

RAPPORT ANNUEL

2003

RÉGIE DES SERVICES PUBLICS

Le 6 avril 2004

L'honorable 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-quatrième rapport annuel de la Régie, pour l'année civile 2003.

Les services publics réglementés par la Régie fournissent des services essentiels à la quasi-totalité des résidants et des entreprises du Manitoba; au total, leurs recettes dépassent les trois milliards de dollars.

Je tiens à remercier le personnel, les conseillers et mes collègues membres de la Régie pour leur dévouement constant à l'égard des activités de la Régie. Avec la collaboration des services publics réglementés et des intervenants représentant les intérêts des contribuables aux audiences publiques de la Régie, cette dernière étudie les tarifs des services et d'autres questions relevant de son mandat dans la perspective de l'intérêt public.

Au nom de la Régie, je tiens particulièrement à saluer les efforts de M. Gerry Forrest, qui a quitté son poste de président de la régie pour prendre sa retraite le 6 février 2004. M. Forrest a eu une carrière longue et distinguée au service du Manitoba, à la Régie (de 1991 à 2004) et, avant cela, dans la fonction publique. Nous lui souhaitons de réussir dans ses projets futurs.

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

Le président,

Graham F.J. Lane, CA

TABLE DES MATIÈRES

NUMÉRO DE PAGE

RESPONSABILITÉS DE LA RÉGIE	1
MEMBRES ET PERSONNEL DE LA RÉGIE	2
SOMMAIRE DES ACTIVITÉS DE LA RÉGIE – (année civile 2003)	
Réunions de la Régie	3
Jours d’audiences publiques	3
Jours de conférences préparatoires à l’audience	3
Ordonnances rendues	3
INFORMATION FINANCIÈRE (exercice se terminant le 31 mars 2003)	
.....	4-5
FINANCEMENT DES INTERVENANTS	
.....	6
Résumés des décisions et activités de la Régie au cours de l’année civile 2003 :	
Extraits des principales ordonnances émises par la Régie dans l’année civile 2003 concernant le gaz naturel, l’électricité et l’assurance-automobile publique, auxquels s’ajoute un aperçu d’autres secteurs de responsabilité.	
DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL	
Centra Gas Manitoba Inc.	8
Gladstone, Austin Natural Gas Co-op Ltd.	29
Swan Valley Gas Corporation	32
Achat direct de gaz naturel	38
DISTRIBUTION DE GAZ PROPANE	
Stittco Utilities Man Ltd.	39
INTERRUPTION ET REPRISE DE SERVICE	
.....	41
<i>LOI SUR LES GAZODUCS</i>	45
HYDRO-MANITOBA	46
SOCIÉTÉ D’ASSURANCE PUBLIQUE DU MANITOBA	56
<i>LOI SUR LES MUNICIPALITÉS</i>	63
<i>LOI SUR LA PROTECTION DES VOIES PUBLIQUES</i>	64
<i>LOI SUR LES ARRANGEMENTS PRÉALABLES DE SERVICES DE POMPES FUNÈBRES</i>	65
<i>LOI SUR LES CIMETIÈRES</i>	66

RESPONSABILITÉS

La Régie des services publics (la Régie) est un organisme quasi judiciaire autonome qui fonctionne en vertu de la *Loi sur la Régie des services publics*. La *Loi* a été promulguée en 1959, mais la Régie réglemente en vertu d'autres lois des services de cette nature depuis 1912.

Au cours de l'année à l'étude, la Régie était responsable de la réglementation des services publics désignés dans la *Loi sur la Régie des services publics*; à savoir :

Centra Gas Manitoba Inc. (désormais détenue en propriété exclusive par Hydro-Manitoba), Stittco Utilities Man Ltd., Gladstone, Austin Natural Gas Co-op Ltd. (désormais détenue en propriété exclusive par Centra Gas Manitoba Inc.), Swan Valley Gas Corporation et la plupart des services d'eau et d'égout de la province.

Conformément à la *Loi sur l'examen public des activités des corporations de la Couronne et l'obligation redditionnelle de celles-ci*, la Régie est responsable de la réglementation des primes imposées par la Société d'assurance publique du Manitoba pour l'assurance-automobile obligatoire et des primes connexes liées aux permis de conduire, ainsi que des tarifs d'électricité imposés par Hydro-Manitoba.

D'autres lois définissent les responsabilités de la Régie en matière de réglementation et de décision :

- la *Loi sur la distribution du gaz dans la conurbation de Winnipeg*
- la *Loi sur la répartition du gaz*
- la *Loi sur les arrangements préalables de services de pompes funèbres*
- la *Loi sur les cimetières*
- la *Loi sur la Ville de Winnipeg* (ententes sur le transport de personnes)
- la *Loi sur la Commission des services d'approvisionnement en eau du Manitoba* (appels)
- la *Loi sur la protection des voies publiques* (appels).

La Régie est aussi chargée de l'administration de la *Loi sur les gazoducs* ainsi que de l'approbation de la construction et de la mise en service de tous les gazoducs du Manitoba. La préoccupation de la Régie dans ces domaines est la sécurité.

Les services publics réglementés par la Régie, dont les recettes dépassent au total les trois milliards de dollars, fournissent des services touchant la quasi-totalité des résidants et des entreprises du Manitoba.

MEMBRES ET PERSONNEL DE LA RÉGIE

Membres de la Régie :

Graham F. J. Lane, CA, président*
Robert A. Mayer, c.r., vice-président
Denyse T. Côté
L'honorable Leonard Evans
Monica Girouard, CGA
Eric Jorgensen
Kathi Avery Kinew
Susan Proven, CED
Mario J. Santos, LL.B.

*nommé le 8 mars 2004

Personnel :

Dirigeants :

Gerald O. Barron, FCGA, directeur administratif et secrétaire
Hollis Singh, secrétaire adjoint

Personnel administratif :

Jo-Donna Williamson, gestionnaire de bureau
Debra Feuer, secrétaire du président
Brenda Bresch, secrétaire administrative

Le président est nommé à temps complet et les autres membres de la Régie le sont à temps partiel par le lieutenant-gouverneur en conseil.

Les commissions qui étudient les demandes tarifaires et les autres dossiers présentés devant la Régie et qui prennent les décisions sur ces points sont formées de membres de la Régie. Ces membres, le personnel et les conseillers de la Régie doivent observer les lignes directrices sur les conflits d'intérêt afin que les parties qui se présentent devant la Régie soient assurées d'obtenir des jugements indépendants et impartiaux.

La Régie reçoit l'avis de conseillers spécialisés dans les domaines de la comptabilité, de la science actuarielle, du génie et du droit.

SOMMAIRE DES ACTIVITÉS DE LA RÉGIE

RÉUNIONS ET AUDIENCES DE LA RÉGIE

Réunions de la Régie (essentiellement de commissions décisionnelles)	23
Jours de conférences préparatoires à l'audience	2
Jours d'audiences publiques	38
Auditions des appels :	
Interruption de service	7
<i>Loi sur la protection des voies publiques</i>	6
Courtiers de gaz naturel	9

Les audiences publiques de la Régie sont annoncées à l'avance; y assistent des représentants des services publics réglementés, des intervenants et le grand public. La Régie reçoit des demandes d'organisations, de groupes et, à l'occasion, de particuliers qui désirent intervenir au cours des audiences consacrées aux demandes tarifaires des services publics. Les intervenants représentent les intérêts des clients et des catégories de clients auxquelles correspondent différents tarifs des services publics, et ils exposent à la Régie des analyses et des arguments sur les questions à l'étude. Les intervenants ont la responsabilité d'aider la Régie à bien comprendre ces questions. La Régie peut enjoindre aux services publics réglementés de prendre en charge les coûts encourus par les intervenants, selon la valeur qu'elle accorde aux interventions. Pour décider de l'allocation de dépens aux intervenants, la Régie se fonde sur les critères énoncés dans ses règles provisoires ainsi que sur son opinion quant à la valeur de l'intervention.

ORDONNANCES RENDUES

Au cours de l'année civile 2003, la Régie a rendu 189 ordonnances :

Industries réglementées :

Services d'eau et d'égout	63
Hydro-Manitoba	65
Services de gaz naturel et de propane	23
Interruption et reprise de service	7
Société d'assurance publique du Manitoba	6
<i>Loi sur la protection des voies publiques</i>	8
<i>Loi sur les cimetières</i>	5
Appels par les contribuables concernant les courtiers de gaz naturel	11
<i>Loi sur les gazoducs</i>	1

INFORMATION FINANCIÈRE
Exercice se terminant le 31 mars 2003

Les recettes et les dépenses liées aux activités et aux décisions de la Régie sont inscrites aux comptes du fonds consolidé et des services publics réglementés par la Régie. Cette dernière assume les coûts à partir de son propre compte et demande aux services publics de prendre en charge les coûts de ses conseillers et des intervenants à ses audiences.

Prélèvements directs et indirects, en milliers de dollars (k\$)

Prélèvements généraux de la Régie auprès d'Hydro-Manitoba pour :		
a) l'électricité	347 \$	
b) les opérations gazières	<u>782</u>	1 129 \$
Coûts des conseillers de la Régie pris en charge par Hydro-Manitoba, pour :		
a) l'électricité	1 006	
b) les opérations gazières	<u>727</u>	<u>1 733</u>
Coûts des intervenants pris en charge par Hydro-Manitoba, pour :		
a) l'électricité	245	
b) les opérations gazières	370	<u>615</u>
Total des prélèvements de la Régie auprès d'Hydro-Manitoba		<u>3 477</u>
Prélèvements auprès de la Société d'assurance publique du Manitoba (SAPM) :		
Prélèvements généraux de la Régie auprès de la SAPM	337	
Coûts des conseillers de la Régie pris en charge par la SAPM	433	
Coûts des intervenants pris en charge par la SAPM	<u>54</u>	<u>824</u>
Autres prélèvements :		
Stittco Utilities Man Ltd.		11
Swan Valley Gas Corporation		3
Droits liés aux services funéraires et aux activités liées aux cimetières		25
Autres droits		1
		4 348 \$

Dépenses directes et indirectes, en milliers de dollars (k\$)

Coûts directs de la Régie :		
Coûts associés à la réglementation des tarifs et à la sécurité	356 \$	
Salaires et indemnités quotidiennes	463	
Frais généraux (loyer, technologie, services publics, etc.)	257	
		<u>1 076 \$</u>
Coûts des conseillers de la Régie facturés aux services publics réglementés		<u>2 180</u>
Coûts des intervenants facturés aux services publics réglementés		<u>669</u>
Total des coûts liés aux activités et à l'orientation de la Régie		3 925 \$

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 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 des dépens aux parties qui interviennent à l'égard des questions qui lui sont soumises.

Ces coûts sont payés directement par l'entité requérante.

Le détail des dépens alloués au cours de l'année civile 2003 se présente comme suit :

	<u>Montant demandé</u>	<u>Montant accordé</u>
Société d'assurance publique du Manitoba		
<u>Tarifs d'assurance pour 2003</u>		
ACC-MSOS ¹	43 458,64 \$	43 458,64 \$
CMMG ³	10 461,39 \$	10 461,39 \$
Centra Gas Manitoba Inc.		
<u>Tarifs de vente du gaz d'inventaire en vigueur le 1^{er} février 2003</u>		
ACC-MSOS	3 660,76 \$	3 660,76 \$
<u>Tarifs de vente du gaz d'inventaire en vigueur le 1^{er} mai 2003</u>		
ACC-MSOS	3 186,26 \$	3 186,26 \$
<u>DTG 2003-2004</u>		
ACC-MSOS	362 910,96 \$	362 910,96 \$
Hydro-Manitoba		
<u>Activités d'intégration résultant de l'acquisition de Centra</u>		
CCEP ³	121 781,79 \$	80 461,73 \$
<u>Remise du rapport de situation</u>		
ACC-MSOS	165 025,68 \$	165 025,68 \$

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

²Coalition of Manitoba Motorcycle Groups Inc.

³Canadian Centre for Energy Policy Inc.

Remarque : D'autres intervenants n'ont pas demandé l'allocation de dépens.

RÉSUMÉ DES DÉCISIONS IMPORTANTES DE LA RÉGIE

2003

DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL

Le principal fournisseur de gaz naturel au Manitoba est Hydro-Manitoba, par l'intermédiaire de sa filiale en propriété exclusive, Centra Gas Manitoba Inc. Le gaz naturel est livré par Hydro-Manitoba à une centaine de collectivités dans tout le sud de la province, au moyen d'un réseau de gazoduc d'environ 8 200 kilomètres. L'entreprise prévoit livrer grâce à ce réseau quelque 2,3 milliards de mètres cubes de gaz naturel par an. La mission définie d'Hydro-Manitoba est la suivante : « Assurer la pérennité de l'approvisionnement énergétique afin de répondre aux besoins de la province, favoriser l'économie et l'efficacité dans la mise en valeur, la production, la transmission, la distribution, l'approvisionnement et l'utilisation finale de l'énergie, et offrir et commercialiser des produits et des services liés à l'énergie, à l'intérieur comme à l'extérieur de la province. » (Hydro-Manitoba, Rapport annuel, 2003)

CENTRA GAS MANITOBA INC.

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} FÉVRIER 2003 -- Ordonnance 11/02 – 30 janvier 2003

Le 12 décembre 2002, conformément à l'ordonnance 99/01, Centra Gas Manitoba Inc. (« Centra ») a présenté une demande à la Régie des services publics (« la Régie ») afin de faire approuver des tarifs provisoires de vente de gaz d'inventaire et un avenant tarifaire pour éliminer son compte d'écart pour achat de gaz d'inventaire (PGVA) estimatif au 31 janvier 2003; ces tarifs seraient en vigueur du 1^{er} février 2003 jusqu'à l'émission d'une autre ordonnance de la Régie. Les tarifs proposés avaient été établis à partir de la fourchette de prix à terme du 29 novembre 2002.

L'avenant tarifaire de 0,0363 \$ le mètre cube (m³) approuvé antérieurement sur le compte de coûts de gaz reportés (PGDA) devait être maintenu dans les tarifs de février 2003.

Le 22 janvier 2003, Centra a déposé à la Régie une fourchette de prix à terme révisée, accompagnée d'un barème des tarifs révisés. La fourchette de prix pour la période allant du 1^{er} février 2003 au 31 janvier 2004 reposait sur les prix de clôture du 20 janvier 2003, exclusion faite des retombées révisées des opérations de couverture, et s'établissait à 6,684 \$/GJ, comparativement au montant de 5,447 \$/GJ figurant dans la demande du 12 décembre 2002. Il s'agissait là d'une augmentation d'environ 23 % reflétant les hausses enregistrées dans le marché du gaz naturel.

Voici les coûts du gaz actualisés en fonction des transactions de couverture reposant sur les fourchettes de prix révisées et de l'exécution de transactions de couverture supplémentaires le 15 janvier 2003 :

Date	18 avril 2002	29 mai 2002	17 juillet 2002	16 oct. 2002	15 janv. 2003
Genre	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel
Mois	Févr. 2003 - avril 2003	Févr. 2003 - avril 2003	Mai 2003 - juillet 2003	Août 2003 - oct. 2003	Nov. 2003 - janv. 2004
Volumes	4 760 000	3 800 000	7 080 000	7 570 000	8 700 000
Coût des transactions	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$
Couverture liée aux volumes de Centra	(4 946 930 \$)	(4 181 640 \$)	(6 927 150 \$)	(4 699 500 \$)	0 \$
Couverture d'achat ou de vente (courtiers)	(231 279 \$)	(195 916 \$)	(235 924 \$)	(178 517 \$)	0 \$
Total de l'incidence	(5 178 209 \$)	(4 377 556 \$)	(7 163 074 \$)	(4 878 017 \$)	0 \$
Incidence cumulative	(5 178 209 \$)	(9 555 765 \$)	(16 718 839 \$)	(21 596 856 \$)	(21 596 856 \$)

Centra a évalué que les transactions mentionnées ci-dessus se traduiraient par une diminution de 0,487 \$/Gj. Une telle baisse donnerait un tarif de base du gaz d'inventaire de 0,2264 \$/m³, comparativement au tarif de 0,2019 \$/m³ prévu dans la demande de décembre et au tarif de base existant de 0,1939 \$/m³.

Les avenants tarifaires par unité de Centra pour le PGVA et le PGDA de gaz d'inventaire sont demeurés inchangés par rapport à la demande du 12 décembre. Par conséquent, le tarif facturé du gaz d'inventaire que l'on proposait d'appliquer à compter du 1^{er} février 2003 était dans la demande révisée de 0,2577 \$/m³, comparativement au tarif demandé en décembre de 0,2332 \$/m³ et au tarif en vigueur de 0,2239 \$/m³.

Les changements survenus dans les montants

annuels facturés pour le gaz naturel aux diverses catégories de clients, après l'inclusion aux tarifs des courbes de prix à terme du 20 janvier 2003, sont reflétés dans le tableau intitulé « Incidences annuelles sur les montants facturés aux clients » :

Incidences annuelles sur les montants facturés aux clients

Catégorie de clients	Augmentation des montants facturés
Service général de petite puissance	8,9 % à 9,8 %
Service général de grande puissance	9,3 % à 11,7 %
Service ininterrompu à volume élevé	11,3 % à 12,4 %
Ligne principale	12,1 % à 13,4 %
Service interruptible	12,6 % à 13,6 %

La prévision sur 12 mois à la clôture au 20 janvier 2003 était de 6,197 \$/Gj, soit une hausse tarifaire de 16,2 %. Grâce à l'incidence positive prévue de la gestion des prix par Centra et des prix plus bas du gaz emmagasiné, le coût pondéré du produit demandé par Centra était de 5,860 \$/Gj, soit une hausse de 9 %. Une fois pris en compte les frais généraux liés à

l'approvisionnement et les coûts du carburant pour compresseur, ainsi que les avenants tarifaires liés au PGVA et au PGDA du gaz d'inventaire, l'incidence pour le client résidentiel caractéristique était une hausse de 9,1 %, soit environ 108 \$ par an.

La Régie a approuvé le barème des tarifs du 1^{er} février 2003 proposé par Centra.

Le tableau suivant illustre la volatilité des cours du gaz et leur incidence sur les tarifs. Compte tenu de l'influence de facteurs autres que le coût du produit, comme le coût de gaz emmagasiné et les opérations de couverture, la variation des tarifs n'est pas directement liée aux cours du marché du gaz.

Date	Coût du produit	Montant annuel facturé aux clients résidentiels	% de changement dans le montant facturé
Décembre 1999	3,003 \$/Gj	856	Référence
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	1 194	4,2 %
1 ^{er} février 2003	5,860 \$/Gj	1 302	9,1 %

ORDONNANCE RÉPONDANT À LA REQUÊTE DE CENTRA GAS MANITOBA INC. ET À CELLE DE L'ASSOCIATION DES CONSOMMATEURS DU CANADA (MANITOBA) INC. ET DE LA MANITOBA SOCIETY OF SENIORS CONCERNANT LA DEMANDE TARIFAIRE GÉNÉRALE DE CENTRA GAS MANITOBA INC. POUR L'EXERCICE 2003-2004 – Ordonnance 55/03 – 4 avril 2003

Centra a présenté une demande tarifaire générale à la Régie en vue d'obtenir, entre autres, l'approbation de nouveaux tarifs de vente pour le gaz de réserve, le transport

(jusqu'aux installations de Centra) et la distribution aux abonnés. Ces tarifs devaient entrer en vigueur le 1^{er} avril 2003 pour tout le gaz naturel consommé à partir du 1^{er} août 2003.

