 1 725 dossiers entraient dans cette catégorie. Au 13 décembre 2002, 316 domiciles entraient dans cette catégorie (dont les 34 susmentionnés).

En général, les clients entrant dans cette catégorie sont des chefs de famille monoparentale, des personnes âgées, des personnes à la recherche d'emploi et des personnes en attente de prestations d'accident de travail ou d'assurance-emploi.

Cette année, le service public a effectué une excellente tenue des dossiers. Il a communiqué régulièrement avec les clients

par téléphone. Il a aussi rendu visite pour la première fois à ses clients jugés le plus à risque. On a visité en tout 67 domiciles. Dans certains cas, le service public est parvenu à conclure sur place des modalités de paiement et à reprendre le service par la suite. Le service public signale que, dans la plupart des cas, les clients étaient heureux de recevoir la visite de ses représentants. Cette nouvelle approche est bien accueillie et rassure considérablement sur le fait que tous les efforts pour déterminer qui sont les personnes à risque ont été entrepris. Au besoin, le service public fait appel aux services d'une unité mobile de gériatrie du ministère des Services à l'enfant et à la famille et du Service d'aide sociale.

STITTCO UTILITIES MAN LTD.

Dix clients ont subi une interruption de service en 2002. La Régie n'a reçu aucune plainte des clients de Stittco.

Centra Gas Manitoba Inc.

GLADSTONE, AUSTIN NATURAL GAS CO-OP

Trois clients ont subi une interruption de service, dont deux étaient des clients résidentiels. Il s'agissait dans un cas d'un domicile vacant et, dans l'autre, d'un client qui avait le chauffage électrique. Ces deux clients sont demeurés sans service. Le troisième client était un client commercial pour qui le service a repris. La Régie n'a reçu aucune plainte des clients de Gladstone Austin Natural Gas Co-op Ltd.

SWAN VALLEY GAS CORPORATION

Aucun client n'a subi d'interruption de service. La Régie n'a reçu aucune plainte des clients de Swan Valley Gas Corporation.

Service résidentiel

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Nombre total d'interruptions de service	3 875	3 346	3 284	3 924	3 151	3 650	4 151	3 177	2 765	3 389
Nombre total de reprises de service	3 800	3 277	3 158	3 842	3 065	3 557	3 922	2 851	2 418	3 011
Interruptions touchant les locaux vacants, ceux qui ont une autre source de chauffage, etc.	75	69	126	82	86	93	229	326	347	387

Service résidentiel – Nombre de domiciles actuellement occupés qui n'ont pas de service de gaz : 316

Service commercial

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Interruptions de service	548	458	512	457	459	443	372	306	421	305
Reprises de service	501	430	487	439	448	418	212	257	333	250
Interruptions touchant les locaux vacants, ceux qui ont une autre source de chauffage, etc.	47	28	25	18	11	25	160	49	88	55

LOI SUR LES GAZODUCS

La Loi sur les gazoducs (la Loi), dont la Régie assure l'administration, régit les aspects de la sécurité publique liés à la distribution de gaz naturel par Centra Gas Manitoba Inc., Gladstone, Austin Natural Gas Co-op et Swan Valley Gas Corporation, à la distribution de propane par Stittco Utilities Man Ltd. à Thompson, Snow Lake et Flin Flon, et à la distribution de propane par le Bureau de logement du Manitoba à Churchill.

La Régie examine dans quelle mesure les propriétaires de gazoduc adhèrent aux normes de sécurité adoptées par la Régie ou en vertu des règlements pris en application de la Loi. La Régie approuve les plans de construction proposés et applique des méthodes de vérification pour s'assurer de la conformité à la Loi.

La Régie participe aussi aux enquêtes sur les dommages, les explosions et les incendies de gazoducs. Ces enquêtes peuvent mener à la formulation de recommandations visant les pratiques ou les méthodes des services publics et à la formulation de recommandations à l'intention d'autres organismes et intervenants ayant pour but de prévenir des incidents similaires.

En 2002, on a rapporté 135 incidents ayant causé des dommages à des gazoducs, dont 114 ayant entraîné des explosions de gaz. Les principales causes de tels incidents sont attribuables aux excavations pratiquées par des tierces parties et pour lesquelles aucune autorisation n'avait été demandée au service public concerné. D'autres incidents sont dus au non-respect des consignes de sécurité par les responsables des travaux d'excavation et aux mauvaises indications fournies par le service public en ce qui concerne l'emplacement de la ligne. Les parties concernées continuent de rencontrer les responsables des travaux d'excavation pour les sensibiliser aux règlements.

La Régie est représentée au sein du comité directeur et du comité technique de l'Association canadienne de normalisation (CSA) ainsi qu'au conseil consultatif sur le gaz naturel pour les Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz.

HYDRO-MANITOBA

Les tarifs d'Hydro-Manitoba sont approuvés par la Régie en vertu de la *Loi sur l'examen public des activités des corporations de la Couronne et l'obligation redditionnelle de celles-ci*, de la *Loi sur l'Hydro-Manitoba* et de la *Loi sur la régie des services publics*.