L'Association des consommateurs du Canada (Manitoba) Inc. et la Manitoba Society of Seniors (ACC-MSOS) ont demandé et se sont vues attribuer le statut d'intervenants. La Régie a émis le 22 janvier 2003 l'ordonnance de procédure 9/03, qui établit un calendrier pour l'échange ordonné de renseignements et d'éléments de preuve entre les parties. Centra et l'ACC-MSOS ont chacune présenté une requête à la Régie.

Centra cherchait à obtenir de la Régie une ordonnance radiant la preuve de John D. Todd,

présentée dans la demande précitée, ainsi qu'une décision par la Régie de refuser d'admettre en preuve les éléments concernant les « Commentaires sur les méthodes réglementaires à venir » et les sujets connexes à l'audience se rapportant à la demande précitée.

L'ACC-MSOS s'est opposée à la requête de Centra et a soutenu que sa preuve apportait des enseignements sur les questions présentées devant la Régie et ne devait donc pas être radiée.

L'ACC-MSOS ont demandé l'émission d'une ordonnance a) obligeant Centra à fournir des réponses et à présenter certains documents, b) obligeant Centra à présenter tout rapport provisoire préparé relativement à l'analyse de « page blanche », c) indiquant que la Régie admettra en preuve les éléments concernant la réglementation à venir et les questions connexes à l'audience consacrée à la demande précitée.

Centra s'est opposée aux demandes de renseignements de l'ACC-MSOS, en indiquant que l'information ne présentait pas d'intérêt pour la demande tarifaire générale. Centra soutenait également que le rapport demandé par l'ACC-MSOS ne lui appartenait pas, mais avait été préparé par Hydro-Manitoba pour son ministre et n'avait pas été élaboré en vue d'un examen public. Les requêtes de Centra et de l'ACC-MSOS ont été rejetées par la Régie.

**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} MAI 2003 – Ordonnance
73/03 – 1^{er} mai 2003**

Le 19 mars 2003, conformément à l'ordonnance 99/01, Centra a présenté une demande à la Régie afin de faire approuver des tarifs provisoires de vente de gaz d'inventaire, ainsi qu'un avenant tarifaire visant à éliminer le PGVA estimé de gaz d'inventaire au 30 avril 2003. Centra proposait que ces tarifs soient en vigueur à compter du 1^{er} mai 2003 jusqu'à l'émission d'une autre ordonnance de la Régie. Les tarifs proposés avaient été calculés au moyen de la fourchette de prix à terme du 7 mars 2003. L'avenant tarifaire de PGDA de 0,0363 \$/m³ approuvé antérieurement devait être maintenu dans le barème tarifaire du 1^{er} mai 2003.

Le 22 avril 2003, Centra a déposé à la Régie une fourchette de prix à terme révisée accompagnée de documents justificatifs et d'un barème des tarifs révisé. La fourchette de prix pour la période allant du 1^{er} mai 2003 au 30 avril 2004 reposait sur les prix de clôture du 9 avril 2003, exclusion faite des retombées révisées des opérations de couverture, et s'établissait à 6,617 \$/GJ, comparativement au montant de 7,462 \$/GJ figurant dans la demande du 19 mars 2003. Ce prix reflétait la baisse qui venait de toucher le cours du gaz naturel sur le marché.

Centra a aussi révisé les coûts du gaz déclarés dans la demande initiale en raison de transactions de couverture effectuées à partir des fourchettes de prix révisées et de l'exécution d'opérations de couverture supplémentaires le 15 janvier 2003, comme l'indique le tableau ci-dessous.

Date	17 juillet 2002	16 octobre 2002	Janvier 2003
Genre	Tunnel	Tunnel	Tunnel
Mois	Mai 2003 – juillet 2003	Août 2003 – oct. 2003	Nov. 2003 – janv. 2004
Volumes	7 080 000	7 570 000	8 700 000
Coût des transactions	0 \$	0 \$	0 \$
Couverture liée aux volumes de Centra	(8 128 030 \$)	(6 363 320 \$)	0 \$
Couverture d'achat ou de vente (courtiers)	(275 475 \$)	(238 322 \$)	0 \$
Total de l'incidence	(8 403 505 \$)	(6 601 642 \$)	0 \$
Incidence cumulative	(8 403 505 \$)	(15 005 147 \$)	(15 005 147 \$)

Centra a révisé l'incidence estimée des transactions susmentionnées, qui se traduiraient par une diminution de 0,338 \$/Gj.

En regard d'un taux d'incorporation de 100 %, les coûts en carburant, les frais généraux et les coûts du gaz emmagasiné mèneraient à un tarif de base du gaz d'inventaire de 0,2290 \$/m³, comparativement au tarif de 0,2418 \$/m³ proposé dans la demande de mars, et au tarif de base en vigueur de 0,2264 \$.

Les avenants tarifaires par unité de Centra pour le PGVA et le PDGA de gaz d'inventaire sont demeurés inchangés par rapport à la demande du 19 mars. Par conséquent, le tarif facturé du gaz d'inventaire que l'on proposait d'appliquer à compter du 1^{er} mai 2003 était dans la demande révisée de 0,2648 \$/m³, comparativement au tarif demandé en mars de 0,2776 \$/m³ et au tarif en vigueur de 0,2577 \$/m³.

Les changements survenus dans les montants annuels facturés aux diverses catégories de clients pour le gaz naturel, après l'inclusion aux tarifs des courbes de prix à terme du 9 avril 2003, sont reflétés dans le tableau suivant :

Incidences annuelles sur les montants facturés aux clients

Catégorie de clients	Augmentation des montants facturés
Service général de petite puissance	1,7 % à 1,8 %
Service général de grande puissance	1,7 % à 2,1 %
Service ininterrompu à volume élevé	2,1 % à 2,3 %
Ligne principale	2,2 % à 2,4 %
Service interruptible	2,3 % à 2,5 %

La Régie a conclu que la demande de Centra

reflétait bien le coût du produit du moment et les conditions courantes du marché et a donc approuvé le barème tarifaire de Centra du 1^{er} mai 2003.

DEMANDE D'ORDONNANCE EX PARTE PROVISOIRE DE LA RÉGIE VISANT L'APPROBATION D'UNE ÉTUDE DE RENTABILITÉ DE L'EXPANSION DU SERVICE DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL À UN CLIENT DANS LA MUNICIPALITÉ RURALE DE WOODLANDS - Ordonnance 79/03 – 13 mai 2003

Le 29 avril 2003, Centra a demandé à la Régie l'approbation ex parte provisoire d'une étude de rentabilité visant l'expansion du réseau de distribution de Centra, dans le but de servir un client dans la zone de concession de Woodlands, en son nom et au nom de Woodlands.

La consommation annuelle estimative de 12 011 m³ pour la première phase du projet se fondait sur la puissance indiquée du matériel. La consommation au cours de la deuxième phase a été estimée à 1 725 m³ à partir de la superficie de l'installation proposée. Centra affirme qu'il n'existe aucun autre client éventuel le long du tracé du prolongement de conduite proposé.

Centra proposait de desservir le client en profitant de la conduite de transport de gaz en polyéthylène existante (60,3 mm) de Centra. Une nouvelle conduite en polyéthylène de 60,3 mm devait être installée sur environ 1 050 mètres en direction du sud-est et raccordée aux installations du client suivant les besoins.

Centra estimait à 18 323 \$ les coûts d'immobilisation pour le projet, lesquels devraient être assumés pendant la première année.

Les résultats de l'étude de faisabilité ont indiqué une VAN positive sur 30 ans de 76 \$, et le ratio revenus-coûts ne passait pas en dessous du seuil de 1,0 après la cinquième année. Centra devait

actualiser ses calculs à la fin de la cinquième année pour établir si un remboursement de la contribution du client s'imposait. Les résultats de l'étude de faisabilité indiquaient que le ratio revenus-coûts de la cinquième année du projet était de 1,0, ce qui satisfait au critère du test de la VAN sur 30 ans. De plus, la contribution de 13 828 \$ du client établie par l'étude de faisabilité avait déjà été perçue par Centra.

La Régie a conclu, à première vue, que les estimations des coûts et des recettes et les contributions exigées du client étaient raisonnables et que les critères de la Régie concernant l'expansion de conduites avaient été satisfaits; la Régie a donc approuvé la demande de Centra.

DEMANDE TARIFAIRE GÉNÉRALE DE CENTRA GAS MANITOBA INC. VISANT L'APPROBATION DE TARIFS DE VENTE POUR LE GAZ DE RÉSERVE, LE TRANSPORT AUX INSTALLATIONS DE CENTRA ET LA DISTRIBUTION AUX ABONNÉS, À COMPTER DU 1^{ER} AVRIL 2003, POUR TOUT LE GAZ CONSOMMÉ À PARTIR DU 1^{ER} AOÛT 2003, AINSI QUE D'AUTRES POINTS – Ordonnance 118/03 – 29 juillet 2003

Centra a demandé à la Régie d'approuver la base d'évaluation, le taux de rendement et les tarifs de vente, en fonction du futur exercice de référence 2003-2004. Cette approbation s'appliquerait aux tarifs de vente pour le gaz de réserve, le transport aux installations de Centra et la distribution aux abonnés, à compter du 1^{er} avril 2003 et pour tout le gaz consommé à partir du 1^{er} août 2003. Centra demandait également l'approbation de plusieurs autres points. Une audience publique a eu lieu du 20 mai au 5 juin 2003. Il s'agissait de la première demande tarifaire générale de Centra depuis l'acquisition de Centra par Hydro-Manitoba le

31 juillet 1999.

Installations en service

La valeur nette des installations en service de Centra a augmenté, passant du chiffre de 273,1 millions de dollars (M\$) approuvé en 1998 aux 344,6 M\$ demandés pour l'année de référence 2003-2004. La plupart des ajouts aux installations étaient liés à l'expansion en milieu rural, à la croissance de la charge du réseau et aux mises à niveau du réseau de distribution. À l'exception d'environ 1 M\$ en dépenses liées à deux projets d'expansion du réseau et aux coûts marginaux imputables au prolongement du service de gaz jusqu'à l'usine inactive de CanAgra à Sainte-Agathe, coûts que la Régie veut continuer de comptabiliser comme des immobilisations en cours jusqu'à l'aliénation définitive à une date ultérieure par la Régie, cette dernière a approuvé tous les ajouts nets aux installations comme ajouts à la base d'évaluation. La Régie a également approuvé a) des changements aux taux d'amortissement découlant d'une étude actualisée sur l'amortissement et b) des changements aux méthodes d'amortissement.

Coûts du gaz

La Régie a approuvé les coûts du gaz établis pour 2002-2003 à partir de la mise à jour du 3 juin 2003, en indiquant que les coûts de gaz autre que le gaz d'inventaire dépendaient largement des forces du marché et des tarifs de transport et d'emmagasinage établis aux échelons national et international. La Régie a aussi approuvé le recouvrement de 5,6 M\$ en soldes de comptes reportés à partir de la mise à jour du 3 juin 2003, cette somme devant être récupérée par l'entremise d'un avenant tarifaire sur 12 mois à compter du 1^{er} août 2003.

La Régie a approuvé les coûts de gaz autre que le gaz d'inventaire de 90,3 M\$ prévus pour

2003-2004 en besoins en revenus, en fonction de la fourchette de prix à terme du 9 avril 2003. Outre les coûts du produit prévus, les estimations reposaient sur les modalités et les formules de fixation des prix stipulées dans le contrat d'approvisionnement de Centra, ses divers arrangements existants dans les domaines du transport et de l'entreposage et ses coûts. Les écarts entre les estimations et les coûts réels pour 2003-2004 devaient être inscrits dans les comptes de coûts reportés pertinents à compter du 1^{er} avril 2003.

Coûts des opérations

La Régie a accepté les coûts des opérations de 49,3 M\$ prévus par Centra pour 2003-2004, en faisant remarquer que, grâce aux avantages synergiques issus de l'acquisition de Centra par Hydro-Manitoba, le coût des opérations n'avait augmenté que légèrement par rapport aux 48,7 M\$ approuvés antérieurement par la Régie dans l'ordonnance 79/98.

Impôts sur les bénéfices

La Régie a approuvé la demande de Centra visant à modifier l'ordonnance 208/02 en vue d'amortir le solde restant d'une dette fiscale ponctuelle de 46 M\$ sur une période d'amortissement de 30 ans. La conversion de Centra en entité non assujettie à l'impôt au moment de l'acquisition de Centra par Hydro-Manitoba en juillet 1999 s'est traduite par un impôt sur les bénéfices à payer se chiffrant initialement à 58,5 M\$. La Régie a demandé à Centra d'enlever le solde non amorti de la dette fiscale ponctuelle de 46 M\$ de sa base d'évaluation et de traiter cette somme comme un compte de coûts reportés afin d'attirer les coûts de possession au taux de rendement global approuvé.

Transfert des avantages synergiques

La Régie a approuvé l'inclusion aux besoins en revenus d'un transfert des avantages synergiques de 3 M\$ de Centra à Hydro-Manitoba, de manière à compenser partiellement les coûts engagés par Hydro-Manitoba pour l'acquisition et l'intégration de Centra. La Régie considérait ce transfert comme une question de transition et s'attendait à ce qu'Hydro-Manitoba réalise à l'avenir des économies supplémentaires, grâce à l'acquisition, afin d'éliminer le besoin de toute somme liée au transfert des avantages synergiques au moment de la prochaine demande tarifaire générale.

Taux de rendement

En 1995, la Régie a établi une formule pour calculer un taux raisonnable de rendement des capitaux propres pour Centra. La Régie a accepté le prolongement de la formule proposée. Toutefois, la Régie a rejeté la demande de Centra visant à modifier la structure de capital utilisée pour calculer le taux de rendement des capitaux propres. La Régie a approuvé un taux de rendement des capitaux propres de 9,56 %, en demandant à Centra de déposer un nouveau calcul du taux global de rendement des capitaux propres révisé en fonction de la capitalisation réelle, taux qui devrait se situer aux alentours de 7,96 %.

Autres points

La Régie a confirmé que les ordonnances de la Régie 79/02, 84/02, 135/02, 136/02, 188/02 et 11/03 avaient un caractère définitif. La Régie a accepté une proposition de Centra visant la mise en place de deux nouvelles catégories de clients : les coopératives et les centrales électriques.

La Régie a également demandé à Centra

d'établir un calendrier plus fréquent de révision périodique des tarifs, les audiences ne devant pas être séparées de plus de trois ans, même si aucun changement de tarif n'est proposé. Selon la Régie, ces nouveaux délais amélioreront l'efficacité, l'efficacités et la rapidité du processus de réglementation.

Besoins en revenus, taux et incidences sur les montants facturés aux clients

La Régie a demandé à Centra de déposer un barème actualisé de la base d'évaluation, du taux de rendement, des besoins en revenus, des tarifs et des incidences sur les montants facturés aux clients, de sorte qu'ils reflètent tous les décisions stipulées dans l'ordonnance. Les tarifs et les incidences sur les montants facturés aux clients seront établis dans une ordonnance ultérieure de la Régie.

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 2003 -- Ordonnance 119/03 – 29 juillet 2003

Le 25 juin 2003, 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 et un avenant tarifaire afin d'éliminer son PGVA estimatif de gaz d'inventaire au 31 juillet 2003, qui entreraient en vigueur le 1^{er} août 2003. Les tarifs proposés ont été calculés à partir de la fourchette de prix à terme du 9 juin 2003. L'avenant tarifaire du PGDA approuvé antérieurement de 0,0363 \$/m³ devait être abrogé le 1^{er} août 2003. Centra prévoit que le solde du PGDA au 31 juillet 2003 serait de 1 920 854 \$ et que ce solde serait intégré au PGVA du gaz d'inventaire au 1^{er} août 2003.

Dans sa demande tarifaire générale, Centra cherchait à obtenir l'approbation de l'établissement d'un compte d'impôt sur le capital reporté associé au solde du PGDA de 878 008 \$ pour 2001-2002 et 2002-2003. Centra demandait également que le solde net de 874 139 \$ (après le transfert au PGVA de distribution) soit intégré au PGVA du gaz d'inventaire.

Conformément aux exigences de la Régie, Centra a présenté le 23 juillet 2003 une révision de sa demande initiale, en utilisant la fourchette de prix à terme du 16 juillet 2003.

Les tarifs proposés tenaient compte de tous les aspects liés aux coûts du gaz des ententes contractuelles conclues pour l'approvisionnement en gaz avec la société Nexen Marketing (« Nexen »). Le facteur à terme stipulé dans le contrat avec Nexen était de 0,5 % du 1^{er} novembre 2002 au 31 octobre 2003 et devait être éliminé à compter du 1^{er} novembre 2003. Le coût pour le transport de Nova AECO à Empress reflétait les prévisions les plus récentes pour la période de 12 mois allant du 1^{er} août 2003 au 31 juillet 2004. La différence de base d'AECO-Empress était celle approuvée par l'Office

national de l'énergie pour la période commençant le 31 janvier 2003. L'avenant tarifaire pour le gaz d'inventaire a été calculé à partir des volumes prévus sur 12 mois de Centra et d'achat et vente jusqu'au 31 octobre 2003. La révision du 23 juillet comprenait des changements secondaires à la différence de base AECO-Empress en fonction des coûts actuels.

De plus, depuis le 16 octobre 2002, Centra a procédé à des opérations de couverture en trois occasions différentes sous la forme de tunnels à prime zéro pour des volumes d'environ 24,78 millions de Gj. Centra voulait ainsi protéger dans une certaine mesure les clients contre la volatilité des cours du gaz naturel sur le marché. Le 31 octobre 2003, les arrangements d'achat et de vente devaient être éliminés; il n'y avait aucune incidence des opérations de couverture sur les volumes d'achat et vente après cette date. Après le dépôt de la demande du 25 juin, Centra a effectué des opérations de couverture les 8 et 9 juillet 2003. Les détails de ces deux transactions, ainsi que les résultats les plus récents des transactions antérieures, figuraient dans la mise à jour de Centra du 25 juillet.

La demande de Centra du 25 juin (révisée le 23 juillet) prévoyait les résultats suivants de la gestion des prix inscrits au marché :

Révision du 22 juillet

Date	16 oct. 2002	15 janv. 2003	16 avril 2003	8 juillet 2003	9 juillet 2003
Genre	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel
Mois	Août 2003 – oct. 2003	Nov. 2003 – janv. 2004	Févr. 2004 – avril 2004	Mars 2004 – juillet 2004	Mars 2004 – juillet 2004
Volumes	7 570 000	8 700 000	8 510 000	3 770 000	3 770 000
Coût des transactions	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$
Couverture liée aux volumes de	(104 218 \$)	1 345 225 \$	3 627 800 \$	396 813 \$	490 113 \$

Centra					
Couverture d'achat ou de vente (courtiers)	(3 418 \$)	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$
Total de l'incidence	(107 636 \$)	1 345 225 \$	3 627 800 \$	396 813 \$	490 113 \$
Incidence cumulative	(107 636 \$)	1 237 589 \$	4 865 389 \$	5 262 202 \$	5 752 315 \$

Le tableau suivant résume les divers éléments de coût utilisés par Centra pour établir les tarifs de base du gaz d'inventaire et les tarifs facturés du gaz d'inventaire relativement à la demande du 25 juin 2003 et à la révision du 23 juillet 2003; il permet de comparer les prévisions aux coûts utilisés pour déterminer les tarifs de base et les tarifs facturés du gaz d'inventaire du 1^{er} mai 2003.

Component	1 ^{er} mai 2003	Demande du 25 juin	Révision du 23 juillet
Date de la fourchette	9 avril 2003	9 juin 2003	16 juillet 2003
Prix sur 12 mois	6,617 \$/Gj	7,337 \$/Gj	6,092 \$/Gj
Incidences de la couverture	(15 055 147 \$)	(18 287 248 \$)	5 752 315 \$
Incidences de la couverture par unité	(0,3380 \$/Gj)	(0,4540 \$/Gj)	0,1430 \$/Gj
Prix des approvis. de l'Ouest	6,279 \$/Gj	6,883 \$/Gj	6,235 \$/Gj
Prix du gaz emmagasiné	4,127 \$/Gj	4,127 \$/Gj	4,127 \$/Gj
Coût du gaz pondéré	5,928 \$/Gj	6,389 \$/Gj	5,857 \$/Gj
Coût du gaz pondéré	0,2241 \$/m ³	0,2415 \$/m ³	0,2214 \$/m ³
Tarif de base du gaz d'inventaire	0,2290 \$/m ³	0,2478 \$/m ³	0,2268 \$/m ³
Montant du PGVA	(706 577 \$)	(7 059 777 \$)	(7 059 777 \$)
Avenant du PGVA	0,0005 \$/m ³	(0,0055 \$/m ³)	(0,0055 \$/m ³)
Avenant du PGDA	0,0360 \$/m ³	0,0000 \$	0,0000 \$
Tarif total facturé	0,2658 \$/m ³	0,2423 \$/m ³	0,2213 \$/m ³

La Régie a autorisé le traitement du PGDA proposé par Centra et a approuvé les demandes de Centra concernant le compte d'impôt sur le capital reporté ainsi que la collecte du solde de ce compte par le mécanisme du PGVA de gaz d'inventaire. La Régie a jugé que la demande déposée par Centra reflétait bien le cours du gaz naturel sur le marché et a approuvé la demande.

Même si le montant annuel facturé pour le gaz naturel dans chacune des catégories de clients aurait diminué en raison du tarif de vente du gaz d'inventaire facturé du 1^{er} août 2003 et de l'élimination de l'avenant tarifaire du PGDA, la Régie s'attendait à une augmentation des tarifs du 1^{er} août 2003 pour le gaz de réserve, le transport et la distribution.

La facture annuelle moyenne du 1^{er} août 2003 et le changement en pourcentage du montant facturé seraient indiqués dans une ordonnance future de la Régie.

DEMANDE D'ORDONNANCE EX PARTE PROVISoire PRÉSENTÉE PAR CENTRA GAS MANITOBA INC. À LA RÉGIE ET VISANT L'AUTORISATION ET L'APPROBATION D'UNE MODIFICATION DE L'ENTENTE DE CONCESSION EN VIGUEUR ENTRE CENTRA GAS MANITOBA INC. ET LA MUNICIPALITÉ RURALE DE ROCKWOOD – Ordonnance 120/03 – 29 juillet 2003

Le 23 juillet 2003, 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 ») afin de permettre l'installation d'un service de distribution de gaz naturel pour desservir un client résidentiel dans la zone de concession élargie. Centra disposait d'une entente de concession avec Rockwood

s'appliquant à une partie de la municipalité. Un propriétaire résidentiel situé dans le quadrant S-E de la section 28, canton 16, rang 2 à l'est du méridien principal, près de la conduite principale qui dessert actuellement la ville de Teulon, a demandé à Centra d'étendre le service de distribution de gaz naturel jusqu'à son domicile. Centra a demandé une concession pour l'ensemble du quadrant, l'autre solution étant de demander l'approbation de concessions lot par lot, ce qui selon Centra ne s'avérait pas pratique.

Le client devait être desservi grâce à l'installation d'une conduite de gaz de 26,7 mm et d'une unité de compteur de gaz approprié. Aucune autre activité de modernisation des immobilisations n'était nécessaire dans le cadre de l'installation proposée.

Conformément aux prescriptions de l'ordonnance 95/00 du 5 juillet 2000, le client a versé un droit de raccordement résidentiel de 500 \$. Il a également payé des frais d'excédent de métrage de 1 108,96 \$ (pour 232 mètres), conformément aux modalités de service de Centra.

La Régie a reconnu que la demande de concession lot par lot n'était pas un procédé pratique et qu'il était raisonnable de modifier l'entente de concession pour englober le quadrant, même s'il ne s'agissait de desservir qu'un seul client. La Régie a conclu que les droits de connexion et les frais d'excédent de métrage étaient appropriés et conformes aux exigences existantes.

DEMANDE D'ORDONNANCE EX PARTE PROVISoire DE CENTRA GAS MANITOBA INC. PRÉSENTÉE À LA RÉGIE : 1. AUTORISATION D'UNE MODIFICATION DE L'ENTENTE DE CONCESSION EN VIGUEUR ENTRE CENTRA GAS MANITOBA INC. ET LA

**MUNICIPALITÉ RURALE DE
HAMIOTA; 2. APPROBATION DE
L'ÉTUDE DE RENTABILITÉ
CONCERNANT L'EXPANSION D'UN
SERVICE DE DISTRIBUTION DE GAZ
NATUREL À UN CLIENT
COMMERCIAL DANS LA ZONE DE
CONCESSION ÉLARGIE - Ordonnance
121/03 – 29 juillet 2003**

Le 3 juillet 2003, 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 Hamiota (MR), 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 un client commercial dans la zone de concession élargie.

Centra dispose d'une entente de concession avec la ville de Hamiota, qui est située dans la MR. On a demandé à Centra d'étendre le service de distribution de gaz naturel à un établissement commercial situé dans le quadrant N-O de la section 32, canton 13, rang 23 à l'ouest du méridien principal. Pour desservir ce client, une concession était également nécessaire pour le quadrant N-O de la section 5, canton 14, rang 23 à l'ouest du méridien principal.

On a demandé à Centra de fournir le service d'ici l'automne 2002, avec une mise en service prévue en août 2003. La consommation annuelle était estimée à 17 336 m³. Centra a proposé de desservir le client en prolongeant sa conduite de transport de 60,3 mm actuellement raccordée à la ville de Hamiota. Cette conduite traverse la propriété du client du nord au sud sur la servitude de Centra. Un robinet réducteur de pression devait être installé sur la conduite de transport existante afin d'alimenter une prolongation de conduite en polyéthylène

de 60,3 mm (NPS, 2 po) qui serait installée sur le côté nord de l'emprise routière, dans le quadrant S-E de la section 5, canton 14, rang 23 à l'ouest du méridien principal. Étant donné que cette prolongation de conduite portait sur moins de 10 km, son installation n'exigeait aucune approbation environnementale en vertu du règlement 164/88 de la *Loi sur l'environnement* (Manitoba), et aucun coût d'immobilisation supplémentaire n'était nécessaire pour desservir l'exploitation agricole existante.

Les coûts d'immobilisations du projet étaient évalués à 23 882 \$, y compris l'installation d'un robinet réducteur, d'une conduite de distribution et d'une unité de service et de compteur de gaz.

Centra a fait savoir que le test de la valeur actualisée nette (VAN) sur 30 ans approuvé par la Régie s'était traduit par une contribution exigée du client de 18 773 \$. Avec cette contribution, le projet produirait le ratio revenus-coûts (RC) requis de 1,0 d'ici la cinquième année, et ne baisserait en dessous de 1,0 pendant toute la durée du projet. L'apport de capitaux de Centra à ce projet a été estimé à 5 109 \$. Centra a reçu du client une contribution de 10 000 \$, en indiquant que le solde serait reçu du client une fois la demande approuvée par la Régie.

La Régie a conclu que la demande déposée était conforme à son exigence visant à ce que les demandes d'expansion de réseau soient étayées par une étude de faisabilité approuvée.

La Régie a examiné la conception de l'installation et les coûts d'immobilisations et a conclu que la conception était satisfaisante et les coûts raisonnables, de même que les autres coûts et revenus utilisés dans l'étude de faisabilité. La Régie a approuvé la demande d'autorisation ex parte provisoire.

**ORDONNANCE APPROUVANT LES
TARIFS DE VENTE DE CENTRA GAS
MANITOBA INC. CONFORMÉMENT
AUX ORDONNANCES 118/03 ET 119/03
DE LA RÉGIE POUR TOUT LE GAZ
CONSOMMÉ À PARTIR DU
1^{er} AOÛT 2003 – Ordonnance 125/03 –
6 août 2003**

La Régie a émis le 29 juillet 2003 l'ordonnance 118/03 relative à la demande tarifaire générale de Centra pour l'exercice de référence 2003-2004. Elle a demandé à Centra de déposer une série de barèmes révisés, notamment ceux des tarifs de base et des tarifs facturés qui visent le recouvrement de tous les coûts autres que ceux du gaz d'inventaire, en fonction des décisions de la Régie. Les tarifs facturés, autres que ceux applicables au gaz d'inventaire, s'appliquaient à partir du 1^{er} août 2003 à tout le gaz consommé à compter du 1^{er} avril 2003. Un avenant tarifaire a été exigé pour récupérer les revenus supplémentaires correspondant aux éléments de coûts du 1^{er} avril 2003 au 31 juillet 2003.

Outre la demande tarifaire générale, Centra a déposé une demande séparée visant l'entrée en vigueur d'un nouveau tarif de gaz d'inventaire pour tout le gaz consommé à partir du 1^{er} août 2003. La Régie a étudié cette demande et émis le 29 juillet 2003 l'ordonnance 119/03 qui approuvait la modification du tarif de base du gaz d'inventaire. Par ailleurs, la Régie a approuvé le tarif facturé du gaz d'inventaire, établi à partir du tarif de base et de l'incidence du recouvrement du solde du PGVA au 31 juillet 2003 au cours des 12 mois suivants et de l'élimination prévue de l'avenant tarifaire concernant le compte de coûts de gaz reportés (PGDA). Cet avenant tarifaire est entré en vigueur le 1^{er} août 2001 pour une période prévue de 24 mois.

Dans l'ordonnance 118/03, la Régie ordonnait à Centra de calculer et de présenter l'incidence des taux du 1^{er} août 2003 sur toutes les catégories de clients en fonction de l'ensemble des décisions de la Régie énoncées dans les ordonnances 118/03 et 119/03.

L'application des directives figurant dans l'ordonnance 118/03 a provoqué une réduction de la base d'évaluation de 47 943 000 \$.

Dans l'ordonnance 118/03, la Régie demandait à Centra de recalculer le taux de rendement global au moyen de la capitalisation réelle au 31 mars 2003 et de la capitalisation prévue au 31 mars 2004. Ce changement a fait diminuer le rendement global de 8,28 % (demande initiale) jusqu'à 8,1 %.

La requête s'est traduite par un besoin en revenus de 521 659 400 \$.

Centra a appliqué la méthode de répartition des coûts et la formule tarifaire approuvées par la Régie dans l'ordonnance 118/03 pour calculer les besoins en revenus et la base d'évaluation révisés déposés le 1^{er} août 2003.

Les avenants tarifaires comprenaient la récupération au 31 mars 2003 du PGVA de gaz autre que le gaz d'inventaire et d'autres soldes du compte de coûts de gaz reportés (avec les coûts de possession jusqu'au 31 juillet 2003), conformément au dépôt réalisé par Centra le 3 juin 2003 (pièce n° 40), d'un montant approximatif de 5,6 M\$. De cette somme, Centra avait demandé un transfert de 874 837 \$ au PGVA du gaz d'inventaire, transfert approuvé par la Régie dans l'ordonnance 118/03. Le montant à récupérer dans les 12 mois suivants en application de l'avenant tarifaire visant le gaz autre que le gaz d'inventaire est donc de 4 729 826 \$.

L'avenant tarifaire visant le gaz d'inventaire,

approuvé dans l'ordonnance 119/03, comprend les effets de l'élimination de l'avenant du PGDA ainsi que la récupération du solde du PGVA du gaz d'inventaire au 31 juillet 2003 dans les 12 mois suivants. La Régie a également approuvé dans l'ordonnance 118/03 des frais généraux du gaz d'inventaire de 1,48 \$/Gj, qui sont inclus dans le tarif du gaz d'inventaire du 1^{er} août 2003.

Centra a par ailleurs recalculé l'avenant lié au retard dans l'application des tarifs pour récupérer les revenus cédés de 56 307 \$, étant donné que les tarifs révisés de la demande tarifaire générale n'ont pu entrer en vigueur avant le 1^{er} août 2003. Cet avenant tarifaire sera récupéré dans le tarif de distribution applicable à toutes les catégories de clients, à l'exception des catégories Centrales électriques et Coopératives, où l'avenant tarifaire est inclus aux frais mensuels de base.

Le tableau suivant illustre la gamme des incidences des tarifs facturés sur le montant annuel facturé aux clients des diverses catégories pour ce qui a trait au dépôt d'une demande tarifaire générale en vertu de l'ordonnance 118/03 et du tarif du gaz d'inventaire du 1^{er} août conformément à l'ordonnance 119/03.

Catégorie de clients	Incidence annuelle des tarifs
SGPP	(5,8 %) à (6,3 %)
SGGP	(6,1 %) à (7,5 %)
Service ininterrompu à volume élevé	(5,2 %) à (7,4 %)
Coopératives	(10,2 %) à (11,3 %)
Ligne principale	(5,6 %) à (6,6 %)
Contrats spéciaux	106,3 %
Centrales électriques	(57,8 %)
Service interruptible	0,7 % à 1,1 %

La facture annuelle du client résidentiel

caractéristique a diminué de 77 \$, soit environ 5,9 %.

La Régie a étudié tous les documents déposés par Centra le 1^{er} août 2003, conformément aux directives des ordonnances 118/03 et 119/03, et a approuvé les barèmes tarifaires présentés par Centra qui seront applicables pour tout le gaz consommé à partir du 1^{er} août 2003.

ORDONNANCE VISANT À ANNULER PLUSIEURS ORDONNANCES DE LA RÉGIE RELATIVES À LA CLASSIFICATION UNIFORME DES COMPTES POUR LES SERVICES DE GAZ – Ordonnance 140/03 – 30 septembre 2003

La Régie a émis l'ordonnance 234/60 concernant l'usage de la classification uniforme des comptes applicable aux compagnies de distribution de gaz de l'Association Canadienne du Gaz.

Les modifications et les révisions de l'ordonnance 234/60 ont été incorporées aux ordonnances 16/61, 47/61 et 61/70 du 17 janvier 1961, du 15 mars 1961 et du 8 juin 1970, respectivement.

Grâce aux progrès de la technologie comptable, les services de gaz ont modernisé leurs classifications des comptes en fonction des besoins actuels liés à la réglementation et à la présentation de rapports financiers. De plus, la classification uniforme des comptes applicable aux compagnies de distribution de gaz n'est plus tenue à jour par l'Association Canadienne du Gaz. La Régie a donc décidé que les services de gaz qu'elle régleme ne devraient plus être tenus d'utiliser la classification uniforme des comptes comme c'était le cas auparavant.

**DEMANDE DE CENTRA GAS
MANITOBA INC. D'ORDONNANCE
PROVISOIRE VISANT LA
MODIFICATION DU PROCESSUS ET
DES EXIGENCES MINIMALES DE
DÉPÔT APPLICABLES À LA
MÉTHODE D'ÉTABLISSEMENT DES
TARIFS STIPULÉE DANS LES
ORDONNANCES 55/00, 115/00 ET 99/01
DE LA RÉGIE – Ordonnance 143/03 –
3 octobre 2003**

Depuis 1999, les tarifs de ventes de Centra ont été « décomposés » de manière à ce que les factures aux clients indiquent les taux correspondant à chacun des éléments suivants :

- (i) gaz d'inventaire
- (ii) gaz de réserve
- (iii) transports aux installations de Centra
- (iv) distribution à partir de Centra
- (v) frais mensuels de base

Les tarifs du gaz d'inventaire s'appliquent au gaz naturel reçu de l'Ouest canadien à la frontière de l'Alberta.

Dans l'ordonnance 55/00 de la Régie (14 avril 2000), une méthode d'établissement des tarifs (MET) a été établie pour ajuster les tarifs du gaz d'inventaire de Centra chaque trimestre (au 1^{er} novembre, 1^{er} février, 1^{er} mai et 1^{er} août) en fonction des éléments suivants :

- a) 50 % de la différence entre le prix à terme de 12 mois pour le gaz provenant de l'Ouest canadien (pondéré en fonction du coût du gaz emmagasiné) et le coût du gaz d'inventaire incorporé aux tarifs approuvés actuels;
- b) l'écoulement du solde du compte d'écart pour achat de gaz d'inventaire (PGVA) sur une période de 12 mois.

La Régie a établi des exigences minimales de dépôt pour les demandes tarifaires trimestrielles concernant le gaz d'inventaire, qui prévoient notamment des barèmes et des calculs illustrant 25 %, 75 % et 100 % du changement de la courbe des prix à terme, en plus du facteur d'ajustement de 50 % prévu dans la MET approuvée.

Des décisions ultérieures de la Régie ont mené à des améliorations et à des révisions du processus et de la MET. Dans l'ordonnance 15/00 émise par la Régie le 31 juillet 2000, il a été demandé à Centra de présenter une fourchette de prix à terme actualisée dix jours avant le début de chaque trimestre de l'exercice, de manière à fournir à la Régie et à toutes les parties de l'information à jour sur les tarifs du gaz. Dans l'ordonnance 99/01 du 15 juillet 2001, la Régie a décidé que pour mieux répondre aux tarifs du marché, la MET devait être modifiée de manière à ce que les tarifs du gaz d'inventaire reflètent l'intégralité de la différence entre le prix à terme actuel sur 12 mois des approvisionnements de l'Ouest canadien (pondéré en fonction du coût du gaz emmagasiné) et le coût du gaz d'inventaire incorporé au tarif de vente approuvé.

Centra a demandé l'autorisation de modifier le processus et les exigences minimales de dépôt pour la MET. Centra cherchait notamment à éviter le dépôt d'une demande tarifaire trimestrielle pour le gaz d'inventaire suivi d'une actualisation des tarifs à partir des nouvelles données peu avant le début de chaque trimestre de l'exercice. Afin d'éviter toute confusion pour ses clients, Centra a demandé à pouvoir déposer cette demande tarifaire trimestrielle au cours du mois précédant sa date proposée d'entrée en vigueur. La demande de Centra reposerait sur l'information concernant le prix à terme calculé au début du mois précédant la date d'application du tarif trimestriel. On ne

calculerait aucune information actualisée sur le prix à terme, car on manquerait de temps pour avertir les clients si cette information différerait de celle sur laquelle la demande tarifaire trimestrielle était initialement fondée.

Un deuxième aspect de la demande de Centra reposait sur le fait que les tarifs trimestriels du gaz d'inventaire sont désormais établis au moyen du facteur d'ajustement de 100 %; Centra demandait donc l'élimination de l'exigence minimale de dépôt obligeant à présenter des scénarios d'ajustement de 25 %, 50 % et 75 %.

Dans l'ordonnance 55/00, et lors de l'établissement initial d'une MET pour déterminer les tarifs du gaz d'inventaire, la Régie avait indiqué qu'il s'agissait d'un nouveau processus instauré à titre d'essai.

Le processus actuel de MET provoque souvent des différences entre les taux proposés dans la demande initiale de Centra et les tarifs approuvés en fonction d'un calcul des prix actualisé qui est déposé ultérieurement. Ce processus pourrait semer la confusion pour les abonnés des services de gaz naturel, car l'avis public se fonde sur la demande initiale de Centra et les taux finalement approuvés pourraient reposer sur les calculs des prix actualisés qui sont déposés ultérieurement.

Pour éviter ce genre de confusion, la Régie a modifié le processus de MET de sorte que Centra doive calculer le prix à terme des approvisionnements de l'Ouest canadien (pondéré en fonction du coût du gaz emmagasiné) au cours de la première semaine du mois précédant chaque trimestre de l'exercice.

En effectuant le calcul au début du mois précédant l'amorce du nouveau trimestre, Centra pourra déposer devant la Régie sa

demande de nouveaux tarifs du gaz d'inventaire à temps pour permettre l'émission d'un avis au public et pour donner aux intervenants et au public une période d'au moins une semaine afin de faire part de leurs observations sur les tarifs proposés.