Le 30 novembre 2001, Hydro-Manitoba a remis à la Régie un rapport de situation comprenant ses bilans financiers, ses prévisions, ses méthodologies ainsi que les processus et les événements qui ont transformé le secteur de l'électricité ces dernières années. Hydro-Manitoba ne cherchait aucunement à apporter des modifications tarifaires générales, affirmant que, pour l'exercice 2002-2003, les tarifs seraient effectivement gelés pendant six ans dans le cas des clients résidentiels et pendant onze ans dans le cas des clients industriels importants, à l'exception des diminutions de tarif consenties à certains consommateurs résidentiels à la suite de la mise en vigueur, le 1^{er} novembre 2001, des taux uniformes à l'échelle de la province.

La dernière demande d'augmentation tarifaire générale formulée par Hydro-Manitoba remonte à l'automne 1995 et a été suivie d'une audience publique au début de 1996. Vu la longue période de temps écoulée depuis le dernier examen public des tarifs de vente d'Hydro-Manitoba, la Régie a jugé qu'une nouvelle audience pourrait notamment aider à déterminer si les tarifs de vente existants sont toujours justes et raisonnables, et s'ils doivent être modifiés ou non.

L'audience publique sur le rapport de situation d'Hydro-Manitoba a été ajournée le 11 juin 2002 pour reprendre le 16 septembre suivant, dans le but d'aborder les aspects liés au coût du service. Cette portion a pris fin le

30 septembre 2002. On attend toujours la décision de la Régie.

Programme de réduction du service

Hydro-Manitoba offre à ses clients importants un programme de réduction du service : en échange d'une réduction de tarif, Hydro-Manitoba se réserve le droit de réduire son service quand la demande est grande pour mieux répondre aux charges fermes. Une telle entente constitue une solution de rechange à la construction d'installations de réserves ou de pointe et est devenue une partie importante des stratégies de gestion de la demande d'électricité de nombreux services publics en Amérique du Nord. La possibilité de réduire le service à ses clients importants à court préavis donne à Hydro-Manitoba plus de souplesse pour répondre aux urgences et accroître sa capacité d'écouler une puissance garantie à court terme vers d'autres marchés. Dans le cadre de cette proposition de service, Hydro-Manitoba a présenté à la Régie les réductions mensuelles qu'il compte offrir aux fins d'approbation.

Programme d'énergie excédentaire

Le 25 octobre 1999, Hydro-Manitoba demandait à la Régie de mettre en place le Programme d'énergie excédentaire (PEE) visant à remplacer les programmes existants (Industrial Surplus Energy, Dual Fuel Heating et Surplus Energy Services to Self-Generators). Le PEE est conçu de manière à permettre aux clients admissibles d'accéder à l'énergie excédentaire à des conditions relativement semblables à celles accordées aux clients d'exportation. Le PEE tient raisonnablement compte des questions clés relatives à l'établissement du tarif que sont l'équité et le recouvrement des coûts.

Tout au long de l'année 2002 et en accord avec le Programme d'énergie excédentaire, la Régie a émis des ordonnances provisoires ex parte approuvant les tarifs hebdomadaires du marché au comptant.

Le 2 décembre 2002, Hydro-Manitoba a demandé à la Régie la permission d'augmenter certains tarifs imposés dans les localités alimentées par générateur diesel à compter du 1^{er} avril 2003. Hydro-Manitoba voulait augmenter les tarifs s'appliquant au groupe de queue des clients du service général et des clients résidentiels (clients à plein tarif), ainsi qu'à tous ses clients du gouvernement. Parmi les localités touchées, mentionnons Brochet, Lac Brochet, Shamattawa et Tadoule Lake.

La demande sera entendue en 2003.

SOCIÉTÉ D'ASSURANCE PUBLIQUE DU MANITOBA

Le 11 juin 2002, la Société d'assurance publique du Manitoba (SAPM) a soumis à la Régie des services publics (la Régie) une demande d'approbation des primes qu'elle comptait exiger pour l'assurance obligatoire du conducteur et du véhicule (assurance de base) du 1^{er} mars 2003 au 29 février 2004 (exercice 2004). La SAPM n'a demandé aucun changement touchant les recettes tirées de ces primes. De même, la SAPM n'a demandé aucune modification des frais de gestion et de transaction ou des frais de permis et de certificat. Les recettes tirées des primes seront plus élevées en raison de l'application du facteur de modernisation des véhicules qui, selon les projections, sera de 4,5 % en 2003 et de 3,5 % en 2004, et d'un accroissement annuel du parc de véhicules estimé à 1 % pour les prochaines années. La Régie jugeait ces facteurs raisonnables à ce moment-ci.