La Régie a voulu conserver une certaine souplesse et n'a donc pas fixé de date précise pour le calcul du prix à terme du gaz naturel ou pour le dépôt de sa demande tarifaire trimestrielle concernant le gaz d'inventaire. La Régie attend plutôt de Centra et de chacune des parties qu'elles appliquent efficacement la révision au profit de tous les abonnés des services de gaz de sorte que ces derniers et les autres intervenants disposent d'au moins une semaine après l'avis public pour faire part de leurs observations.

La Régie a annulé l'exigence imposée à Centra de déposer des barèmes et des calculs complémentaires reflétant les ajustements à 25 %, 50 % et 75 %.

**DEMANDE DE CENTRA GAS
MANITOBA INC. D'ORDONNANCE
EX PARTE PROVISoire VISANT
L'APPROBATION DE TARIFS DE
VENTE DE GAZ D'INVENTAIRE POUR
TOUT LE GAZ CONSOMMÉ À PARTIR
DU 1^{er} NOVEMBRE 2003 –
Ordonnance 161/03 – 30 octobre 2003**

Le 8 octobre 2003, Centra a présenté à la Régie une demande d'autorisation visant l'approbation de tarifs provisoires de vente du gaz d'inventaire et d'un avenant tarifaire pour éliminer son PGVA estimatif de gaz d'inventaire au 31 octobre 2003, à compter du 1^{er} novembre 2003, conformément au processus de MET révisé et approuvé. Les tarifs proposés avaient été calculés au moyen de la fourchette de prix à terme du 1^{er} octobre 2003.

Un avis public décrivant cette demande a été publié dans plusieurs journaux à partir du 18 octobre 2003. Il invitait les parties intéressées à faire part à la Régie de leurs observations

concernant la demande le 29 octobre 2003 au plus tard. La Régie n'a reçu aucun commentaire sur cette demande.

Le tableau suivant résume les divers éléments de coûts utilisés par Centra pour établir les tarifs de base du gaz d'inventaire et les tarifs facturés, et il donne une comparaison des coûts utilisés pour déterminer les tarifs du 1^{er} août 2003.

Élément	Tarifs en vigueur le 1^{er} août 2003	Tarifs proposés au 1^{er} novembre 2003
Date de la fourchette de prix à terme	16 juillet 2003	1 ^{er} octobre 2003
Prix à terme de 12 mois	6,0920 \$/Gj	5,5540 \$/Gj
Incidence estimée de la gestion des prix (\$/Gj)	0,1430 \$/Gj	0,4140 \$/Gj
Prix des approvisionnements de l'Ouest	6,2350 \$/Gj	5,9680 \$/Gj
Prix du gaz emmagasiné	4,1270 \$/Gj	6,1620 \$/Gj
Coût du gaz pondéré	5,8570 \$/Gj	6,0030 \$/Gj
Tarif par mètre cube	0,2214 \$ \$/m ³	0,2269 \$/m ³
Tarif de base du gaz d'inventaire	0,2268 \$/m ³	0,2320 \$/m ³
Avenant du PGVA (\$/m ³)	(0,0055 \$/m ³)	0,0012 \$/m ³
Tarif total facturé	0,2213 \$/m ³	0,2332 \$/m ³

Plusieurs facteurs influent sur les tarifs du gaz d'inventaire. Le prix des approvisionnements de l'Ouest de 5,9680/Gj reflétait le contrat d'approvisionnement en gaz en vigueur avec Nexen Marketing, notamment l'élimination à compter du 1^{er} novembre 2003 du facteur à terme de 0,5 % qui était appliqué au cours de l'exercice précédent. Les résultats négatifs estimatifs de la gestion des prix inscrits au marché (0,4140/Gj ou 16,7 M\$) ont été inclus dans les tarifs du gaz d'inventaire. Ces coûts estimatifs sont issus de la mise en place de tunnels à prime zéro sur des volumes d'environ 24,75 millions de Gj. Le coût du gaz emmagasiné, qui devait être de 6,125 \$/Gj, a augmenté sensiblement par rapport au coût au trimestre précédent (4,1270 \$/Gj) en raison de l'épuisement total du gaz d'inventaire emmagasiné au 31 mars 2003.

Un solde de PGVA est créé lorsque les coûts du gaz d'inventaire diffèrent des revenus perçus auprès des clients. L'avenant tarifaire du PGVA de 0,0012 \$/m³ reflétait un solde du PGVA de 1 561 738 \$ dû à Centra.

Le tarif total facturé qui en résulte était à compter du 1^{er} novembre 2003 de 0,2332 \$/m³, comparativement au tarif de 0,2213 \$/m³ facturé au trimestre précédent.

Le tableau suivant illustre les hausses des montants annuels facturés aux différentes catégories de clients pour le gaz naturel comme suite à cette demande. Cette incidence est établie à partir des tarifs en vigueur le 1^{er} août 2003 pour le gaz d'inventaire, le gaz de réserve, le transport et la distribution.

Incidences annuelles sur les montants facturés aux clients

Catégorie de clients	Range of Impacts
Service général de petite puissance	3,0 % à 3,2 %
Service général de grande puissance	3,1 % à 3,9 %
Service ininterrompu à volume élevé	3,7 % à 4,1 %
Coopératives	3,9 % à 4,0 %
Ligne principale	3,9 % à 4,3 %
Service interruptible	3,9 % à 4,2 %

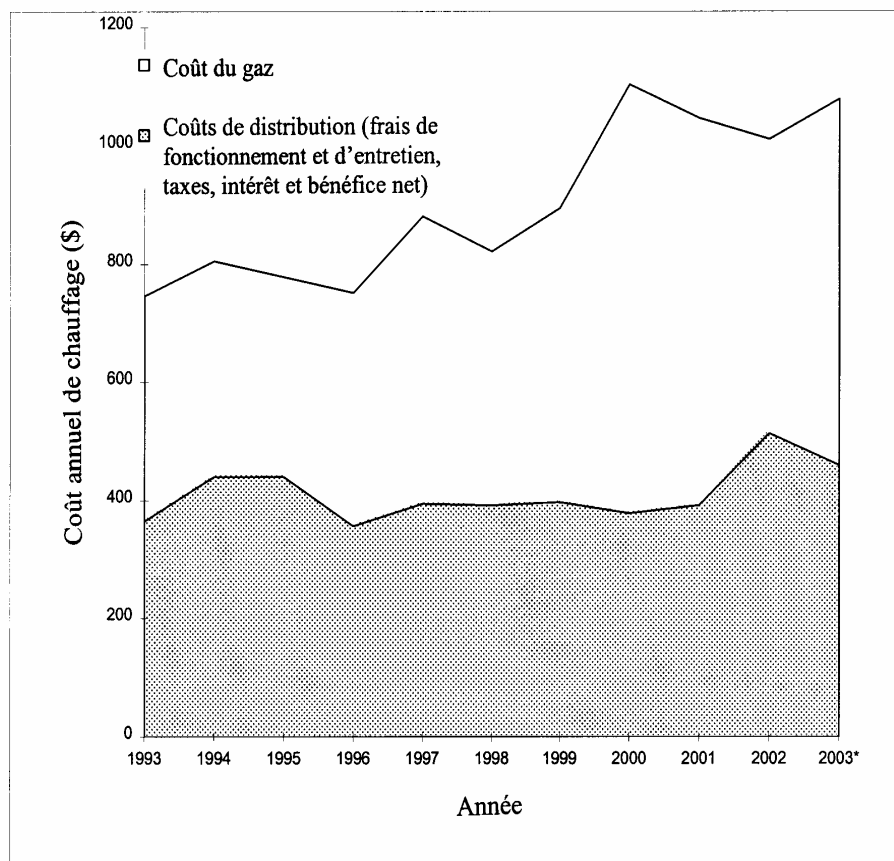
Le client résidentiel moyen verrait sa facture annuelle de chauffage augmenter d'environ 36 \$.

La Régie a conclu que la demande de Centra reflétait bien le coût du produit et les conditions du marché au moment de la demande, ainsi que la MET et le processus qu'elle avait approuvés antérieurement. La Régie a donc approuvé le barème tarifaire de Centra du 1^{er} novembre 2003.

Le tableau suivant illustre la volatilité du marché et l'incidence sur les tarifs qui en découlent. Cette volatilité est dans une certaine mesure atténuée par le fait que la MET tient compte de facteurs autres que le coût du produit, comme le coût du gaz emmagasiné et les effets des opérations de couverture.

Date	Coût du produit	Montant annuel facturé	% de variation du coût du produit	% de variation du montant annuel facturé
Décembre 1999	3,003 \$/Gj	840 \$	Référence	Référence
1 ^{er} août 2000	5,187 \$/Gj	975 \$	72,7 %	16,1 %
1 ^{er} novembre 2000	5,894 \$/Gj	1 098 \$	13,6 %	12,6 %
1 ^{er} février 2001	9,251 \$/Gj	1 350 \$	57,0 %	23,0 %
1 ^{er} août 2001	4,614 \$/Gj	1 204 \$	(50,1 %)	(10,7 %)
1 ^{er} novembre 2001	4,168 \$/Gj	1 121 \$	(9,7 %)	(6,9 %)
1 ^{er} février 2002	4,028 \$/Gj	1 099 \$	(3,4 %)	(2,0 %)
1 ^{er} mai 2002	5,094 \$/Gj	1 209 \$	26,5 %	10,0 %
1 ^{er} août 2002	4,759 \$/Gj	1 120 \$	(6,6 %)	(7,4 %)
1 ^{er} novembre 2002	5,024 \$/Gj	1 167 \$	5,6 %	4,2 %
1 ^{er} février 2003	5,860 \$/Gj	1 273 \$	16,6 %	9,1 %
1 ^{er} mai 2003	5,928 \$/Gj	1 295 \$	1,2 %	1,7 %
1 ^{er} août 2003	5,857 \$/Gj	1 213 \$	(1,2 %)	(6,3 %)
1 ^{er} novembre 2003	6,003 \$/Gj	1 250 \$	2,5 %	3,0 %

FIGURE 1



*Estimé

**COÛT ANNUEL DE CHAUFFAGE D'UN CLIENT RÉSIDENTIEL MOYEN
AUX TARIFS DE BASE (annualisés)
Centra Gas Manitoba Inc.**

Calculé à partir d'une consommation
de 3 711 m³/an

Les coûts pour 2003 sont estimés à partir des tarifs facturés du 1^{er} novembre 2003
Les coûts pour 2002 comprennent une somme de 120 \$ pour le recouvrement d'un
compte de coûts de gaz reportés

GLADSTONE, AUSTIN NATURAL GAS CO-OP LTD.

À la fin de 2003, Centra Gas Manitoba Inc. d'Hydro-Manitoba a présenté une demande visant l'acquisition de la société Gladstone, Austin Natural Gas Co-op Ltd., qui devait selon les prévisions procurer des bénéfices aux contribuables de la région. La Régie a approuvé la vente en février 2004.

DEMANDE DE LA SOCIÉTÉ GLADSTONE, AUSTIN NATURAL GAS CO-OP LTD. VISANT L'APPROBATION EX PARTE PROVISOIRE D'UNE HAUSSE DU TARIF DE VENTE À FACTURER POUR TOUT LE GAZ NATUREL CONSOMMÉ À PARTIR DU 1^{er} FÉVRIER 2003 -- Ordonnance 22/03 – 19 février 2003

Le 24 janvier 2003, la société Campbell Ryder Engineering Ltd. (CRE) a déposé devant la Régie, au nom de la coopérative, une demande visant l'approbation ex parte d'une hausse de 1,80 \$/Gj du tarif de vente du gaz, qui passerait ainsi de 9,95 \$/Gj à 11,75 \$/Gj. La coopérative a indiqué que cette hausse était nécessaire pour compenser une augmentation du cours d'acquisition du gaz de 5,25 \$/Gj (sur lequel repose le tarif de vente actuel) à 6,679 \$/Gj. Elle a estimé à partir de la fourchette du prix du 23 janvier 2003 que le coût du gaz au point de livraison augmenterait pour passer de 6,60 \$/Gj (sur lequel repose le tarif de vente actuel) à environ 8,00 \$/Gj au cours de l'exercice 2002-2003, qui commence le 1^{er} novembre 2002 et se termine le 31 octobre 2003.

Le solde réel du PGVA au 31 octobre 2002 se chiffrait à un montant dû aux clients de 27 805 \$. La coopérative a indiqué que, faute d'un changement de tarif, le PGVA pour la période allant du 1^{er} novembre 2002 au 31 octobre 2003 s'inverserait pour atteindre un solde d'environ 80 500 \$ dû à la coopérative. Toutes choses étant par ailleurs égales, une hausse de 1,80 \$/Gj du tarif de vente devait

entrer en vigueur le 1^{er} février 2003 pour que l'on atteigne un solde nul ou quasiment nul au 31 octobre 2003. Cette modification représentait une hausse d'environ 18 % par rapport au tarif de vente en vigueur. L'augmentation de 1,80 \$/Gj permettrait de recouvrer la hausse estimative des coûts du gaz pour la période de 12 mois au cours des 9 mois restants de l'exercice.

La coopérative a proposé d'avertir ses clients des modifications tarifaires proposées au moyen d'un avis joint aux factures de février. Cet avis d'accompagnement demanderait aux parties intéressées de faire part à la Régie de leurs observations concernant cette demande au plus tard le 17 février 2003.

La Régie avait auparavant fait savoir que les tarifs de vente devaient refléter étroitement les cours du marché du gaz naturel, et que l'établissement des tarifs devait également tenir compte de la stabilité des prix et de l'équité intergénérationnelle. La Régie a reconnu que les cours du gaz naturel avait augmenté considérablement depuis octobre 2002.

La Régie a relevé que faute d'une hausse du tarif de vente, le solde estimatif du PGVA atteindrait au 31 octobre 2003 un montant d'environ 80 000 \$ dû à la coopérative. Elle a jugé qu'il ne convenait pas de laisser ce solde s'accumuler ainsi, et que la hausse tarifaire proposée tenait bien compte, de façon équilibrée, des trois éléments considérés importants par la Régie (les cours en vigueur sur le marché, la stabilité des tarifs et l'équité intergénérationnelle). La Régie a

approuvé le barème des tarifs proposé.

DEMANDE DE LA SOCIÉTÉ GLADSTONE, AUSTIN NATURAL GAS CO-OP LTD. VISANT L'APPROBATION D'UNE BAISSÉ DU TARIF DE VENTE À FACTURER POUR TOUT LE GAZ CONSOMMÉ À PARTIR DU 1^{er} NOVEMBRE 2003 AINSI QUE D'UNE MODIFICATION DE LA MÉTHODE D'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS AFIN DE PERMETTRE LA MODIFICATION DES TARIFS DE VENTE CHAQUE TRIMESTRE -- Ordonnance 163/03 – 31 octobre 2003

Le 30 septembre 2003, la CRE a déposé devant la Régie, au nom de la coopérative, une demande visant l'approbation ex parte d'une diminution du tarif de vente. La baisse prévue de 1,47 \$/Gj reposait sur la fourchette de prix du 26 septembre 2003 et sur un solde estimatif nul du PGVA au 31 octobre 2004. Le 6 octobre 2003, la CRE a déposé une révision de la demande établie à partir de la fourchette du marché du 3 octobre 2003 et d'un solde nul du PGVA au 31 octobre 2004.

La coopérative a décidé de proroger son entente d'approvisionnement en gaz naturel avec PremStar pour une durée de 12 mois à compter du 1^{er} novembre 2003. Elle a indiqué dans sa présentation que la conclusion d'une entente à forfait n'était pas viable en raison de la volatilité élevée du marché, des prix élevés qui accompagnent l'établissement d'un contrat à forfait et du sentiment que les cours actuels du marché dépassaient sans doute le niveau normal. De plus, la production annuelle réduite de la coopérative n'attirait pas d'autres fournisseurs et favorisait donc la prorogation de l'entente existante. Par ailleurs, la gestion par

PremStar de l'excédent de la capacité de transport s'est traduite l'an dernier par un profit d'environ 19 200 \$ pour la coopérative, profit qui devrait se répéter au prochain exercice.

En fonction du mécanisme d'établissement des prix stipulé dans le contrat avec PremStar et de la fourchette de prix du 3 octobre 2003, la coopérative a demandé l'application d'un tarif de vente de 10,33 \$/Gj, soit une diminution de 1,42 \$/Gj (12,2 %) par rapport au tarif en vigueur. Le tarif proposé se fonde sur un prix du produit estimé à 5,921 \$/Gj en vertu du contrat avec PremStar.

Le solde estimatif du PGVA au 31 octobre 2003 était de 23 344 \$ dus aux clients. Le revenu net des ventes de l'excédent de la capacité de transport se chiffrait à 16 500 \$. Le tarif de vente englobe le prix moyen annuel du gaz payable à PremStar, le transport au point de livraison, un remboursement du solde du PGVA et un élément regroupant les frais ultérieurs liés à la livraison.

Le volume prévu des ventes pour 2003-2004 était de 78 630 Gj, soit un peu moins que le chiffre de 80 123 Gj actuellement prévu pour 2002-2003; il reposait sur une moyenne de cinq ans, en tenant compte des circonstances actuelles. Une baisse du volume des ventes était prévue en raison de la situation globale actuelle de l'économie agricole, de la faible croissance escomptée du marché intérieur et d'un retour à un volume normal des ventes après des niveaux supérieurs à la moyenne en 2002-2003.

Outre le changement tarifaire demandé pour le 1^{er} novembre 2003, la coopérative a demandé à la Régie d'approuver une modification de la méthode d'établissement des tarifs. Elle tente actuellement de maintenir une structure de tarifs annuels, qui sont modifiés chaque année au 1^{er} novembre. Compte tenu de la volatilité

du marché et de la nécessité d'assurer que les coûts et les recouvrements conservent un équilibre raisonnable, la coopérative a demandé à ce que les tarifs de vente puissent être changés chaque trimestre de l'exercice (les 1^{er} février, 1^{er} mai, 1^{er} août et 1^{er} novembre).

La méthode proposée est la même que celle utilisée par Centra Gas Manitoba Inc. pour établir les tarifs du gaz d'inventaire. Elle exige une prévision des coûts du gaz et du solde du PGVA à la fin de chaque trimestre, et les tarifs refléteraient les coûts du gaz prévus, auxquels s'ajouterait un montant qui permettrait d'éliminer tout solde du PGVA avec les volumes annualisés des 12 mois suivants. L'écoulement du solde du PGVA à la fin d'un trimestre donné se ferait selon des volumes continus ou « roulants » sur 12 mois.

La Régie estime toujours que les tarifs de vente devraient refléter étroitement les cours du marché du gaz naturel, et que la stabilité des prix et l'équité intergénérationnelle devraient également être prises en compte lors de

l'établissement des tarifs. Elle reconnaît par ailleurs que les prix du gaz naturel ont connu une volatilité élevée au cours des dernières années. Par exemple, la Régie fait remarquer que la modification tarifaire du 1^{er} février 2003 représentait une augmentation d'environ 25 % des coûts du gaz, alors que la demande à l'étude proposait une baisse des tarifs de 12 %.

La Régie a estimé que les ventes de gaz prévues, les revenus des ventes complémentaires, les tarifs unitaires et les exigences en matière de carburant étaient raisonnables. Elle a jugé que les tarifs de vente demandés tenaient bien compte, de façon équilibrée, des trois éléments considérés importants par la Régie (les cours en vigueur sur le marché, la stabilité des tarifs et l'équité intergénérationnelle). La Régie a donc approuvé le barème des tarifs proposé.

La Régie a également relevé que la coopérative proposait d'adopter la MET décrite dans l'ordonnance 143/03, et qu'elle approuvera la proposition.

SWAN VALLEY GAS CORPORATION (SVGC)

La SVGC reçoit son gaz de SaskEnergy par le gazoduc de Many Island Pipeline. Elle poursuit ses efforts pour augmenter sa clientèle par des activités de marketing (assemblées publiques, kiosques dans des salons professionnels, rencontres avec des entreprises locales, avis dans des publications locales et une série de bons d'encouragement).

DEMANDE DE LA SWAN VALLEY GAS CORPORATION D'UNE ORDONNANCE VISANT L'APPROBATION PAR LA RÉGIE : 1. D'UNE MODIFICATION DE LA MÉTHODE D'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS DU GAZ; 2. DE RÉVISIONS À LA DESCRIPTION DE LA MÉTHODE D'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS DANS LE CONTRAT ENTRE SASKENERGY ET LA SWAN VALLEY GAS CORPORATION; 3. D'UNE HAUSSE DES FRAIS DE CONSOMMATION DE GAZ DANS CHAQUE CATÉGORIE DE TARIFS DE VENTE – Ordonnance 90/03 –30 mai 2003

Le 11 avril 2003, la Swan Valley Gas Corporation (SVGC) a demandé à la Régie l'approbation ex parte provisoire d'une modification de la méthode en vigueur d'établissement des tarifs. La proposition cherche à faire autoriser l'établissement des tarifs du TEP selon les cours du marché au lieu de se fonder sur les frais de consommation du gaz de SaskEnergy approuvés par l'autorité de réglementation en Saskatchewan (« la Saskatchewan »). La SVGC a par ailleurs demandé une approbation pour réviser en fonction de ces changements le contrat d'approvisionnement en gaz conclu avec SaskEnergy. Cette modification s'accompagnerait dans chaque catégorie tarifaire d'une hausse de 1,062 \$/Gj des frais de consommation du gaz, qui atteindraient ainsi 6,441 \$/Gj, à compter du 1^{er} juin 2003.

Le contrat stipule que la SVGC paiera à SaskEnergy le tarif gazier payé approuvé de

façon ponctuelle par la Saskatchewan et une proportion des coûts de transport et d'emmagasinage ultérieurs (de TEP), en fonction du facteur de charge de la SVGC. La différence entre le taux approuvé par la Saskatchewan et le coût réel du gaz est versé au PGVA de SaskEnergy. Une fois approuvé l'élimination du solde du compte d'écart pour achat de gaz d'inventaire (PGVA) de SaskEnergy, la SVGC recevrait la part qui lui revient et un avenant tarifaire serait imposé aux clients de la SVGC pour éliminer le solde du PGVA.

Bien que la Saskatchewan ait approuvé à deux reprises une modification du coût du gaz de SaskEnergy en 2001, la SVGC n'a pas demandé d'augmentation de tarifs en fonction de ces changements. Les coûts actuels du gaz sont supérieurs au tarif gazier approuvé et le solde du PGVA de SaskEnergy dû à la SVGC par ses clients augmente. Les tarifs de vente existants sont fondés sur un coût du gaz de 5,379 \$/Gj, alors que le coût du gaz est en fait bien plus élevé et que les prévisions du marché établissaient des prix moyens de plus de 6,25 \$/Gj pour le reste de 2003 et l'hiver 2004. La SVGC estime que sa part du déficit du PGVA de SaskEnergy au 31 mai 2003 s'élevait à 57 000 \$, un montant qui serait ultérieurement recouvré auprès des abonnés.

Selon la méthode proposée d'établissement des prix axée sur le marché, la SVGC établirait le tarif du produit à partir d'un indice quotidien de la fourchette de prix sur 12 mois publié par AECO et déterminerait un tarif annuel en fonction de cette fourchette. La SVGC ne serait plus responsable d'aucun solde du PGVA de

SaskEnergy après le 31 mai 2003. La modification éliminerait essentiellement le besoin pour la SVGC d'acheter du gaz naturel et des services d'emmagasiner pour équilibrer l'offre avec la demande auprès de l'approvisionnement réglementé de SaskEnergy. Au lieu de cela, la SVGC achèterait le gaz exigé pour ses clients et ses activités internes en fonction du prix quotidien affiché par AEEO, auquel s'ajouterait la différence de base entre AEEO et le TEP, suivant les besoins de ses clients et de ses propres activités internes.

Dans sa demande, la SVGC indiquait que tant que SaskEnergy ne commencerait pas à recouvrer le solde du PGVA et à harmoniser ses prix du gaz avec les cours actuels du marché, la clientèle nouvelle et éventuelle de la SVGC recevrait des indications trompeuses en matière de tarif, et qu'un prix établi en fonction du marché serait préférable à la méthode existante.

La SVGC demande à ce que les droits d'acquisition et de gestion de l'approvisionnement en gaz augmentent de 0,03 \$/Gj à 0,065 \$/Gj. Le droit proposé de 0,065 \$/Gj représenterait des frais annuels de 3 049,00 \$ pour la consommation prévue en 2003-2004 de 46 915 Gj, soit moins de la moitié de l'estimation initiale. La SVGC a fait savoir que ce droit était raisonnable et qu'il était le plus bas facturé par SaskEnergy à ses clients. Le droit tenait compte de facteurs comme le risque encouru par SaskEnergy, le recouvrement des coûts fixes, les prix établis par d'autres distributeurs, les volumes quotidiens et la prestation d'autres services non standard.

La SVGC a demandé que le contrat d'approvisionnement en vigueur avec SaskEnergy soit révisé en fonction des modifications susmentionnées.

Étant donné que la SVGC ne cherche pas à modifier les frais mensuels de base ni les frais de livraison, l'incidence sur les montants annuels facturés aux différentes catégories de clients est la suivante :

Catégorie de clients	Montant facturé actuel \$	Montant facturé proposé \$	Hausse \$	Hausse %
Résidentiel	925 – 1 528	1 006 – 1 692	82 – 164	8,9 – 10,7
Commercial	1 830 – 2 736	2 035 – 3 964	205 – 328	11,2 – 12,00
Services généraux	10 548 – 20 690	11 990 – 23 560	1 441 – 2 870	13,7 – 13,9
Institutionnel	25 160 – 41 720	28 850 – 47 870	3 690 – 6 150	14,7 – 14,7

Dans sa demande, la SVGC a indiqué que les tarifs proposés présentaient les avantages suivants :

- ils reflètent les prix à terme actuels;
- ils atténuent l'augmentation du PGVA;

- ils reflètent les processus établis et utilisés par d'autres services publics au Manitoba;
- ils font de la SVGC une entité plus indépendante.

D'autre part, les tarifs proposés se traduiraient par une incidence plus élevée sur les abonnés,

ce qui pourrait accroître le risque d'une perte de clients ou d'une réduction de leur consommation.

La Régie était consciente que les difficultés auxquelles était confrontée la SVGC se devaient à un nombre moins élevé que prévu de consommateurs de gaz naturel, qui a mené à des volumes de production inférieurs aux estimations.

La Régie est demeurée d'avis que les tarifs devraient refléter la meilleure estimation des prix du marché à tout moment donné. Même si les hausses sont importantes, la Régie considère que toute autre option que l'établissement de tarifs axés sur le marché donnerait aux clients des indications erronées concernant les prix et affaiblirait l'intégrité financière de la SVGC, ce dont aucun intervenant ne bénéficierait.

La Régie a jugé que la hausse demandée des frais de gestion (de 0,03 \$/Gj à 0,065 \$/Gj) était raisonnable compte tenu des circonstances. Elle a donc approuvé l'établissement de frais de consommation du gaz de 6,441 \$/Gj et de droits de gestion de 0,065 \$/Gj applicables à tout le gaz consommé à partir du 1^{er} juin 2003.

La Régie avait auparavant insisté auprès des représentants de la SVGC pour qu'ils règlent le problème de plus en plus grave du solde du PGVA et qu'ils proposent très rapidement un plan d'action. Selon la Régie, cette demande ne règle qu'une fraction du problème, car les coûts du gaz liés au produit de base ne représentent qu'environ 25 % du solde prévu du PGVA au 31 mai 2004. La Régie fait remarquer qu'il existait déjà un solde important du PGVA prévu pour le 31 mai 2003 et dû par les clients, et que même avec la hausse des tarifs demandée, ce solde pourrait croître jusqu'à un montant estimatif de 417 262 \$ d'ici le 31 mai 2004. Avec l'autre solution proposée par la SVGC, ce solde grimperait jusqu'à 448, 043 \$.

DEMANDE DE LA SWAN VALLEY GAS CORPORATION À LA RÉGIE D'UNE ORDONNANCE EX PARTE DÉFINITIVE VISANT L'APPROBATION D'UNE RÉDUCTION DES FRAIS MENSUELS DE BASE ET D'UNE AUGMENTATION CORRESPONDANTE DES FRAIS DE LIVRAISON APPLICABLES À LA CATÉGORIE DES CLIENTS RÉSIDENTIELS – Ordonnance 162/03 – 31 octobre 2003

Le 29 septembre 2003, la SVGC a demandé à la Régie une ordonnance ex parte définitive pour l'approbation d'une réduction des frais mensuels de base de 26,69 \$ à 15,00 \$ et d'une augmentation des frais de livraison de 0,031 \$ à 0,078 \$/m³. Les frais de consommation approuvés dans l'ordonnance 90/03 ne changeraient pas.

Dans l'ordonnance 90/03, la Régie approuvait un droit de raccordement de 877,40 \$ (TPS comprise) pour les clients résidentiels. Ces derniers avaient droit à une remise d'encouragement de 300 \$ s'ils installaient un système de chauffage ou un chauffe-eau au gaz naturel dans les 12 mois suivant le début de l'offre du service. Actuellement, 336 clients résidentiels qui s'étaient engagés envers l'installation du service et qui avaient payé les frais correspondants ont choisi de ne pas faire installer de compteur et ont donc renoncé de fait à la remise de 300 \$.

Cette carence considérable par rapport aux engagements des clients et une consommation par client inférieure à celle prévue au moment de l'établissement de la demande de concession se sont traduites par une réduction importante du volume annuel livré. Au moment du dépôt de la demande de concession, ce volume avait été estimé à 509 000 Gj pour 2002, alors que la consommation réelle s'est chiffrée à 333 000 Gj,

dont une très grande partie est le fait d'un seul grand client industriel.

La SVGC suggère que l'avantage dont bénéficiait le gaz naturel sur l'électricité en 2000 a en grande partie disparu en raison des hausses sensibles des coûts du gaz et du gel des tarifs d'électricité au Manitoba depuis six ans.

L'information recueillie lors de visites aux clients qui n'ont pas tiré profit de la remise d'encouragement et au cours d'autres réunions d'information organisées par la SVGC et les représentants locaux montre que le tarif mensuel de base de 26,69 \$ est un obstacle au service aux clients résidentiels. La SVGC estime que les clients hésitent à raccorder un seul appareil à gaz pour une facture résidentielle annuelle dépassant 320 \$ (taxes en sus).

La SVGC a poursuivi ses efforts de marketing pour élargir sa clientèle et elle estime que la réduction des frais mensuels de base serait un argument convaincant pour attirer les clients éventuels, en particulier ceux qui n'ont pas fait usage de la remise à laquelle ils avaient droit. Parmi les activités de marketing, mentionnons des assemblées publiques, des kiosques dans des salons professionnels, des rencontres avec des entreprises locales, des avis dans des publications locales et une série de bons d'encouragement (avec la collaboration de plombiers et d'entreprises de chauffage à l'échelon local). La SVGC a fait savoir qu'il suffisait d'appliquer la structure tarifaire révisée aux clients résidentiels, tout en reconnaissant que l'on s'exposait à ce que les clients commerciaux demandent à bénéficier du même traitement. Par ailleurs, la SVGC est consciente du fait qu'il existe un risque accru d'interfinancement dans une même catégorie de clients ainsi qu'un risque financier plus important lié aux conditions climatiques.

La SVGC a demandé à ce que les clients soient

informés des changements proposés par publipostage, compte tenu du nombre relativement faible d'abonnés.

La SVGC cherchait uniquement à faire approuver des modifications aux frais mensuels de base et aux frais de livraison pour la catégorie de clients résidentiels. Les frais de consommation de la catégorie résidentielle ne changeraient pas.

Compte tenu de la consommation annuelle moyenne des clients résidentiels, les frais de livraison devraient plus que doubler et passer de 0,032 \$ à 0,078 \$/m³. Dans l'ensemble, les totaux facturés à la catégorie des clients résidentiels demeureraient inchangés, mais le montant annuel facturé à chaque client varierait selon la consommation annuelle, comme le montre le tableau ci-dessous :

Consommation	Montant facturé actuellement (\$)	Montant facturé proposé (\$)	Écart (\$)
2 985 – Frais mensuels de base	320,28	180,00	(140,28)
2 985 – Livraison	92,54	232,82	140,28
2 985 – Frais de consommation	931,32	931,32	0,00
Total	1 344,14	1 344,14	0,00
2 000 – Frais mensuels de base	320,28	180,00	(140,28)
2 000 – Livraison	62,00	156,00	94,00
2 000 – Frais de consommation	624,00	624,00	0,00
Total	1 006,28	960,00	(46,28)
4 000 – Frais mensuels de base	320,28	180,00	(140,28)
4 000 – Livraison	124,00	312,00	188,00
4 000 – Frais de consommation	1 248,00	1 248,00	0,00
Total	1 692,28	1 740,00	37,71

Au total, 143 clients résidentiels existants seraient touchés par cette modification de la structure tarifaire. La SVGC a indiqué 122 d'entre eux bénéficieraient de réductions allant de 2,00 \$ à plus de 5,00 \$ par mois, alors que 21 clients se verraient imposer des hausses de la même ampleur, selon la consommation. Ce sont les clients qui consomment le moins de gaz qui bénéficieraient des réductions les plus importantes, alors que les hausses les plus élevées seraient pour les plus gros consommateurs.

La Régie constate que, en vertu de cette proposition, la catégorie des clients résidentiels dans son ensemble devra continuer de payer les coûts qui lui sont imputables, dans le contexte et selon les paramètres de la répartition des coûts. Même si la Régie reconnaît que la structure tarifaire révisée pourrait se traduire par un accroissement relatif de l'inégalité au sein même de la catégorie, l'autre solution créerait probablement une situation intenable pour tous les clients et le service public. La Régie a donc approuvé la demande visant à établir les frais mensuels de base à 15,00 \$ et les frais de livraison à 0,078 \$/m³.

ACHAT DIRECT DE GAZ NATUREL

Au 31 décembre 2003, 11 sociétés de courtage étaient inscrites auprès de la Régie pour l'approvisionnement en gaz naturel des Manitobains, et ce, pour l'exercice allant du 1^{er} novembre 2003 au 31 octobre 2004.

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 2003, 11 880 accords d'achat direct ont été soumis par les courtiers. De ce nombre, on comptait 999 clients bénéficiant d'une option d'achat et de vente et 10 881 nouveaux clients du STO. Deux mille six cent douze demandes ont été rejetées en raison de renseignements inadéquats ou parce que le client avait déjà conclu un accord d'achat direct. Au 31 décembre 2003, environ 37 399 clients recevaient le gaz naturel en vertu d'achats directs du STO, comparativement à 40 118 clients au 31 décembre 2002.

Des 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 900 demandes de clients se rapportant aux activités des courtiers en opérations gazières. Cette hausse par rapport aux 600 demandes enregistrées l'année

précédente s'explique par les activités de marketing des courtiers visant les résidences et par l'introduction d'un deuxième courtier dans ce marché. Les demandes 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. Par ailleurs, plusieurs ententes entre clients et courtiers étaient parvenues à terme et devaient être renouvelées ou résiliées. Les clients qui n'avaient pas explicitement communiqué au courtier leur intention de résilier l'entente ont vu cette dernière prorogée de 90 jours à un nouveau tarif, conformément aux modalités de l'entente. Des clients se sont plaints à la Régie en indiquant que les lettres de renouvellement devaient être plus claires et que cette pratique ne devrait pas être permise. Après avoir étudié ce point au début de 2004, la Régie s'est rangé de l'avis du client et a demandé au courtier de modifier sa façon de procéder.

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 pour résoudre un différend peut présenter le dossier à la Régie en vue d'un règlement.

Dix 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.

DISTRIBUTION DE GAZ PROPANE

STITTCO UTILITIES MAN LTD.

La société Stittco Utilities Man Ltd. (Stittco) approvisionne en propane, par gazoduc, les localités de Thompson, de Snow Lake et de Flin Flon. Les activités relatives au gazoduc sont réglementées par la Régie en vertu de la *Loi sur la régie des services publics* pour ce qui est des tarifs et de la *Loi sur les gazoducs* en ce qui concerne les questions de sécurité. Voici le nombre de clients desservis dans chacune des localités concernées :

	<u>Résidentiels</u>	<u>Commerciaux</u>
Thompson	904	135
Flin Flon	0	28*
Snow Lake	0	15

* dont 3 inactifs

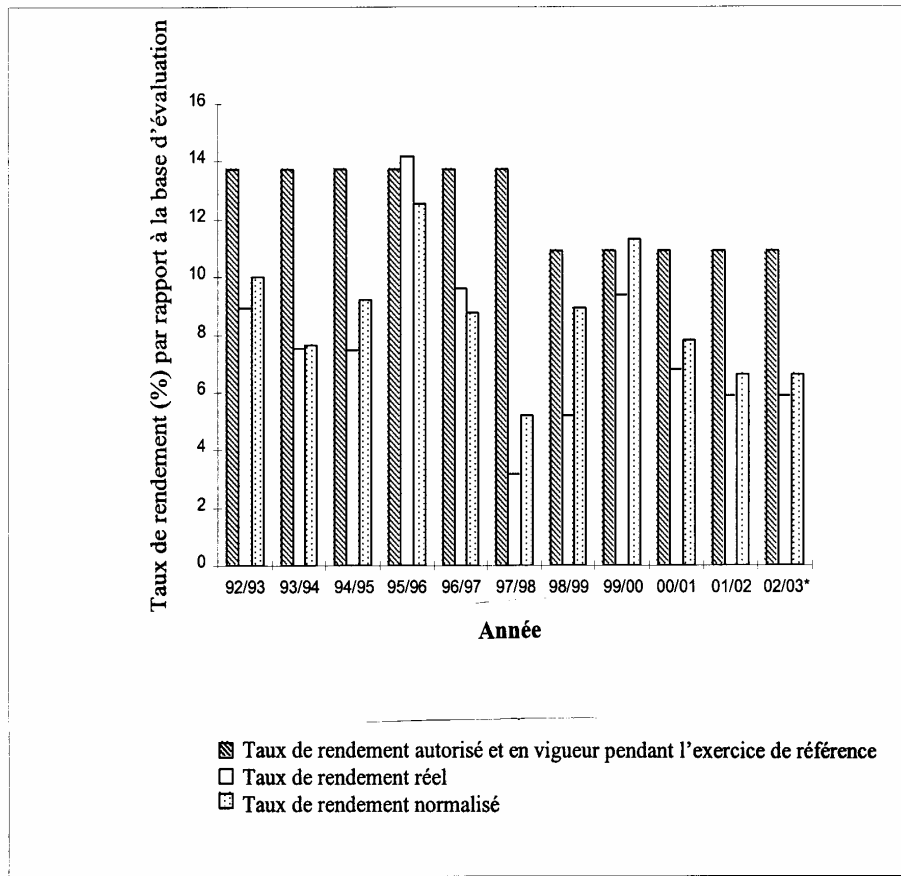
Une filiale de Stittco fournit du propane en vrac au moyen d'installations autres que des gazoducs qui ne sont pas régies par la Régie.