La SAPM affirme que sa méthodologie de prévision relative aux réclamations n'a pas vraiment changé par rapport à celle utilisée l'année précédente. Selon ses prévisions financières, le coût des réclamations de l'exercice 2003 devrait atteindre 446,1 millions de dollars, puis s'accroître de 22,2 millions pour passer à 468,3 millions de dollars en 2004. On s'attendait à ce que les réclamations relatives à l'assurance-collision et à l'assurance tous risques augmentent d'environ 20 millions de dollars en raison des facteurs suivants :

- l'augmentation du nombre de réclamations dues à l'élargissement du parc de véhicules;
- l'augmentation du coût des pièces de rechange;

- l'augmentation de la valeur moyenne des pertes totales de véhicules.

Aucun changement significatif n'était prévu en ce qui concerne les indemnités d'accident et le paiement des indemnités hebdomadaires dans le cadre du Régime de protection contre les préjudices corporels. L'augmentation des frais de sinistres, des commissions et de l'impôt sur les primes se traduisait dans l'augmentation anticipée des coûts afférents aux réclamations. La Régie a jugé que ces coûts, de même que les frais d'exploitation de la SAPM, étaient raisonnables.

La SAPM a prévu un bénéfice d'exploitation net de 10,2 millions de dollars pour l'exercice 2003 et de 9,8 millions de dollars pour l'exercice 2004. La Régie était d'avis que « l'atteinte du seuil de rentabilité » ne doit pas nécessairement signifier que les coûts projetés doivent équivaloir aux revenus projetés chaque année. Du point de vue de la Régie, une telle interprétation pourrait menacer la stabilité des tarifs. La Régie était toutefois d'accord avec certains intervenants qui disaient qu'un bénéfice d'exploitation net projeté de 9,8 millions de dollars, considéré conjointement avec une Réserve de stabilisation des tarifs (RST) excédant la marge établie par la Régie, dépasse les limites de ce qui peut être considéré comme « l'atteinte du seuil de rentabilité ». La Régie reconnaît cependant que l'incertitude qui caractérise actuellement les marchés de fonds d'investissement pourrait avoir des effets négatifs sur le revenu de placement de la SAPM en 2004. Prenant en compte tous ces facteurs, la Régie a ordonné à la SAPM de soumettre à nouveaux ses échelles tarifaires de manière à refléter la diminution de 1 % des

recettes globales tirées des primes de véhicules pour l'exercice 2004.

Compte tenu de la diminution de 1 % des recettes mentionnée dans son ordonnance, la Régie a précisé que les effets sur les recettes tirées des primes de véhicules peuvent être moindres que ce qui est indiqué ci-dessous, mais que les effets sur chaque classe de véhicules ne correspondent pas nécessairement à la diminution de 1 %.

Véhicules de tourisme	0,0 %
Véhicules commerciaux	+3,6 %
Véhicules publics	+3,7 %
Motocyclettes	+15,0 %
Remorques	-9,8 %
Véhicules à caractère non routier	-8,7 %
Changement global des recettes tirées des primes	-0,0 %

Les révisions fondées sur l'expérience varient selon le véhicule de - 15 % à +15 %, et ce, en prenant en compte les faits relatifs aux réclamations basées sur le type d'utilisation du véhicule, le territoire sur lequel le véhicule est utilisé et le type de véhicule. Ces primes de véhicules n'englobent pas le coût total prévu des indemnités d'assurance et de la garantie des véhicules dont le propriétaire fait l'objet de révisions fondées sur l'expérience. Dans certains cas, les révisions sont plafonnées à 15 %. La Régie a approuvé toutes les demandes de révisions fondées sur l'expérience déposées par la SAPM.

Une autre composante qui influe sur les modifications de primes demandées est le maintien en vigueur du système de Tarification automobile selon la sinistralité canadienne (CLEAR) pour les véhicules à passagers et les camions légers, qui n'avaient que des modifications mineures à rapporter depuis le dernier exercice. La SAPM a proposé une application progressive

pluriannuelle du système CLEAR qui n'engendrait pas de revenus. Les effets de la modification des groupes tarifaires, de l'écart au niveau des tarifs et des rajustements au titre de compensation pour garantir la neutralité des revenus ont entraîné une diminution annuelle des primes touchant 46 % de tous les véhicules, la plupart bénéficiant d'une réduction de 50 \$ ou moins. Les primes sont demeurées les mêmes dans 1 % des cas et ont augmenté de 50 \$ ou moins dans 53 % des cas. La Régie a approuvé les modifications de primes des groupes tarifaires du système CLEAR.

La Régie a réaffirmé que la fourchette cible appropriée en matière de RST relativement à l'établissement des tarifs se situe entre 50 et 80 millions de dollars. Le conseil d'administration de la SAPM a institué une nouvelle politique, en vigueur depuis le 1^{er} mars 2002, qui fixe la limite supérieure des bénéfices non répartis de la Division des services de garanties supplémentaires pour risques spéciaux (SGS) de la SAPM à 33 millions de dollars jusqu'à l'exercice 2005. Les fonds excédentaires seront transférés vers la RST de base conformément à la politique de la SAPM. Le transfert effectué pour l'exercice 2003 était de 14,5 millions de dollars, avec, par la suite, un transfert annuel estimé de 3,0 millions de dollars jusqu'à l'exercice 2005. La Régie a accepté la position de la SAPM selon laquelle les fonds devraient être considérés comme un transfert, et non comme un bénéfice net du programme de base. On prévoit qu'à la suite de ces transferts, la RST devrait atteindre 75,7 millions de dollars le 28 février 2003 et, selon les projections, 88,5 millions de dollars le 29 février 2004.