Le 18 février 2003, la Régie a émis l'ordonnance 20/03 pour approuver la modification des tarifs de Stittco faisant suite à l'évolution des prix du marché.

La Régie a approuvé l'entrée en vigueur d'un avenant tarifaire A de 97,03 \$/m³ (liquide) – soit 0,3662 \$ le mètre cube (vapeur). Stittco a fait savoir que le coût moyen prévu du propane pour la période de 12 mois se terminant le 31 juillet 2003 était désormais de 282,03 \$/m³ (liquide). L'avenant tarifaire demandé représentait une hausse de 52,4 % du prix du propane et une augmentation de 26,2 % par rapport aux tarifs moyens de vente actuels.

La Régie a souligné l'ampleur de cette hausse. Étant donné que l'augmentation reflétait des changements du prix du marché du propane dépassant le contrôle de Stittco, son approbation sans majoration était conforme aux pratiques suivies dans le passé pour ce genre de modifications tarifaires.

FIGURE 2



*Estimé

TAUX DE RENDEMENT GLOBAL FONDÉ SUR LA BASE D'ÉVALUATION

Stittco Utilities Man Ltd.

REMARQUE : Le taux de rendement global est le rendement atteint par un service public (ou que celui-ci est autorisé à atteindre), qui est calculé comme un pourcentage de sa base d'évaluation, à savoir les investissements dans les propriétés, les installations et le matériel)

REMARQUE : Le taux de rendement normalisé est celui atteint par la compagnie dans des conditions climatiques normales.

INTERRUPTION ET REPRISE DE SERVICE Mai – décembre 2003

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 (6 284 -- voir le tableau ci-dessous) pour la période allant du 14 mai au 30 septembre 2002 représente une hausse contrastant avec la baisse constante (2 760 en moyenne) observée au cours des trois dernières années. Ce renversement s'explique par les efforts prononcés du service public pour obtenir les paiements en souffrance et par l'amorce rapide des interruptions de service le 14 mai. Le nombre croissant de comptes en souffrance est largement attribuable au maintien de prix élevés du gaz. Il s'explique aussi, dans certains cas, par les ententes à prix fixe conclues avec des courtiers lorsque les prix du gaz étaient à leur sommet. À l'heure actuelle, on estime le montant des comptes ayant un arriéré de plus de 90 jours à environ 5,6 M\$, dont 4,8 M\$ pour les comptes résidentiels. Par comparaison, ces chiffres étaient de 5,2 M\$ et de 4,3 M\$ respectivement l'an dernier.

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. Les personnes provisoirement au chômage, en voie de changer d'emploi ou en attente de prestations d'assurance-emploi ou d'indemnités d'accident du travail étaient touchées.

Au cours de la période allant du 14 mars au 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 31 décembre 2003, sept audiences de la Régie avaient eu lieu.

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 les clients touchés 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 et qui ont été 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 souffrir du froid si le bâtiment était occupé pendant la saison hivernale.

Le rapport du service public du 12 septembre 2003 faisait état d'un total de 86 locaux inoccupés (confirmés) et de 100 autres locaux qui pourraient l'être. Un autre rapport déposé le 3 novembre faisait état d'un total de 87 locaux inoccupés (confirmés).

Le rapport du service public est fiable, 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. Lorsqu'il n'a pu entrer en contact avec les propriétaires, le service public a fondé sa conclusion sur l'information recueillie auprès des services de santé de la Ville, des voisins et des agents immobiliers.

Au 31 décembre 2003, 52 locaux demeuraient 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. Certains clients évitent délibérément toute rencontre en face-à-face avec les représentants du service public, et sont donc placés dans la catégorie « Évitement intentionnel ». Le rapport du 12 septembre du service public recensait un total de 126 clients dans cette catégorie. Ce chiffre a plus tard été réduit à 93.

La Régie a envoyé une lettre à chacun des clients qui évitaient délibérément de communiquer avec le service public. Plusieurs clients ont communiqué avec la Régie pour l'informer qu'ils étaient en contact avec le service public, mais qu'ils ne parvenaient pas à conclure des modalités de paiement. La Régie a

tenu une audience dans deux cas.

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 à des organismes de services sociaux, qui se sont rendus au domicile des personnes concernées afin d'évaluer la situation. En outre, le personnel du service public a dans certains cas effectué des visites sur place dans le but d'établir le contact. Nombre de ces clients ont fini par régler leur différend avec le service public. Au 31 décembre 2003, 45 domiciles entraient encore dans la catégorie « Évitement intentionnel ».

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. Il s'agit habituellement de chefs de famille monoparentale, de personnes âgées, de personnes entre deux emplois ou en attente de prestations d'assurance-emploi ou d'indemnités d'accident du travail. Le service public maintient généralement le contact avec ces clients. Au 12 septembre 2003, 1 861 dossiers entraient dans cette catégorie. Au 13 décembre 2003, 296 domiciles entraient dans cette catégorie.

Il existe 21 comptes dont le dossier est incomplet. Ces cas ne posent toutefois pas d'inquiétude, car, dans cinq cas, les clients ont indiqué ne pas vouloir le service de gaz, treize comptes ont été renvoyés à la Direction de la location à usage d'habitation en raison du non-paiement par le propriétaire et trois disposent d'un autre système de chauffage.

Le service public a continué de communiquer régulièrement avec les clients pendant ce processus. Il a aussi rendu visite à ses clients

jugés le plus à risque.

STITTCO UTILITIES MAN LTD.

En 2003, Stittco Utilities Man Ltd. a procédé à quatre interruptions de service de clients commerciaux et à une reprise de service dans la même catégorie. Par ailleurs, 27 clients résidentiels ont fait l'objet d'une interruption de service et 18 d'entre eux ont plus tard obtenu une reprise de service. La Régie n'a reçu aucune plainte ni aucune demande de renseignements des clients de Stittco.

GLADSTONE, AUSTIN NATURAL GAS CO-OP

Un client commercial a subi une interruption de service. Le compte en souffrance a été réglé et une reprise de service a été effectuée. La Régie n'a reçu aucune plainte des clients de la 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 la Swan Valley Gas Corporation.

Centra Gas Manitoba Inc.

Service résidentiel (14 mai – 31 décembre)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Nombre total d'interruptions de service	3 346	3 284	3 924	3 151	3 650	4 151	3 177	2 765	3 389	6 288
Nombre total de reprises de service	3 277	3 158	3 842	3 065	3 557	3 922	2 851	2 418	3 011	5 867
Interruptions touchant des locaux vacants, qui ont une autre source de chauffage, etc.	69	126	82	86	93	229	326	347	387	421

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

Service commercial (1^{er} janvier – 31 décembre)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Interruptions de service	458	512	457	459	443	372	306	421	305	603
Reprises de service	430	487	439	448	418	212	257	333	250	439
Interruptions touchant des locaux vacants, qui ont une autre source de chauffage, etc.	28	25	18	11	25	160	49	88	55	164

LOI SUR LES GAZODUCS

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

La Régie examine l'observation par les propriétaires de gazoduc des 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 avec 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 de recommandations à l'intention d'autres organismes et intervenants en vue de prévenir des incidents similaires.

En 2003, on a rapporté 115 incidents ayant causé des dommages à des gazoducs, dont 104 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 imputables 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

Hydro-Manitoba est une société d'État provinciale qui fournit de l'énergie électrique à quelque 500 000 clients résidentiels et commerciaux partout au Manitoba. Hydro-Manitoba exporte également de l'électricité à plus de 50 services publics et distributeurs d'électricité au Midwest des États-unis, en Ontario et en Saskatchewan. Presque toute la production d'Hydro-Manitoba provient d'hydroélectricité autorenouvelable. La société estime sa production annuelle à environ 30 milliards de kilowattheures, dont 98 % proviennent des 14 centrales hydroélectriques situées sur les rivières Nelson, Winnipeg, Saskatchewan et Laurie. Hydro-Manitoba a acheté Winnipeg Hydro à la Ville de Winnipeg en septembre 2002.

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*.

DÉPÔT PAR HYDRO-MANITOBA VISANT À FOURNIR UNE MISE À JOUR SUR LES BILANS FINANCIERS, LES PRÉVISIONS, LES MÉTHODES, LES PROCESSUS ET LES AUTRES QUESTIONS RELATIVES AUX TARIFS DE VENTE FACTURÉS PAR HYDRO- MANITOBA – Ordonnance 7/03 – 3 février 2003

Le 30 novembre 2001, la Régie de l'hydro-électricité du Manitoba (« Hydro-Manitoba ») a remis un rapport de situation à la Régie des services publics (« la Régie »). Ce rapport visait à fournir à la Régie et aux parties intéressées une mise à jour sur Hydro-Manitoba, avec notamment ses bilans financiers, ses prévisions, ses méthodes, ses processus ainsi que les événements qui ont transformé le secteur de l'électricité ces dernières années. Hydro-Manitoba ne cherchait aucunement à apporter des modifications tarifaires générales, indiquant que, en 2002-2003, les tarifs auront effectivement été gelés depuis six ans en ce qui concerne les clients résidentiels et depuis onze

ans dans le cas des clients industriels importants, exception faite des diminutions de tarif consenties à certains consommateurs résidentiels à la suite de l'entrée en vigueur, le 1^{er} novembre 2001, de 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 avait été suivie d'une audience publique au début de 1996. Les décisions prises par la Régie à l'issue de cette audience sont énoncées dans l'ordonnance 51/96. Compte tenu du temps écoulé 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.

Le 8 février 2002, Hydro-Manitoba a fait part de son intention d'acquérir l'actif et les activités de Winnipeg Hydro, qui compte environ 570 employés et qui dessert quelque 94 000 clients dans la Ville de Winnipeg. L'acquisition pourrait avoir une incidence considérable sur les activités globales futures d'Hydro-Manitoba.

Hydro-Manitoba estimait qu'il était plus prudent de maintenir les tarifs inchangés plutôt

que d'offrir des réductions tarifaires, étant donné que la vigueur des marchés d'exportation et les conditions favorables relatives à l'eau, qui sous-tendent les bons résultats financiers de la compagnie, pourraient ne pas se maintenir aux niveaux actuels. Les tarifs actuels ou des tarifs similaires aideraient Hydro-Manitoba à atteindre ses objectifs financiers à long terme. Hydro-Manitoba a également indiqué que les tarifs intérieurs étaient inférieurs aux cours en vigueur dans les marchés connexes de la région. Les tarifs actuels étaient les plus faibles en moyenne parmi les services publics opérant en Amérique du Nord. Une réduction de ces tarifs encouragerait une croissance de la consommation intérieure, ce qui réduirait les revenus tirés des ventes profitables à l'exportation. Hydro-Manitoba a toutefois convenu qu'une diminution des tarifs pourrait attirer des industries à forte consommation d'énergie vers la province.

Pendant l'audience public, la Régie a examiné plusieurs domaines particuliers liés aux activités d'Hydro-Manitoba, dont les résultats d'exploitation et les prévisions financières, le risque et les objectifs financiers, les dépenses d'immobilisations, les revenus provenant de l'extérieur de la province, les paiements à la Province of Manitoba, les dépenses liées à l'exploitation, à l'administration et aux finances, les tarifs de transport, les prévisions de la charge et les besoins généraux en revenus. À l'issue de cet examen, la Régie a relevé plusieurs points préoccupants et a fait diverses recommandations, par exemple :

- limiter les dépenses d'immobilisations qui ne se rattachent pas à de nouvelles grandes installations de production ou de transport, lorsque les contraintes liées à la sécurité et à la fiabilité le permettent, pour se concentrer sur la réduction de la dette à long terme;
- rechercher des options de financement à court terme afin de rembourser rapidement

la dette contractée pour le paiement spécial des bénéficiaires à l'exportation à la Province du Manitoba;

- continuer de surveiller et de contrôler les dépenses d'exploitation et les frais administratifs;
- étudier des façons de diversifier et de compléter sa production hydroélectrique par une combinaison pertinente d'autres formes d'énergie.

Outre les recommandations susmentionnées, la Régie a demandé à Hydro-Manitoba :

de présenter une version actualisée des projections financières intégrées qui reflète l'intégration de Winnipeg Hydro et les dates d'entrée en service de toute nouvelle capacité de production dans la période de planification de onze ans;

de présenter une stratégie détaillée de gestion de la dette;

d'effectuer une étude pour quantifier les provisions pour réserves nécessaires afin de couvrir les principaux risques et les principales éventualités;

d'effectuer une étude sur le bien-fondé de la mise en œuvre d'une structure tarifaire progressive applicable à toutes les catégories de clients;

d'effectuer une étude sur l'incidence d'une baisse de la prime de puissance et d'une hausse du segment supérieur des frais de consommation;

d'effectuer une étude sur l'application aux catégories du service général de tarifs liés au moment de l'usage du service, qui varieraient selon la saison, la semaine, le jour ou l'heure à laquelle l'électricité est consommée;

d'indiquer et de comptabiliser précisément toutes les dépenses d'immobilisations liées aux exportations dans ses prévisions d'immobilisations afin de bien apparier les revenus tirés des exportations avec le coût total de la production;

d'effectuer une étude sur les méthodes et les effets pour ce qui touche à la classification des coûts de production dans l'étude sur les coûts du service;

de réétudier le niveau actuel des programmes de gestion de la demande et des stratégies de tarification afin d'encourager la conservation, de mettre au point un programme doté d'objectifs plus ambitieux et de rendre compte à la Régie;

d'envisager l'utilisation d'énergie éolienne dans des collectivités isolées alimentées par générateur diesel et de déposer un rapport à ce sujet devant la Régie.

À l'audience, un temps considérable a été consacré à l'examen de plusieurs études présentées par Hydro-Manitoba sur les coûts du service et, en particulier, à une proposition de changements aux méthodes approuvées antérieurement par la Régie. La question la plus litigieuse, celle qui influait le plus sur les résultats liés aux coûts du service, était la répartition des revenus nets des exportations entre les catégories de clients. Dans cette ordonnance, la Régie a rejeté la méthode relative aux coûts du service proposée par Hydro-Manitoba. Elle a demandé à la compagnie de présenter d'ici le 30 septembre 2003 une étude sur les coûts réels du service pour l'exercice qui s'est terminé le 31 mars 2003, ainsi qu'une étude prospective sur les coûts du service pour l'exercice qui se terminera le 31 mars 2004, cette dernière devant refléter plusieurs directives précises énoncées dans l'ordonnance, y compris le traitement des coûts liées aux catégories d'exportation.

Même si Hydro-Manitoba ne cherchait aucun changement aux tarifs actuellement facturés aux clients, la Régie a souligné que certaines catégories de clients paient régulièrement un montant supérieur aux coûts qui leur sont alloués. La Régie a donc demandé à Hydro-Manitoba de lui présenter en vue de son approbation un barème tarifaire révisé qui entrerait en vigueur le 1^{er} avril 2003 et qui comporterait :

- (a) une baisse de 1 % des tarifs applicables aux clients du service général de petite puissance;
- (b) une baisse de 2 % des tarifs applicables aux clients du service général de grande puissance (SGGP) ayant une puissance de plus de 30 kV;
- (c) une baisse de la formule hivernale jusqu'à 70 % et l'élimination ultérieure de cette formule à compter du 1^{er} avril 2004.

La Régie a compris que ce changement se traduira probablement par un rapprochement des catégories du service général de moyenne puissance et du SGGP pour une puissance inférieure à 30 kV. Aucune modification tarifaire supplémentaire n'a donc été demandée pour cette catégorie.

Étant donné que les tarifs uniformisés ont récemment procuré des baisses tarifaires à certains clients résidentiels et que le ratio revenus-coûts dans cette catégorie est régulièrement inférieur à 1 (et est donc subventionné par d'autres catégories), aucune modification tarifaire supplémentaire n'a été imposée dans la catégorie des clients résidentiels.

La Régie a demandé à Hydro-Manitoba de déposer une demande séparée pour l'approbation d'un tarif de transport à libre accès d'ici le 30 juin 2003.

La Régie a approuvé le Programme de réduction des tarifs, a confirmé le caractère définitif de plusieurs ordonnances ex parte provisoires et a approuvé la prorogation de l'option de tarif de puissance facturé pour usage limité jusqu'au 31 mars 2004.

La Régie a demandé à Hydro-Manitoba d'établir un calendrier plus régulier de révision périodique des tarifs, les audiences ne devant pas être séparées de plus trois ans, même si aucun changement de tarif n'est proposé. Selon la Régie, ces nouveaux délais amélioreront l'efficacité, l'efficacité et la rapidité du processus de réglementation.

Sous réserve de ces conditions et d'autres directives précises applicables aux tarifs qui figurent dans cette ordonnance, la Régie a confirmé que le reste des barèmes tarifaires existants d'Hydro-Manitoba seraient en vigueur jusqu'au 31 mars 2006 ou jusqu'à tout autre date stipulée par une autre ordonnance ultérieure de la Régie.

DEMANDE D'HYDRO-MANITOBA DE MODIFIER L'ORDONNANCE 7/03 DE LA RÉGIE – Ordonnance de la Régie 154/03 – 31 octobre 2003

Le 19 mars 2003, Hydro-Manitoba a déposé une demande devant la Régie conformément au paragraphe 44(3) de la *Loi sur la Régie des services publics* en vue d'examiner et de modifier certaines directives énoncées dans l'ordonnance 7/03. Le 31 mars 2003, la Régie a émis l'ordonnance 51/03, qui reporte l'entrée en vigueur des directives données dans la Régie par l'ordonnance 7/03 jusqu'à l'émission d'une ordonnance ultérieure de la Régie.

Le paragraphe 44(3) de la *Loi sur la Régie des services publics* n'énonce pas les circonstances précises où des mesures peuvent être prises pour annuler, modifier ou altérer une ordonnance de la Régie. Celle-ci, lorsqu'elle

étudie une demande de révision ou de modification, doit appliquer certains critères d'examen pour déterminer s'il faut modifier une directive et si les arguments présentés justifient le changement. Dans cette demande, la Régie a appliqué les critères suivants pour déterminer si une directive donnée devait être modifiée :

- (a) Constate-t-on une erreur de droit?
- (b) Constate-t-on une erreur de fait?
- (c) Constate-t-on un changement important des circonstances?
- (d) Des preuves supplémentaires ont-elles été produites?

Outre ces critères, la Régie doit maintenir un équilibre entre les intérêts du service public et ceux de tous les contribuables. Comme pour toute autre demande, la charge de la preuve relève du demandeur.

Cette ordonnance énonçait les décisions prises par la Régie concernant la demande d'Hydro-Manitoba de révision et de modification de certaines directives énoncées dans l'ordonnance 7/03.

Tarifs applicables au service général de petite puissance et au service général de grande puissance

Les directives 3(a) et 3(b) de l'ordonnance 7/03 enjoignaient à Hydro-Manitoba de soumettre pour approbation à la Régie un barème tarifaire révisé devant entrer en vigueur le 1^{er} avril 2003 et qui comporterait :

- (a) une baisse de 1 % des tarifs applicables aux clients du service général de petite puissance (SGPP);
- (b) une baisse de 2 % des tarifs applicables aux clients du service général de grande puissance (SGGP) dans les sous-catégories ayant une puissance de plus de 30 kV;

La demande d'Hydro-Manitoba cherchait à ce

que la mise en œuvre des directives 3(a) et 3(b) soit reportée jusqu'à ce qu'Hydro-Manitoba et la Régie aient examiné les résultats des projections financières intégrées de 2003, qui doivent être achevées à la fin de 2003, avec les résultats du rapport sur l'incidence d'une baisse de la prime de puissance et d'une hausse du segment supérieur des frais de consommation.

Hydro n'a présenté aucun nouvel élément de preuve qui laisserait penser que les inégalités liées à la sphère du caractère raisonnable ont été réglées pour les catégories de clients SGPP et SGGP. La Régie est demeurée d'avis que des modifications tarifaires ciblées étaient nécessaires et pertinentes pour résorber ces inégalités. Il s'agit de la raison principale de la décision prise dans l'ordonnance 7/03 et Hydro-Manitoba n'a fourni aucun élément pour infirmer cet argument. Même après ces modifications, les sous-catégories du SGGP ayant une puissance supérieure à 30 kV demeuraient nettement hors de la sphère du caractère raisonnable lorsque l'on appliquait la méthode approuvée de la Régie.

En conséquence, la Régie n'a pas modifié sa directive visant une baisse de 1 % des tarifs applicables aux clients du SGPP et une réduction de 2 % des tarifs applicables aux clients du SGGP dans les sous-catégories ayant une capacité supérieure à 30 kV. Ces modifications tarifaires devaient entrer en vigueur le 1^{er} avril 2003. Par cette décision, la Régie a voulu que tous les consommateurs profitent de tous les bénéfices que l'ordonnance 7/03 visait à leur procurer.

Élimination de la formule hivernale

La directive 3(c) de l'ordonnance 7/03 enjoignait à Hydro-Manitoba de soumettre pour approbation à la Régie un barème tarifaire révisé devant entrer en vigueur le 1^{er} avril 2003 et qui tienne compte de l'incidence sur les revenus d'une baisse de la formule hivernale

jusqu'à 70 % et de l'élimination ultérieure de cette formule à compter du 1^{er} avril 2004.

La demande d'Hydro-Manitoba cherchait à ce que la mise en œuvre de la directive 3(c) soit reportée jusqu'à ce qu'Hydro-Manitoba et la Régie aient examiné les résultats des projections financières intégrées de 2003 avec les résultats du rapport sur l'incidence d'une baisse de la prime de puissance et d'une hausse du segment supérieur des frais de consommation.

La Régie a indiqué qu'elle continuait de croire que la formule hivernale posait problème, et elle n'a pas modifié la directive de l'ordonnance 7/03 qui visait une réduction jusqu'à 70 % de la formule hivernale à compter du 1^{er} avril 2003. Elle a toutefois convenu qu'il serait utile de mieux comprendre les effets de l'élimination totale de la formule hivernale. La Régie a donc approuvé la demande d'Hydro-Manitoba de reporter l'élimination de la formule hivernale jusqu'à ce que les effets de cette élimination puissent être étudiés plus avant. La Régie a demandé à Hydro-Manitoba de réaliser une étude d'ici le 28 février 2004.

Élimination du programme Tarif de puissance facturé pour usage limité (TPFUL)

La directive 4 de l'ordonnance 7/03 enjoignait à Hydro-Manitoba d'éliminer l'option de tarif de puissance facturé pour usage limité le 1^{er} avril 2004 et d'informer tous les clients touchés des changements à la formule hivernale et à cette option.

Hydro-Manitoba a demandé à ce que la mise en œuvre de la directive 4 soit reportée jusqu'à ce qu'Hydro-Manitoba et la Régie aient examiné les résultats des projections financières intégrées de 2003 ainsi que les résultats du rapport sur l'incidence d'une baisse de la prime de puissance et d'une hausse du segment supérieur des frais de consommation.

La Régie a approuvé la demande d'Hydro-Manitoba visant à modifier la directive 4 énoncée dans l'ordonnance 7/03 de manière à étudier le programme TPFUL de façon plus approfondie. La Régie a demandé à Hydro-Manitoba de lui soumettre pour examen d'ici le 28 février 2004 une étude comportant une analyse de ce programme. Le TPFUL demeurera un des tarifs réguliers proposés jusqu'à l'examen de cette étude par la Régie.

Tarif de transport

La directive 5 de l'ordonnance 7/03 enjoignait à Hydro-Manitoba de présenter une demande d'ici le 30 juin 2003 en vue de l'approbation de son tarif de transport à libre accès (« le tarif »).

Hydro-Manitoba a demandé du temps pour étudier plus avant sa position sur les questions de compétences relatives au tarif et a demandé que la directive 5 de l'ordonnance 7/03 soit modifiée de manière à reporter l'obligation de déposer une demande visant l'approbation du tarif.

La Régie a fait savoir qu'elle estimait toujours que sa sphère de compétences et ses obligations concernant les tarifs d'Hydro-Manitoba découlaient de la *Loi sur l'examen public des activités des corporations de la Couronne et l'obligation redditionnelle de celles-ci*. Étant donné qu'il s'agit d'un tarif applicable au service de transport de l'électricité, la Régie a jugé qu'Hydro-Manitoba devait obtenir son approbation. Elle a donc rejeté la demande de modification de la directive 5 figurant dans l'ordonnance 7/03, qui visait à modifier la date de dépôt du 30 juin 2003 au 31 décembre 2003.

Date de dépôt des rapports sur les tarifs progressifs, le moment de l'usage du service et l'énergie éolienne

Les directives 6(d), 6(f) et 6(i) de

l'ordonnance 7/03 enjoignaient à Hydro-Manitoba de présenter l'information suivante à la Régie d'ici le 31 décembre 2003 :

- 6(d) une étude sur le bien-fondé de l'établissement d'une structure tarifaire progressive pour toutes les catégories de clients;
- 6(f) une étude sur l'application aux catégories du service général de tarifs liés au moment de l'usage du service, qui varieraient selon la saison, la semaine, le jour ou l'heure à laquelle l'électricité est consommée;
- 6(i) l'examen de l'utilisation possible d'énergie éolienne dans des collectivités isolées alimentées par générateur diesel et le dépôt connexe d'un rapport devant la Régie.

Hydro-Manitoba a demandé que les directives 6(d), 6(f) et 6(i) soient modifiées de manière à autoriser un report du 31 décembre 2003 au 31 décembre 2004 de la date de dépôt des études consacrées aux tarifs progressifs, à la tarification selon le moment de l'utilisation et à l'énergie éolienne. Hydro-Manitoba a présenté de nouvelles preuves qui semblent indiquer que la qualité des études serait meilleure si la Régie acceptait de reporter les dates de dépôt jusqu'au 31 décembre 2004, ce qui permettrait à Hydro-Manitoba de rassembler des données plus complètes.

La Régie a approuvé la demande d'Hydro-Manitoba visant à modifier les directives 6(d), 6(f) et 6(i) de l'ordonnance 7/03 en changeant du 31 décembre 2003 au 31 décembre 2004 la date de dépôt des études sur les tarifs progressifs, la tarification selon le moment de l'utilisation et l'énergie éolienne.

Études sur les coûts du service

La directive 8 de l'ordonnance 7/03 enjoignait à Hydro-Manitoba de présenter d'ici le 30 septembre 2003 des études sur les coûts réels et prospectifs du service.

Hydro-Manitoba a demandé que la directive 8 soit modifiée en reportant du 30 septembre 2003 au 31 décembre 2003 la date de dépôt de l'étude sur les coûts du service.

La Régie a approuvé la demande d'Hydro-Manitoba visant à modifier l'ordonnance 7/03 en changeant du 30 septembre 2003 au 31 décembre 2003 la date de dépôt des études sur les coûts réels et prospectifs du service. Ce délai permettra à Hydro-Manitoba d'utiliser les données réelles de 2002-2003, ainsi que les projections financières intégrées les plus récentes et les données sur le territoire qui était desservi par l'ancienne Winnipeg Hydro.

Méthode de répartition des revenus net des exportations

La directive 7 de l'ordonnance 7/03 rejetait la méthode concernant les études sur les coûts du service proposée par Hydro-Manitoba, qui prévoyait notamment de répartir les revenus nets des exportations entre les catégories de clients en fonction du total des coûts alloués, y compris les coûts de distribution, et continuait de soutenir la méthode de répartition établie dans l'ordonnance 51/96, qui divisait les revenus nets des exportations selon les coûts de production et de transport uniquement.

Hydro-Manitoba a demandé que la Régie modifie la directive 7 de l'ordonnance 7/03 afin de lui permettre d'étudier plus avant les options de répartition des revenus nets des exportations et de présenter ces options à la Régie pour examen.

La Régie a approuvé la demande Hydro-Manitoba en demandant à la compagnie de lui soumettre une étude des options en matière de répartition des revenus nets des exportations et de leur incidence sur les catégories de clients. L'étude devait être déposée pour examen devant la Régie au plus tard le 31 décembre 2003, avec les études demandées sur les coûts du service.

Détermination des revenus nets des exportations

Les directives 8(c) et 8(d) de l'ordonnance 7/03 enjoignaient à Hydro-Manitoba de présenter des études sur les coûts du service qui reflétaient la création de deux catégories : Exportations fermes et Possibilités d'exportations.

Hydro-Manitoba a demandé que la Régie modifie les directives 8(c) et (d) et reporte l'application de la directive sur la création d'une ou de plusieurs catégories liées à l'exportation jusqu'à ce qu'Hydro-Manitoba puisse étudier plus à fond ce dossier et présenter les résultats d'un tel examen à la Régie pour obtenir des instructions supplémentaires. Hydro-Manitoba a indiqué que l'étude devrait être achevée le 31 décembre 2003.

La Régie était d'avis que l'on manquait d'information du domaine public concernant l'incidence des coûts et des revenus des exportations sur les catégories de clients. Compte tenu de l'ampleur de ces revenus et de ces coûts, la Régie continuait de s'inquiéter de la possibilité que des coûts directs et indirects relatifs à l'électricité exportée soient imputés de manière inappropriée à d'autres clients. La Régie n'a entendu aucun argument qui atténuerait ces préoccupations.

La Régie a fait état des observations de l'ACC-MSOS selon lesquelles, « en théorie, la création d'une catégorie pour l'exportation aiderait à

déterminer si les investissements réalisés par Hydro-Manitoba pour soutenir les exportations ont réellement bénéficié aux clients. » Comme l'a établi le MIPUG, la Régie désirait également continuer d'étudier « ... si la mise en place d'une catégorie de clients pour l'exportation se justifie ». Au cours de l'audience, Hydro-Manitoba a fait savoir à la Régie que la création d'une catégorie de ce genre était possible et pratique. La Régie a reconnu que, à l'évidence, ce n'était pas l'option préférée de ces parties.

La Régie comprend les préoccupations d'Hydro-Manitoba, selon laquelle le transfert des bénéfices tirés des exportations aux catégories de clients peut provoquer une baisse des tarifs en deçà des coûts marginaux à court terme. La Régie est convaincue qu'Hydro-Manitoba peut mettre au point une méthode pour établir et répartir les coûts relatifs aux revenus tirés des exportations.

La Régie a précisé que la demande faite dans l'ordonnance 7/03 pour que les études sur les coûts du service comprennent des catégories Exportations fermes et Possibilités d'exportations ne visait pas à établir une nouvelle catégorie tarifaire, mais à étudier d'autres démarches grâce auxquelles on pourrait déterminer les revenus et les coûts liés à l'électricité exportée et, en fin de compte, à faciliter un établissement des tarifs qui soit juste et équitable pour les clients intérieurs.

La Régie a approuvé la demande d'Hydro-Manitoba de manière à ce que la compagnie puisse étudier plus avant la création possible d'une ou de plusieurs catégories de clients pour l'exportation et présenter les résultats à la Régie (avec des recommandations, les répercussions financières et l'information complémentaire sur le coût du service) d'ici le 31 décembre 2003.

Dates de dépôt

Par cette ordonnance, la Régie a imposé

plusieurs dates de dépôt pour les études et d'autres sujets. La plupart de ces dates avaient été demandées par Hydro-Manitoba. La Régie a reconnu que certaines des dates de dépôt établies pourraient ne plus être réalistes compte tenu du long délai nécessaire au traitement de la demande. La Régie a également pris acte du fait qu'Hydro-Manitoba avait d'autres dossiers à son programme de réglementation. La Régie s'attendait à ce qu'Hydro-Manitoba lui fasse savoir si les dates de dépôt stipulées dans cette ordonnance étaient réalisables et, dans la négative, de recommander des dates de dépôt plus réalistes.

Programme de réduction des tarifs

Hydro-Manitoba a présenté une demande visant l'approbation d'un nouveau Programme de réduction des tarifs (PRT) qui remplacerait le Programme de réduction du service (PRS) existant. Ce dernier, qui devait initialement parvenir à son terme le 30 novembre 2001, avait été prorogé jusqu'au 28 février 2002 par l'ordonnance 150/01, puis par l'ordonnance ex parte 55/02. Hydro-Manitoba a proposé que le nouveau PRT ait une durée relativement limitée, jusqu'au 30 novembre 2003, en raison de l'incidence inconnue de l'obligation du MISO relativement aux réserves et de la valeur de celles-ci.

Le PRT permet à Hydro-Manitoba de réduire une portion de la charge de pointe des clients industriels importants en échange de tarifs réduits sur cette même portion de la charge lorsque celle-ci n'a pas été réduite. L'objectif du PRT est de réduire les charges électriques pendant des périodes déterminées, lorsque l'ensemble du réseau d'électricité est utilisé à sa capacité maximale. Dans le cadre du programme de gestion de la demande d'électricité, le PRT réduit la charge de pointe d'Hydro-Manitoba et aide à préserver les réserves essentielles de puissance énergétique nécessaires pour les activités intérieures et pour

les exportations.

À ce moment-là, les clients avaient à leur disposition neuf options de réduction des tarifs, selon la durée et l'avis de la réduction ainsi que le tarif. Trois clients se sont ensuite inscrits au programme, la charge totale ainsi inscrite se situant aux alentours de 100 MW. En 2001, les deux clients qui étaient inscrits au programme ont économisé 1,96 M\$ et 380 000 \$ respectivement. Le PRT proposé offrirait cinq options de réduction des tarifs aux abonnés.

Dans le cadre du PRT proposé, l'applicabilité des réductions a été modifiée pour la limiter aux seules circonstances nécessaires pour garantir la fiabilité du réseau et le respect des obligations visant à maintenir les réserves pour l'exploitation. Aucune réduction ne devait être appliquée pour permettre à Hydro-Manitoba de réaliser des ventes à valeur élevée; des réductions pouvaient cependant être effectuées pour des ventes fermes à l'exportation. Par ailleurs, des réductions pourraient être accordées en cas d'erreurs de prévisions, de pertes d'installations et de restauration des réserves d'exploitation. Les réductions ne seraient pas utilisées pour l'écrêtement de la demande de pointe. En 2001, la quasi-totalité des réductions (26 sur un total de 29) avaient été exécutées pour l'écrêtement des pointes et la réduction des importations. Étant donné que ces deux motifs ne sont plus invoqués pour de nouvelles réductions, Hydro-Manitoba ne s'attendait qu'à deux ou trois réductions par an dans le cadre du nouveau programme, bien qu'un plafond de 3 à 18 possibilités de réduction par an seraient en place selon l'option choisie.

L'analyse de rentabilité financière du PRT reposait sur l'inscription annuelle de 150 MW représentant des économies de 4,3 M\$ pour les clients. Environ 1 M\$ était attribuable à des avantages facilement quantifiables et le reste

(3,3 M\$) correspondait à des avantages liés à la fiabilité qui étaient difficilement quantifiables selon les témoins d'Hydro-Manitoba. En 1998 (ordonnance 153/98), Hydro-Manitoba avait présenté une demande à la Régie visant à modifier et à prolonger le Programme de réduction du service. À cette époque, Hydro-Manitoba avait indiqué que la prorogation du PRT pendant 10 ans mènerait à des économies de 10,4 M\$ pour les contribuables. Compte tenu de l'effet composé, ce montant augmenterait jusqu'à 26 M\$ sur la période de 10 ans. Lors de l'audience de suivi, Hydro-Manitoba n'a pu fournir aucune preuve tangible de l'atteinte de ces bénéfices depuis 1998; elle a souligné que, de par leur nature même, les bénéfices du programme étaient très difficiles à quantifier et que, compte tenu des événements qui s'étaient produits entre temps, il était presque impossible de retracer les prises de décisions en fonction des circonstances du moment.

Le PRT proposé avait une réduction de référence dont le pourcentage variait selon chaque option du programme. Antérieurement, les avantages étaient calculés à partir des valeurs des coûts marginaux liées à la puissance. Selon les estimations, l'avantage de la réduction de la puissance au cours de la période hivernale de pointe découlait de la capacité d'améliorer la fiabilité et de reporter ainsi l'échéance des besoins en matière de ressources; pour l'été, l'avantage consistait en des hausses de revenus correspondant aux ventes fermes de puissance à court terme. Auparavant, la réduction de référence variait tous les mois en fonction du taux de change entre les devises américaine et canadienne.

Au cours de l'audience de suivi, Hydro-Manitoba a demandé un taux fixe de réduction de référence de 2,75 \$/kW par mois, qui serait ajusté chaque année en fonction de l'Indice des prix à la consommation. Hydro-Manitoba a modifié la méthode de calcul de la réduction de

référence, car elle estime désormais que les coûts marginaux constituent de l'information commercialement sensible, et l'établissement d'une valeur a été difficile. Hydro-Manitoba a tenté d'établir, en faisant preuve d'un jugement raisonnable, la valeur minimale qu'elle estime nécessaire pour attirer un volume suffisant de charge inscrite et assurer ainsi le bon fonctionnement du programme, dans l'espoir que la charge serait disponible à long terme, où l'on s'attend à des valeurs plus élevées de la puissance pour Hydro-Manitoba. La compagnie a ainsi proposé d'attribuer à la réduction de référence une valeur raisonnablement proportionnelle à une autre source de puissance de moindre coût, à savoir une turbine de combustion au gaz naturel. Dans ce cas, à 2,75 \$/kW, la réduction de référence représentait environ 42 % du coût actualisé de la turbine à combustion.

L'ordonnance 159/03 du 31 octobre 2003 approuvait les modalités de service du PRT.

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, la Régie a émis des ordonnances provisoires ex parte approuvant les tarifs hebdomadaires du marché au comptant relevant du Programme d'énergie excédentaire.

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 2004.

SOCIÉTÉ D'ASSURANCE PUBLIQUE DU MANITOBA

La Société d'assurance publique du Manitoba, une société d'État provinciale, est entrée en activité en 1971. Les objectifs de la Société sont demeurés inchangés depuis sa création : fonctionner de manière autonome du point de vue financier; proposer une assurance obligatoire et universelle; reverser sous la forme d'indemnités au moins 86 % des recettes tirées des primes; fonctionner à un coût inférieur à celui des assureurs privés; proposer des tarifs inférieurs à ceux des assureurs privés; offrir une couverture comparable ou supérieure à celle d'autres provinces; rendre les services d'assurances facilement accessibles aux Manitobains et Manitobaines; investir considérablement au Manitoba et obtenir un rendement comparable à celui perçu par les assureurs privés; exécuter des programmes de sécurité routière.

Environ 1 000 demandes de règlement par jour sont présentées à la Société, qui a plus de 800 000 polices en vigueur. La Société fournit des indemnités sans égard à la faute aux titulaires de ses polices et aux victimes d'accidents de véhicules automobiles, et quelque 15 000 réclamations pour blessures corporelles sont déposées chaque année. Au 31 mars 2003, la Société a déclaré un actif total de 1,5 milliard de dollars (G\$), dont 1,26 G\$ d'investissements.

Le 18 juin 2003, 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 2004 au 28 février 2005 (exercice 2005).