La SAPM a poursuivi ses efforts pour restreindre le coût des réparations d'autos par

l'utilisation accrue de pièces de réserve ou recyclées lorsque cela convient, sans toutefois compromettre la sécurité, et a continué à former son personnel aux techniques modernes de réparation. Bien que les économies attribuables à l'utilisation de pièces de réserve ou recyclées aient atteint 18,5 millions de dollars au cours de l'exercice 2002 et 16,1 millions de dollars en 2001, les coûts associés aux réclamations continuent d'augmenter. Les initiatives mises de l'avant par la SAPM pour restreindre les coûts liés aux dommages corporels n'ont pas changé depuis l'an dernier. La Régie a encouragé la SAPM à poursuivre et, si possible, à accroître ses efforts visant à restreindre les coûts associés aux indemnités pour dommages matériels et dommages corporels.

La SAPM poursuit ses programmes éducatifs visant à accroître l'utilisation de la ceinture de sécurité, à diminuer les cas de conduite avec facultés affaiblies et le nombre d'accidents dus aux excès de vitesse. Elle continue de promouvoir le programme d'éducation routière à l'intention des élèves du secondaire. La SAPM a déposé un rapport d'évaluation indépendant (le Manifest Report) de ses initiatives en matière de sécurité routière. Comme le rapport n'a pas été déposé avant le 30 septembre 2002, soit juste avant l'audience, la Régie a ordonné à la SAPM de préparer un rapport faisant état de sa réponse au Manifest Report et de ses plans à venir en ce qui a trait aux programmes de sécurité routière, et de le remettre à la Régie à l'occasion de la prochaine demande tarifaire générale.

La Régie se disait très préoccupée par l'augmentation des coûts associés aux réclamations pour vol de véhicule, en soulignant que ces coûts étaient de 24,9 millions de dollars pour l'exercice 2002 et qu'ils avaient atteint 145 millions de dollars

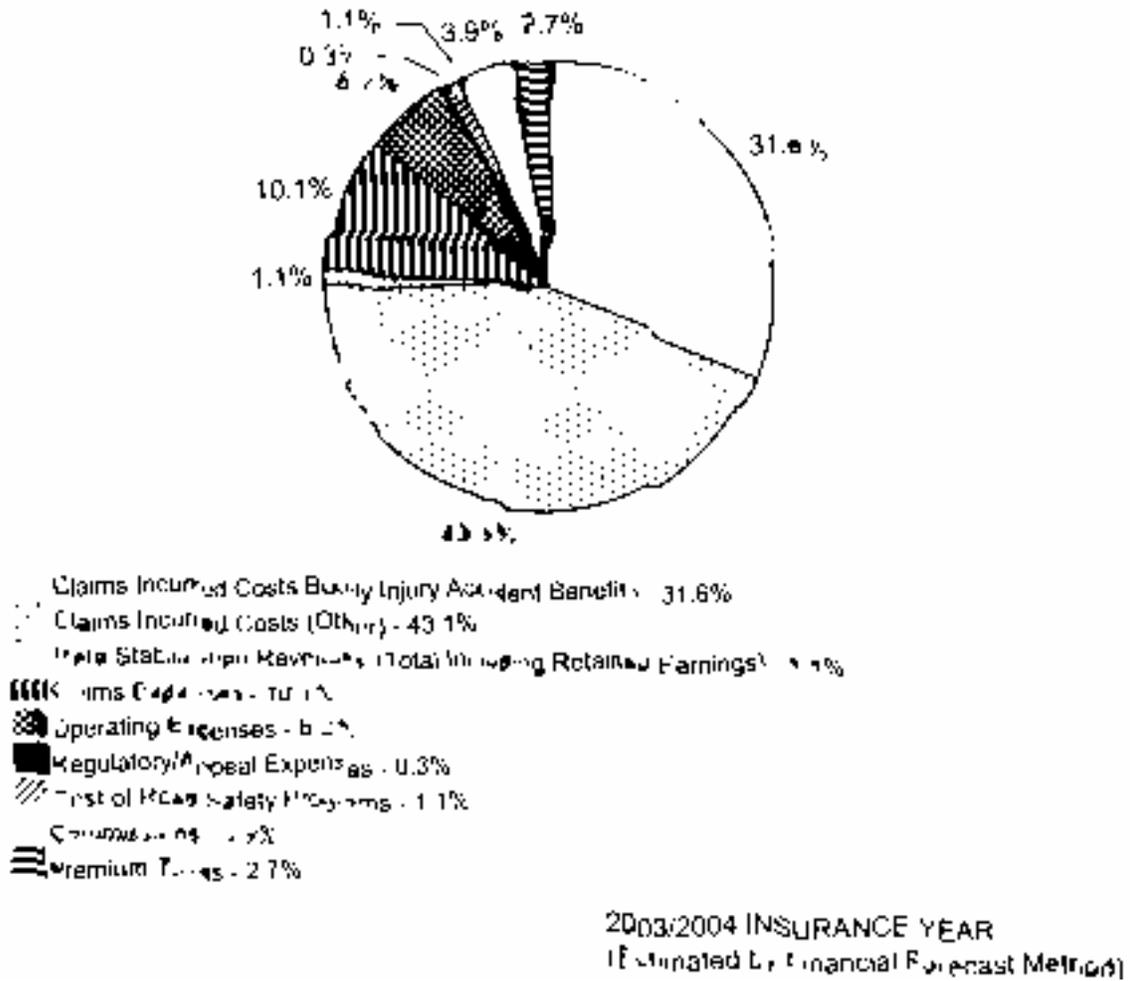
depuis 1996. La Régie reconnaît que la SAPM ne peut régler à elle seule ce problème et que les organismes chargés de l'application des lois ont aussi un rôle crucial à jouer à l'égard de ce problème de société. La Régie a recommandé à la SAPM de transmettre ses préoccupations à d'autres organismes. Elle a invité la SAPM à collaborer avec d'autres intervenants pour garantir un effort plus considérable et mieux coordonné dans la résolution de ce problème.

La Régie a observé qu'à l'instar des années antérieures, les statistiques des sinistres relatifs à la classe « motocyclette » indiquent que l'augmentation de prime requise devrait être supérieure à 36 %, mais que la SAPM l'a plafonnée à 15 %. La Régie a aussi noté qu'à moins d'un changement dans l'attitude des conducteurs, le coût des réclamations continuera sans doute d'augmenter. La Régie reconnaît que presque quatre ans se sont écoulés depuis qu'elle a examiné pour la première fois l'utilisation d'un modèle de transfert des pertes pour déterminer les taux de prime. Des éléments comme la composition du parc de véhicules et les statistiques des sinistres relatifs aux principales classes de véhicules peuvent avoir changé, rendant par le fait même utile l'examen de la méthode actuelle de la SAPM. La Régie demandera à la SAPM d'examiner le modèle de transfert des pertes et de présenter ses recommandations à cet égard à l'occasion de la prochaine demande tarifaire générale.

En réponse aux préoccupations soulevées par la Manitoba Car and Truck Rental Association concernant le programme de rabais pour une flotte de véhicules de la SAPM, la Régie a accepté l'offre de celle-ci et l'a chargée de coordonner des réunions avec toutes les parties concernées par la question et d'en présenter les résultats à la Régie à l'occasion de la prochaine demande tarifaire générale.

FIGURE 3 (en anglais seulement)