La SAPM demandait une augmentation de 2,5 % des recettes globales tirées des primes de véhicules. Cette demande reflétait une perte nette prévue (et révisée) de 1,3 millions de dollars (M\$) pour l'exercice se terminant le 29 février 2004 (exercice 2004) et prévoyait une perte de 13,8 M\$ dans l'exercice 2005. Les prévisions de la SAPM montraient que les augmentations de tarifs jugées nécessaires en fonction des calculs actuariels étaient de 4,3 % dans l'exercice 2005, de 1,2 % en 2006 et de 0,4 % en 2007. Compte tenu de la fluctuation des modifications des tarifs indiquées pour chacun de ces trois exercices, la SAPM proposait dans cette demande d'uniformiser la hausse tarifaire en appliquant une augmentation de 2,5 %, avec l'intention de solliciter à l'avenir des hausses semblables pour chacun des deux exercices suivants, dans la mesure où les prévisions actuelles se confirmeraient. La SAPM soutenait qu'une telle démarche était possible en raison de sa position

monopolistique et de son engagement à long terme à la stabilité des tarifs.

La SAPM n'a demandé aucun changement des primes d'assurance applicables au permis de conduire, des frais de gestion et de transaction ou des frais de permis et de certificat.

Selon les prévisions, les recettes tirées des primes dans l'exercice 2004 seraient de 523,4 M\$. Avec la hausse tarifaire proposée de 2,5 % pour 2005, les recettes tirées des primes devaient augmenter de 32,1 M\$ pour atteindre 555,5 M\$. La SAPM a pris comme hypothèse un facteur de modernisation des véhicules de 3,5 % et un accroissement du parc de véhicules de 1 %. La Régie a jugé ces hypothèses raisonnables.

La méthode de prévision des réclamations de la SAPM n'a pas changé par rapport à celle utilisée l'an dernier. Selon les prévisions financières de la Société, le coût des réclamations de l'exercice 2004 devrait atteindre 470,8 millions de dollars, avec une hausse prévue des coûts de 41,5 M\$ qui les ferait atteindre 512,2 M\$ en 2005. Les réclamations pour dommages matériels devaient selon les estimations s'accroître de 19,1 M\$, dont 13,7 M\$ seraient attribuables à la hausse des coûts des réclamations relatives à l'assurance-collision.

Les indemnités d'accident et le paiement des indemnités hebdomadaires dans le cadre du Régime de protection contre les préjudices corporels devaient augmenter d'environ 21,1 M\$ pour atteindre 210,5 M\$ en 2005. Les frais de sinistres, les coûts d'exploitation et autres dépenses, les commissions et l'impôt sur les primes devaient augmenter d'environ 6,9 %.

La Régie a conclu que la SAPM continuait de faire preuve d'un degré raisonnable d'exactitude à long terme dans ses prévisions. Toutefois, la Régie s'inquiétait des écarts importants entre les réclamations prévues et réelles déposées en 2002, où les chiffres réels ont dépassé les prévisions de 45,4 M\$ (10,5 %). En 2003, le total des réclamations a été de 26,9 M\$ (5,8 %) supérieur aux prévisions. La Régie a fait remarquer que même si les chiffres enregistrés sur ces deux années ne suffisent peut-être pas pour conclure à un changement permanent des tendances, certains nouveaux facteurs pourraient contribuer à une hausse future des coûts liés aux réclamations. Par ailleurs, les revenus de placement, qui servent à compenser les pertes techniques des activités d'assurance, ont selon les estimations diminué pour passer de 62,2 M\$ à 44,1 M\$ en 2003. La SAPM a prévu des revenus de placement de 61,5 M\$ en 2004, qui grimperaient jusqu'à 67,3 M\$ en 2005.

Selon la fréquence supposée des pertes importantes, la Régie s'inquiétait du fait qu'une mise à jour des résultats d'exploitation pour l'exercice 2004 déposée au cours de l'audience puisse indiquer un nouvel accroissement du montant des réclamations allant de 23,3 M\$ à 43,6 M\$. La Régie a souligné que tout accroissement dans ce sens aurait une incidence négative directe sur la perte nette de 1,3 M\$ actuellement prévue pour 2004.

Étant donné que la SAPM prévoit dans sa

demande tarifaire générale une perte nette de 13,8 M\$ pour l'exercice 2005, la Régie a réitéré sa position exprimée antérieurement selon laquelle la SAPM devrait tenter pour le moins d'atteindre dans ses prévisions le seuil de rentabilité pour l'exercice visé dans la demande. Compte tenu de l'incertitude propre aux prévisions, l'atteinte du seuil de rentabilité ne signifie pas nécessairement que le bénéfice net sera nul. La Régie considérait néanmoins que la perte nette prévue de 13,8 M\$ pour 2005 s'écartait trop du seuil de rentabilité.

La Régie a jugé inappropriée la proposition de la SAPM visant à uniformiser les hausses tarifaires au cours des prochaines années, car les coûts imputables aux réclamations actuelles seraient payés par les contribuables futures. Compte tenu de la hausse récente des réclamations déposées et de la volatilité actuelle des revenus de placement, la Régie a conclu que la demande de hausse de 2,5 % de la SAPM exposait indûment les conducteurs du Manitoba à des augmentations plus importantes à l'avenir pour compenser la hausse soutenue des coûts liés aux réclamations et le tarissement accéléré de la Réserve de stabilisation des tarifs (RST). Comme l'indiquait la Régie à l'occasion de demandes tarifaires générales précédentes, la fourchette cible appropriée pour la RST relativement à l'établissement des tarifs se situe entre 50 M\$ et 80 M\$. Le conseil d'administration de la SAPM estime pour sa part que cette fourchette devait se chiffrer entre 80 M\$ et 100 M\$ et qu'il était déterminé à transférer vers la RST de base les fonds dépassant certaines limites de bénéfices non répartis dans les postes des services de garanties supplémentaires et des services de garanties supplémentaires pour risques spéciaux (SGPP) de la SAPM. Le transfert en provenance du SGPP se chiffrait à 4,0 M\$ pour l'exercice 2004 et était prévu à 1,6 M\$ en 2005, même si la SAPM avait prévu un transfert du SGPP

de 3,0 M\$ dans sa demande tarifaire générale de l'an dernier. En cas d'approbation des tarifs proposés, le total prévu de la RST serait de 38,2 M\$ en 2004 et baisserait ensuite jusqu'à 25,9 M\$ en 2005, ces deux totaux étant très inférieurs à l'objectif minimum de 50 M\$ établi par la Régie.

La SAPM a fait savoir que la hausse jugée nécessaire en fonction des calculs actuariels pour 2005 était de 4,3 %, en se fondant sur un Indice des prix à la consommation (IPC) de 3,0 %. Même si cet IPC était raisonnable au moment du dépôt de la demande tarifaire, la Régie l'a plus tard jugé excessif. Elle a indiqué que des prévisions récentes du gouverneur de la Banque du Canada et plusieurs prévisions consensuelles indiquaient qu'un IPC de 2 % était plus probable. À partir de cette hypothèse de 2 %, la Régie a estimé qu'une hausse de 3,7 % des recettes tirées des primes donnerait à la SAPM une meilleure chance d'atteindre le seuil de rentabilité en 2005. Elle empêcherait également toute nouvelle détérioration du niveau actuel de la RST. La Régie a enjoint à la SAPM de présenter une version révisée de ses barèmes tarifaires et des documents connexes, en particulier les effets sur les catégories principales de véhicules, en fonction d'une hausse de 3,7 % du total des recettes tirées des primes d'assurance-automobile pendant l'exercice 2005.

À l'audience, une preuve a été présentée relativement à l'adoption possible d'un mécanisme de transfert des pertes comme solution de remplacement à la méthode utilisée par la SAPM pour calculer le montant des primes à partir des coûts attribués aux catégories principales de véhicules, quelle que soit la faute. Après avoir étudié les questions liées à l'adoption d'un modèle de transfert des pertes, la Régie a déterminé qu'il n'existait aucune raison convaincante d'abandonner le

système actuel d'attribution des coûts en fonction de la première partie pour passer à un modèle de transfert des pertes.

La Régie s'inquiétait de l'ampleur des hausses tarifaires nécessaires qui ont été appliquées dans la catégorie « Motocyclettes » au cours des dix dernières années. Malgré des augmentations annuelles d'environ 15 % dans cette catégorie pendant cette période, les tarifs actuels applicables aux motocyclettes demeurent très inférieurs aux niveaux indiqués à partir des calculs actuariels. Cela est principalement lié à des pertes importantes dans cette catégorie. La Régie n'était pas convaincue que les coûts et les dépenses liés aux réclamations et payés aux membres d'une catégorie principale quelle qu'elle soit (ou en leur nom) devaient être assumés par les membres d'autres catégories. La SAPM et la Régie désirent mettre fin au financement de la catégorie « Motocyclettes » par d'autres catégories.

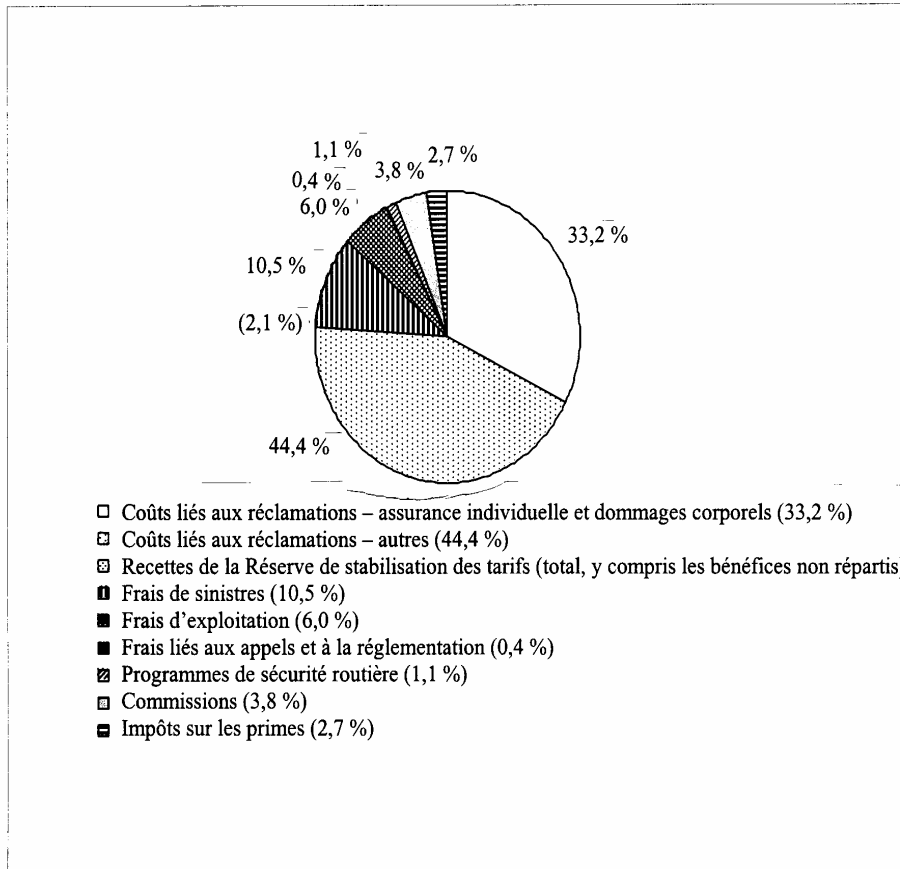
Au lieu d'apporter des révisions fondées sur l'expérience à la catégorie « Motocyclettes » en 2005, la SAPM avait décidé de combiner les hausses tarifaires conformément aux exigences découlant des calculs actuariels, tout en établissant à 30 % le plafond de la hausse applicable à un même groupe tarifaire. La Régie a cependant abaissé ce plafond à 20 %, ce qui se traduira par une hausse globale moyenne de 14,91 % des primes applicables aux motocyclettes au lieu du taux de 19,93 % initialement proposé par la SAPM.

La Régie a étudié un rapport sur le programme de sécurité routière de la SAPM ainsi que les recommandations de plusieurs intervenants en réponse à ce rapport. La Régie a été encouragée par les réponses reçues et a indiqué qu'elle aimerait voir tous les intervenants promouvoir activement dans leur domaine respectif des progrès en matière de

sécurité routière, ce qui aurait au bout du compte pour effet de réduire les coûts de

l'assurance pour les conducteurs du Manitoba.

FIGURE 3



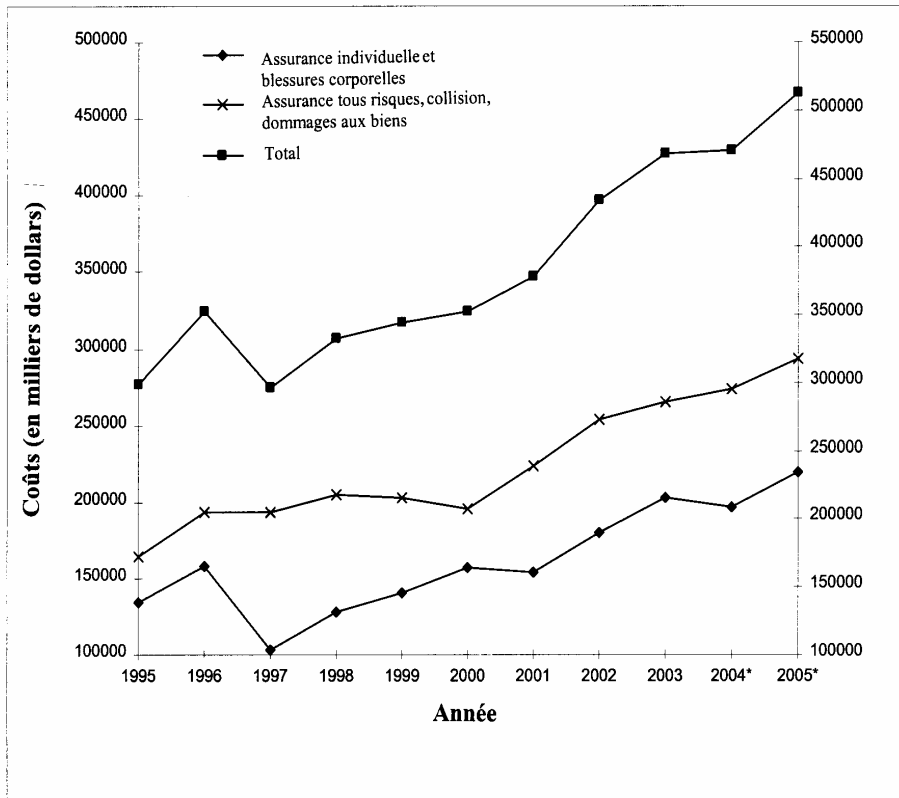
EXERCICE 2004-2005

(estimé au moyen de la méthode des prévisions financières)

**RÉPARTITION DES REVENUS NETS
ASSURANCE DE BASE**

Société d'assurance publique du Manitoba

FIGURE 4



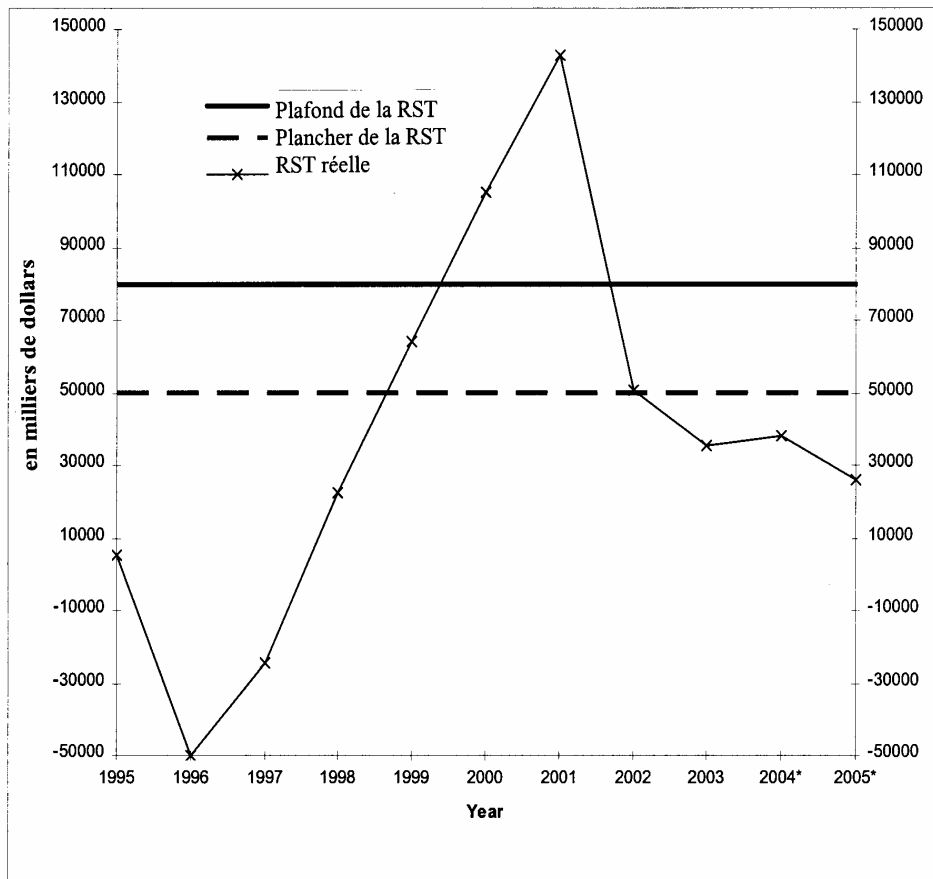
**SOCIÉTÉ D'ASSURANCE PUBLIQUE DU MANITOBA
COÛTS IMPUTABLES AUX RÉCLAMATIONS**

Assurance de base

Exercice se terminant le 28 février

FIGURE 5

**SOCIÉTÉ D'ASSURANCE PUBLIQUE DU MANITOBA
RÉSERVE DE STABILISATION DES TARIFS DE BASE**



Plafond de 80 000 \$ et plancher de 50 000 \$ établis pour la RST
et approuvés par la Régie des services publics

Exercice se terminant le 28 février

LOI SUR LES MUNICIPALITÉS

SERVICES D'EAU ET D'ÉGOUT

La Régie a rendu au total 63 ordonnances concernant des demandes qui lui ont été soumises par des autorités municipales locales. Ces ordonnances se répartissent comme suit :

- i) 42 ordonnances ayant trait aux demandes d'approbation et d'autorisation concernant les méthodes de recouvrement relatives aux déficits d'exploitation;
- ii) 21 ordonnances ayant trait à des demandes de révision, de modification ou d'établissement de tarifs. Les lignes directrices que la Régie a rédigées et transmises aux autorités locales ont été appliquées dans la mesure du possible afin de faciliter l'établissement de la structure 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 parties 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 2003, la Régie a tenu six audiences. Quatre des requérants s'étaient vus refuser par le Conseil routier l'accès à une route provinciale à grande circulation, et leurs demandes d'appel ont été rejetées par la Régie. Un cinquième requérant s'était vu accorder le droit d'accès par le Conseil routier, mais la demande d'accès a finalement été rejetée à la suite d'un appel déposé par le ministère des Transports. Le sixième appel concernait la mise en place sur une structure d'affichage existante d'un panneau électronique dont le message changeait fréquemment. Cette demande a été rejetée par la Régie, qui a jugé que cette structure représentait un risque pour la sécurité des conducteurs.

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 a la responsabilité d'octroyer des permis aux sociétés qui vendent des plans de préarrangements funéraires et d'examiner si les activités de ces entreprises sont conformes aux conditions prescrites par la *Loi*.

En 2003, la Régie a procédé à 23 renouvellements de permis. Elle a pris acte de 16 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. Les cimetières qui appartiennent à des congrégations religieuses ou à des municipalités ne sont pas tenus d'obtenir un permis de la Régie.

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, et elle a délivré de nouveaux permis pour l'exploitation de 1 columbarium et de 2 crématoires.

Elle a délivré 83 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, 10 demandes de révision des barèmes tarifaires relatifs aux espaces, aux matériaux et aux services ont été autorisées, de même que 3 demandes concernant des droits initiaux.

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