DISTRIBUTION OF NET REVENUES

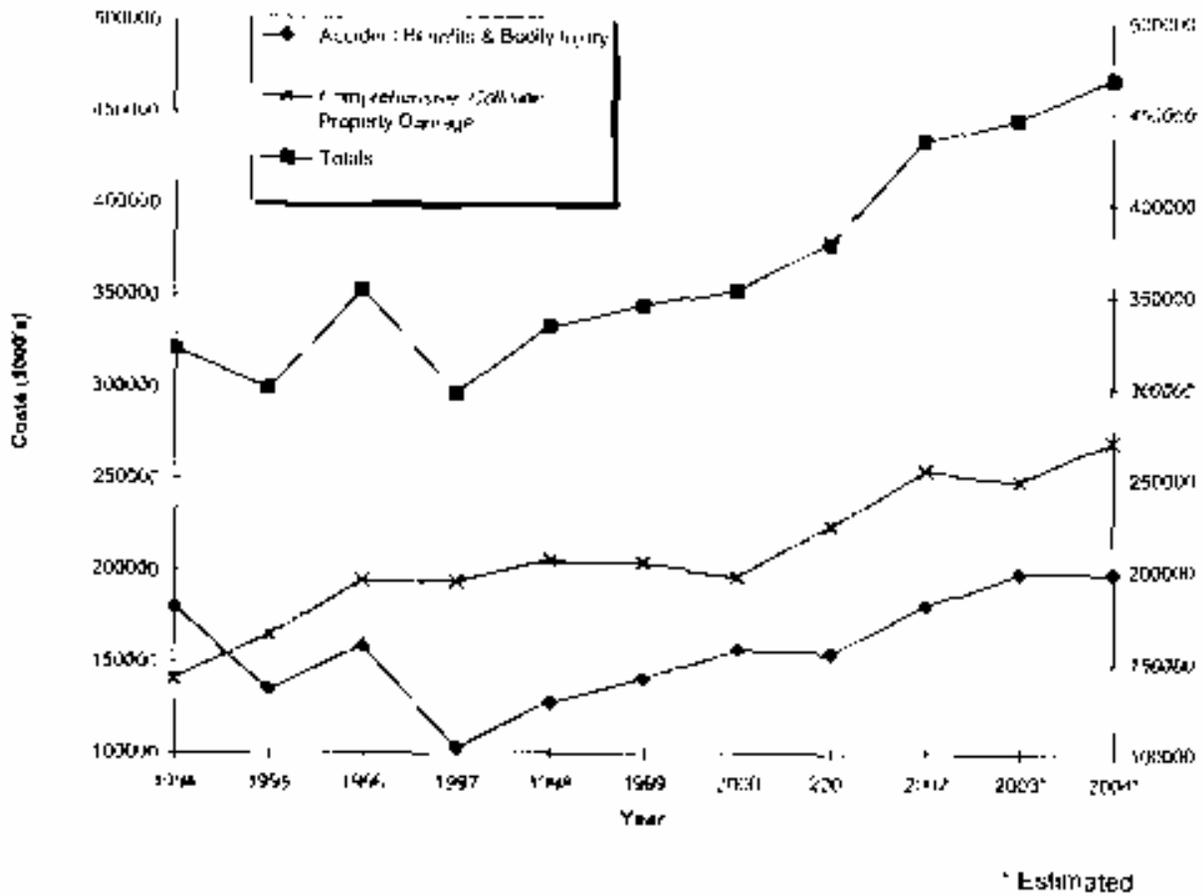


BASIC DIVISION

Manitoba Public Insurance

Driver's Premiums, Motor Vehicle Premiums, Investment Income less reinsurance ceded

FIGURE 4 (en anglais seulement)

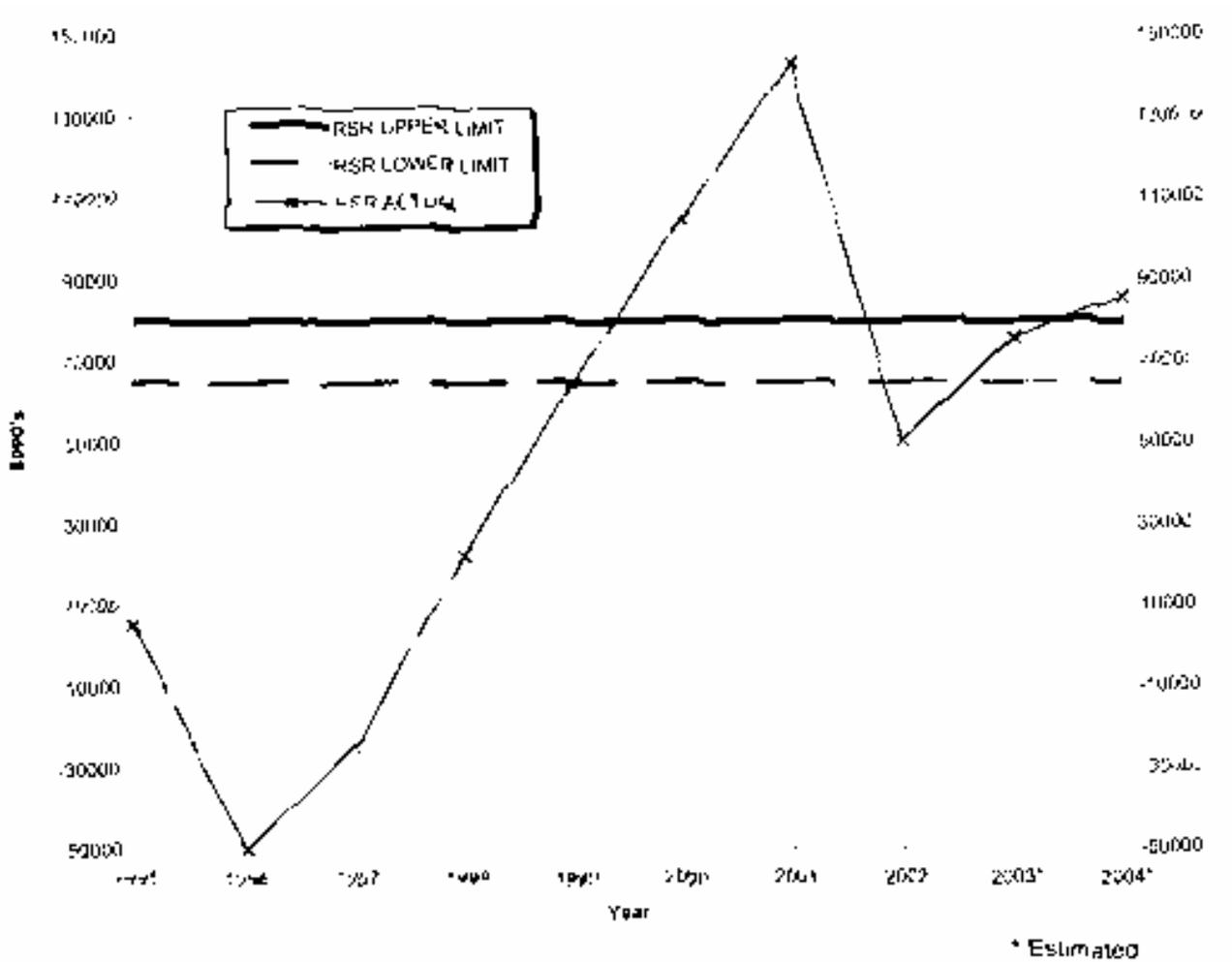


**MANITOBA PUBLIC INSURANCE
CLAIMS INCURRED COSTS**

BASIC DIVISION

Insurance Year Ending Feb. 28

FIGURE 5 (en anglais seulement



**MANITOBA PUBLIC INSURANCE
BASIC RATE STABILIZATION RESERVE**

Upper RSR limit of \$80,000 and Lower RSR limit of \$65,000 as approved by PUB

Insurance Year Ending Feb. 28

LOI SUR LES MUNICIPALITÉS

SERVICES D'EAU ET D'ÉGOUT

La Régie a rendu au total 75 ordonnances concernant des demandes qui lui ont été soumises par des autorités municipales locales. Ces ordonnances se répartissent comme suit :

- i) 53 ordonnances ayant trait aux demandes d'approbation et d'autorisation concernant les méthodes de recouvrement relatives aux déficits de fonctionnement;
- ii) 22 ordonnances ayant trait à des demandes de révision, de modification ou d'établissement de tarifs. Les lignes directrices que la Régie a rédigées et distribuées aux autorités locales ont été appliquées dans la mesure du possible, afin de faciliter la conception tarifaire et d'assurer un revenu suffisant pour couvrir les frais d'exploitation normalement prévus, plus une réserve adéquate pour éventualités. Les demandes ont été traitées dans le cadre d'audiences publiques ou par

avis à retourner. Dans tous les cas, les municipalités et les clients concernés des services d'eau et d'égout ont reçu un avis suffisant.

Le personnel de la Régie a aidé les municipalités requérantes et d'autres clients qui envisageaient des modifications et qui voulaient qu'on les aide à préparer leur demande, diminuant ainsi les frais encourus par les municipalités pour la production d'un rapport. Le personnel de la Régie a rencontré les représentants municipaux pour s'assurer que les demandes étaient déposées selon le modèle prescrit par la Régie, et ce, conformément à la Loi. Dans la plupart des cas, ces demandes exigeaient la préparation d'études des tarifs et des audiences publiques ont eu lieu dans les municipalités requérantes au besoin.

LOI SUR LA PROTECTION DES VOIES PUBLIQUES

Conformément à l'article 21 de la *Loi sur la protection des voies publiques*, la Régie est l'organisme d'appel des décisions du Conseil routier en ce qui a trait aux demandes de permis relatifs au changement d'usage d'une promenade à accès, au déplacement d'une promenade à accès ou à la construction d'une promenade à accès sur une route à accès limité, de même qu'aux demandes de permis relatifs à l'érection d'une construction à l'intérieur des lignes de contrôle d'une route à accès limité.

En 2002, la Régie a tenu deux audiences. Le premier appel concernait le changement d'usage d'une promenade reliée par une bretelle à la route 9. Le second appel concernait les problèmes d'accès et de circulation sur une propriété foncière privée dus à la présence d'une voie de service. La Régie a rejeté les deux appels.

LOI SUR LES ARRANGEMENTS PRÉALABLES DE SERVICES DE POMPES FUNÈBRES

Conformément à la *Loi sur les arrangements préalables de services de pompes funèbres*, la Régie est responsable de l'octroi de permis aux sociétés qui vendent des plans de préarrangements funéraires et d'examiner si les activités de ces firmes sont conformes aux conditions prescrites par la Loi.

En 2002, la Régie a procédé à 22 renouvellements de permis et a délivré un nouveau permis. Elle a pris acte de 15 demandes de révision des frais de gestion.

La Régie continue d'examiner les rapports annuels déposés par les titulaires de permis et leurs fiduciaires, rapports portant sur les plans de préarrangements funéraires vendus et sur les fonds prévus au contrat détenus en fiducie.

LOI SUR LES CIMETIÈRES

Conformément à la Partie III de la *Loi sur les cimetières*, la Régie examine les demandes des propriétaires de cimetières, de columbariums et de mausolées exploités en vue de faire un profit ou, lorsqu'ils ne sont pas exploités à cette fin, pour lesquels plus de 15 emplacements ont été vendus au cours d'une année quelconque, et délivre des permis à ces propriétaires. La présente Loi ne s'applique pas aux cimetières qui appartiennent aux congrégations religieuses ou aux municipalités.

Conformément à la Partie II de la Loi, la Régie approuve les plans de construction de crématoires et délivre les permis en autorisant l'exploitation.

Au cours de l'année, la Régie a renouvelé les permis d'exploitation de 11 cimetières, de 31 columbariums, de 5 mausolées et de 13 crématoires.

Elle a délivré 82 permis et autorisé un transfert de permis en vue de vendre des services de cimetières. Ces permis ont été délivrés soit aux propriétaires, soit aux employés préposés aux ventes. De plus, 16 demandes de révision des grilles tarifaires relatives aux espaces, aux matériaux et aux services ont été autorisées.

La Régie continue de superviser dans quelle mesure les titulaires de permis remplissent leurs obligations en ce qui concerne les fonds d'entretien perpétuel recueillis et déposés dans des fonds en fiducie par les fiduciaires autorisés, et ce, conformément à la *Loi sur les cimetières*.

INFORMATION FINANCIÈRE

REVENUS ET DÉPENSES

Les opérations financières de la Régie entrent dans le budget des dépenses du ministère de la Consommation et des Corporations, lequel est devenu une division du ministère des Finances le 25 septembre 2002. Par conséquent, les dépenses de la Régie sont payées à même le fonds consolidé puis recouvrées auprès des industries réglementées.

Les dépenses et les revenus de la Régie pour l'exercice se terminant le 31 mars 2002 se répartissent comme suit :

Revenus	1 452 331,19 \$
<u>Dépenses</u>	
Coûts associés à la réglementation des taux et à la sécurité	652 656,21 \$
Salaires et indemnités quotidiennes	<u>506 498,89 \$</u>
	<u>1 159 155,10 \$</u>
Différence	<u>293 176,09 \$</u>

L'ordonnance 38/89 énonce les moyens qu'utilise la Régie pour recouvrer les dépenses liées aux audiences qu'elle entend. L'ordonnance 2/94 ainsi que le décret 142/1994 permettent à la Régie de recouvrer les coûts, y compris les frais d'administration et les salaires, auprès des principales industries réglementées dont la Société d'assurance publique du Manitoba, Hydro-Manitoba, Centra Gas Manitoba Inc. et Stittco Utilities Man Ltd.

FINANCEMENT DES INTERVENANTS

Conformément à la Loi sur la Régie des services publics et à l'ordonnance 163/87, la Régie peut allouer les dépens des parties qui interviennent à l'égard des questions qui lui sont soumises. Ces coûts sont payés directement par l'entité requérante et, par conséquent, n'entrent pas dans les dépenses de la Régie. Le détail des allocations des dépens au cours de l'année civile 2002 se présente comme suit :

<u>accordé</u>	<u>Montant demandé</u>	<u>Montant</u>
Société d'assurance publique du Manitoba		
<u>Tarifs d'assurance pour 2002</u>		
ACC/MSOS ¹	59 881,45 \$	59 881,45 \$
ABC ²	10 117,40 \$	6 070,44 \$
CMMG ³	11 808,46 \$	11 808,46 \$
MCTRA ⁴	87 898,50 \$	0
Centra Gas Manitoba Inc.		
<u>Tarifs de vente du gaz d'inventaire en vigueur le 1^{er} février 2002</u>		
ACC/MSOS	4 415,07 \$	4 415,07 \$
<u>Tarif de vente du gaz d'inventaire en vigueur le 1^{er} mai 2002</u>		
ACC/MSOS	4 955,11 \$	4 955,11 \$
<u>2001/02 DTG et requêtes en rectification</u>		
ACC/MSOS	28 354,37 \$	28 354,37 \$
<u>Coût du gaz pour la période 2002-2003</u>		
ACC/MSOS	76 226,09 \$	75 903,60 \$
GANG ⁵	1 145,96 \$	1 145,96 \$
<u>Tarifs de vente du gaz d'inventaire en vigueur le 1^{er} août 2002</u>		
ACC/MSOS	2 228,76 \$	2 228,76 \$
<u>Tarifs de vente du gaz d'inventaire en vigueur le 1^{er} novembre 2002</u>		
ACC/MSOS	2 644,15 \$	2 644,15 \$
Hydro-Manitoba		
<u>Activités d'intégration résultant de l'acquisition de Centra</u>		
ACC/MSOS	307 236,45 \$	291 474,61 \$
MIPUG ⁶	47 547,86 \$	47 547,86 \$
	<u>Montant demandé</u>	<u>Montant</u>
<u>accordé</u>		
<u>Remise du rapport de situation</u>		
MIPUG	135 546,31 \$	0
TREE ⁷	48 676,72 \$	48 676,72 \$

¹Association des consommateurs du Canada (Manitoba) Inc./Manitoba Society of Seniors

²Association du Barreau canadien (Division du Manitoba)

³Coalition of Manitoba Motorcycle Groups Inc.

⁴Manitoba Car and Truck Rental Association Inc.

⁵Gladstone Austin Natural Gas Co-op Ltd.

⁶Manitoba Industrial Power Users Group

⁷Time to Respect Earth's Ecosystems Inc.